

II.5.1 – Meio Físico

II.5.1.1 – Meteorologia

Este item é apresentado no **Anexo II.5.1-1**.

II.5.1.2 – Oceanografia

Este item é apresentado no **Anexo II.5.1-2**.

II.5.1.3 – Qualidade de Água e Sedimentos

Para caracterizar a qualidade da água e dos sedimentos na área de estudo, foram utilizados dados oriundos de projetos desenvolvidos pela PETROBRAS na região oceânica da Bacia de Santos, compreendendo:

- Relatório de Caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).
- Caracterização Ambiental dos Blocos BM-S-9, BM-S-10, BM-S-11 e BM-S-21 (PETROBRAS/HABTEC, 2003).

Nas campanhas do projeto (PETROBRAS/HABTEC, 2003) as amostras foram coletadas na região ultraprofunda da Bacia de Santos. As coletas de água e sedimento foram realizadas no mês de agosto de 2002 nas seguintes isóbatas:

- 2.100 m: nove estações (1, 2, 3, 25, 26, 27, 28, 29 30);
- 2.150 m: nove estações (4, 5, 6, 16, 17, 18, 19, 20, 21);
- 2.200 m: quatro estações (7, 8, 9, 22, 23, 24);
- 2.225 m: três estações (10, 11, 12), e
- 2.425 m: três estações (13, 14, 15).

Já no projeto (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) realizou-se medições por toda a área da Bacia de Santos. A localização das estações, data de coleta, profundidade local e profundidade de coleta estão listadas no **Quadro II.5.1.3-1** que mostra a localização geográfica destas estações.

Quadro II.5.1.3-1 – *Data de coleta, coordenadas, profundidade local e profundidade de coleta das estações amostradas em (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002). As células preenchidas em cinza mostram as profundidades de coletas de água e se foram coletados sedimentos, de acordo com cada estação. Long. – longitude; Lati. – latitude. Coordenadas em SIRGAS 2000.*

Estação	Data de coleta			Coordenadas		Prof. (m)	Superfície	Meia água	Fundo (máx. 200 m)	Sedimento
	Dia	Mês	Ano	Long. (°)	Lati. (°)					
1	14	4	2002	-47,306	-26,916	135				
2	17	4	2002	-47,208	-26,438	118				
3	14	4	2002	-47,204	-27,056	140				
4	17	4	2002	-47,107	-26,578	130				
5	15	4	2002	-47,103	-27,196	195				
6	17	4	2002	-47,006	-26,718	139				
7	15	4	2002	-47,001	-27,336	617				
8	17	4	2002	-46,904	-26,858	163				
9	15	4	2002	-46,898	-27,476	788				
10	18	4	2002	-46,833	-26,342	139				
11	22	4	2002	-46,807	-25,769	103				
12	17	4	2002	-46,802	-26,998	211				
13	15	4	2002	-46,796	-27,616	1180				
14	22	4	2002	-46,770	-25,220	59				
15	18	4	2002	-46,732	-26,482	154				
16	21	4	2002	-46,706	-25,909	120				
17	16	4	2002	-46,700	-27,138	435				
18	15	4	2002	-46,693	-27,756	1200				
19	22	4	2002	-46,669	-25,360	81				
20	18	4	2002	-46,630	-26,622	234				
21	21	4	2002	-46,605	-26,048	130				
22	16	4	2002	-46,597	-27,277	1035				
23	22	4	2002	-46,568	-25,499	103				
24	21	4	2002	-46,503	-26,188	168				
25	16	4	2002	-46,494	-27,417	1465				
26	22	4	2002	-46,466	-25,639	138				
27	18	4	2002	-46,457	-26,735	345				
28	19	4	2002	-46,425	-26,901	450				
29	21	4	2002	-46,401	-26,328	320				
30	16	4	2002	-46,391	-27,557	1754				
31	22	4	2002	-46,365	-25,779	154				
32	19	4	2002	-46,323	-27,041	710				

(Continua)

Quadro II.5.1.3-1 (Continuação)

Estação	Data de coleta			Coordenadas		Prof.	Superfície	Meia água	Fundo (máx. 200 m)	Sedimento
	Dia	Mês	Ano	Long. (°)	Lati. (°)	(m)				
33	26	4	2002	-46,320	-25,221	79				
34	21	4	2002	-46,299	-26,467	438				
35	23	4	2002	-46,263	-25,918	171				
36	19	4	2002	-46,220	-27,180	1506				
37	26	4	2002	-46,218	-25,360	95				
38	21	4	2002	-46,196	-26,607	529				
39	26	4	2002	-46,182	-24,804	60				
40	23	4	2002	-46,161	-26,058	292				
41	26	4	2002	-46,117	-25,500	127				
42	19	4	2002	-46,116	-27,320	1880				
43	21	4	2002	-46,094	-26,746	673				
44	26	4	2002	-46,081	-24,943	70				
45	23	4	2002	-46,059	-26,197	424				
46	26	4	2002	-46,015	-25,639	148				
47	19	4	2002	-46,013	-27,459	2120				
48	20	4	2002	-45,991	-26,886	1170				
49	26	4	2002	-45,979	-25,082	85				
50	23	4	2002	-45,956	-26,336	524				
51	26	4	2002	-45,913	-25,779	162				
52	20	4	2002	-45,888	-27,025	1610				
53	27	4	2002	-45,878	-25,222	100				
54	23	4	2002	-45,853	-26,476	720				
55	25	4	2002	-45,811	-25,918	280				
56	20	4	2002	-45,784	-27,164	2028				
57	27	4	2002	-45,776	-25,361	122				
58	23	4	2002	-45,750	-26,615	1310				
59	27	4	2002	-45,749	-24,872	76				
60	25	4	2002	-45,708	-26,057	440				
61	27	4	2002	-45,674	-25,500	135				
62	28	4	2002	-45,631	-25,001	92				
63	25	4	2002	-45,605	-26,196	690				
64	27	4	2002	-45,571	-25,639	150				
65	24	4	2002	-45,544	-26,893	2150				
66	28	4	2002	-45,504	-25,125	108				
67	25	4	2002	-45,502	-26,335	1370				
68	28	4	2002	-45,469	-25,778	205				
69	28	4	2002	-45,402	-25,264	121				
70	12	5	2002	-45,377	-24,704	79				
71	28	4	2002	-45,366	-25,917	1060				

(Continua)

Quadro II.5.1.3-1 (Continuação)

Estação	Data de coleta			Coordenadas		Prof. (m)	Superfície	Meia água	Fundo (máx. 200 m)	Sedimento
	Dia	Mês	Ano	Long. (°)	Lati. (°)					
72	24	4	2002	-45,336	-27,171	2503				
73	28	4	2002	-45,299	-25,403	133				
74	25	4	2002	-45,295	-26,613	2172				
75	12	5	2002	-45,275	-24,843	108				
76	29	4	2002	-45,263	-26,056	1678				
77	29	3	2002	-45,219	-24,320	73				
78	28	4	2002	-45,196	-25,542	137				
79	12	5	2002	-45,173	-24,982	115				
80	29	3	2002	-45,168	-24,390	77				
81	29	4	2002	-45,159	-26,195	1946				
82	11	5	2002	-45,093	-25,681	789				
83	24	4	2002	-45,087	-26,890	2510				
84	11	5	2002	-45,070	-25,120	123				
85	30	3	2002	-45,066	-24,529	90				
86	11	5	2002	-44,990	-25,819	1489				
87	11	5	2002	-44,968	-25,259	151				
88	30	3	2002	-44,964	-24,667	122				
89	29	4	2002	-44,952	-26,472	2360				
90	28	3	2002	-44,920	-24,125	75				
91	7	6	2002	-44,887	-25,958	1840				
92	29	3	2002	-44,869	-24,194	84				
93	11	5	2002	-44,865	-25,398	944				
94	31	3	2002	-44,861	-24,806	140				
95	30	3	2002	-44,766	-24,332	126				
96	11	5	2002	-44,761	-25,536	1607				
97	31	3	2002	-44,759	-24,944	206				
98	8	5	2002	-44,743	-26,749	2553				
99	6	6	2002	-44,679	-26,235	2315				
100	30	3	2002	-44,664	-24,471	134				
101	6	6	2002	-44,658	-25,675	1945				
102	2	4	2002	-44,656	-25,083	914				
103	28	3	2002	-44,589	-23,988	92				
104	31	3	2002	-44,561	-24,609	196				
105	6	6	2002	-44,554	-25,813	2065				
106	2	4	2002	-44,553	-25,221	1565				
107	29	3	2002	-44,538	-24,057	122				
108	5	6	2002	-44,471	-26,511	2475				
109	1	4	2002	-44,458	-24,748	455				
110	4	4	2002	-44,449	-25,359	1811				

(Continua)

Quadro II.5.1.3-1 (Continuação)

Estação	Data de coleta			Coordenadas		Prof. (m)	Superfície	Meia água	Fundo (máx. 200 m)	Sedimento
	Dia	Mês	Ano	Long. (°)	Lati. (°)					
111	29	3	2002	-44,435	-24,196	133				
112	2	4	2002	-44,355	-24,886	880				
113	6	6	2002	-44,346	-26,090	2215				
114	30	3	2002	-44,333	-24,334	168				
115	28	3	2002	-44,288	-23,793	88				
116	8	5	2002	-44,261	-26,788	2585				
117	2	4	2002	-44,252	-25,024	1561				
118	4	4	2002	-44,242	-25,636	1953				
119	29	3	2002	-44,237	-23,863	105				
120	31	3	2002	-44,230	-24,472	445				
121	4	4	2002	-44,148	-25,162	1859				
122	5	6	2002	-44,137	-26,366	2445				
123	29	3	2002	-44,135	-24,001	125				
124	1	4	2002	-44,127	-24,610	649				
125	6	4	2002	-44,033	-25,912	2143				
126	30	3	2002	-44,032	-24,139	139				
127	1	4	2002	-44,023	-24,748	1120				
128	5	4	2002	-43,940	-25,438	2078				
129	31	3	2002	-43,929	-24,277	226				
130	7	5	2002	-43,927	-26,642	2569				
131	2	4	2002	-43,920	-24,886	1655				
132	16	3	2002	-43,902	-23,725	105				
133	1	4	2002	-43,825	-24,415	620				
134	6	4	2002	-43,823	-26,188	2281				
135	3	4	2002	-43,816	-25,024	1846				
136	16	3	2002	-43,799	-23,863	115				
137	5	4	2002	-43,732	-25,714	2124				
138	1	4	2002	-43,722	-24,552	1034				
139	16	3	2002	-43,696	-24,001	135				
140	2	4	2002	-43,618	-24,690	1544				
141	6	4	2002	-43,751	-26,304	2405				
142	7	5	2002	-43,613	-26,463	2579				
143	10	4	2002	-43,607	-25,300	2133				
144	17	3	2002	-43,593	-24,138	158				
145	8	4	2002	-43,522	-25,989	2172				
146	3	4	2002	-43,514	-24,828	1670				
147	17	3	2002	-43,489	-24,276	548				
148	16	3	2002	-43,457	-23,725	120				
149	3	4	2002	-43,410	-24,965	1977				

(Continua)

Quadro II.5.1.3-1 (Continuação)

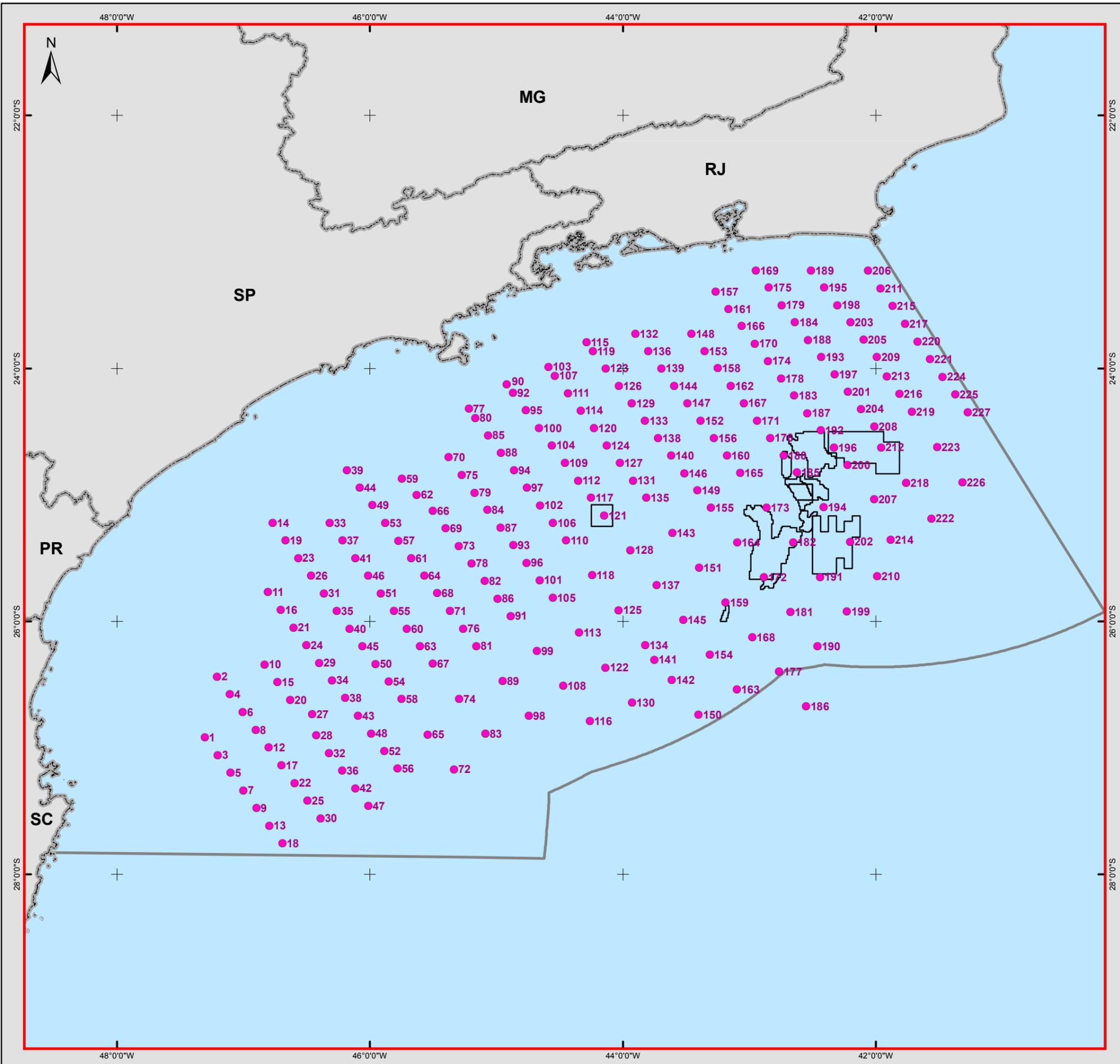
Estação	Data de coleta			Coordenadas		Prof. (m)	Superfície	Meia água	Fundo (máx. 200 m)	Sedimento
	Dia	Mês	Ano	Long. (°)	Lati. (°)					
150	7	4	2002	-43,401	-26,738	2460				
151	9	4	2002	-43,398	-25,575	2137				
152	17	3	2002	-43,385	-24,414	1038				
153	16	3	2002	-43,354	-23,863	152				
154	6	5	2002	-43,311	-26,264	2247				
155	10	4	2002	-43,305	-25,103	2087				
156	17	3	2002	-43,281	-24,551	1394				
157	10	3	2002	-43,267	-23,392	89				
158	16	3	2002	-43,250	-24,000	181				
159	8	4	2002	-43,188	-25,849	2165				
160	17	3	2002	-43,177	-24,688	1735				
161	10	3	2002	-43,164	-23,530	100				
162	16	3	2002	-43,147	-24,138	558				
163	6	5	2002	-43,099	-26,538	2430				
164	9	4	2002	-43,096	-25,377	2203				
165	18	3	2002	-43,073	-24,826	1912				
166	10	3	2002	-43,060	-23,667	105				
167	15	3	2002	-43,043	-24,275	990				
168	5	5	2002	-42,976	-26,124	2316				
169	26	2	2002	-42,950	-23,226	80				
170	10	3	2002	-42,957	-23,804	143				
171	15	3	2002	-42,938	-24,412	1370				
172	4	5	2002	-42,885	-25,652	2167				
173	18	3	2002	-42,863	-25,100	2250				
174	10	3	2002	-42,853	-23,942	450				
175	26	2	2002	-42,847	-23,363	100				
176	15	3	2002	-42,834	-24,550	1691				
177	5	5	2002	-42,764	-26,398	2663				
178	10	3	2002	-42,749	-24,079	737				
179	26	2	2002	-42,743	-23,500	114				
180	15	3	2002	-42,729	-24,687	1989				
181	24	3	2002	-42,674	-25,926	2347				
182	20	3	2002	-42,653	-25,374	2122				
183	11	3	2002	-42,644	-24,216	1170				
184	26	2	2002	-42,639	-23,637	138				
185	15	3	2002	-42,624	-24,824	2010				
186	6	5	2002	-42,551	-26,671	2360				
187	11	3	2002	-42,540	-24,353	1531				
188	26	2	2002	-42,535	-23,774	436				

(Continua)

Quadro II.5.1.3-1 (Conclusão)

Estação	Data de coleta			Coordenadas		Prof. (m)	Superfície	Meia água	Fundo (máx. 200 m)	Sedimento
	Dia	Mês	Ano	Long. (°)	Lati. (°)					
189	15	2	2002	-42,513	-23,226	101				
190	23	3	2002	-42,461	-26,199	2651				
191	21	3	2002	-42,441	-25,648	2190				
192	11	3	2002	-42,435	-24,490	1655				
193	25	2	2002	-42,431	-23,911	680				
194	14	3	2002	-42,414	-25,097	2228				
195	15	2	2002	-42,409	-23,363	112				
196	11	3	2002	-42,330	-24,626	2050				
197	25	2	2002	-42,326	-24,048	1050				
198	15	2	2002	-42,305	-23,500	127				
199	23	3	2002	-42,228	-25,921	2410				
200	12	3	2002	-42,225	-24,763	2120				
201	25	2	2002	-42,222	-24,184	1560				
202	13	3	2002	-42,202	-25,371	2330				
203	15	2	2002	-42,200	-23,637	218				
204	25	2	2002	-42,117	-24,321	1528				
205	14	2	2002	-42,096	-23,773	575				
206	11	2	2002	-42,062	-23,226	115				
207	12	3	2002	-42,014	-25,036	2210				
208	25	2	2002	-42,012	-24,458	1864				
209	14	2	2002	-41,991	-23,910	872				
210	13	3	2002	-41,990	-25,643	2555				
211	11	2	2002	-41,964	-23,367	129				
212	24	2	2002	-41,958	-24,625	2160				
213	14	2	2002	-41,912	-24,062	1309				
214	12	3	2002	-41,882	-25,356	2410				
215	11	2	2002	-41,866	-23,507	150				
216	14	2	2002	-41,813	-24,203	1741				
217	11	2	2002	-41,768	-23,647	155				
218	24	2	2002	-41,760	-24,906	2361				
219	14	2	2002	-41,714	-24,343	1952				
220	11	2	2002	-41,669	-23,788	272				
221	11	2	2002	-41,570	-23,928	1211				
222	24	2	2002	-41,561	-25,187	2654				
223	13	2	2002	-41,516	-24,624	2450				
224	12	2	2002	-41,471	-24,068	1610				
225	12	2	2002	-41,372	-24,208	2085				
226	13	2	2002	-41,316	-24,904	2657				
227	12	2	2002	-41,273	-24,348	2323				

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)



LEGENDA

- Estações de coleta de água e sedimentos
- Bloco de Exploração / Campo de Produção
- Bacia de Santos
- Divisas Estaduais



REFERÊNCIAS UTILIZADAS:

- Blocos Exploratórios, Campos de Produção e Bacia Sedimentar (ANP)
- Limites Municipais e Estaduais (IBGE, 2010)
- Estações de Coleta de Água e Sedimentos MMA/PETROBRAS/AS/PEG (2002)



ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

ESTAÇÕES DE COLETA DE ÁGUA E SEDIMENTOS

ESCALA:	1:3.500.000	DATA:	Setembro/2017
FIGURA Nº	II.5.1.3-1	PROCESSO IBAMA Nº	02001.007928/14-44
ELABORADO POR:	João Felipe	FOLHA:	1/1
		TAMANHO:	A3
		REV:	00

O **Quadro II.5.1.3-2** mostra as metodologias de coleta de água e sedimentos utilizadas pelos estudos referenciados neste diagnóstico.

Quadro II.5.1.3-2 – Metodologias de coleta de amostras de água e sedimentos para as referências utilizadas neste diagnóstico.

Referência	Compartimento Amostrado	Método de Amostragem
(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Água	Garrafa de Niskin (10 L)
	Sedimento	BoxCorer
(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Água	Garrafa Go-Flo (10 L)
	Sedimento	Box Corer

Para a análise da qualidade de água foram contemplados os seguintes parâmetros: oxigênio dissolvido, potencial hidrogeniônico, carbono orgânico total, fenóis, hidrocarbonetos totais de petróleo, hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, nutrientes (amônia, nitrito, nitrato e fosfato), sulfetos e clorofila-a.

Para a qualidade de sedimentos foram descritos os parâmetros: carbono orgânico total, nitrogênio total, fósforo total, teor de carbonato, teor de matéria orgânica, granulometria, metais (ferro, níquel, cromo, zinco, chumbo, cobre, vanádio, cádmio, bário, manganês, mercúrio e arsênio), hidrocarbonetos totais de petróleo e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos.

O **Quadro II.5.1.3-3** e o **Quadro II.5.1.3-4** apresentam, respectivamente, as metodologias de análise das amostras de água e sedimentos.

Quadro II.5.1.3-3 – Metodologia de análise das amostras de água para as referências utilizadas neste diagnóstico.

Parâmetro	Referência	Método Analítico
Oxigênio Dissolvido (OD)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Titulação por Winkler
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Oxímetro
Potencial Hidrogeniônico (pH)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Potenciômetro
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	PH-metro digital modelo HI9622
Carbono orgânico total (COT)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Titulometria
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Combustão catalítica à alta temperatura seguida de quantificação do CO ₂ em um detector de infravermelho não disperso
Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Cromatografia Gasosa
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Cromatografia gasosa com detector de chama CG-FID (HP modelo 6890) (EPA 8015C)

(Continua)

Quadro II.5.1.3-3 (Conclusão)

Parâmetro	Referência	Método Analítico
Hidrocarbonetos Poliaromáticos (HPA)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	EPA 8270C
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	EPA 8270C
Amônia	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Derivado do Método Koroleff, 1969
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Derivado do Método Koroleff, 1969
Nitrito	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Baseado na reação de Griess e aplicado em águas salgadas por Bendschneider e Robinson, 1952
Nitrato	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Método de redução com coluna de Cd e Cu segundo Aminot e Chaussepied, 1983
Fosfato	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Aminot & Chaussepied, 1983
Sulfeto	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Clorimetria
Clorofila – a	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Método tricromático
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Espectrofluorimétrico

Quadro II.5.1.3-4 – Metodologia de análise das amostras de sedimentos para as referências utilizadas neste diagnóstico.

Parâmetro	Referência	Método Analítico
Carbono Orgânico Total (COT)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Digestão com Dicromato de Potássio
Nitrogênio Total	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Método de Kjeldal
Fósforo Total	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Digestão com Ácido Sulfúrico
Teor de Carbonato	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Acidificação com HCl
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Acidificação com HCl
Teor de Matéria Orgânica	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Queima com H ₂ O ₂
Granulometria	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Peneiramento e pipetagem
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Holme & MCinyre (1984) e Suguio (1973)
Metais (Ferro, Níquel, Cromo, Zinco, Chumbo, Cobre, Vanádio, Cádmio, Bário e Manganês)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Espectrofotometria de emissão de plasma
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Espectrofotometria de emissão de plasma e Espectrofotometria de Absorção Atômica
Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Cromatografia gasosa com detector de chama CG-FID (EPA 8015C)
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Cromatografia gasosa com detector de chama CG-FID (EPA 8015C)

(Continua)

Quadro II.5.1.3-4 (Conclusão)

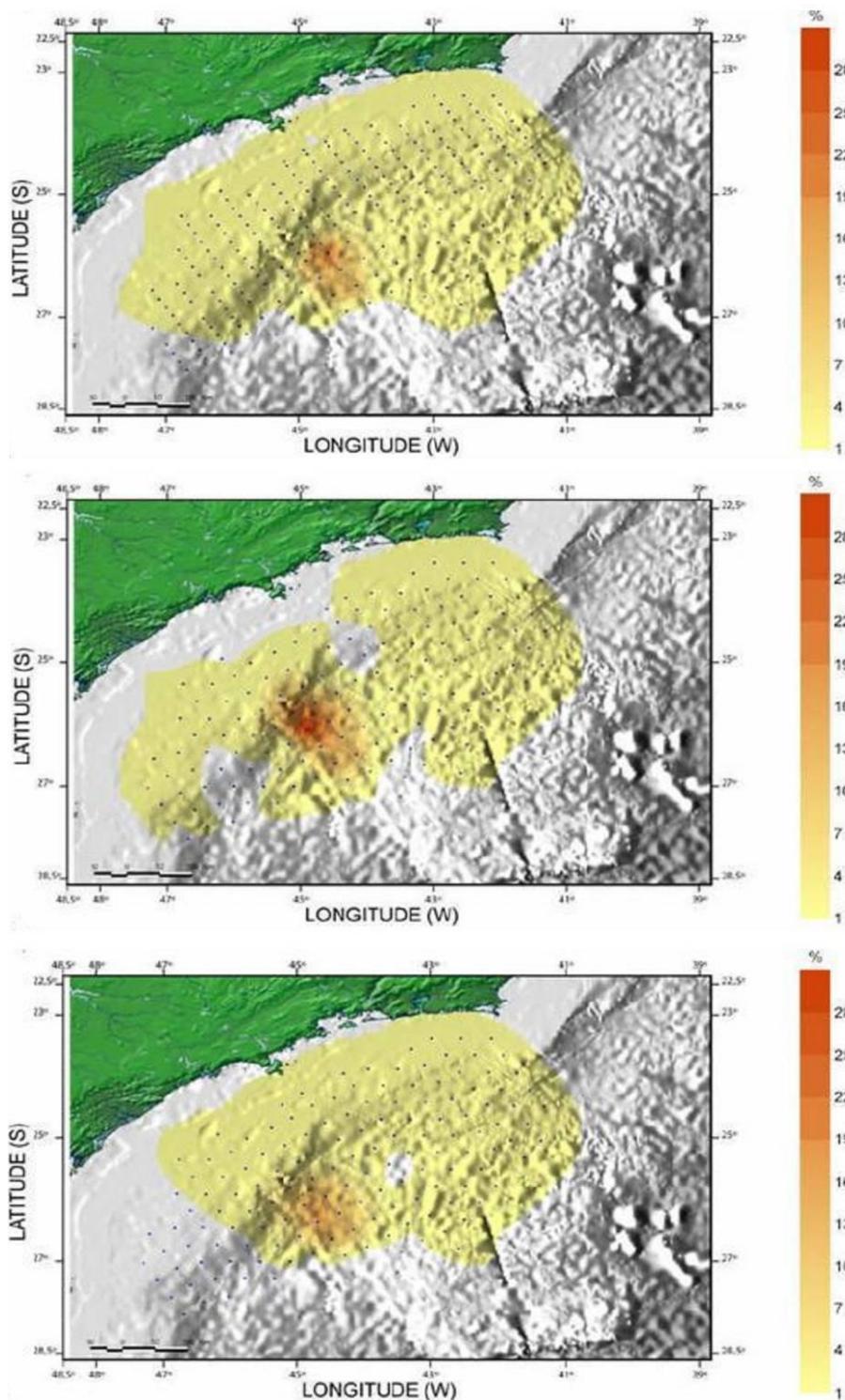
Parâmetro	Referência	Método Analítico
Hidrocarbonetos Poliaromáticos (HPA)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massa (GC/MS)
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	EPA 8270C
Metais (Mercúrio)	(PETROBRAS/HABTEC, 2003)	Espectrofotometria de emissão de plasma
	(MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)	Espectrofotometria de Absorção Atômica

A. Qualidade de Água

A.1. Carbono Orgânico Total (COT)

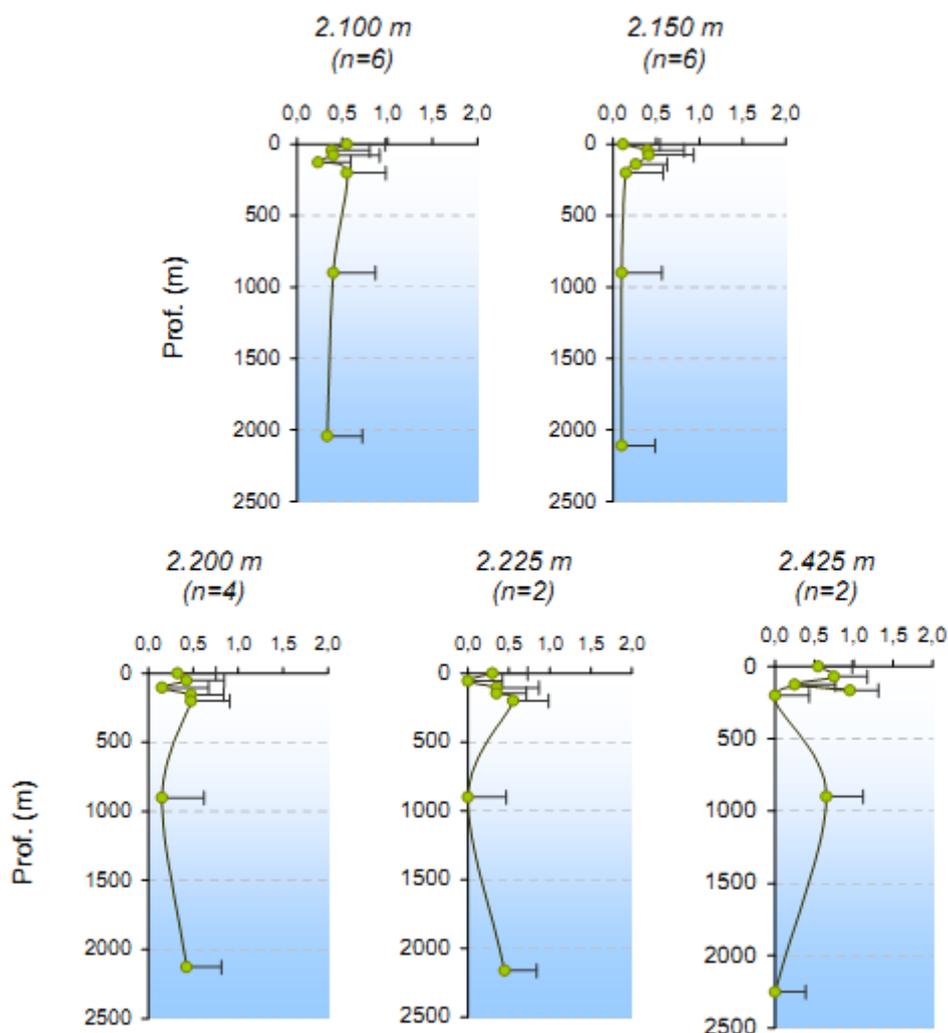
A variação espacial, em superfície, meia água e fundo, para o carbono orgânico total (COT) proveniente de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) na Bacia de Santos é apresentada na **Figura II.5.1.3-2**. Os valores verticais provenientes de (PETROBRAS/HABTEC, 2003) aparecem na **Figura II.5.1.3-3**.

Os valores encontrados no projeto (PETROBRAS/HABTEC, 2003) encontram-se entre 0,5 e 1 mg/L, em todas as estações e profundidades amostradas e as maiores variações foram encontradas entre superfície e termoclina.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-2 – Variação espacial de carbono orgânico total (COT) na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo no máximo 200 m).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-3 – Variação vertical de carbono orgânico total (mg/L) nas estações profundas da Bacia de Santos. As barras horizontais indicam o desvio padrão (n – nº de estações).

As concentrações de COT obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão dispostas no **Quadro II.5.1.3-5** (superfície), **Quadro II.5.1.3-6** (meia água) e **Quadro II.5.1.3-7** (fundo – máximo 200 m). Comparando estes valores obtidos com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 357/2005 para águas salinas classe 1, que indica concentração de carbono orgânico total máxima permitida de 3,0 mg/l, nota-se que somente em algumas estações sobre a quebra da plataforma continental ao largo de Santos apresentam desenquadradas. Este desenquadramento ocorre desde a superfície até o fundo. O valor máximo

encontrado (33,56 mg/L em meia água) é uma ordem de grandeza superior ao máximo permitido.

CETESB (2009) cita que a análise de COT considera as parcelas biodegradáveis e não biodegradáveis da matéria orgânica, não sofrendo interferência de outros átomos que estejam ligados à estrutura orgânica, quantificando apenas o carbono presente na amostra. O carbono orgânico em meio aquoso origina-se da matéria viva e também como componente de vários efluentes e resíduos. Sua importância ambiental deve-se ao fato de servir como fonte de energia para bactérias e algas, além de complexar metais. A parcela formada pelos excretos de algas cianofíceas pode, em concentrações elevadas, tornar-se tóxica, além de causar problemas estéticos. O carbono orgânico total na água também é um indicador útil do grau de poluição do corpo hídrico.

Quadro II.5.1.3-5 – Concentração de Carbono Orgânico Total (mg/L) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3 1 e no Quadro II.5.1.3-1. Os valores em vermelho indicam desenquadramento com relação à Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Carbono orgânico total (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	3,00						
1	1,80	58	0,00	115	0,00	174	0,00
2	0,00	59	0,00	116	1,00	175	0,00
3	0,00	60	1,10	117	0,00	176	1,20
4	0,00	61	2,00	118	0,00	177	0,00
5	0,00	62	2,40	119	0,00	178	2,70
6	0,00	63	0,00	120	0,00	179	0,00
7	0,00	64	1,20	121	1,90	180	0,00
8	0,00	65	0,00	122	12,23	181	2,10
9	0,00	66	0,00	123	0,00	182	0,00
10	0,00	67	1,90	124	0,00	183	1,20
11	1,40	68	1,10	125	0,00	184	0,00
12	0,00	69	0,00	126	0,00	185	1,20
13	0,00	70	0,00	127	0,00	186	0,00
14	0,00	71	2,30	128	1,70	187	1,30
15	0,00	72	0,00	129	0,00	188	0,00
16	1,70	73	1,40	130	1,70	189	0,00
17	0,00	74	0,00	131	0,00	190	2,30
18	0,00	75	1,20	132	0,00	191	0,00
19	0,00	76	1,00	133	0,00	192	1,50
20	0,00	77	0,00	134	1,50	193	0,00
21	0,00	78	0,00	135	1,20	194	1,60
22	0,00	79	0,00	136	0,00	195	2,00
23	1,50	80	1,70	137	0,00	196	0,00
24	0,00	81	0,00	138	0,00	197	0,00
25	0,00	82	0,00	139	0,00	198	0,00
26	1,50	83	0,00	140	0,00	199	1,70
27	0,00	84	1,10	141	0,00	200	1,70
28	0,00	85	1,60	142	0,00	201	0,00
29	0,00	86	2,70	143	1,50	202	1,40

(Continua)

Quadro II.5.1.3-5 (Conclusão)

Estação	Carbono orgânico total (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	3,00						
30	0,00	87	0,00	144	2,80	203	0,00
31	0,00	88	0,00	145	1,10	204	0,00
32	1,10	89	1,70	146	0,00	205	0,00
33	0,00	90	1,00	147	0,00	206	0,00
34	0,00	91	12,32	148	0,00	207	1,40
35	0,00	92	0,00	149	0,00	208	0,00
36	0,00	93	2,10	150	0,00	209	0,00
37	0,00	94	1,30	151	1,00	210	0,00
38	0,00	95	0,00	152	1,90	211	0,00
39	1,60	96	0,00	153	0,00	212	0,00
40	1,80	97	0,00	154	3,20	213	0,00
41	1,40	98	0,00	155	0,00	214	2,20
42	1,00	99	9,95	156	1,30	215	0,00
43	0,00	100	1,70	157	0,00	216	0,00
44	1,20	101	0,00	158	0,00	217	1,10
45	1,20	102	0,00	159	1,70	218	0,00
46	0,00	103	0,00	160	1,10	219	1,00
47	0,00	104	2,60	161	1,00	220	0,00
48	1,00	105	20,72	162	1,10	221	1,10
49	2,00	106	0,00	163	2,40	222	0,00
50	0,00	107	0,00	164	1,30	223	0,00
51	0,00	108	11,05	165	0,00	224	0,00
52	1,30	109	1,20	167	0,00	225	0,00
53	0,00	110	1,70	168	3,80	226	0,00
54	0,00	111	1,00	170	0,00	227	0,00
55	1,70	112	0,00	171	0,00		
56	1,00	113	9,62	172	1,70		
57	2,40	114	0,00	173	2,00		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-6 – Concentração de Carbono Orgânico Total (mg/L) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho indicam desenquadramento com relação à Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Carbono orgânico total (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	3,00						
1	1,00	66	0,00	122	11,71	176	0,00
2	0,00	67	1,60	123	0,00	177	2,40
5	0,00	70	1,70	125	0,00	179	0,00
6	0,00	71	0,00	127	0,00	181	0,00
9	1,00	72	1,40	128	2,30	182	0,00
10	0,00	73	0,00	129	0,00	183	1,70
11	0,00	74	1,20	130	1,30	185	0,00
12	0,00	77	0,00	132	1,50	186	1,30
14	1,20	79	0,00	134	1,80	188	1,80
18	0,00	81	2,40	135	1,20	189	0,00
20	0,00	82	0,00	137	1,60	190	2,00
21	0,00	83	2,40	138	0,00	191	1,80
22	0,00	85	0,00	139	0,00	192	2,10
23	2,30	87	0,00	141	0,00	194	1,60
28	0,00	89	0,00	142	1,80	197	0,00
29	0,00	90	0,00	143	1,50	198	0,00
30	1,10	91	33,56	145	1,40	199	1,60
31	1,30	94	0,00	146	0,00	200	1,00
33	1,70	95	1,10	147	0,00	202	1,30
36	0,00	96	0,00	148	0,00	204	0,00
38	0,00	98	1,10	150	0,00	205	0,00
39	0,00	99	12,62	151	1,10	206	0,00
40	1,10	102	2,10	154	0,00	207	2,60
41	1,50	103	0,00	155	1,50	210	0,00
47	0,00	104	1,10	156	1,50	212	0,00
48	0,00	105	16,10	157	1,00	213	0,00
49	0,00	108	12,84	158	1,00	214	0,00
50	0,00	110	0,00	159	1,00	215	0,00
51	0,00	111	1,00	163	1,00	218	0,00

(Continua)

Quadro II.5.1.3-6 (Conclusão)

Estação	Carbono orgânico total (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	3,00						
56	0,00	112	0,00	164	0,00	219	0,00
57	1,30	113	10,98	165	0,00	220	0,00
58	0,00	115	0,00	167	0,00	222	0,00
59	1,30	116	0,00	168	1,00	223	0,00
60	0,00	118	0,00	172	0,00	224	0,00
64	0,00	120	0,00	173	0,00	226	0,00
65	0,00	121	1,20	174	0,00	227	0,00

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-7 – Concentração de Carbono Orgânico Total (mg/L) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho indicam desenquadramento com relação à Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Carbono orgânico total (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	3,00						
1	0,00	66	0,00	127	1,00	177	2,10
2	0,00	67	1,80	128	1,70	179	0,00
5	0,00	70	0,00	129	0,00	181	0,00
6	0,00	71	0,00	130	1,00	182	1,80
9	0,00	72	0,00	132	1,00	183	0,00
10	0,00	73	0,00	134	0,00	185	1,10
11	0,00	74	1,70	135	1,10	186	0,00
12	0,00	79	0,00	137	1,20	188	0,00
14	1,30	81	0,00	138	0,00	189	0,00
18	0,00	82	0,00	139	1,80	190	0,00
20	0,00	83	1,70	141	0,00	191	1,50
21	0,00	85	0,00	142	1,40	192	1,10
22	0,00	87	1,90	143	1,00	194	1,80

(Continua)

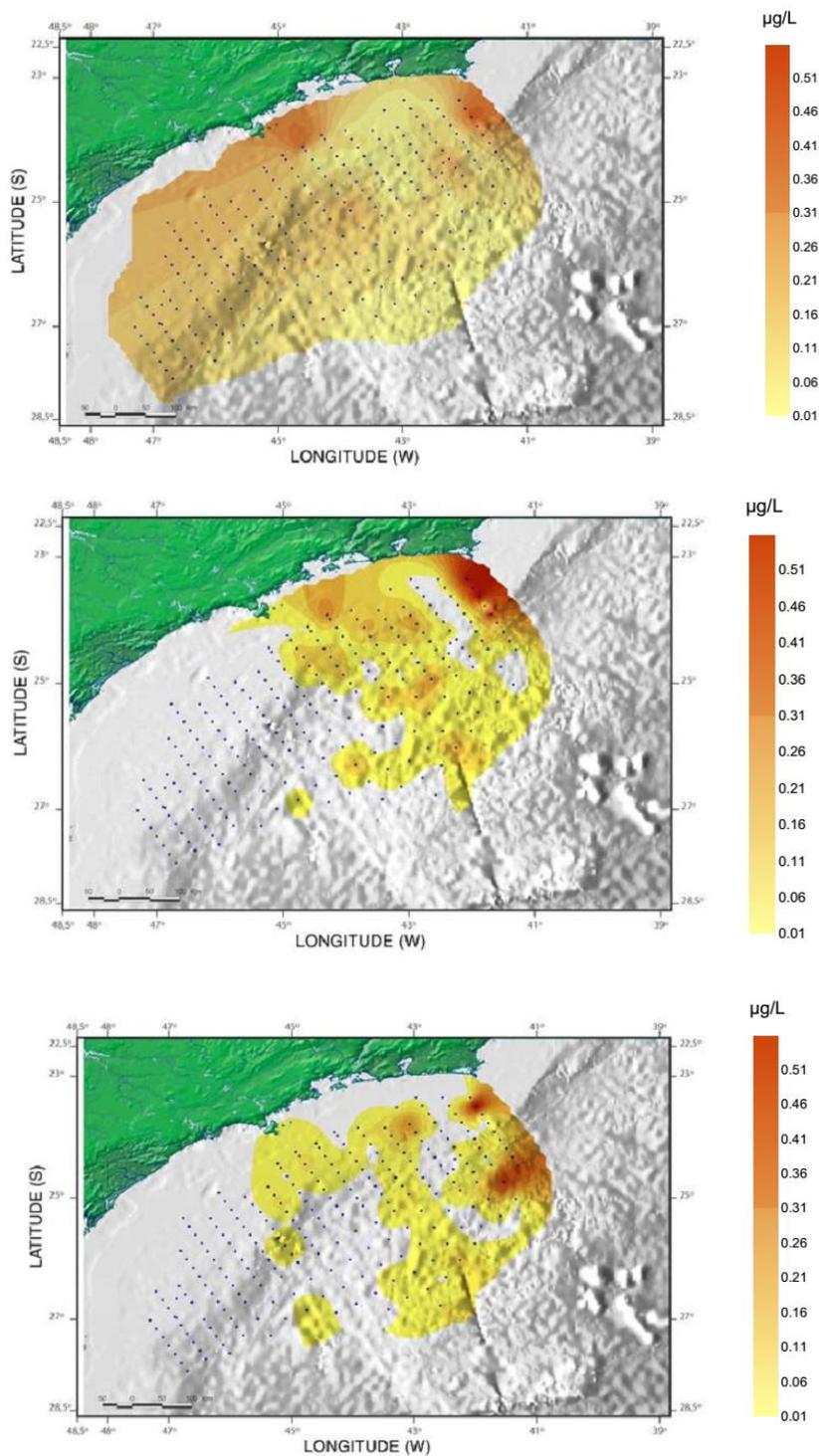
Quadro II.5.1.3-7 (Conclusão)

Estação	Carbono orgânico total (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	3,00						
23	0,00	89	0,00	145	0,00	197	0,00
28	0,00	91	13,11	146	0,00	198	0,00
29	0,00	94	0,00	147	1,80	199	2,10
30	0,00	95	1,80	148	0,00	200	0,00
31	0,00	96	0,00	150	0,00	202	0,00
33	0,00	98	1,00	151	1,00	204	0,00
36	0,00	99	14,14	154	1,00	205	0,00
38	0,00	102	1,80	155	0,00	206	0,00
39	1,20	104	0,00	156	0,00	207	0,00
40	0,00	105	13,02	157	1,50	210	0,00
41	0,00	108	12,42	158	1,90	212	0,00
47	0,00	110	0,00	159	0,00	213	0,00
48	0,00	111	0,00	163	0,00	214	0,00
49	0,00	112	1,10	164	1,10	215	0,00
50	0,00	113	10,67	165	1,20	218	0,00
51	0,00	115	0,00	166	1,60	219	0,00
56	0,00	116	1,80	167	4,00	220	0,00
57	0,00	118	0,00	168	0,00	222	0,00
58	0,00	120	0,00	169	0,00	223	1,60
59	0,00	121	1,80	172	0,00	224	0,00
60	0,00	122	10,09	173	1,20	226	0,00
64	0,00	123	0,00	174	1,80	227	0,00
65	1,00	125	0,00	176	0,00		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

A.2. Fenóis

As variações espaciais de fenóis na plataforma continental/talude da Bacia de Santos são apresentadas na **Figura II.5.1.3-4**.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-4 – Variação espacial de fenóis na Bacia de Santos. O painel a) é referente à profundidade de 10 m, b) meia água e c) fundo (máximo 200 m).

O comportamento da distribuição das concentrações de fenóis encontrada na Bacia de Santos foi bastante similar nas águas de superfície, termoclina e fundo, apresentando uma tendência de aumento na região costeira e na porção norte, este último estando relacionado com a influência das águas oriundas da Bacia de Campos. Os valores de concentração variaram até 0,47 µg/l, com valor médio de $0,03 \pm 0,07$ µg/l. Os valores de concentração de fenóis encontrados na camada de fundo tiveram média de 0,03 µg/l. Em meia água, a concentração média de fenol obtida foi de 0,04 µg/l, e em superfície 0,03 µg/l (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Os fenóis e seus derivados aparecem nas águas naturais através das descargas de efluentes industriais. Indústrias de processamento da borracha, colas e adesivos, resinas impregnantes, componentes elétricos (plásticos) e as siderúrgicas, entre outras, são responsáveis pela presença de fenóis nas águas naturais (CETESB, 2009). Comparando os valores obtidos neste estudo com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 357/2005 para águas salinas classe 1, que indica concentração de fenóis totais máximas permitidas de 60 µg/l, conclui-se que as águas da Bacia de Santos estão dentro dos padrões estabelecidos, com valores máximos estando uma ordem de grandeza inferior ao permitido.

Os valores de concentração de fenóis obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-8** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-9** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-10** (fundo, máximo 200 m).

Quadro II.5.1.3-8 – Concentração de Fenóis (ppb) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Fenóis (ppb)						
Limite Conama 357/2005	60,000						
1	0,000	58	0,000	115	0,270	174	0,140
2	0,000	59	0,000	116	0,000	175	0,000
3	0,000	60	0,000	117	0,150	176	0,000
4	0,000	61	0,000	118	0,000	177	0,016
5	0,000	62	0,000	119	0,100	178	0,000
6	0,000	63	0,000	120	0,050	179	0,100
7	0,000	64	0,000	121	0,000	180	0,050
8	0,000	65	0,000	122	0,030	181	0,077
9	0,000	66	0,000	123	0,110	182	0,060
10	0,000	67	0,000	124	0,190	183	0,000
11	0,000	68	0,000	125	0,000	184	0,000
12	0,000	69	0,000	126	0,030	185	0,150
13	0,000	70	0,000	127	0,040	186	0,011
14	0,000	71	0,000	128	0,000	187	0,000
15	0,000	72	0,000	129	0,050	188	0,080
16	0,000	73	0,000	130	0,089	189	0,000
17	0,000	74	0,000	131	0,240	190	0,011
18	0,000	75	0,000	132	0,030	191	0,000
19	0,000	76	0,000	133	0,000	192	0,000
20	0,000	77	0,000	134	0,069	193	0,110
21	0,000	78	0,000	135	0,000	194	0,000
22	0,000	79	0,000	136	0,090	195	0,020
23	0,000	80	0,000	137	0,000	196	0,080
24	0,000	81	0,000	138	0,000	197	0,150
25	0,000	82	0,000	139	0,060	198	0,000
26	0,000	83	0,000	140	0,130	199	0,080
27	0,000	84	0,000	141	0,057	200	0,030
28	0,000	85	0,000	142	0,057	201	0,230
29	0,000	86	0,073	143	0,000	202	0,000
30	0,000	87	0,018	144	0,000	203	0,000
31	0,000	88	0,000	145	0,000	204	0,210

(Continua)

Quadro II.5.1.3-8 (Conclusão)

Estação	Fenóis (ppb)						
Limite Conama 357/2005	60,000						
32	0,000	89	0,000	146	0,000	205	0,040
33	0,000	90	0,200	147	0,040	206	0,000
34	0,000	91	0,000	148	0,000	207	0,000
35	0,000	92	0,000	149	0,000	208	0,140
36	0,000	93	0,000	150	0,000	209	0,000
37	0,000	94	0,000	151	0,000	210	0,030
38	0,000	95	0,200	152	0,050	211	0,000
39	0,000	96	0,398	153	0,060	212	0,150
40	0,000	97	0,000	154	0,008	213	0,070
41	0,000	98	0,205	155	0,000	214	0,010
42	0,000	99	0,000	156	0,040	215	0,470
43	0,000	100	0,100	157	0,000	216	0,110
44	0,000	101	0,000	158	0,000	217	0,000
45	0,000	102	0,000	159	0,000	218	0,000
46	0,000	103	0,420	160	0,030	219	0,000
47	0,000	104	0,110	161	0,010	220	0,000
48	0,000	105	0,000	162	0,000	221	0,000
49	0,000	106	0,000	163	0,015	222	0,000
50	0,000	107	0,120	164	0,000	223	0,000
51	0,000	108	0,000	165	0,000	224	0,000
52	0,000	109	0,110	167	0,000	225	0,100
53	0,000	110	0,000	168	0,113	226	0,000
54	0,000	111	0,050	170	0,060	227	0,000
55	0,000	112	0,000	171	0,030		
56	0,000	113	0,000	172	0,000		
57	0,000	114	0,060	173	0,070		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-9 – Concentração de Fenóis (ppb) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	Fenol (ppb)						
Limite Conama 357/2005	60,000						
1	0,000	66	0,000	122	0,000	176	0,000
2	0,000	67	0,000	123	0,030	177	0,000
5	0,000	70	0,000	125	0,000	179	0,000
6	0,000	71	0,000	127	0,090	181	0,046
9	0,000	72	0,000	128	0,000	182	0,070
10	0,000	73	0,000	129	0,050	183	0,000
11	0,000	74	0,000	130	0,000	185	0,180
12	0,000	77	0,000	132	0,060	186	0,000
14	0,000	79	0,000	134	0,142	188	0,000
18	0,000	81	0,000	135	0,000	189	0,000
20	0,000	82	0,000	137	0,000	190	0,000
21	0,000	83	0,000	138	0,000	191	0,040
22	0,000	85	0,000	139	0,140	192	0,000
23	0,000	87	0,000	141	0,030	194	0,000
28	0,000	89	0,000	142	0,030	197	0,040
29	0,000	90	0,000	143	0,000	198	0,000
30	0,000	91	0,000	145	0,000	199	0,160
31	0,000	94	0,000	146	0,000	200	0,000
33	0,000	95	0,080	147	0,020	202	0,030
36	0,000	96	0,010	148	0,000	204	0,000
38	0,000	98	0,444	150	0,000	205	0,020
39	0,000	99	0,000	151	0,000	206	0,500
40	0,000	102	0,000	154	0,063	207	0,040
41	0,000	103	0,000	155	0,130	210	0,028
47	0,000	104	0,030	156	0,030	212	0,000
48	0,000	105	0,000	157	0,040	213	0,000
49	0,000	108	0,000	158	0,000	214	0,000
50	0,000	110	0,000	159	0,000	215	0,610
51	0,000	111	0,030	163	0,008	218	0,000
56	0,000	112	0,000	164	0,000	219	0,040
57	0,000	113	0,000	165	0,000	220	0,420
58	0,000	115	0,230	167	0,000	222	0,000

(Continua)

Quadro II.5.1.3-9 (Conclusão)

Estação	Fenol (ppb)						
Limite Conama 357/2005	60,000						
59	0,000	116	0,000	168	0,000	223	0,000
60	0,000	118	0,000	172	0,000	224	0,060
64	0,000	120	0,110	173	0,130	226	0,000
65	0,000	121	0,000	174	0,000	227	0,000

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-10 – Concentração de Fenóis (ppb) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Fenol (ppb)						
Limite Conama 357/2005	60,000						
1	0,000	66	0,010	127	0,000	177	0,010
2	0,000	67	0,009	128	0,000	179	0,009
5	0,030	70	0,043	129	0,030	181	0,043
6	0,000	71	0,000	130	0,000	182	0,000
9	0,020	72	0,000	132	0,020	183	0,000
10	0,000	73	0,000	134	0,000	185	0,000
11	0,000	74	0,066	135	0,000	186	0,066
12	0,000	79	0,000	137	0,000	188	0,000
14	0,000	81	0,000	138	0,000	189	0,000
18	0,000	82	0,000	139	0,000	190	0,000
20	0,080	83	0,040	141	0,080	191	0,040
21	0,080	85	0,000	142	0,080	192	0,000
22	0,000	87	0,000	143	0,000	194	0,000
23	0,000	89	0,020	145	0,000	197	0,020
28	0,000	91	0,070	146	0,000	198	0,070
29	0,050	94	0,000	147	0,050	199	0,000
30	0,000	95	0,080	148	0,000	200	0,080
31	0,000	96	0,000	150	0,000	202	0,000
33	0,000	98	0,000	151	0,000	204	0,000
36	0,050	99	0,000	154	0,050	205	0,000
38	0,060	102	0,000	155	0,060	206	0,000

(Continua)

Quadro II.5.1.3-10 (Conclusão)

Estação	Fenol (ppb)						
Limite Conama 357/2005	60,000						
39	0,030	104	0,000	156	0,030	207	0,000
40	0,040	105	0,010	157	0,040	210	0,010
41	0,000	108	0,070	158	0,000	212	0,070
47	0,000	110	0,160	159	0,000	213	0,160
48	0,013	111	0,000	163	0,013	214	0,000
49	0,000	112	0,000	164	0,000	215	0,000
50	0,100	113	0,000	165	0,100	218	0,000
51	0,000	115	0,000	166	0,000	219	0,000
56	0,000	116	0,062	167	0,000	220	0,062
57	0,010	118	0,000	168	0,010	222	0,000
58	0,000	120	0,620	169	0,000	223	0,620
59	0,000	121	0,090	172	0,000	224	0,090
60	0,030	122	0,000	173	0,030	226	0,000
64	0,030	123	0,490	174	0,030	227	0,490
65	0,000	125	0,00	176	0,000		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

A.3. Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP)

A variação espacial em superfície, meia água e em fundo, da concentração de hidrocarbonetos totais proveniente de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) para a Bacia de Santos é apresentada na **Figura II.5.1.3-5**.

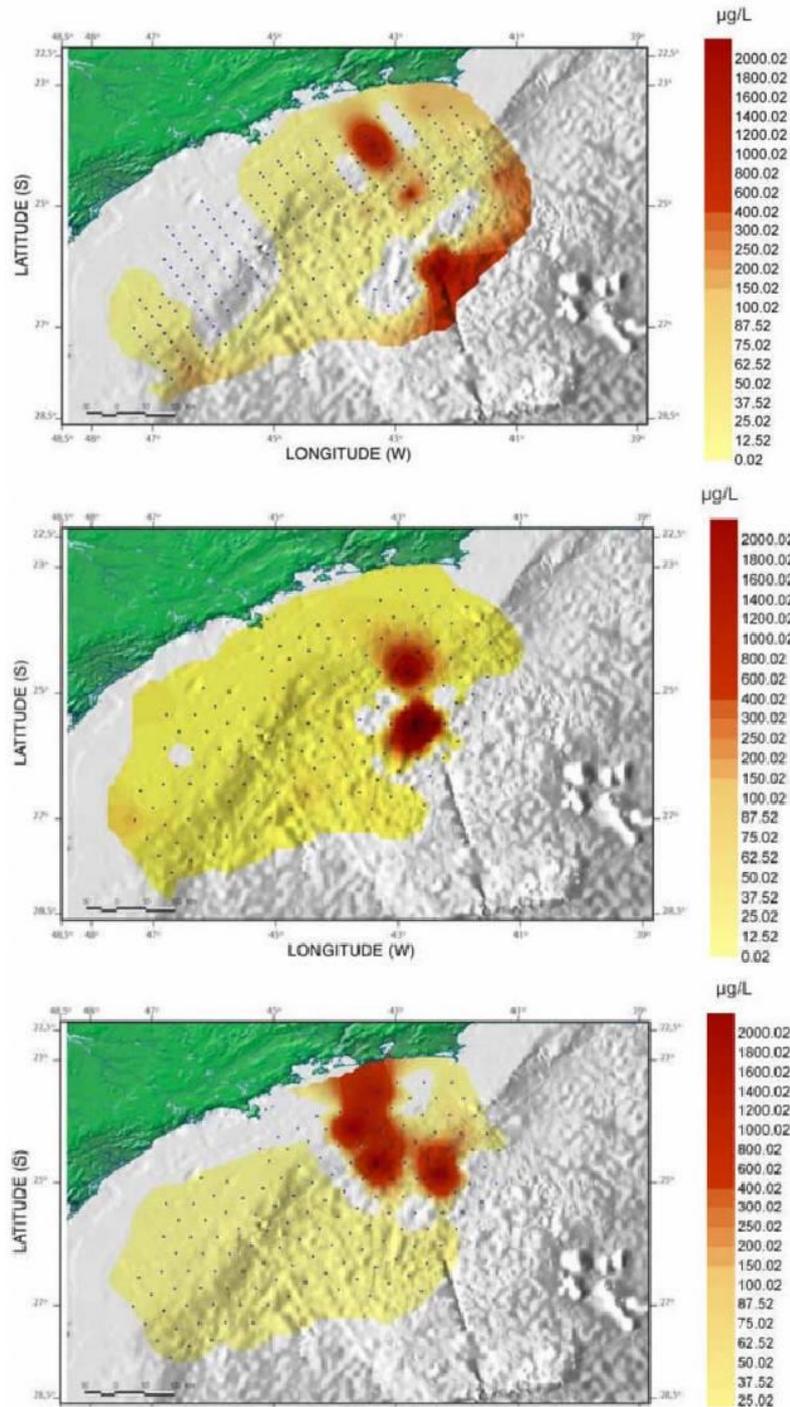
De modo geral, os resultados apresentam baixas concentrações de HTP na Bacia de Santos, com valor máximo de 2.706 µg/L e média de 64 µg/L (considerando toda a extensão horizontal e vertical apresentada).

Em superfície, as maiores concentrações foram observadas nas proximidades do talude da região ao largo do estado do Rio de Janeiro e na mesma radial, contudo em oceano profundo. Estes valores máximos são próximos a 2.000 µg/L.

Em meia água, pontos ao largo da Baía de Guanabara/RJ, no talude e no oceano profundo apresentaram os maiores valores (próximos a 2.000 µg/L). Nesta profundidade, as demais regiões tiveram valores próximos a zero.

Na camada de 200 m, região de plataforma continental e talude ao largo da Baía de Guanabara, encontraram-se as maiores concentrações (próximas a 2.000 µg/L). No trabalho realizado por (PETROBRAS/HABTEC, 2003) não foi detectada concentração de HTP.

Os valores de concentração de HTP obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-11** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-12** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-13** (fundo, máximo 200 m). A Resolução CONAMA n° 357/2005 para águas salinas classe 1, não estabelece valores máximos permitidos. Veiga (2003) cita que os hidrocarbonetos são frequentemente encontrados em ambientes marinhos como uma mistura complexa de compostos aromáticos e não aromáticos de origens diversas, introduzidos ao mar por vias naturais ou antrópicas.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-5 – *Varição espacial de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP) na Bacia de Santos. O painel superior é referente a profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo no máximo 200 m).*

Quadro II.5.1.3-11 – Concentração de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (ppb) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	HTP (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
1	9,688	58	23,212	115	37,548	174	60,153
2	17,508	59	6,826	116	10,497	175	24,678
3	8,499	60	0,000	117	12,803	176	71,369
4	0,000	61	8,080	118	5,086	177	8,608
5	9,284	62	9,594	119	4,779	178	0,000
6	10,077	63	0,839	120	15,361	179	189,388
7	3,985	64	0,000	121	16,617	180	682,245
8	5,443	65	15,536	122	14,697	181	7,006
9	10,530	66	0,000	123	15,539	182	34,000
10	0,697	67	8,301	124	15,048	183	0,000
11	7,866	68	8,486	125	13,134	184	11,195
12	37,408	69	8,912	126	34,896	185	62,838
13	0,802	70	0,000	127	30,188	186	8,558
14	28,539	71	6,698	128	15,718	187	0,000
15	0,658	72	11,357	129	0,000	188	11,876
16	2,241	73	0,000	130	8,537	189	172,326
17	0,000	74	4,005	131	5,837	190	7,241
18	4,266	75	9,553	132	16,517	191	20,840
19	24,080	76	3,505	133	7,932	192	0,000
20	17,341	77	12,027	134	9,534	193	26,061
21	33,181	78	3,560	135	14,068	194	17,095
22	79,144	79	9,009	136	132,920	195	5,773
23	1,638	80	18,934	137	13,465	196	12,520
24	27,767	81	6,265	138	0,000	197	11,043
25	37,800	82	14,315	139	29,820	198	24,414
26	0,000	83	2,004	140	9,240	199	2705,997
27	9,223	84	6,701	141	6,083	200	35,239
28	0,000	85	4,584	142	12,118	201	15,795
29	2,050	86	6,025	143	19,464	202	22,717
30	3,284	87	18,677	144	29,180	203	51,416
31	3,170	88	3,989	145	9,279	204	8,544

(Continua)

Quadro II.5.1.3-11 (Conclusão)

Estação	HTP (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
32	0,000	89	10,785	146	24,142	205	50,799
33	6,941	90	10,939	147	15,203	206	0,000
34	22,609	91	4,565	148	0,000	207	0,000
35	6,879	92	11,606	149	120,907	208	12,308
36	8,495	93	13,244	150	31,576	209	48,732
37	8,141	94	16,692	151	12,850	210	14,708
38	12,498	95	12,862	152	45,871	211	13,295
39	5,364	96	7,235	153	1829,267	212	8,291
40	0,765	97	3,553	154	17,058	213	0,000
41	8,390	98	14,433	155	16,749	214	23,281
42	0,000	99	0,000	156	18,280	215	15,870
43	1,720	100	19,597	157	21,141	216	10,772
44	4,010	101	0,000	158	0,000	217	12,481
45	10,404	102	5,904	159	9,851	218	0,000
46	0,000	103	4,331	160	34,956	219	16,460
47	0,587	104	16,160	161	10,301	220	20,094
48	2,311	105	7,100	162	0,000	221	8,318
49	2,298	106	2,346	163	12,622	222	0,000
50	0,000	107	14,786	164	9,115	223	4,376
51	1,770	108	6,882	165	13,851	224	11,246
52	1,744	109	14,964	167	0,000	225	11,964
53	9,391	110	19,575	168	11,877	226	50,833
54	0,000	111	4,999	170	12,551	227	332,313
55	9,891	112	10,220	171	77,208		
56	0,893	113	10,046	172	5,163		
57	3,242	114	18,650	173	31,736		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-12 – Concentração de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (ppb) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	HTP (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
1	63,778	66	2,040	122	17,475	176	888,854
2	2,889	67	1,743	123	1,590	177	8,779
5	1,657	70	0,000	125	13,921	179	14,639
6	4,055	71	6,510	127	16,964	181	18,443
9	6,784	72	8,613	128	21,488	182	2958,618
10	0,000	73	8,512	129	6,482	183	0,000
11	0,838	74	0,000	130	7,114	185	48,857
12	37,496	77	9,525	132	22,022	186	8,115
14	17,038	79	7,400	134	11,562	188	23,324
18	0,316	81	6,927	135	11,053	189	12,008
20	4,857	82	11,657	137	26,240	190	0,000
21	0,159	83	15,398	138	24,840	191	54,839
22	3,015	85	7,440	139	30,213	192	0,000
23	28,867	87	6,736	141	19,432	194	11,473
28	4,256	89	4,719	142	6,531	197	10,927
29	1,737	90	5,813	143	0,000	198	2,623
30	5,371	91	13,198	145	24,303	199	23,146
31	0,195	94	24,213	146	19,534	200	0,000
33	6,694	95	10,256	147	7,674	202	18,789
36	10,051	96	10,641	148	0,000	204	14,185
38	12,226	98	11,391	150	12,000	205	0,000
39	4,401	99	9,280	151	11,004	206	32,955
40	17,241	102	18,174	154	7,259	207	23,531
41	16,388	103	4,693	155	15,916	210	16,941
47	0,657	104	13,294	156	23,477	212	18,068
48	2,417	105	5,533	157	13,064	213	0,000
49	3,637	108	52,821	158	0,000	214	0,000
50	2,286	110	9,978	159	14,077	215	17,395
51	1,086	111	11,362	163	10,612	218	0,000
56	8,161	112	8,984	164	6,921	219	23,939
57	0,000	113	12,087	165	21,131	220	10,513
58	16,769	115	8,093	167	0,000	222	0,000

(Continua)

Quadro II.5.1.3-12 (Conclusão)

Estação	HTP (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
59	6,866	116	7,575	168	5,455	223	0,000
60	22,152	118	6,930	172	497,015	224	11,867
64	9,143	120	26,380	173	6,843	226	0,000
65	7,679	121	15,817	174	92,020	227	20,781

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-13 – Concentração de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (ppb) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	HTP (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
1	0,000	66	12,342	127	5,063	177	18,686
2	9,759	67	14,960	128	14,300	179	14,440
5	0,000	70	0,000	129	11,020	181	13,549
6	7,443	71	8,301	130	5,835	182	0,000
9	4,380	72	10,403	132	20,282	183	0,000
10	0,886	73	1,111	134	11,208	185	25,783
11	0,000	74	7,999	135	8,715	186	8,218
12	43,617	79	6,018	137	15,672	188	9,492
14	3,337	81	3,741	138	24,466	189	0,000
18	1,102	82	11,213	139	2653,015	190	10,153
20	8,441	83	9,740	141	12,140	191	13,502
21	0,981	85	14,464	142	10,516	192	0,000
22	0,000	87	7,240	143	9,186	194	20,739
23	0,249	89	0,000	145	22,753	197	13,031
28	1,065	91	9,615	146	22,805	198	6,258
29	6,582	94	32,244	147	10,989	199	53,991
30	179,891	95	6,691	148	0,000	200	2559,370
31	5,311	96	12,924	150	14,025	202	17,939
33	0,000	98	12,677	151	28,278	204	0,000
36	8,991	99	12,124	154	12,079	205	60,803
38	3,471	102	8,974	155	10,335	206	28,340

(Continua)

Quadro II.5.1.3-13 (Conclusão)

Estação	HTP (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
39	1,558	104	10,914	156	2836,328	207	59,411
40	0,000	105	0,000	157	38,914	210	482,082
41	1,079	108	7,773	158	0,000	212	8,260
47	0,823	110	22,196	159	13,177	213	195,593
48	2,351	111	6,363	163	12,286	214	0,000
49	6,265	112	0,000	164	12,565	215	0,000
50	8,632	113	8,878	165	480,611	218	0,000
51	1,795	115	5,680	166	10,128	219	4,748
56	0,000	116	11,255	167	0,000	220	24,857
57	16,642	118	11,238	168	8,847	222	0,000
58	19,323	120	4,855	169	11,689	223	0,000
59	4,857	121	14,588	172	8,507	224	12,873
60	29,539	122	10,690	173	43,696	226	0,000
64	8,918	123	0,497	174	24,339	227	18,319
65	18,648	125	9,980	176	19,170		

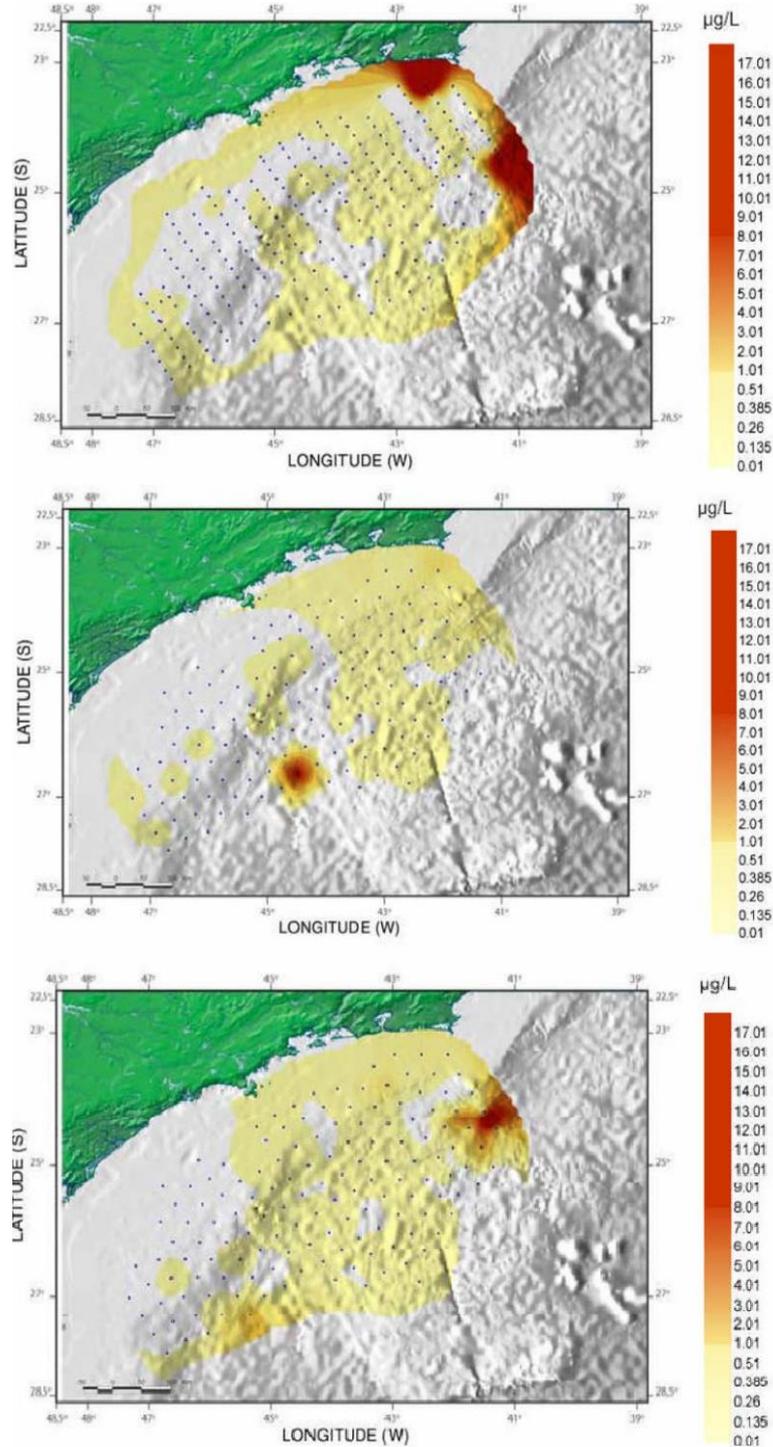
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

A.4. Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA)

A **Figura II.5.1.3-6** mostra a variação espacial para a concentração de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos nas camadas de superfície, meia água e fundo nas regiões da plataforma continental e talude da Bacia de Santos, proveniente de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Assim como o observado para os HTP, as concentrações observadas de HPA também foram baixas. A concentração máxima observada foi de 21,30 µg/L e a média de 0,44 µg/L. Ressalta-se que as maiores concentrações em superfície foram obtidas na porção norte da Bacia de Santos, tanto nas regiões próximas ao continente quanto em oceano aberto. Em meia água, o valor máximo (14 µg/L) foi encontrado em oceano profundo ao largo de Santos. Para a camada de fundo, a maior concentração observada foi em região de oceano profundo (a 200m), na porção Norte da Bacia de Santos (15 µg/L). Para o trabalho de PETROBRAS/HABTEC (2003), não foi detectada concentração de HPA.

Os valores de concentração de HPA obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-14** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-15** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-16** (fundo, máximo 200 m). A Resolução CONAMA nº 357/2005 para águas salinas classe 1, não estabelece valores máximos permitidos. Veiga (2003) diz que os hidrocarbonetos poliaromáticos (HPA) são produtos primários de processos de combustão incompleta a diferentes temperaturas e compreendem moléculas com 2 a 6 anéis aromáticos. Podem ter origem natural ou antropogênica, tendo duas fontes principais, pirolíticas ou petrogênicas.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Figura II.5.1.3-6 – *Varição espacial de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA) na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo no máximo 200 m).*

Quadro II.5.1.3-14 – Concentração de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (ppb) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	HPA (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
1	0,060	58	0,000	115	0,000	174	0,070
2	0,000	59	0,000	116	0,040	175	0,000
3	0,060	60	0,000	117	0,000	176	0,050
4	0,000	61	0,000	118	0,000	177	0,040
5	0,000	62	0,000	119	0,000	178	0,000
6	0,000	63	0,000	120	0,000	179	0,000
7	0,000	64	0,000	121	0,000	180	0,130
8	0,000	65	0,000	122	0,050	181	0,560
9	0,000	66	0,000	123	0,160	182	0,090
10	0,000	67	0,000	124	0,060	183	0,000
11	0,000	68	0,000	125	0,000	184	0,000
12	0,050	69	0,000	126	0,000	185	0,060
13	0,000	70	0,000	127	0,000	186	0,070
14	0,000	71	0,000	128	0,000	187	0,000
15	0,000	72	0,000	129	0,000	188	0,000
16	0,000	73	0,000	130	0,140	189	21,300
17	0,000	74	0,000	131	0,000	190	0,000
18	0,000	75	0,010	132	0,100	191	0,000
19	0,000	76	0,000	133	0,000	192	0,000
20	0,050	77	0,000	134	0,000	193	0,000
21	0,000	78	0,000	135	0,000	194	0,000
22	0,250	79	0,010	136	0,090	195	0,240
23	0,000	80	0,000	137	0,000	196	0,000
24	0,000	81	0,000	138	0,000	197	0,000
25	0,080	82	0,050	139	0,060	198	0,140
26	0,000	83	0,000	140	0,060	199	0,000
27	0,000	84	0,010	141	0,100	200	0,000
28	0,000	85	0,000	142	0,000	201	0,000
29	0,000	86	0,080	143	0,220	202	0,000
30	0,000	87	0,050	144	0,040	203	0,320
31	0,000	88	0,000	145	0,000	204	0,000
32	0,000	89	0,000	146	0,000	205	0,170

(Continua)

Quadro II.5.1.3-14 (Conclusão)

Estação	HPA (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
33	0,000	90	0,000	147	0,060	206	0,000
34	0,000	91	0,020	148	0,000	207	0,000
35	0,000	92	0,000	149	0,000	208	0,000
36	0,000	93	0,040	150	0,000	209	0,000
37	0,000	94	0,000	151	0,000	210	0,050
38	0,000	95	0,000	152	0,110	211	0,000
39	0,000	96	0,420	153	0,000	212	0,000
40	0,000	97	0,000	154	0,030	213	0,310
41	0,000	98	0,220	155	0,020	214	0,000
42	0,000	99	0,030	156	0,060	215	0,000
43	0,000	100	0,000	157	0,080	216	0,190
44	0,000	101	0,000	158	0,000	217	0,000
45	0,000	102	0,000	159	0,000	218	0,000
46	0,000	103	0,000	160	0,070	219	0,000
47	0,000	104	0,130	161	0,010	220	0,000
48	0,000	105	0,000	162	0,000	221	0,000
49	0,000	106	0,000	163	0,050	222	0,000
50	0,000	107	0,000	164	0,000	223	0,000
51	0,000	108	0,040	165	0,020	224	0,000
52	0,000	109	0,150	167	0,000	225	0,000
53	0,000	110	0,000	168	0,170	226	0,000
54	0,000	111	0,000	170	0,070	227	19,000
55	0,000	112	0,000	171	0,070		
56	0,000	113	0,030	172	0,010		
57	0,000	114	0,000	173	0,090		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-15 – Concentração de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (ppb) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	HPA (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
1	0,040	66	0,000	122	0,070	176	0,150
2	0,000	67	0,000	123	0,000	177	0,030
5	0,000	70	0,000	125	0,000	179	0,000
6	0,000	71	0,000	127	0,000	181	0,140
9	0,030	72	0,000	128	0,000	182	0,050
10	0,000	73	0,000	129	0,000	183	0,000
11	0,000	74	0,000	130	0,020	185	0,170
12	0,000	77	0,000	132	0,080	186	0,060
14	0,000	79	0,030	134	0,000	188	0,000
18	0,000	81	0,000	135	0,000	189	0,000
20	0,070	82	0,090	137	0,040	190	0,000
21	0,000	83	0,000	138	0,000	191	0,030
22	0,000	85	0,000	139	0,030	192	0,000
23	0,000	87	0,020	141	0,050	194	0,000
28	0,000	89	0,000	142	0,000	197	0,000
29	0,000	90	0,000	143	0,020	198	0,220
30	0,000	91	0,020	145	0,000	199	0,060
31	0,000	94	0,150	146	0,000	200	0,000
33	0,000	95	0,000	147	0,050	202	0,100
36	0,000	96	0,030	148	0,000	204	0,000
38	0,000	98	0,460	150	0,000	205	0,230
39	0,000	99	0,020	151	0,000	206	0,640
40	0,040	102	0,000	154	0,090	207	0,000
41	0,000	103	0,000	155	0,000	210	0,000
47	0,000	104	0,100	156	0,040	212	0,000
48	0,000	105	0,030	157	0,170	213	0,000
49	0,050	108	8,730	158	0,000	214	0,000
50	0,000	110	0,000	159	0,000	215	0,410
51	0,000	111	0,000	163	0,020	218	0,000
56	0,000	112	0,000	164	0,000	219	0,170
57	0,000	113	0,030	165	0,020	220	0,570
58	0,000	115	0,000	167	0,000	222	0,000
59	0,000	116	0,310	168	0,070	223	0,000
60	0,000	118	0,000	172	0,000	224	0,060
64	0,000	120	0,000	173	0,060	226	0,000
65	0,000	121	0,000	174	0,020	227	0,000

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-16 – Concentração de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (ppb) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	HPA (ppb)						
Limite Conama 357/2005	-						
1	0,000	66	0,000	127	0,000	177	0,160
2	0,000	67	0,120	128	0,000	179	0,000
5	0,000	70	0,000	129	0,080	181	0,000
6	0,000	71	0,000	130	0,020	182	0,000
9	0,000	72	1,590	132	0,040	183	0,000
10	0,000	73	0,000	134	0,000	185	0,000
11	0,000	74	0,000	135	0,100	186	0,080
12	0,000	79	0,130	137	0,040	188	0,000
14	0,000	81	0,000	138	0,000	189	0,290
18	0,000	82	0,050	139	0,060	190	0,000
20	0,060	83	0,000	141	0,100	191	0,050
21	0,000	85	0,000	142	0,000	192	0,000
22	0,000	87	0,020	143	0,080	194	0,030
23	0,000	89	0,000	145	0,000	197	0,000
28	0,000	91	0,060	146	0,000	198	0,310
29	0,000	94	0,000	147	0,000	199	0,000
30	0,160	95	0,090	148	0,000	200	0,000
31	0,000	96	0,010	150	0,000	202	0,040
33	0,000	98	0,040	151	0,000	204	0,000
36	0,000	99	0,030	154	0,130	205	0,000
38	0,000	102	0,070	155	0,000	206	0,098
39	0,000	104	0,060	156	0,040	207	0,000
40	0,000	105	0,010	157	0,130	210	0,070
41	0,000	108	0,030	158	0,000	212	0,000
47	0,000	110	0,000	159	0,000	213	0,300
48	0,000	111	0,000	163	0,040	214	0,000
49	0,000	112	0,000	164	0,000	215	0,000
50	0,000	113	0,030	165	0,040	218	0,000
51	0,000	115	0,000	166	0,010	219	0,000
56	0,000	116	0,180	167	0,000	220	0,000
57	0,000	118	0,070	168	0,040	222	0,000
58	0,000	120	0,000	169	0,000	223	2,340
59	0,000	121	0,000	172	0,020	224	0,000
60	0,000	122	0,020	173	0,030	226	0,000
64	0,000	123	0,000	174	0,000	227	0,670
65	0,000	125	0,000	176	0,080		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

A.5. Nutrientes (Amônia, Nitrito, Nitrato e Fosfato)

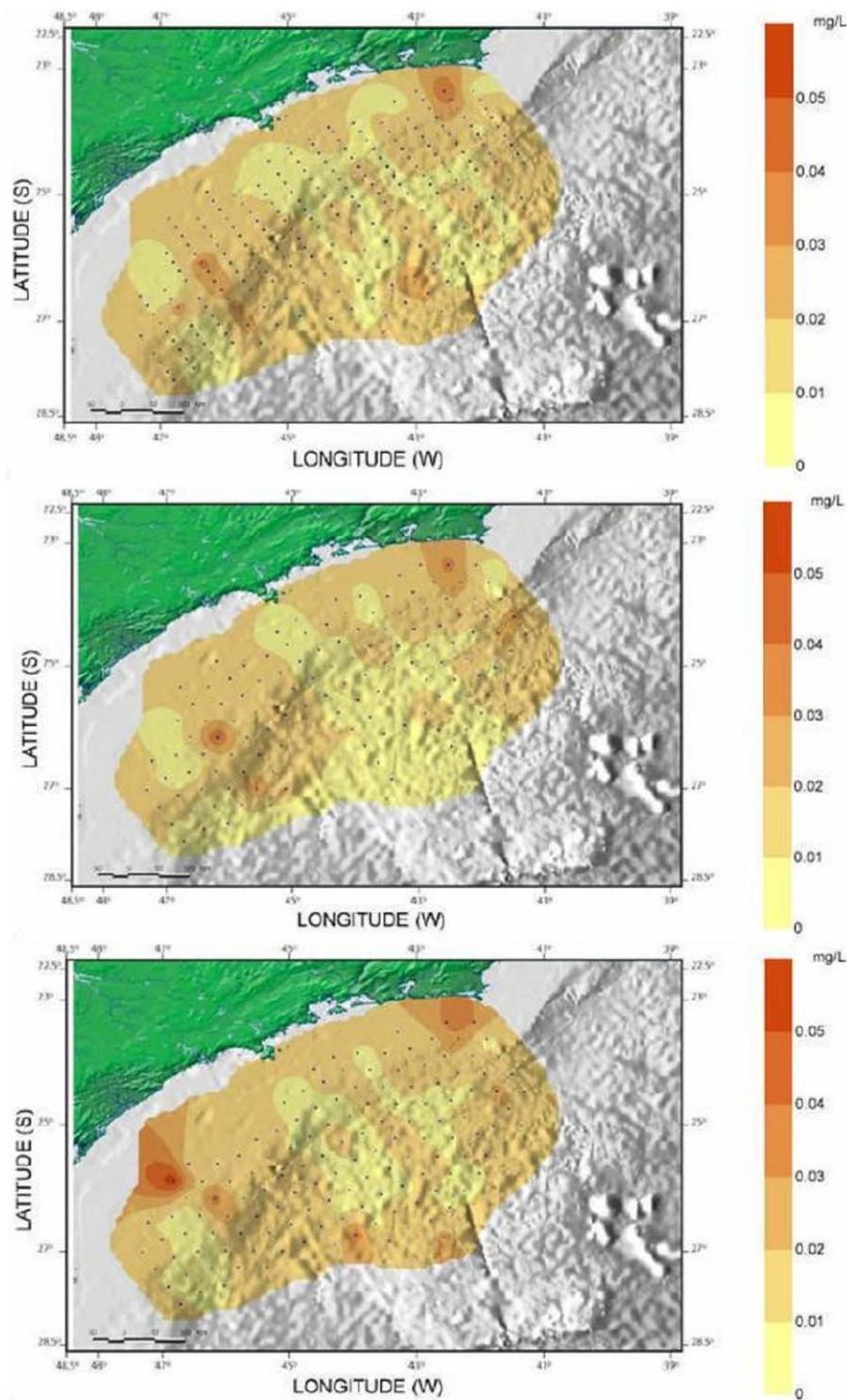
A.5.1. Amônia

A **Figura II.5.1.3-7** apresenta as variações horizontais (superfície, meia água e fundo) da concentração de amônia apresentada no relatório (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), enquanto a **Figura II.5.1.3-8**, apresenta a variação vertical das concentrações de amônia proveniente do estudo de (PETROBRAS/HABTEC, 2003) na Bacia de Santos.

Os valores encontrados em (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) tiveram concentrações máximas de 0,060 mg/L e mínimas de 0,003 mg/L. Os valores mais elevados foram encontrados na camada profunda, em pontos mais próximos ao continente, porém, não foram observadas tendências espaciais.

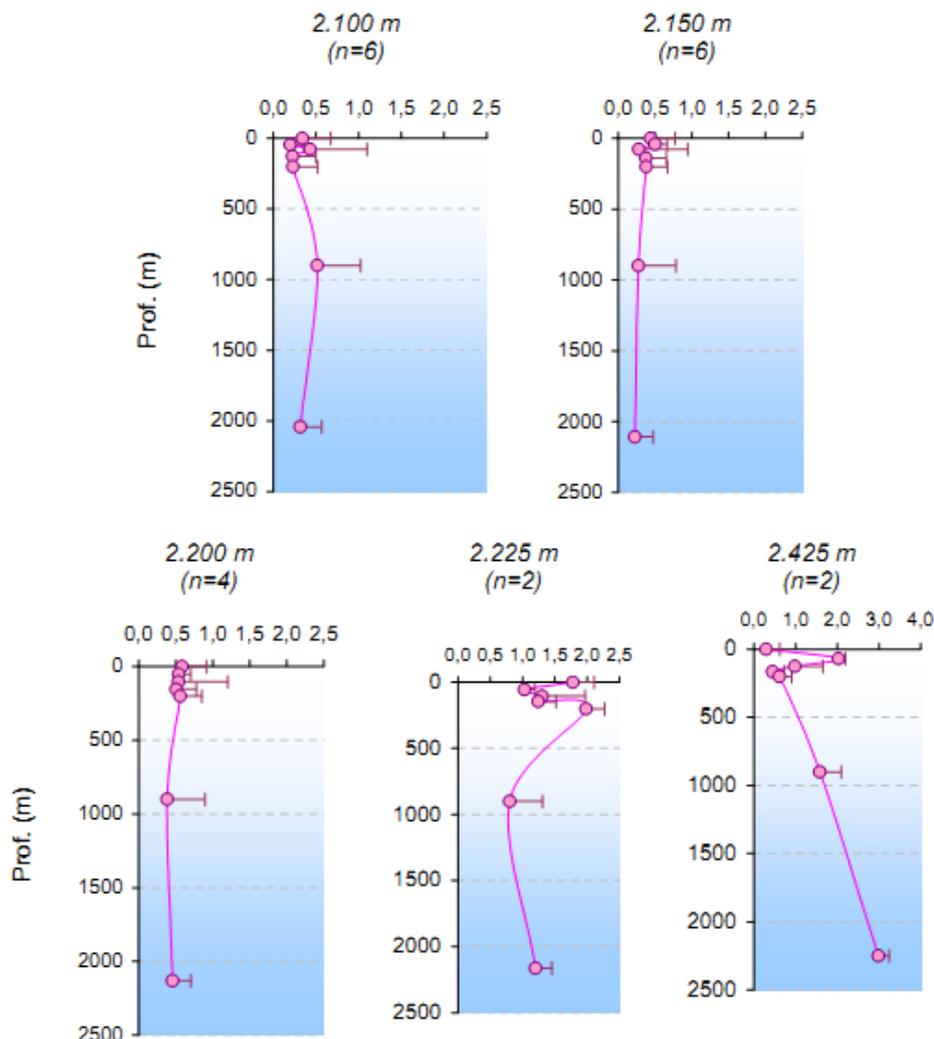
Em (PETROBRAS/HABTEC, 2003) foram encontrados valores entre 0,01 a 3,0 $\mu\text{mol/l}$ (0,0002 mg/L a 0,052 mg/L), com relativa homogeneidade vertical nas estações das isóbatas de 2.100, 2.150 e 2.200 m. Para as estações da isóbata de 2.225 m, os valores mais altos foram observados nas proximidades de 250 m, e nas de 2.425 m a maior concentração foi observada próxima ao fundo.

Por se tratar de um nutriente, é comum que concentrações de amônia sejam maiores em camadas profundas, onde não existe disponibilidade luminosa, diminuindo seu consumo por organismos fotossintetizantes (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002). Conforme cita CETESB (2009) as fontes de nitrogênio nas águas naturais são diversas. Os esgotos sanitários constituem, em geral, a principal fonte, lançando nas águas nitrogênio orgânico, devido à presença de proteínas, e nitrogênio amoniacal, pela hidrólise da ureia na água. A atmosfera é outra fonte importante devido a diversos mecanismos como a biofixação desempenhada por bactérias e algas presentes nos corpos hídricos, que incorporam o nitrogênio atmosférico em seus tecidos, contribuindo para a presença de nitrogênio orgânico nas águas; a fixação química, reação que depende da presença de luz, também acarreta a presença de amônia e nitratos nas águas. Estes compostos de nitrogênio são nutrientes para processos biológicos e são caracterizados como macronutrientes, pois, depois do carbono, o nitrogênio é o elemento exigido em maior quantidade pelas células vivas.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-7 – Variação espacial de amônia na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo, no máximo, 200 m).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-8 – Variação vertical de amônia ($\mu\text{mol/l}$) nas estações profundas da Bacia de Santos. A barra horizontal indica o desvio padrão ($n - n^\circ$ de estações).

Os valores de concentração de amônia obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-17** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-18** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-19** (fundo, máximo 200 m). Comparando estes valores obtidos com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 357/2005 para águas salinas classe 1, que indica concentração de amônia máxima permitida de 0,4 mg/l, conclui-se que as águas da Bacia de Santos estão dentro dos padrões estabelecidos.

Quadro II.5.1.3-17 – Concentração de Amônia (mg/L) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Amônia (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
1	0,012	58	0,025	115	0,013	174	0,012
2	0,010	59	0,009	116	0,011	175	0,014
3	0,021	60	0,013	117	0,015	176	0,008
4	0,010	61	0,011	118	0,009	177	0,022
5	0,013	62	0,013	119	0,014	178	0,010
6	0,010	63	0,012	120	0,008	179	0,017
7	0,010	64	0,012	121	0,015	180	0,010
8	0,011	65	0,024	122	0,013	181	0,009
9	0,011	66	0,011	123	0,012	182	0,009
10	0,007	67	0,013	124	0,006	183	0,011
11	0,009	68	0,013	125	0,008	184	0,020
12	0,011	69	0,014	126	0,010	185	0,010
13	0,009	70	0,000	127	0,006	186	0,017
14	0,012	71	0,013	128	0,016	187	0,010
15	0,005	72	0,018	129	0,007	188	0,018
16	0,009	73	0,013	130	0,010	189	0,043
17	0,008	74	0,010	131	0,006	190	0,009
18	0,014	75	0,009	132	0,008	191	0,010
19	0,013	76	0,013	133	0,015	192	0,010
20	0,031	77	0,008	134	0,010	193	0,018
21	0,009	78	0,014	135	0,008	194	0,010
22	0,014	79	0,011	136	0,008	195	0,032
23	0,013	80	0,000	137	0,010	196	0,010
24	0,009	81	0,012	138	0,017	197	0,023
25	0,010	82	0,020	139	0,009	198	0,026
26	0,017	83	0,016	140	0,013	199	0,009
27	0,007	84	0,009	141	0,007	200	0,011
28	0,012	85	0,007	142	0,014	201	0,008
29	0,011	86	0,014	143	0,003	202	0,009
30	0,007	87	0,012	144	0,007	203	0,013
31	0,009	88	0,008	145	0,005	204	0,008
32	0,009	89	0,010	146	0,012	205	0,010
33	0,017	90	0,009	147	0,008	206	0,004

(Continua)

Quadro II.5.1.3-17 (Conclusão)

Estação	Amônia (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
34	0,011	91	0,014	148	0,013	207	0,012
35	0,041	92	0,006	149	0,011	208	0,007
36	0,010	93	0,024	150	0,011	209	0,009
37	0,013	94	0,007	151	0,004	210	0,009
38	0,011	95	0,005	152	0,007	211	0,014
39	0,015	96	0,013	153	0,011	212	0,000
40	0,024	97	0,008	154	0,018	213	0,013
41	0,011	98	0,009	155	0,017	214	0,014
42	0,006	99	0,011	156	0,007	215	0,013
43	0,010	100	0,008	157	0,006	216	0,011
44	0,015	101	0,012	158	0,019	217	0,011
45	0,028	102	0,007	159	0,006	218	0,006
46	0,014	103	0,014	160	0,007	219	0,023
47	0,005	104	0,007	161	0,013	220	0,010
48	0,008	105	0,016	162	0,015	221	0,011
49	0,016	106	0,008	163	0,015	222	0,006
50	0,031	107	0,015	164	0,017	223	0,020
51	0,013	108	0,014	165	0,007	224	0,021
52	0,011	109	0,005	167	0,019	225	0,013
53	0,010	110	0,008	168	0,032	226	0,019
54	0,017	111	0,010	170	0,013	227	0,012
55	0,013	112	0,005	171	0,017		
56	0,010	113	0,014	172	0,017		
57	0,013	114	0,008	173	0,010		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-18 – Concentração de Amônia (mg/L) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Amônia (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
1	0,012	66	0,014	122	0,010	176	0,008
2	0,011	67	0,011	123	0,012	177	0,016
5	0,014	70	0,000	125	0,011	179	0,020
6	0,009	71	0,012	127	0,006	181	0,008
9	0,010	72	0,010	128	0,009	182	0,009
10	0,006	73	0,011	129	0,010	183	0,011
11	0,008	74	0,013	130	0,038	185	0,010
12	0,011	77	0,000	132	0,008	186	0,022
14	0,013	79	0,015	134	0,008	188	0,019
18	0,010	81	0,013	135	0,008	189	0,035
20	0,006	82	0,010	137	0,008	190	0,009
21	0,013	83	0,013	138	0,021	191	0,010
22	0,010	85	0,007	139	0,008	192	0,009
23	0,014	87	0,011	141	0,009	194	0,010
28	0,014	89	0,011	142	0,011	197	0,022
29	0,008	90	0,000	143	0,004	198	0,025
30	0,010	91	0,012	145	0,009	199	0,009
31	0,017	94	0,007	146	0,012	200	0,012
33	0,011	95	0,006	147	0,008	202	0,010
36	0,004	96	0,014	148	0,012	204	0,007
38	0,013	98	0,010	150	0,007	205	0,012
39	0,015	99	0,012	151	0,004	206	0,010
40	0,044	102	0,008	154	0,016	207	0,011
41	0,013	103	0,000	155	0,019	210	0,008
47	0,005	104	0,005	156	0,007	212	0,000
48	0,010	105	0,014	157	0,014	213	0,010
49	0,013	108	0,013	158	0,016	214	0,015
50	0,016	110	0,009	159	0,003	215	0,009
51	0,014	111	0,017	163	0,015	218	0,007
56	0,011	112	0,008	164	0,017	219	0,023
57	0,017	113	0,010	165	0,010	220	0,010
58	0,018	115	0,014	167	0,017	222	0,010
59	0,010	116	0,014	168	0,016	223	0,020
60	0,012	118	0,007	172	0,017	224	0,027
64	0,015	120	0,008	173	0,009	226	0,017
65	0,030	121	0,011	174	0,011	227	0,013

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-19 – Concentração de Amônia (mg/L) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Amônia (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
1	0,014	66	0,014	127	0,006	177	0,018
2	0,010	67	0,012	128	0,009	179	0,016
5	0,011	70	0,000	129	0,017	181	0,008
6	0,012	71	0,013	130	0,011	182	0,011
9	0,010	72	0,015	132	0,008	183	0,010
10	0,007	73	0,011	134	0,008	185	0,010
11	0,060	74	0,012	135	0,008	186	0,018
12	0,011	79	0,013	137	0,010	188	0,019
14	0,014	81	0,014	138	0,013	189	0,033
18	0,012	82	0,015	139	0,008	190	0,009
20	0,007	83	0,015	141	0,009	191	0,010
21	0,010	85	0,008	142	0,012	192	0,009
22	0,006	87	0,009	143	0,003	194	0,009
23	0,012	89	0,015	145	0,008	197	0,017
28	0,007	91	0,015	146	0,012	198	0,029
29	0,010	94	0,007	147	0,008	199	0,009
30	0,006	95	0,005	148	0,012	200	0,012
31	0,015	96	0,015	150	0,010	202	0,010
33	0,012	98	0,013	151	0,006	204	0,007
36	0,005	99	0,011	154	0,025	205	0,011
38	0,010	102	0,008	155	0,020	206	0,030
39	0,013	104	0,006	156	0,007	207	0,014
40	0,036	105	0,017	157	0,013	210	0,009
41	0,013	108	0,011	158	0,015	212	0,000
47	0,009	110	0,007	159	0,003	213	0,011
48	0,009	111	0,019	163	0,012	214	0,014
49	0,009	112	0,011	164	0,018	215	0,007
50	0,026	113	0,010	165	0,010	218	0,009
51	0,012	115	0,017	166	0,013	219	0,026
56	0,013	116	0,015	167	0,014	220	0,014
57	0,012	118	0,008	168	0,014	222	0,014
58	0,018	120	0,007	169	0,013	223	0,020
59	0,011	121	0,014	172	0,019	224	0,009
60	0,014	122	0,012	173	0,009	226	0,020
64	0,012	123	0,011	174	0,010	227	0,013
65	0,011	125	0,010	176	0,007		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

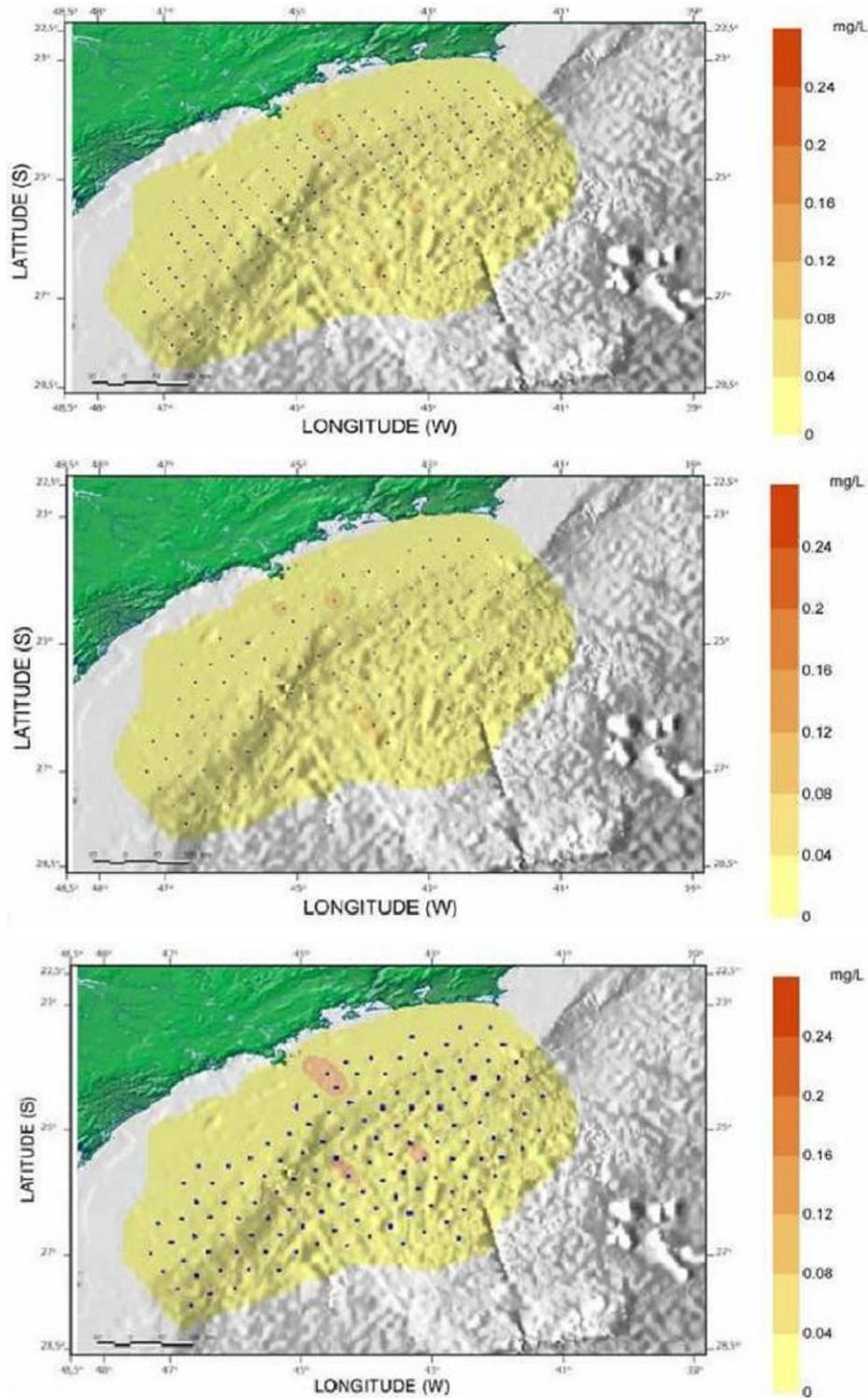
EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

A.5.2. Nitrito

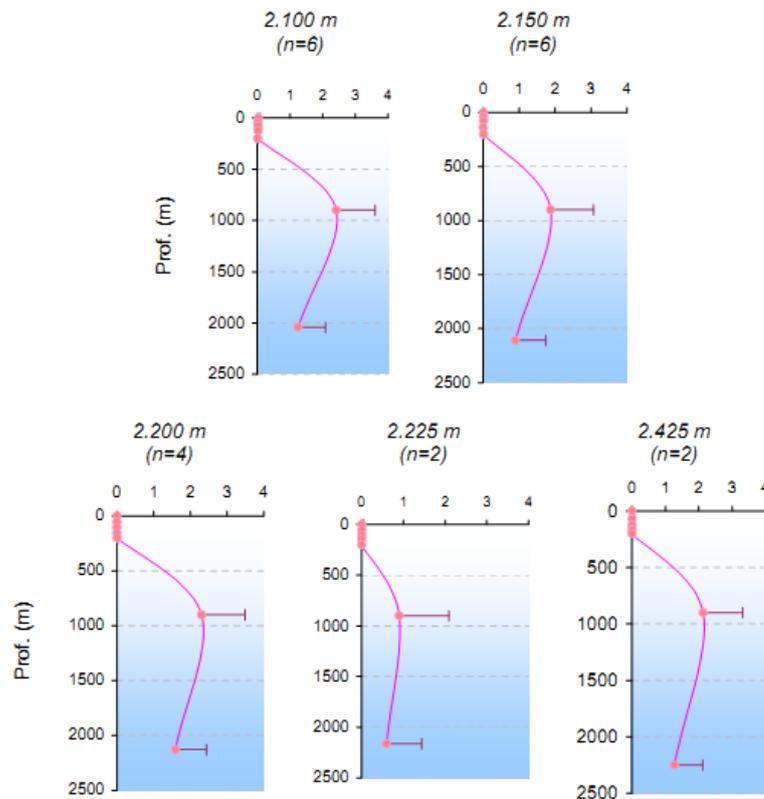
A variação horizontal (superfície, meia água e fundo) para o nitrito, proveniente de MMA/PETROBRAS/AS/PEG (2002), é apresentada na **Figura II.5.1.3-9**. Na **Figura II.5.1.3-10** são apresentados os perfis verticais das estações amostradas por PETROBRAS/HABTEC (2003).

A partir de MMA/PETROBRAS/AS/PEG (2002), observou-se que as concentrações variaram entre 0,002 mg/L e 0,07 mg/L, sendo os maiores valores obtidos na camada de fundo (200 m) na região da plataforma continental ao largo de São Sebastião/SP. No estudo PETROBRAS/HABTEC (2003), os valores médios obtidos estiveram entre 0,01 e 2,09 $\mu\text{mol/L}$ (0,0046 mg/L a 0,92 mg/L). As estações apresentaram, em sua maioria, padrão de estratificação similar, com valores muito baixos nas camadas superficiais e tendência de aumento na camada intermediária, indicando enriquecimento das massas de águas mais profundas. Os valores na camada de fundo se dispuseram de forma intermediária entre os valores de superfície e meia água.



Fonte: MMA/PETROBRAS/AS/PEG (2002).

Figura II.5.1.3-9 – Variação espacial de nitrito na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo, no máximo, 200 m).



Fonte: PETROBRAS/HABTEC (2003).

Figura II.5.1.3-10 – Variação vertical de nitrito ($\mu\text{mol/l}$) nas estações profundas da Bacia de Santos. A barra horizontal indica o desvio padrão ($n - n^\circ$ de estações).

Os valores das concentrações de nitrito obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-20** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-21** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-22** (fundo, máximo 200 m). Comparando estes valores obtidos com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 357/2005 para águas salinas classe 1, que indica concentração de nitrito máxima permitida de 0,07 mg/l, conclui-se que as águas da Bacia de Santos estão dentro dos padrões estabelecidos.

Quadro II.5.1.3-20 – Concentração de Nitrito (mg/L) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Nitrito (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,070						
1	0,018	58	0,012	115	0,021	174	0,012
2	0,022	59	0,006	116	0,013	175	0,017
3	0,009	60	0,017	117	0,020	176	0,030
4	0,013	61	0,005	118	0,036	177	0,016
5	0,010	62	0,023	119	0,015	178	0,008
6	0,012	63	0,017	120	0,003	179	0,021
7	0,012	64	0,012	121	0,019	180	0,026
8	0,008	65	0,013	122	0,011	181	0,015
9	0,014	66	0,008	123	0,020	182	0,017
10	0,016	67	0,009	124	0,008	183	0,010
11	0,017	68	0,008	125	0,041	184	0,026
12	0,012	69	0,006	126	0,020	185	0,032
13	0,012	70	0,000	127	0,010	186	0,030
14	0,017	71	0,009	128	0,022	187	0,005
15	0,018	72	0,017	129	0,021	188	0,027
16	0,011	73	0,009	130	0,039	189	0,033
17	0,021	74	0,009	131	0,009	190	0,022
18	0,017	75	0,023	132	0,017	191	0,013
19	0,011	76	0,013	133	0,031	192	0,007
20	0,013	77	0,030	134	0,043	193	0,022
21	0,015	78	0,015	135	0,011	194	0,016
22	0,018	79	0,024	136	0,021	195	0,024
23	0,009	80	0,000	137	0,026	196	0,010
24	0,014	81	0,015	138	0,035	197	0,040
25	0,012	82	0,032	139	0,016	198	0,031
26	0,011	83	0,007	140	0,033	199	0,016
27	0,007	84	0,025	141	0,047	200	0,009
28	0,005	85	0,031	142	0,023	201	0,024
29	0,013	86	0,038	143	0,012	202	0,015
30	0,010	87	0,020	144	0,022	203	0,028
31	0,008	88	0,033	145	0,034	204	0,018
32	0,003	89	0,007	146	0,033	205	0,038
33	0,019	90	0,006	147	0,019	206	0,035

(Continua)

Quadro II.5.1.3-20 (Conclusão)

Estação	Nitrito (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,070						
34	0,014	91	0,012	148	0,021	207	0,020
35	0,014	92	0,010	149	0,048	208	0,017
36	0,003	93	0,033	150	0,027	209	0,009
37	0,016	94	0,036	151	0,013	210	0,021
38	0,015	95	0,010	152	0,016	211	0,031
39	0,012	96	0,018	153	0,016	212	0,000
40	0,015	97	0,037	154	0,017	213	0,007
41	0,015	98	0,037	155	0,043	214	0,021
42	0,016	99	0,012	156	0,016	215	0,033
43	0,009	100	0,012	157	0,025	216	0,022
44	0,011	101	0,040	158	0,020	217	0,023
45	0,014	102	0,038	159	0,012	218	0,019
46	0,013	103	0,054	160	0,012	219	0,023
47	0,006	104	0,012	161	0,006	220	0,038
48	0,008	105	0,017	162	0,016	221	0,015
49	0,007	106	0,036	163	0,027	222	0,016
50	0,007	107	0,068	164	0,052	223	0,026
51	0,012	108	0,025	165	0,011	224	0,013
52	0,012	109	0,014	167	0,016	225	0,017
53	0,011	110	0,035	168	0,020	226	0,030
54	0,007	111	0,062	170	0,010	227	0,019
55	0,016	112	0,015	171	0,021		
56	0,011	113	0,009	172	0,014		
57	0,009	114	0,004	173	0,016		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-21 – Concentração de Nitrito (mg/L) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Nitrito (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,070						
1	0,012	66	0,012	122	0,009	176	0,029
2	0,012	67	0,008	123	0,018	177	0,016
5	0,008	70	0,000	125	0,042	179	0,025
6	0,016	71	0,010	127	0,010	181	0,027
9	0,010	72	0,017	128	0,024	182	0,021
10	0,017	73	0,008	129	0,031	183	0,013
11	0,018	74	0,006	130	0,026	185	0,022
12	0,012	77	0,000	132	0,017	186	0,017
14	0,018	79	0,021	134	0,042	188	0,028
18	0,019	81	0,011	135	0,010	189	0,031
20	0,009	82	0,027	137	0,033	190	0,017
21	0,015	83	0,013	138	0,034	191	0,014
22	0,011	85	0,031	139	0,012	192	0,005
23	0,006	87	0,026	141	0,043	194	0,018
28	0,027	89	0,007	142	0,024	197	0,031
29	0,021	90	0,000	143	0,014	198	0,025
30	0,014	91	0,017	145	0,031	199	0,016
31	0,012	94	0,041	146	0,037	200	0,008
33	0,017	95	0,011	147	0,017	202	0,014
36	0,006	96	0,021	148	0,024	204	0,016
38	0,017	98	0,030	150	0,010	205	0,040
39	0,010	99	0,009	151	0,016	206	0,032
40	0,007	102	0,037	154	0,022	207	0,018
41	0,015	103	0,000	155	0,045	210	0,021
47	0,013	104	0,012	156	0,015	212	0,000
48	0,010	105	0,028	157	0,026	213	0,012
49	0,012	108	0,016	158	0,021	214	0,018
50	0,011	110	0,038	159	0,002	215	0,030
51	0,020	111	0,070	163	0,015	218	0,018
56	0,005	112	0,014	164	0,054	219	0,028
57	0,009	113	0,016	165	0,022	220	0,037
58	0,009	115	0,017	167	0,017	222	0,016
59	0,010	116	0,031	168	0,031	223	0,026
60	0,023	118	0,038	172	0,015	224	0,013
64	0,012	120	0,006	173	0,015	226	0,029
65	0,016	121	0,020	174	0,006	227	0,022

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-22 – Concentração de Nitrito (mg/L) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3 -1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Nitrito (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,070						
1	0,014	66	0,006	127	0,013	177	0,015
2	0,012	67	0,010	128	0,028	179	0,033
5	0,011	70	0,000	129	0,034	181	0,027
6	0,023	71	0,012	130	0,023	182	0,018
9	0,010	72	0,020	132	0,023	183	0,010
10	0,018	73	0,017	134	0,043	185	0,020
11	0,032	74	0,009	135	0,012	186	0,020
12	0,020	79	0,027	137	0,027	188	0,025
14	0,021	81	0,012	138	0,032	189	0,040
18	0,016	82	0,023	139	0,014	190	0,021
20	0,024	83	0,010	141	0,011	191	0,016
21	0,016	85	0,041	142	0,029	192	0,010
22	0,008	87	0,027	143	0,017	194	0,021
23	0,031	89	0,006	145	0,031	197	0,040
28	0,027	91	0,014	146	0,310	198	0,035
29	0,015	94	0,036	147	0,018	199	0,016
30	0,013	95	0,015	148	0,027	200	0,028
31	0,007	96	0,017	150	0,014	202	0,015
33	0,013	98	0,036	151	0,019	204	0,018
36	0,012	99	0,012	154	0,026	205	0,030
38	0,017	102	0,037	155	0,048	206	0,039
39	0,011	104	0,018	156	0,014	207	0,024
40	0,006	105	0,030	157	0,017	210	0,021
41	0,013	108	0,012	158	0,022	212	0,000
47	0,018	110	0,046	159	0,003	213	0,016
48	0,022	111	0,070	163	0,022	214	0,019
49	0,013	112	0,016	164	0,053	215	0,032
50	0,008	113	0,009	165	0,021	218	0,026
51	0,020	115	0,019	166	0,013	219	0,036
56	0,013	116	0,036	167	0,018	220	0,033
57	0,008	118	0,046	168	0,012	222	0,020
58	0,012	120	0,008	169	0,031	223	0,028
59	0,009	121	0,021	172	0,017	224	0,011
60	0,014	122	0,011	173	0,017	226	0,040
64	0,009	123	0,023	174	0,005	227	0,025
65	0,014	125	0,041	176	0,030		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

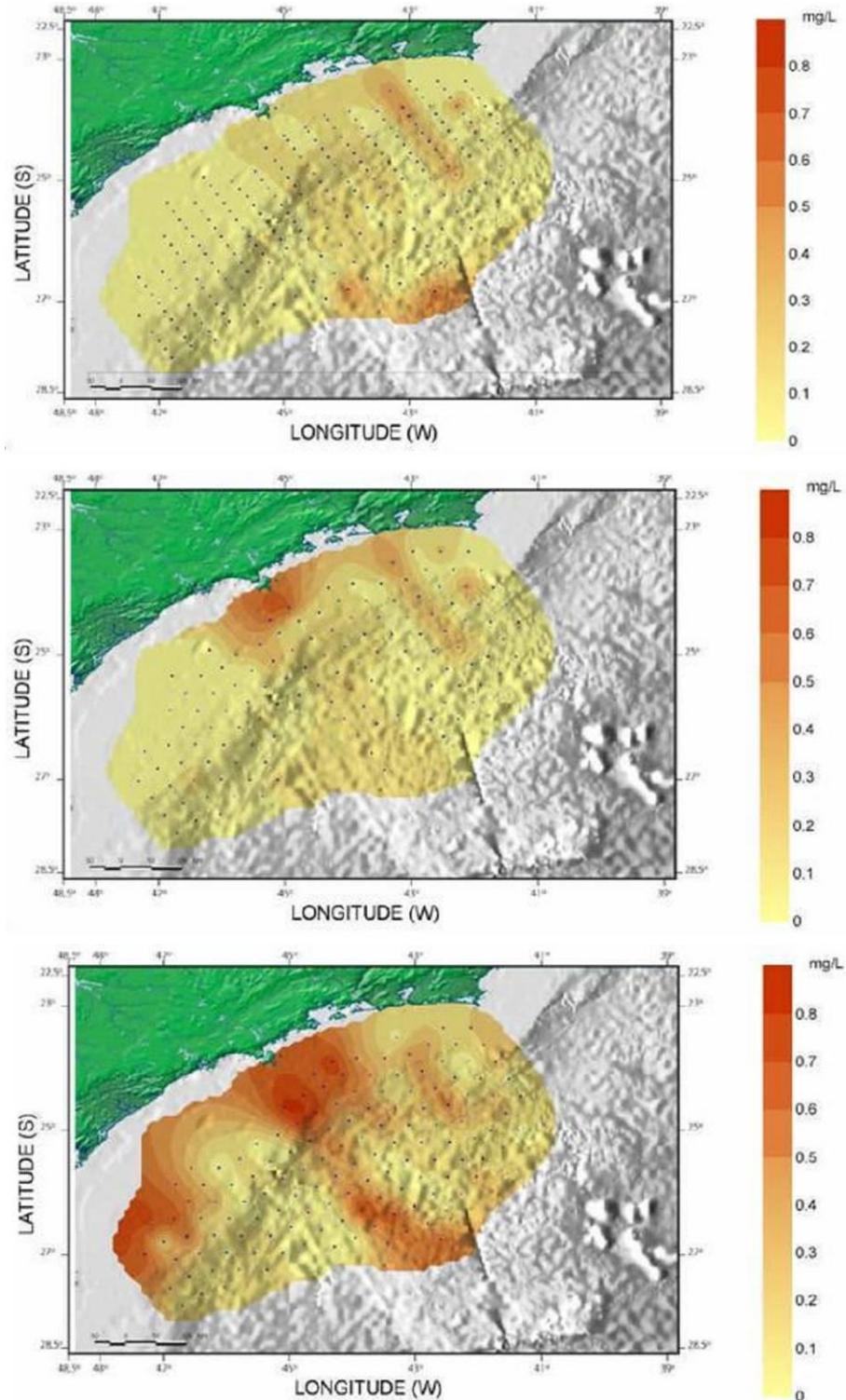
A.5.3. Nitrato

As concentrações de nitrato obtidas em (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) são apresentadas na **Figura II.5.1.3-11** e os valores verticais provenientes de (PETROBRAS/HABTEC, 2003) são exibidos na **Figura II.5.1.3-12**.

A partir de (PETROBRAS/HABTEC, 2003), pôde-se verificar variações verticais de nitrito entre 0,01 µmol/l e 3,00 µmol/l (0,0062 mg/L e 1,86 mg/L) e, em praticamente todas as estações, profundidades próximas a 1.000 m apresentaram as maiores concentrações, quando comparadas à superfície e fundo.

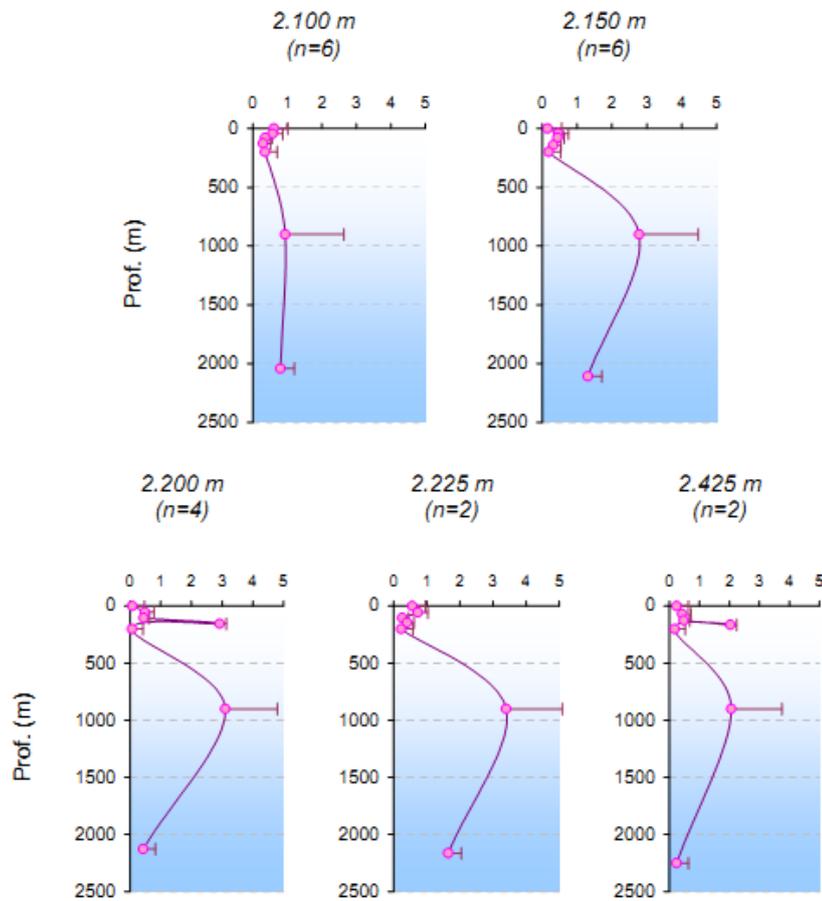
Os valores de nitrato de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estiveram entre 0,066 mg/L e 0,835 mg/L, sendo que as maiores concentrações foram observadas na camada de fundo (200 m). Comparando estes valores obtidos com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 357/2005 para águas salinas classe 1, que indica concentração de nitrato máxima permitida de 0,4 mg/l, verifica-se alguns pontos isolados desenquadrados em superfície e meia água,, enquanto que em camada de fundo valores desenquadrados foram obtidos sobre a Plataforma Continental, entre Santos e São Sebastião/SP e na porção Sul da Bacia de Santos. CETESB (2009) menciona que o nitrogênio pode ser encontrado nas águas nas formas de nitrogênio orgânico, amoniacal, nitrito e nitrato. As duas primeiras são formas reduzidas e as duas últimas, oxidadas. Pode-se associar as etapas de degradação da poluição orgânica por meio da relação entre as formas de nitrogênio. Nas zonas de autodepuração natural, distinguem-se as presenças de nitrogênio orgânico na zona de degradação, amoniacal na zona de decomposição ativa, nitrito na zona de recuperação e nitrato na zona de águas limpas. Ou seja, se for coletada uma amostra de água de um rio poluído e as análises demonstrarem predominância das formas reduzidas significa que o foco de poluição se encontra próximo; se prevalecerem o nitrito e o nitrato denota que as descargas de esgotos ou fontes de nitrogênio orgânico ou amoniacal se encontram distantes.

Os valores de nitrato obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-23** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-24** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-25** (fundo, máximo 200 m).



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-11 – Variação espacial de nitrato na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo, no máximo, 200 m).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-12 – Variação vertical de nitrato ($\mu\text{mol/l}$) nas estações profundas da Bacia de Santos. A barra horizontal indica o desvio padrão ($n - n^\circ$ de estações).

Quadro II.5.1.3-23 – Concentração de Nitrato (mg/L) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Nitrato (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
1	0,053	58	0,062	115	0,183	174	0,309
2	0,020	59	0,074	116	0,024	175	0,058
3	0,075	60	0,019	117	0,171	176	0,063
4	0,049	61	0,064	118	0,167	177	0,091
5	0,047	62	0,017	119	0,220	178	0,303
6	0,032	63	0,001	120	0,116	179	0,037
7	0,059	64	0,025	121	0,155	180	0,083
8	0,050	65	0,063	122	0,049	181	0,087
9	0,048	66	0,044	123	0,145	182	0,081
10	0,032	67	0,013	124	0,103	183	0,288
11	0,030	68	0,032	125	0,120	184	0,031
12	0,035	69	0,059	126	0,189	185	0,071
13	0,050	70	0,000	127	0,102	186	0,541
14	0,028	71	0,149	128	0,216	187	0,295
15	0,033	72	0,047	129	0,185	188	0,059
16	0,078	73	0,029	130	0,481	189	0,043
17	0,023	74	0,027	131	0,096	190	0,079
18	0,041	75	0,049	132	0,073	191	0,094
19	0,034	76	0,147	133	0,128	192	0,276
20	0,045	77	0,148	134	0,198	193	0,038
21	0,054	78	0,038	135	0,071	194	0,087
22	0,043	79	0,067	136	0,076	195	0,033
23	0,035	80	0,000	137	0,150	196	0,348
24	0,083	81	0,041	138	0,129	197	0,022
25	0,073	82	0,121	139	0,108	198	0,054
26	0,038	83	0,042	140	0,132	199	0,050
27	0,038	84	0,064	141	0,154	200	0,307
28	0,037	85	0,180	142	0,052	201	0,108
29	0,039	86	0,054	143	0,077	202	0,082
30	0,030	87	0,040	144	0,093	203	0,480
31	0,032	88	0,182	145	0,207	204	0,077

(Continua)

Quadro II.5.1.3-23 (Conclusão)

Estação	Nitrato (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
32	0,046	89	0,031	146	0,186	205	0,057
33	0,056	90	0,076	147	0,089	206	0,039
34	0,035	91	0,038	148	0,083	207	0,081
35	0,073	92	0,104	149	0,250	208	0,073
36	0,041	93	0,069	150	0,181	209	0,136
37	0,077	94	0,140	151	0,051	210	0,067
38	0,038	95	0,082	152	0,119	211	0,047
39	0,076	96	0,027	153	0,098	212	0,000
40	0,062	97	0,158	154	0,060	213	0,114
41	0,065	98	0,028	155	0,131	214	0,077
42	0,031	99	0,109	156	0,117	215	0,047
43	0,031	100	0,097	157	0,417	216	0,083
44	0,025	101	0,049	158	0,085	217	0,044
45	0,084	102	0,123	159	0,162	218	0,073
46	0,009	103	0,092	160	0,093	219	0,077
47	0,021	104	0,244	161	0,460	220	0,057
48	0,032	105	0,113	162	0,085	221	0,024
49	0,036	106	0,133	163	0,035	222	0,074
50	0,069	107	0,080	164	0,128	223	0,087
51	0,059	108	0,087	165	0,094	224	0,023
52	0,030	109	0,185	167	0,083	225	0,027
53	0,056	110	0,148	168	0,072	226	0,074
54	0,056	111	0,081	170	0,334	227	0,023
55	0,032	112	0,183	171	0,076		
56	0,036	113	0,091	172	0,030		
57	0,025	114	0,113	173	0,071		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-24 – Concentração de Nitrato (mg/L) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3 -1 e no Quadro II.5.1.3-1. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Nitrato (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
1	0,052	66	0,026	122	0,093	176	0,058
2	0,046	67	0,016	123	0,162	177	0,277
5	0,055	70	0,000	125	0,141	179	0,030
6	0,043	71	0,183	127	0,099	181	0,080
9	0,059	72	0,050	128	0,227	182	0,078
10	0,030	73	0,114	129	0,190	183	0,290
11	0,015	74	0,049	130	0,038	185	0,079
12	0,028	77	0,000	132	0,066	186	0,621
14	0,027	79	0,331	134	0,211	188	0,038
18	0,034	81	0,042	135	0,119	189	0,246
20	0,033	82	0,055	137	0,170	190	0,098
21	0,072	83	0,162	138	0,116	191	0,089
22	0,064	85	0,179	139	0,107	192	0,322
23	0,043	87	0,041	141	0,136	194	0,085
28	0,264	89	0,042	142	0,050	197	0,044
29	0,123	90	0,000	143	0,063	198	0,052
30	0,033	91	0,053	145	0,187	199	0,038
31	0,099	94	0,128	146	0,127	200	0,308
33	0,050	95	0,068	147	0,123	202	0,067
36	0,030	96	0,034	148	0,079	204	0,065
38	0,042	98	0,059	150	0,176	205	0,410
39	0,026	99	0,144	151	0,069	206	0,031
40	0,084	102	0,132	154	0,672	207	0,076
41	0,038	103	0,000	155	0,131	210	0,063
47	0,023	104	0,211	156	0,079	212	0,000
48	0,035	105	0,105	157	0,473	213	0,114
49	0,024	108	0,055	158	0,081	214	0,082
50	0,064	110	0,162	159	0,068	215	0,067
51	0,044	111	0,084	163	0,530	218	0,072
56	0,050	112	0,162	164	0,106	219	0,074
57	0,029	113	0,055	165	0,083	220	0,053
58	0,065	115	0,152	167	0,081	222	0,071
59	0,241	116	0,068	168	0,197	223	0,090
60	0,006	118	0,155	172	0,027	224	0,044
64	0,019	120	0,123	173	0,066	226	0,063
65	0,083	121	0,193	174	0,299	227	0,025

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-25 – Concentração de Nitrato (mg/L) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Nitrato (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,400						
1	0,652	66	0,034	127	0,230	177	0,406
2	0,699	67	0,074	128	0,312	179	0,325
5	0,535	70	0,000	129	0,498	181	0,100
6	0,174	71	0,081	130	0,133	182	0,117
9	0,279	72	0,109	132	0,375	183	0,412
10	0,675	73	0,033	134	0,791	185	0,145
11	0,470	74	0,114	135	0,137	186	0,109
12	0,325	79	0,234	137	0,266	188	0,127
14	0,110	81	0,083	138	0,435	189	0,161
18	0,115	82	0,146	139	0,426	190	0,103
20	0,585	83	0,104	141	0,480	191	0,113
21	0,484	85	0,835	142	0,110	192	0,501
22	0,177	87	0,084	143	0,095	194	0,117
23	0,253	89	0,084	145	0,383	197	0,120
28	0,207	91	0,131	146	0,411	198	0,136
29	0,208	94	0,731	147	0,158	199	0,107
30	0,118	95	0,752	148	0,213	200	0,285
31	0,257	96	0,161	150	0,423	202	0,113
33	0,009	98	0,046	151	0,093	204	0,119
36	0,175	99	0,127	154	0,259	205	0,041
38	0,131	102	0,417	155	0,193	206	0,205
39	0,104	104	0,776	156	0,235	207	0,139
40	0,309	105	0,187	157	0,053	210	0,262
41	0,010	108	0,167	158	0,138	212	0,000
47	0,153	110	0,336	159	0,102	213	0,121
48	0,071	111	0,659	163	0,587	214	0,123
49	0,425	112	0,415	164	0,134	215	0,215
50	0,121	113	0,155	165	0,192	218	0,161
51	0,072	115	0,773	166	0,392	219	0,249
56	0,140	116	0,155	167	0,172	220	0,304
57	0,144	118	0,381	168	0,037	222	0,120
58	0,160	120	0,456	169	0,568	223	0,243
59	0,169	121	0,447	172	0,097	224	0,032
60	0,015	122	0,200	173	0,186	226	0,074
64	0,209	123	0,688	174	0,395	227	0,129
65	0,104	125	0,475	176	0,237		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

A.5.4. Fosfato

As variações horizontais da concentração de fosfato em superfície, meia água e fundo, da Bacia de Santos, proveniente de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) são exibidas na **Figura II.5.1.3-13**. A variação vertical, proveniente de (PETROBRAS/HABTEC, 2003), é apresentada na **Figura II.5.1.3-14**.

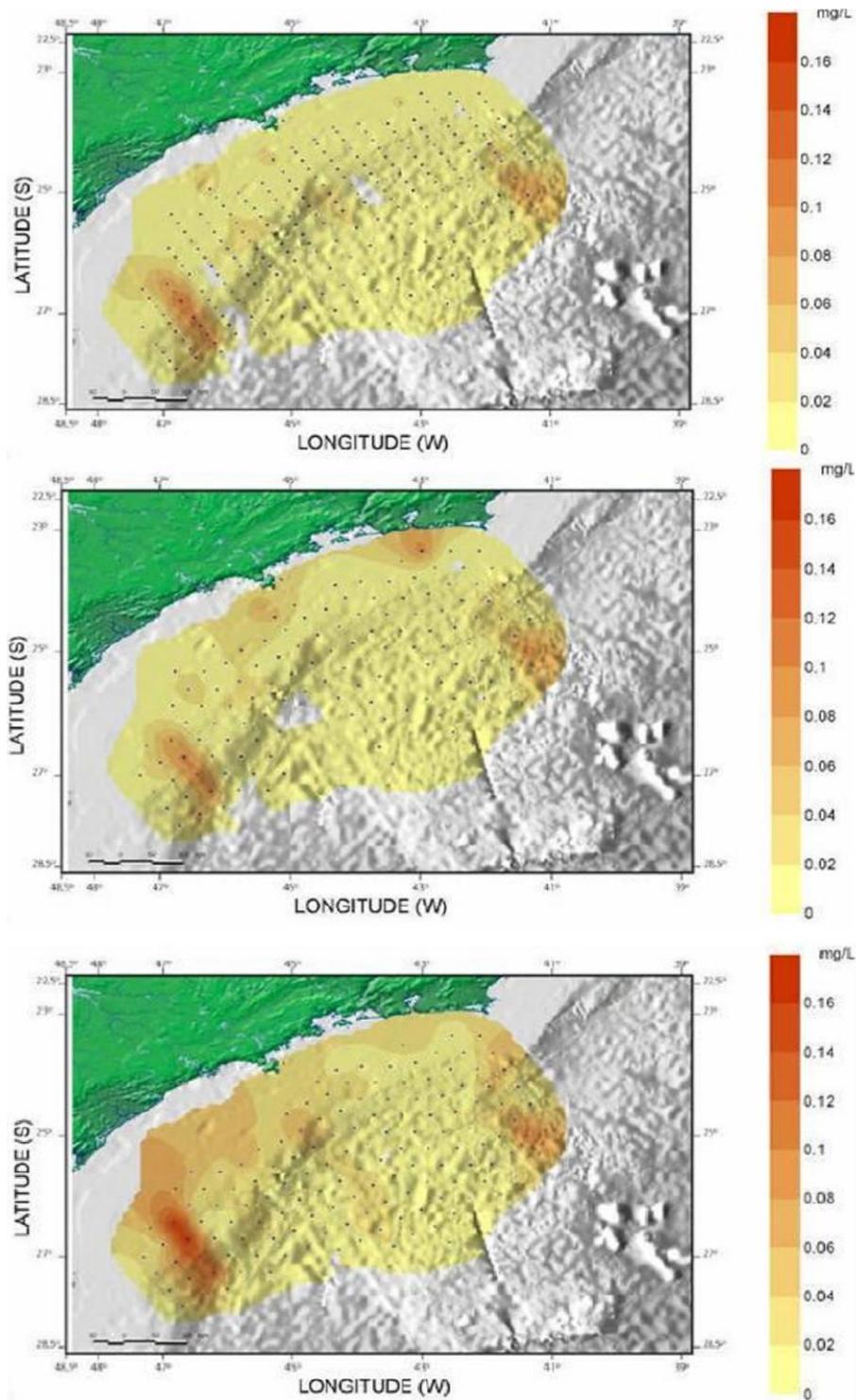
Os valores observados em (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estiveram entre 0,01 e 0,165 mg/L, tendo sua média próxima a 0,02 mg/L. Foi observada uma homogeneidade horizontal, destacando-se a região próxima ao talude continental da porção Sul da Bacia de Santos que, em todas as profundidades amostradas, apresentou maiores valores que as regiões adjacentes. Pode-se destacar ainda que em meia água e fundo (200 m), a região de plataforma continental tem, em média, valores superiores aos observados em oceano profundo.

Nas amostragens verticais provenientes de (PETROBRAS/HABTEC, 2003), os valores médios oscilaram entre 0,07 $\mu\text{mol/l}$ e 3,00 $\mu\text{mol/l}$ (0,066 mg/L e 2,85 mg/L), com maiores concentrações nas camadas mais profundas e valores máximos encontrados nas proximidades da profundidade de 900 m.

Os valores das concentrações de fosfato obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-26** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-27** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-28** (fundo, máximo 200 m).

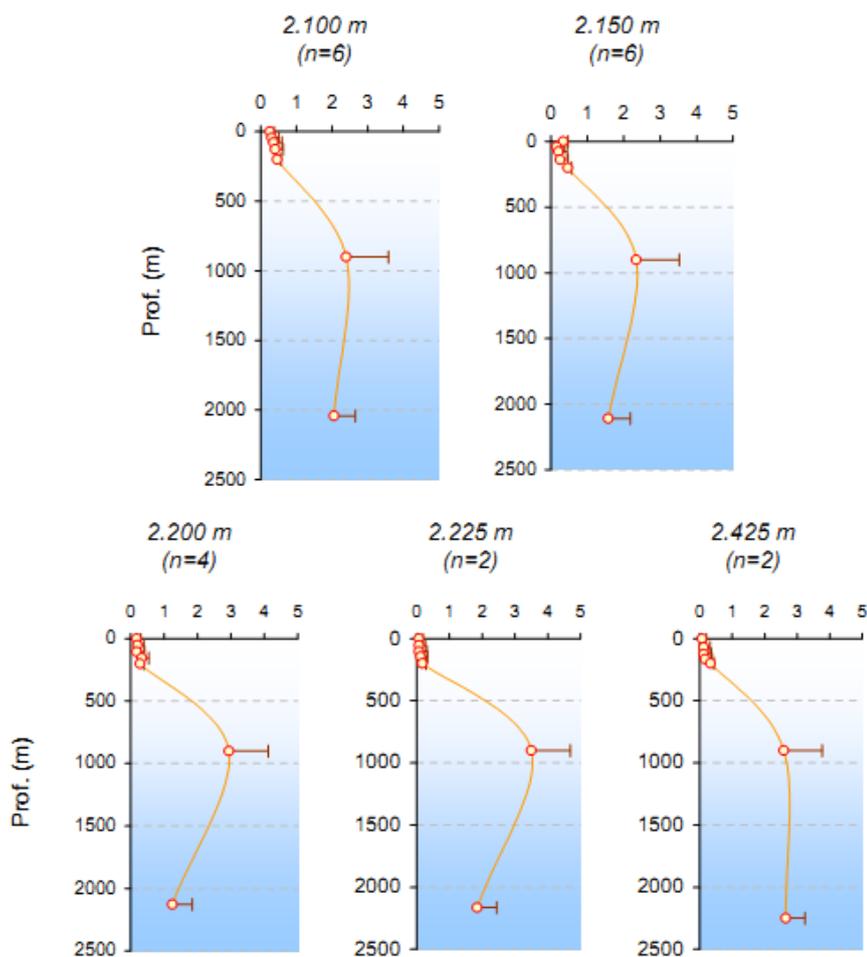
Comparando estes valores obtidos com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 357/2005 para águas salinas classe 1, que indica concentração de fosfato máxima permitida de 0,062 mg/l, em superfície somente uma estação (112) teve valor desenquadrado. Já para as camadas de meia água e fundo, algumas estações na porção sul da Bacia de Santos tiveram concentrações superiores ao permitido. É importante destaca que assim como o nitrogênio, o fósforo constitui-se em um dos principais nutrientes para os processos biológicos, ou seja, é um dos chamados macro nutrientes, por ser exigido também em grandes quantidades pelas células. Em superfície o fósforo aparece devido, principalmente, às descargas de esgotos sanitários. A matéria orgânica fecal e os detergentes em pó empregados em larga escala

domesticamente constituem a principal fonte. Alguns efluentes industriais, como os de indústrias de fertilizantes, pesticidas, químicas em geral, conservas alimentícias, abatedouros, frigoríficos e laticínios, apresentam fósforo em quantidades excessivas (CETESB, 2009). Porém, por se tratar de um nutriente, é comum que concentrações sejam maiores em camadas profundas, onde não existe disponibilidade luminosa, diminuindo seu consumo por organismos fotossintetizantes (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-13 – Variação espacial de fosfato na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo, no máximo, 200 m).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-14 – Variação vertical de fosfato ($\mu\text{mol/l}$) nas estações profundas da Bacia de Santos. A barra horizontal indica o desvio padrão (n – n° de estações).

Os valores de concentração de fósforo obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-26** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-27** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-28** (fundo, máximo 200 m).

Quadro II.5.1.3-26 – Concentração de Fosfato (mg/L) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Fosfato (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,062						
1	0,019	58	0,010	115	0,005	174	0,007
2	0,041	59	0,008	116	0,003	175	0,010
3	0,021	60	0,008	117	0,019	176	0,007
4	0,028	61	0,027	118	0,012	177	0,012
5	0,019	62	0,011	119	0,017	178	0,006
6	0,019	63	0,005	120	0,004	179	0,005
7	0,026	64	0,045	121	0,074	180	0,005
8	0,026	65	0,002	122	0,006	181	0,001
9	0,020	66	0,004	123	0,005	182	0,002
10	0,093	67	0,012	124	0,002	183	0,008
11	0,004	68	0,002	125	0,001	184	0,007
12	0,028	69	0,031	126	0,006	185	0,003
13	0,017	70	0,000	127	0,003	186	0,017
14	0,008	71	0,002	128	0,019	187	0,009
15	0,085	72	0,013	129	0,006	188	0,006
16	0,029	73	0,032	130	0,013	189	0,008
17	0,038	74	0,025	131	0,001	190	0,002
18	0,027	75	0,012	132	0,005	191	0,007
19	0,009	76	0,004	133	0,005	192	0,008
20	0,122	77	0,034	134	0,009	193	0,009
21	0,011	78	0,019	135	0,001	194	0,002
22	0,025	79	0,008	136	0,004	195	0,002
23	0,024	80	0,000	137	0,024	196	0,010
24	0,015	81	0,013	138	0,006	197	0,008
25	0,051	82	0,005	139	0,002	198	0,003
26	0,028	83	0,006	140	0,005	199	0,006
27	0,112	84	0,009	141	0,019	200	0,012
28	0,097	85	0,021	142	0,011	201	0,014
29	0,017	86	0,003	143	0,003	202	0,005
30	0,053	87	0,003	144	0,007	203	0,004

(Continua)

Quadro II.5.1.2-26 (Conclusão)

Estação	Fosfato (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,062						
31	0,021	88	0,023	145	0,024	204	0,016
32	0,101	89	0,002	146	0,004	205	0,015
33	0,013	90	0,008	147	0,002	206	0,005
34	0,105	91	0,003	148	0,006	207	0,005
35	0,003	92	0,014	149	0,001	208	0,029
36	0,093	93	0,016	150	0,019	209	0,025
37	0,012	94	0,025	151	0,009	210	0,002
38	0,014	95	0,013	152	0,003	211	0,014
39	0,031	96	0,004	153	0,006	212	0,000
40	0,001	97	0,027	154	0,025	213	0,021
41	0,013	98	0,008	155	0,003	214	0,004
42	0,098	99	0,011	156	0,003	215	0,016
43	0,009	100	0,022	157	0,029	216	0,048
44	0,022	101	0,009	158	0,009	217	0,020
45	0,003	102	0,025	159	0,003	218	0,011
46	0,016	103	0,012	160	0,006	219	0,035
47	0,005	104	0,020	161	0,015	220	0,015
48	0,002	105	0,007	162	0,004	221	0,020
49	0,020	106	0,021	163	0,019	222	0,013
50	0,003	107	0,009	164	0,009	223	0,035
51	0,039	108	0,022	165	0,008	224	0,018
52	0,009	109	0,030	167	0,004	225	0,016
53	0,025	110	0,023	168	0,011	226	0,055
54	0,017	111	0,011	170	0,008	227	0,014
55	0,018	112	0,085	171	0,006		
56	0,001	113	0,004	172	0,009		
57	0,029	114	0,008	173	0,002		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-27 – Concentração de Fosfato em meia água, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Fosfato (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	0,062						
1	0,007	66	0,013	122	0,017	176	0,006
2	0,024	67	0,015	123	0,008	177	0,016
5	0,025	70	0,000	125	0,004	179	0,006
6	0,046	71	0,005	127	0,001	181	0,002
9	0,022	72	0,008	128	0,019	182	0,006
10	0,089	73	0,034	129	0,004	183	0,011
11	0,003	74	0,031	130	0,012	185	0,002
12	0,022	77	0,000	132	0,006	186	0,015
14	0,014	79	0,011	134	0,011	188	0,008
18	0,023	81	0,003	135	0,001	189	0,014
20	0,094	82	0,002	137	0,022	190	0,002
21	0,013	83	0,013	138	0,007	191	0,009
22	0,027	85	0,022	139	0,004	192	0,010
23	0,047	87	0,002	141	0,028	194	0,004
28	0,108	89	0,011	142	0,017	197	0,010
29	0,026	90	0,000	143	0,008	198	0,005
30	0,066	91	0,009	145	0,027	199	0,001
31	0,026	94	0,029	146	0,002	200	0,016
33	0,017	95	0,019	147	0,004	202	0,002
36	0,097	96	0,002	148	0,004	204	0,035
38	0,024	98	0,003	150	0,009	205	0,016
39	0,018	99	0,014	151	0,001	206	0,007
40	0,008	102	0,027	154	0,011	207	0,004
41	0,006	103	0,000	155	0,003	210	0,003
47	0,003	104	0,026	156	0,002	212	0,000
48	0,016	105	0,012	157	0,032	213	0,031
49	0,023	108	0,016	158	0,005	214	0,006
50	0,011	110	0,022	159	0,007	215	0,011
51	0,034	111	0,009	163	0,013	218	0,012
56	0,002	112	0,029	164	0,008	219	0,040
57	0,028	113	0,014	165	0,022	220	0,030
58	0,018	115	0,002	167	0,004	222	0,021
59	0,040	116	0,002	168	0,021	223	0,059
60	0,002	118	0,006	172	0,009	224	0,022
64	0,026	120	0,005	173	0,001	226	0,105
65	0,003	121	0,017	174	0,010	227	0,012

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Quadro II.5.1.3-28 – Concentração de Fosfato (mg/L) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Fosfato (mg/L)
Limite Conama 357/2005	0,062
1	0,028
2	0,061
5	0,036
6	0,041
9	0,030
10	0,186
11	0,078
12	0,092
14	0,038
18	0,028
20	0,189
21	0,050
22	0,069
23	0,063
28	0,137
29	0,017
30	0,095
31	0,032
33	0,049
36	0,134
38	0,021
39	0,062
40	0,033
41	0,035
47	0,015
48	0,020
49	0,164
50	0,013
51	0,030
56	0,023
57	0,051
58	0,034
59	0,037
60	0,029
64	0,027
65	0,019

Estação	Fosfato (mg/L)
Limite Conama 357/2005	0,062
66	0,046
67	0,041
70	0,000
71	0,017
72	0,019
73	0,042
74	0,018
79	0,030
81	0,009
82	0,003
83	0,019
85	0,063
87	0,013
89	0,015
91	0,014
94	0,092
95	0,046
96	0,004
98	0,003
99	0,015
102	0,068
104	0,049
105	0,014
108	0,022
110	0,027
111	0,030
112	0,030
113	0,010
115	0,019
116	0,015
118	0,023
120	0,022
121	0,042
122	0,015
123	0,033
125	0,025

Estação	Fosfato (mg/L)
Limite Conama 357/2005	0,062
127	0,003
128	0,037
129	0,028
130	0,014
132	0,019
134	0,042
135	0,003
137	0,083
138	0,010
139	0,022
141	0,054
142	0,017
143	0,000
145	0,038
146	0,013
147	0,012
148	0,008
150	0,019
151	0,001
154	0,025
155	0,008
156	0,013
157	0,036
158	0,010
159	0,001
163	0,016
164	0,009
165	0,007
166	0,016
167	0,010
168	0,018
169	0,032
172	0,016
173	0,004
174	0,027
176	0,017

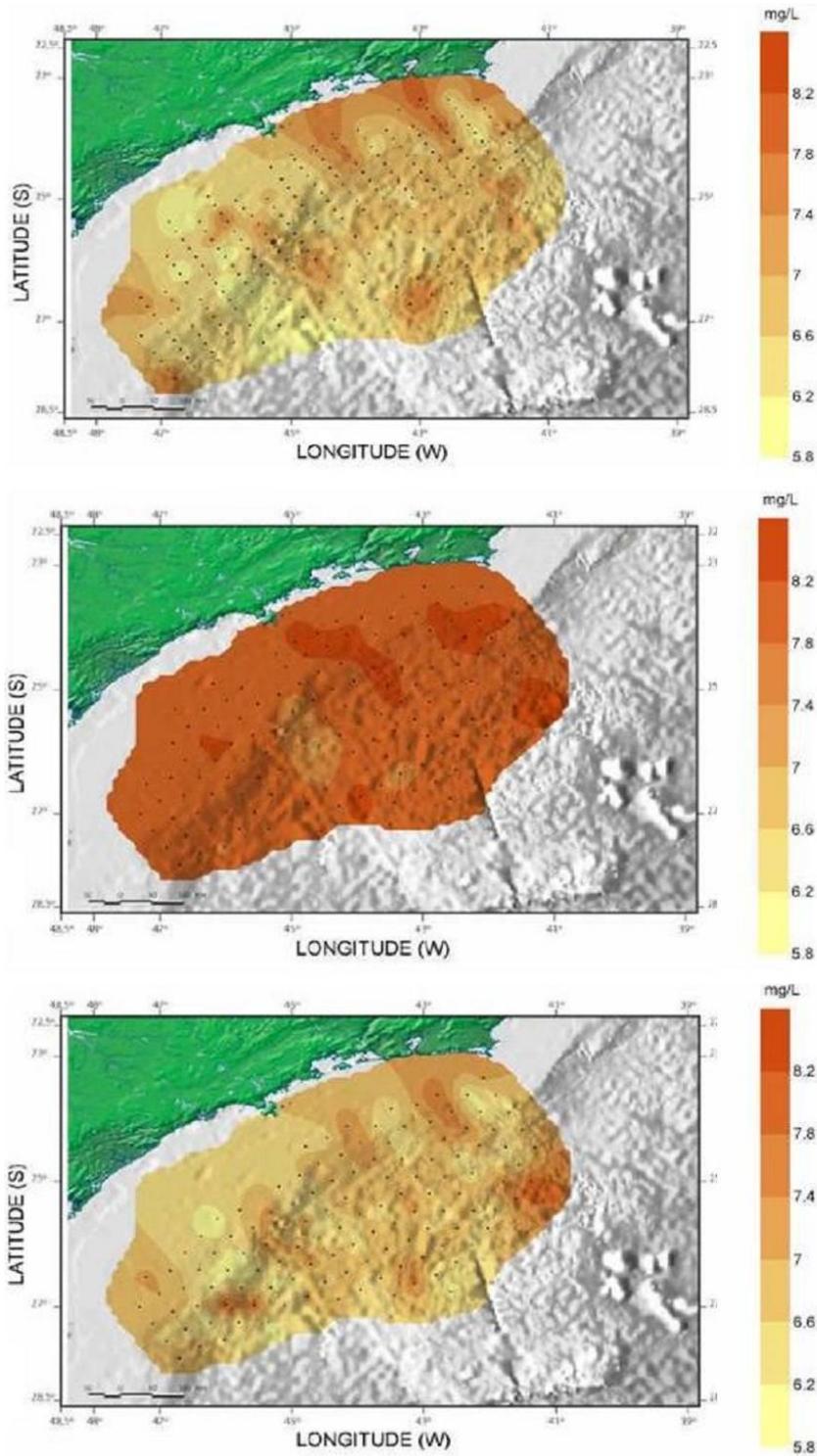
Estação	Fosfato (mg/L)
Limite Conama 357/2005	0,062
177	0,022
179	0,024
181	0,003
182	0,010
183	0,017
185	0,010
186	0,024
188	0,007
189	0,018
190	0,004
191	0,011
192	0,026
194	0,008
197	0,012
198	0,009
199	0,004
200	0,021
202	0,005
204	0,023
205	0,029
206	0,029
207	0,009
210	0,013
212	0,000
213	0,052
214	0,008
215	0,067
218	0,018
219	0,050
220	0,055
222	0,016
223	0,049
224	0,023
226	0,124
227	0,015

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

A.6. Oxigênio Dissolvido (OD)

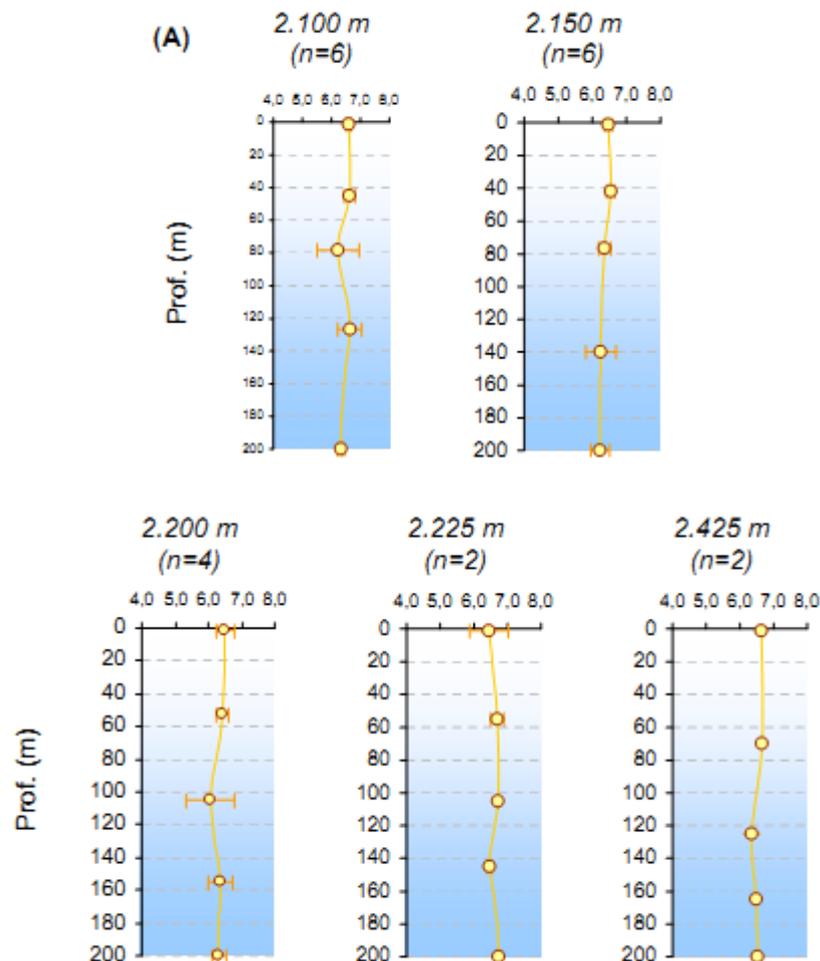
A **Figura II.5.1.3-15** apresenta os valores de oxigênio dissolvido obtidos pelo estudo (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) na profundidade de 10 m, em meia água e fundo (atingindo, no máximo, 200 m). As concentrações de oxigênio dissolvido variaram entre 5,8 e 8,4 mg/L, sendo mais elevadas em meia água, nas proximidades da termoclina, com valores entre 7,4 e 8,2 mg/L. As concentrações na superfície e fundo são similares, variando desde 5,8 a 7,4 mg/L.

A **Figura II.5.1.3-16** apresenta os resultados obtidos por (PETROBRAS/HABTEC, 2003), variando entre 6,05 e 6,86 mg/L nas camadas superficiais, similarmente ao que foi observado para a mesma profundidade no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002). As concentrações obtidas em (PETROBRAS/HABTEC, 2003) apresentam pouca variação ao longo da coluna de água, diferente do que ocorre em (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), onde foram encontrados valores mais altos próximos à termoclina (**Figura II.5.1.3-15**).



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-15 – *Varição espacial de oxigênio dissolvido na água (mg/L) na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo, no máximo, 200 m).*



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-16 – Variação vertical de oxigênio dissolvido na água (mg/L) nas estações profundas da Bacia de Santos. São apresentados somente os 200 m iniciais da coluna de água. A barra laranja horizontal indica o desvio padrão ($n - n^\circ$ de estações),

Segundo (Niencheski , Rosuita , & Bastos , 1999), somente a concentração de oxigênio dissolvido é insuficiente para a caracterização de um ambiente, devido aos inúmeros fatores físicos e biológicos que podem afetar a sua distribuição. Dentre esses fatores, podem ser atribuídos: contato com o oxigênio da atmosfera nas camadas superficiais (Redfield, Ketchum , & Richards, 1963), variação da pressão atmosférica, aquecimento ou resfriamento da água (Hayward & Mantila, 1990), processos biológicos de produção (fotossíntese) e consumo

(respiração) de oxigênio (Aidar, Gaeta, Giancesella-Galvão, Kutner, & Teixeira, 1993). Ainda, de forma local, o vento, ondas e precipitação atmosférica podem influenciar na concentração de oxigênio dissolvido na água do mar.

Os valores das concentrações de oxigênio dissolvido obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-29** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-30** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-31** (fundo, máximo 200 m). Comparando estes valores obtidos com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 357/2005 para águas salinas classe 1, que indica concentração de oxigênio dissolvido mínimas de 6 mg/L, conclui-se que as águas da Bacia de Santos estão dentro dos padrões estabelecidos, com exceção de duas estações em superfície (21 e 22) e duas em camada de fundo (138 e 189), porém com valores bem próximos ao da legislação.

Quadro II.5.1.3-29 – Concentração de Oxigênio Dissolvido (mg/L) em superfície, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Oxigênio dissolvido (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	6,000						
1	6,576	58	6,121	115	7,803	174	6,450
2	7,177	59	6,230	116	6,130	175	7,700
3	6,508	60	6,185	117	6,674	176	7,150
4	7,177	61	6,320	118	6,621	177	7,560
5	6,447	62	6,200	119	7,348	178	6,490
6	6,855	63	6,089	120	6,917	179	7,900
7	6,621	64	6,350	121	6,379	180	6,770
8	6,403	65	6,226	122	6,210	181	6,980
9	6,553	66	6,500	123	7,500	182	6,630
10	6,371	67	6,032	124	6,735	183	7,150
11	6,500	68	6,540	125	6,447	184	7,900
12	6,573	69	7,320	126	7,500	185	6,720
13	7,500	70	ND	127	6,402	186	6,450
14	6,073	71	6,380	128	6,735	187	6,790
15	6,855	72	5,871	129	7,500	188	7,900
16	6,097	73	7,160	130	6,450	189	6,403
17	6,347	74	6,226	131	6,432	190	6,650
18	7,661	75	6,780	132	6,810	191	6,760
19	5,984	76	6,250	133	6,773	192	6,560
20	6,613	77	6,561	134	6,265	193	6,940
21	5,992	78	7,120	135	6,932	194	6,840
22	5,968	79	6,450	136	6,810	195	6,548
23	6,403	80	ND	137	6,606	196	6,710
24	6,242	81	6,350	138	6,932	197	7,150
25	6,613	82	6,650	139	6,370	198	6,073
26	6,379	83	6,056	140	6,720	199	6,820
27	6,363	84	6,210	141	6,568	200	6,740
28	3,823	85	6,508	142	6,230	201	6,870
29	7,120	86	6,830	143	6,659	202	6,660

(Continua)

Quadro II.5.1.3-29 (Conclusão)

Estação	Oxigênio dissolvido (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	6,000						
30	6,169	87	6,470	144	6,590	203	6,266
31	6,266	88	6,508	145	6,697	204	6,400
32	6,508	89	6,150	146	6,364	205	6,040
33	6,226	90	6,720	147	6,720	206	7,700
34	6,347	91	6,970	148	6,660	207	6,900
35	6,387	92	6,462	149	6,970	208	7,200
36	6,548	93	6,490	150	6,477	209	6,056
37	6,242	94	6,674	151	6,356	210	6,560
38	6,363	95	6,424	152	6,740	211	6,700
39	6,242	96	6,950	153	6,710	212	ND
40	6,323	97	6,674	154	6,490	213	6,490
41	7,450	98	6,120	155	6,553	214	6,530
42	6,065	99	6,640	156	6,680	215	6,680
43	6,980	100	6,348	157	7,220	216	7,170
44	6,105	101	6,990	158	6,940	217	7,500
45	6,177	102	6,341	159	6,280	218	6,900
46	6,016	103	7,197	160	6,460	219	6,230
47	6,427	104	6,280	161	7,020	220	7,197
48	6,177	105	7,540	162	6,530	221	6,402
49	7,540	106	6,508	163	7,890	222	7,500
50	6,145	107	7,348	164	6,742	223	7,650
51	5,960	108	6,890	165	6,390	224	6,341
52	6,218	109	6,606	167	6,840	225	6,644
53	7,650	110	6,606	168	7,230	226	6,150
54	6,040	111	6,985	170	6,890	227	6,470
55	6,298	112	6,568	171	6,940		
56	6,403	113	7,230	172	6,190		
57	6,320	114	6,833	173	6,810		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Legenda: ND – Não determinado

Quadro II.5.1.3-30 – Concentração de Oxigênio Dissolvido (mg/L) em meia água, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Oxigênio dissolvido (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	6,000						
1	6,606	66	6,120	122	6,870	176	6,890
2	7,177	67	6,258	123	7,500	177	6,230
5	6,803	70	ND	125	6,409	179	7,900
6	6,855	71	6,460	127	6,455	181	6,820
9	6,576	72	6,040	128	6,750	182	6,550
10	6,694	73	7,980	129	7,197	183	7,060
11	6,621	74	6,306	130	6,780	185	6,700
12	7,258	77	ND	132	6,860	186	6,130
14	6,323	79	6,780	134	6,614	188	7,500
18	7,218	81	6,980	135	6,864	189	6,371
20	7,016	82	6,430	137	6,591	190	6,680
21	5,960	83	6,435	138	7,576	191	6,680
22	6,379	85	6,485	139	6,280	192	6,430
23	6,573	87	6,280	141	6,470	194	6,850
28	6,468	89	ND	142	6,450	197	ND
29	6,980	90	6,735	143	6,485	198	6,226
30	6,532	91	7,120	145	6,705	199	6,590
31	6,226	94	6,712	146	6,750	200	6,290
33	6,089	95	6,341	147	6,550	202	6,620
36	6,363	96	6,490	148	6,380	204	6,910
38	6,073	98	6,450	150	6,424	205	6,056
39	6,169	99	7,220	151	6,598	206	7,400
40	6,331	102	6,273	154	6,480	207	6,870
41	6,040	103	ND	155	6,894	210	6,490
47	6,040	104	6,598	156	6,490	212	ND
48	7,120	105	6,120	157	6,890	213	6,250
49	7,770	108	6,480	158	6,720	214	6,480
50	7,200	110	6,477	159	6,258	215	6,510
51	5,863	111	6,735	163	7,450	218	7,300
56	6,226	112	6,462	164	7,045	219	7,230
57	6,980	113	6,960	165	6,270	220	7,121
58	6,298	115	7,955	167	6,810	222	7,200
59	6,840	116	6,890	168	7,890	223	6,890
60	6,081	118	6,576	172	6,490	224	6,773
64	6,490	120	6,871	173	6,670	226	ND
65	6,298	121	6,773	174	6,520	227	6,803

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) | Legenda: ND – Não determinado

Quadro II.5.1.3-31 – Concentração de Oxigênio Dissolvido (mg/L) no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	Oxigênio dissolvido (mg/L)						
Limite Conama 357/2005	6,000						
1	6,682	66	6,890	127	6,795	177	6,230
2	7,097	67	6,194	128	6,644	179	7,800
5	6,682	70	ND	129	7,348	181	6,740
6	7,016	71	7,320	130	6,450	182	6,480
9	6,492	72	6,121	132	6,720	183	7,210
10	6,774	73	7,170	134	6,674	185	6,920
11	6,282	74	6,121	135	6,977	186	6,140
12	6,790	79	6,490	137	6,758	188	7,700
14	6,298	81	6,780	138	7,136	189	3,823
18	7,016	82	6,540	139	6,490	190	6,570
20	6,629	83	6,306	141	6,538	191	6,720
21	6,218	85	6,432	142	6,890	192	6,390
22	6,403	87	6,150	143	6,386	194	6,880
23	6,363	89	6,150	145	6,727	197	7,420
28	6,556	91	7,460	146	6,773	198	5,984
29	6,371	94	6,606	147	6,620	199	6,510
30	6,855	95	6,561	148	6,290	200	6,260
31	6,210	96	6,820	150	6,636	202	6,590
33	6,145	98	6,780	151	6,621	204	6,940
36	6,008	99	8,010	154	7,150	205	6,089
38	6,032	102	6,432	155	7,197	206	7,150
39	6,194	104	6,773	156	6,510	207	6,890
40	6,355	105	6,150	157	3,740	210	6,590
41	6,056	108	6,470	158	6,670	212	ND
47	6,573	110	6,530	159	6,742	213	6,840
48	8,160	111	6,348	163	7,650	214	6,370
49	6,320	112	6,697	164	7,121	215	6,570
50	6,097	113	6,710	165	6,730	218	7,400
51	6,234	115	7,348	166	7,120	219	6,130
56	6,185	116	6,780	167	6,420	220	6,348
57	6,590	118	6,432	168	7,120	222	7,700
58	6,339	120	6,909	169	7,700	223	6,490
59	6,150	121	6,932	172	6,480	224	6,773
60	6,153	122	7,540	173	6,540	226	8,010
64	6,890	123	7,424	174	6,970	227	7,016
65	8,010	125	6,356	176	6,910		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) | Legenda: ND – Não determinado



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

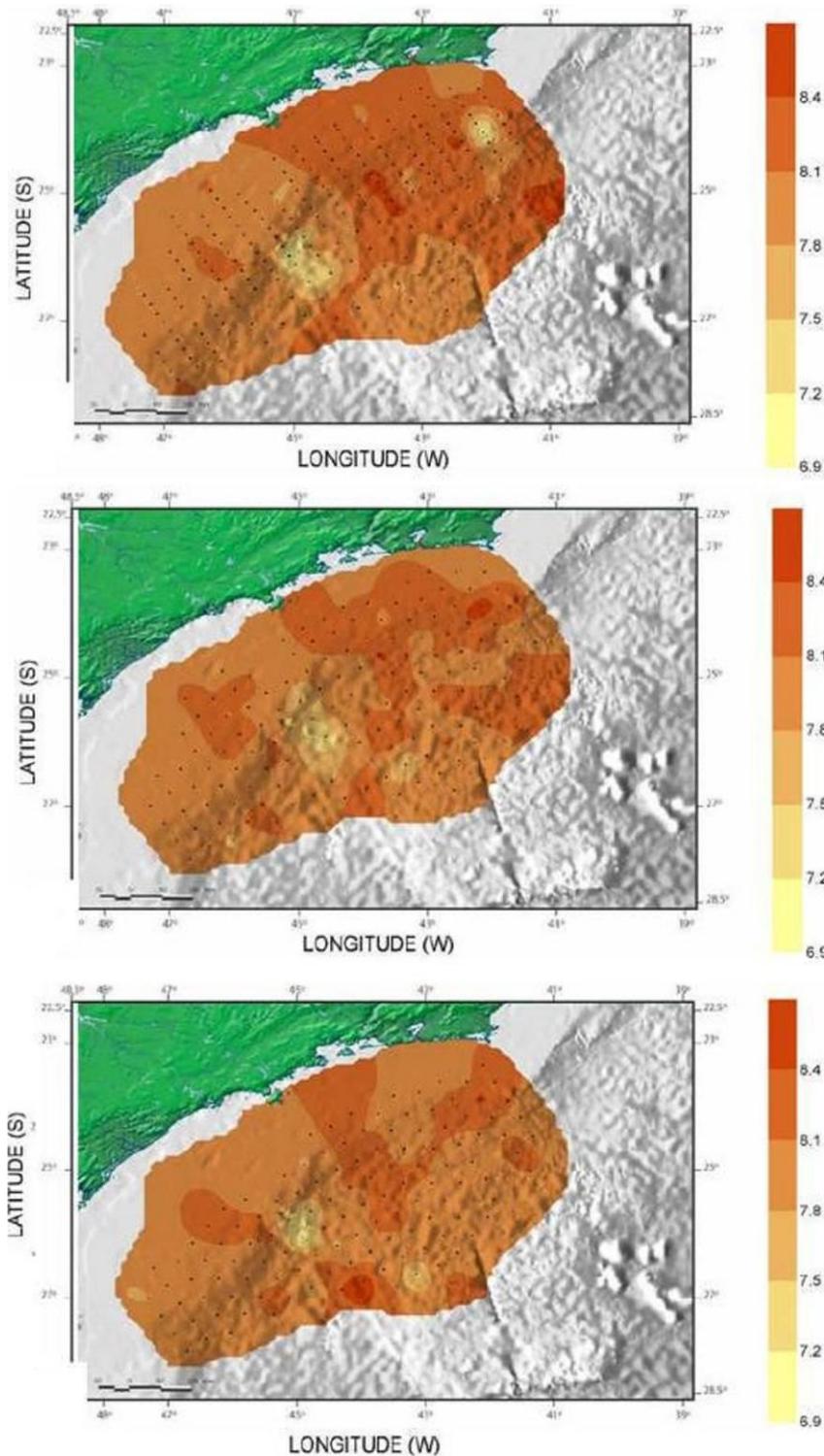
A.7. Potencial Hidrogeniônico (pH)

A variação espacial de pH apresentada em (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) é exibida na **Figura II.5.1.3-17**. Nessa figura, é possível observar valores entre 6,9 e 8,4.

No estudo de (PETROBRAS/HABTEC, 2003), são apresentados os valores para os primeiros 200 m de profundidade (**Figura II.5.1.3-18**). Em superfície, o pH variou entre 7,58 e 7,85, não sendo significativamente alterado até a profundidade de 200 m.

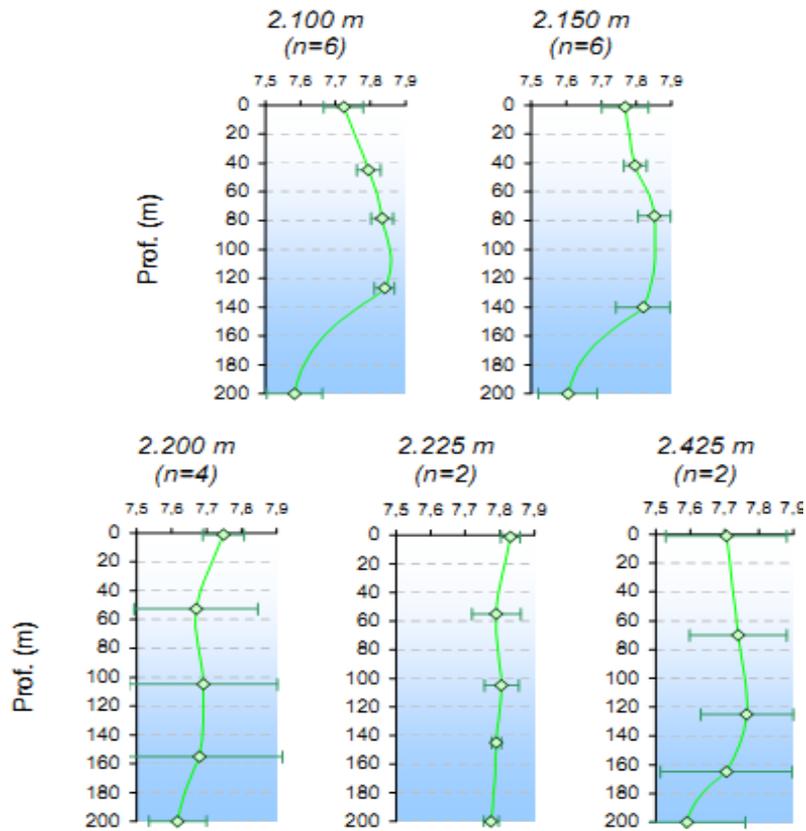
O pH médio da água do mar é de 8,2, ou seja, levemente básico. Fatores como atividades de respiração, fotossíntese e trocas entre a atmosfera e o oceano fazem com que o equilíbrio dos íons CO_2 , HCO_3^- e CO_3^{2-} seja alterado, modificando os valores de pH (Aminot & Chaussepied, 1983).

Os valores pH obtidos por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) estão disponíveis no **Quadro II.5.1.3-32** (superfície), no **Quadro II.5.1.3-33** (meia água) e no **Quadro II.5.1.3-34** (fundo, máximo 200 m). Comparando estes valores obtidos com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 357, de 17 de março de 2005, para águas salinas classe 1 (recreação de contato primário, proteção de comunidades aquática, aquicultura e pesca), que indica valores de pH entre 6,5 e 8,5, conclui-se que as águas da Bacia de Santos estão dentro dos padrões estabelecidos.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-17 – *Variação espacial de pH na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo, no máximo, 200 m).*



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-18 – Variação vertical de pH nas estações profundas da Bacia de Santos. São apresentados somente os 200 m iniciais da coluna de água. A barra horizontal indica o desvio padrão ($n - n^\circ$ de estações).

Quadro II.5.1.3-32 – Valores de pH em superfície, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH
Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5
1	7,874	58	7,862	115	8,130	174	8,220
2	7,787	59	8,022	116	8,496	175	8,250
3	ND	60	8,094	117	8,008	176	8,240
4	7,882	61	7,978	118	ND	177	8,036
5	7,961	62	7,993	119	8,360	178	8,340
6	7,819	63	ND	120	8,210	179	8,170
7	8,031	64	7,920	121	8,047	180	8,230
8	7,984	65	7,833	122	8,231	181	8,170
9	7,882	66	8,029	123	8,420	182	8,230
10	8,024	67	7,957	124	8,140	183	8,290
11	7,921	68	8,072	125	8,047	184	8,300
12	ND	69	8,058	126	8,090	185	8,250
13	7,913	70	ND	127	8,310	186	7,971
14	7,986	71	8,087	128	8,110	187	ND
15	7,937	72	7,986	129	8,220	188	8,300
16	8,016	73	8,101	130	7,788	189	7,787
17	7,921	74	7,964	131	8,220	190	8,120
18	8,118	75	7,847	132	8,080	191	8,090
19	8,130	76	8,014	133	8,340	192	8,120
20	7,969	77	8,055	134	8,142	193	8,380
21	7,984	78	8,022	135	8,200	194	8,160
22	7,819	79	7,729	136	8,120	195	8,225
23	7,964	80	ND	137	8,173	196	8,220
24	ND	81	7,920	138	8,460	197	8,420
25	7,866	82	7,641	139	8,180	198	8,130
26	8,210	83	8,051	140	8,510	199	7,980
27	8,016	84	7,936	141	8,008	200	ND
28	7,921	85	7,945	142	8,260	201	8,350
29	7,843	86	6,815	143	8,220	202	8,220
30	8,047	87	7,965	144	8,070	203	8,036
31	8,072	88	7,756	145	8,055	204	8,200

(Continua)

Quadro II.5.1.3-32 (Conclusão)

Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH
Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5
32	8,039	89	7,964	146	8,460	205	7,346
33	8,058	90	8,310	147	8,210	206	8,050
34	7,835	91	7,346	148	8,170	207	8,160
35	8,246	92	8,270	149	8,420	208	8,090
36	7,945	93	8,024	150	7,906	209	6,933
37	8,087	94	7,913	151	8,210	210	8,190
38	7,858	95	8,330	152	8,170	211	8,340
39	8,116	96	6,933	153	8,310	212	ND
40	8,138	97	8,047	154	7,729	213	7,375
41	7,964	98	7,965	155	ND	214	8,210
42	7,984	99	7,316	156	8,140	215	8,130
43	8,008	100	8,140	157	8,230	216	8,160
44	8,065	101	7,965	158	8,260	217	8,010
45	8,138	102	8,031	159	8,290	218	8,050
46	8,094	103	8,320	160	7,980	219	8,010
47	7,874	104	8,190	161	8,190	220	8,090
48	7,945	105	7,700	162	8,130	221	8,310
49	8,007	106	8,024	163	7,877	222	8,220
50	8,029	107	8,350	164	8,160	223	8,180
51	8,065	108	7,877	165	8,060	224	8,008
52	7,874	109	8,094	167	ND	225	8,102
53	8,152	110	7,969	168	7,913	226	8,480
54	7,971	111	ND	170	8,160	227	ND
55	8,116	112	7,969	171	8,140		
56	7,803	113	7,375	172	7,978		
57	7,891	114	8,240	173	8,180		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Legenda: ND – Não determinado

Quadro II.5.1.3-33 – Valores de pH em meia água, de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH
Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5
1	7,866	66	8,058	122	7,965	176	8,140
2	7,976	67	8,130	123	8,390	177	7,993
5	7,827	70	ND	125	8,008	179	8,220
6	7,984	71	8,138	127	7,320	181	8,090
9	8,008	72	8,138	128	8,134	182	8,160
10	7,969	73	8,014	129	8,240	183	8,200
11	7,787	74	7,877	130	8,496	185	8,060
12	8,055	77	ND	132	8,120	186	7,906
14	8,152	79	7,936	134	8,102	188	8,330
18	8,079	81	8,087	135	8,050	189	7,945
20	7,921	82	7,611	137	8,205	190	ND
21	7,898	83	7,928	138	8,480	191	8,010
22	ND	85	7,937	139	8,060	192	8,040
23	8,188	87	7,434	141	7,874	194	8,120
28	7,858	89	8,130	142	8,260	197	8,380
29	7,945	90	8,340	143	8,040	198	7,971
30	8,024	91	6,992	145	8,150	199	7,920
31	8,246	94	7,890	146	8,420	200	7,990
33	8,109	95	8,250	147	8,090	202	8,190
36	7,882	96	7,523	148	8,130	204	8,230
38	7,811	98	8,054	150	7,858	205	8,614
39	7,978	99	8,024	151	8,170	206	7,810
40	8,225	102	7,890	154	7,434	207	8,110
41	8,087	103	ND	155	8,310	210	8,120
47	7,709	104	8,060	156	ND	212	ND
48	7,898	105	7,198	157	8,190	213	8,090
49	8,196	108	7,759	158	8,250	214	8,200
50	8,036	110	8,024	159	8,120	215	8,240
51	8,217	111	ND	163	8,024	218	8,020
56	8,174	112	7,890	164	7,920	219	8,060
57	8,065	113	7,729	165	7,890	220	8,220
58	8,007	115	8,070	167	8,010	222	8,200
59	8,109	116	8,054	168	7,891	223	8,170
60	7,971	118	7,866	172	7,935	224	8,055
64	8,072	120	8,190	173	8,140	226	8,320
65	8,130	121	7,866	174	8,170	227	7,969

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Legenda: ND – Não determinado

Quadro II.5.1.3-34 – Valores de pH no fundo (máximo 200 m), de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**. Os valores em vermelho estão em desacordo com a Resolução CONAMA 357/2005.

Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH	Estação	pH
Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5	Limite Conama 357/2005	entre 6,5 e 8,5
1	7,772	66	8,014	127	8,190	177	8,058
2	7,874	67	7,971	128	7,984	179	7,990
5	8,039	70	0,000	129	8,090	181	8,030
6	8,063	71	8,152	130	8,614	182	7,960
9	7,976	72	8,109	132	8,060	183	8,170
10	7,898	73	7,957	134	8,031	185	7,930
11	8,039	74	8,087	135	8,120	186	8,201
12	8,071	79	8,054	137	8,173	188	8,140
14	8,094	81	8,058	138	8,300	189	8,130
18	8,071	82	7,375	139	7,980	190	7,910
20	7,969	83	8,123	141	7,969	191	7,950
21	8,055	85	7,874	142	8,349	192	7,980
22	7,969	87	8,054	143	8,310	194	7,990
23	8,188	89	8,109	145	8,031	197	8,230
28	7,929	91	7,847	146	8,160	198	8,058
29	7,882	94	7,724	147	8,010	199	7,890
30	7,929	95	7,940	148	8,050	200	7,870
31	8,275	96	7,434	150	8,047	202	8,070
33	8,138	98	7,611	151	8,270	204	8,080
36	8,008	99	7,375	154	8,113	205	8,496
38	7,787	102	8,055	155	8,220	206	8,160
39	8,094	104	8,020	156	7,790	207	7,940
40	8,116	105	7,995	157	8,120	210	8,030
41	8,130	108	8,378	158	7,890	212	0,000
47	7,858	110	8,055	159	8,040	213	8,120
48	7,969	111	8,310	163	7,346	214	8,010
49	8,159	112	8,071	164	7,910	215	8,220
50	8,029	113	7,493	165	8,210	218	7,810
51	8,181	115	8,090	166	7,990	219	8,080
56	8,058	116	8,408	167	7,930	220	8,140
57	7,971	118	0,000	168	8,094	222	8,020
58	7,986	120	8,160	169	8,020	223	8,420
59	8,058	121	8,110	172	7,957	224	8,024
60	8,058	122	7,877	173	8,030	226	8,110
64	8,145	123	8,300	174	8,130	227	7,882
65	8,116	125	7,976	176	8,160		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Legenda: ND – Não determinado

A.8. Sulfeto

O íon sulfeto é proveniente das reações de redução dos íons sulfato, sendo estes os maiores componentes da água do mar. O sulfeto é o produto das reações de degradação da matéria orgânica em ambientes com baixas concentrações de oxigênio dissolvido (Bruchert, Speck, & Ch Spatz, 2003). Em ambientes aquáticos, este íon apresenta equilíbrio com o ácido sulfídrico (H₂S), o qual se mostra tóxico a muitos organismos marinhos (Ripley & Foran, 2007).

O estudo realizado pela (PETROBRAS/HABTEC, 2003) apresentou concentrações de sulfetos variando entre <0,001 e 0,93 µmol/l (0,00032 mg/L e 0,30 mg/L). Os valores mais altos foram encontrados nas camadas mais profundas, com o pico de concentração a cerca de 900 m de profundidade.

A Resolução CONAMA n° 357/2005 para águas salinas classe 1, não estabelece valor máximo permitido para sulfeto.

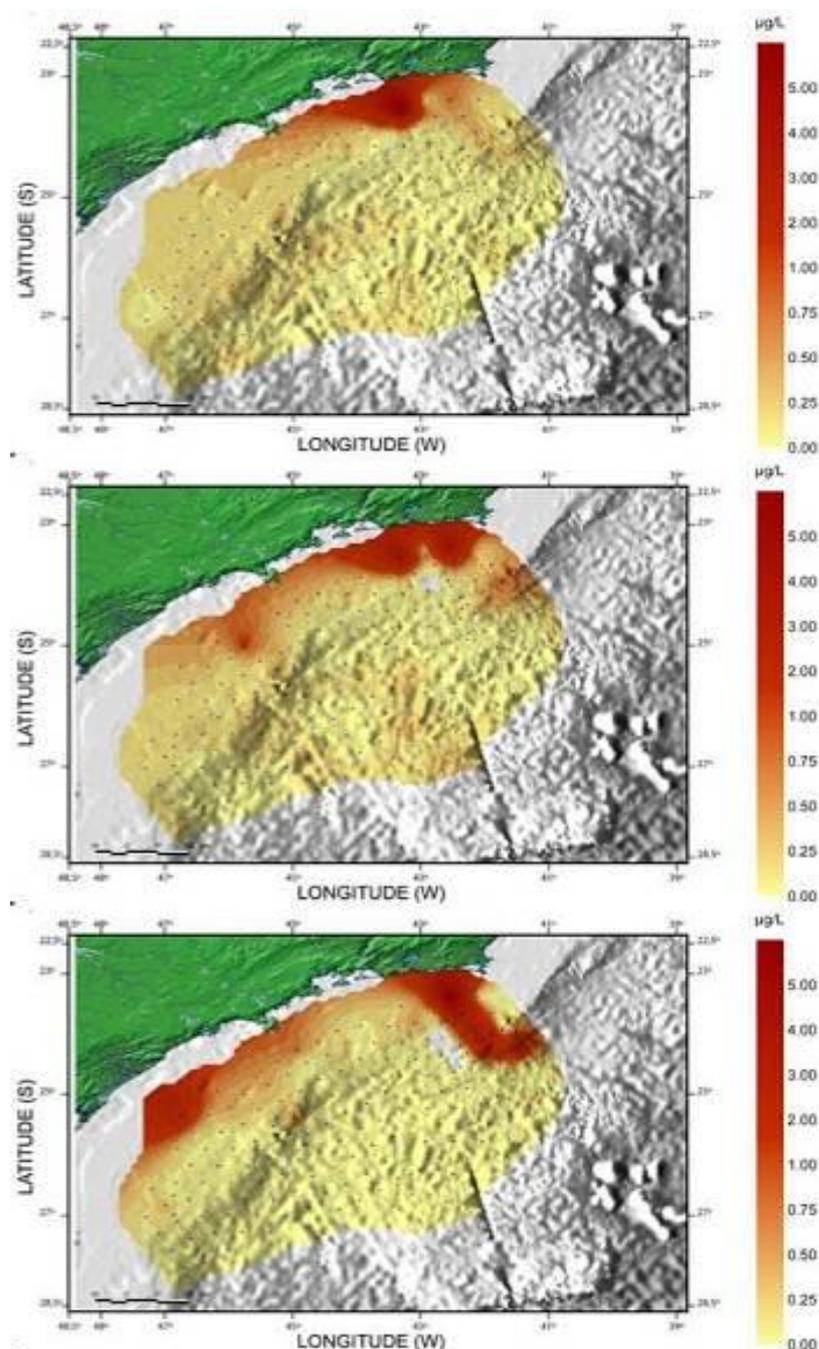
A.9. Clorofila-a

A Clorofila-a é comumente utilizada como um fator indicador da biomassa fitoplanctônica (Jeffrey & Mantoura, 1997). Esta molécula é o pigmento fotossintetizante primário desse grupo de produtores primários dos oceanos. Assim, sua medida pode ser convertida em valores de produção e produtividade primária (O'Reilly, et al., 1998).

O estudo realizado para a caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) apresentou concentrações de Clorofila-a variando de 0,0403 a 6,308 µg/L a 10 m de profundidade; de 0,0157 a 4,1543 µg/L junto à termoclina e de 0,0026 a 6,0472 µg/L próximo ao fundo (profundidade máxima de 200 m) (**Figura II.5.1.3-19**).

Em superfície e meia água, os maiores valores encontrados foram sobre a Plataforma Continental, nas proximidades do continente, na porção Norte da Bacia de Santos. Na camada de fundo (atingindo no máximo 200 m), a região da plataforma continental apresenta, em média, maiores valores que os observados em oceano profundo, sendo que as porções Sul e Norte da Bacia de Santos obtiveram valores superiores aos da porção central. A Resolução CONAMA n°

357/2005 para águas salinas classe 1 não estabelece valores máximos ou mínimos permitidos.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-19 – Variação espacial de clorofila-a na Bacia de Santos. O painel superior é referente à profundidade de 10 m, o central, meia água e o inferior, fundo (atingindo, no máximo, 200 m).

Conclusões – Qualidade de água

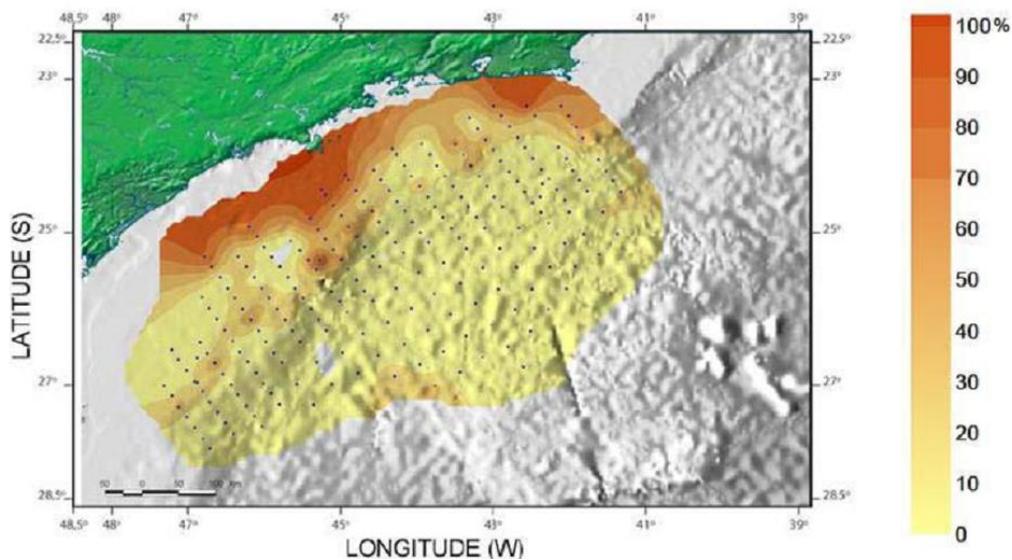
O diagnóstico para a qualidade da água na Bacia de Santos, de modo geral, mostrou concentrações dos compostos condizentes com a legislação ambiental vigente (Resolução CONAMA nº 357/2005) para águas salinas classe 1. Algumas estações apresentaram valores em desacordo com os padrões legais para Carbono Orgânico Total, Oxigênio Dissolvido e pH, em todos os níveis de profundidade analisados. Já para nutrientes como fosfato e nitrato, amostras em camadas profundas mostraram valores em desacordo com a legislação. Entretanto, estas camadas mais profundas são caracterizadas por ausência de fonte luminosa, o que impede a atividade de fotossíntese e consequente consumo destes nutrientes. Com a ausência de fotossíntese estas camadas permanecem com disponibilidade de nutrientes e, assim, estes valores excedentes não necessariamente denotam alterações devido às ações antrópicas.

B. Qualidade de Sedimentos

B.1. Granulometria

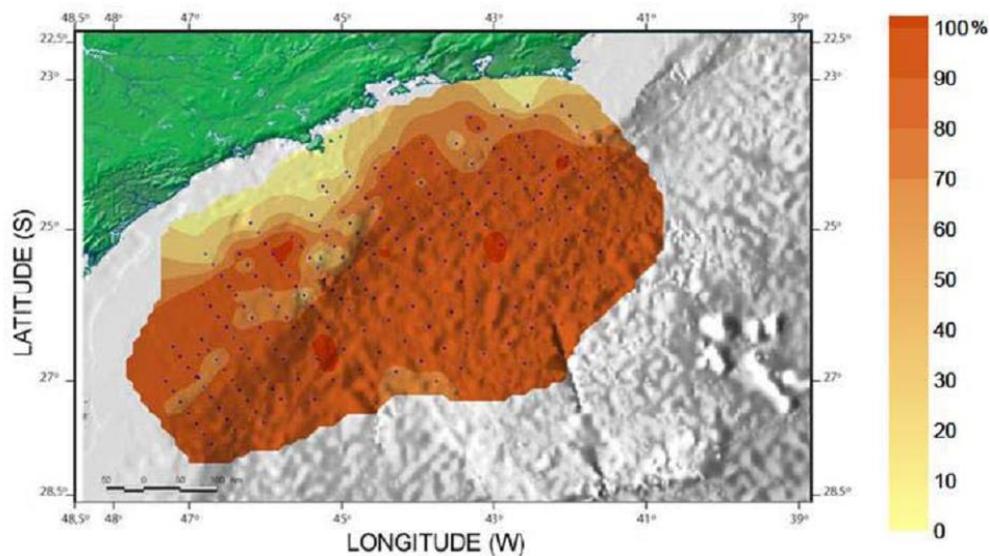
No estudo de caracterização da Bacia de Santos, produzido por (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), o silte predominou em 89,2% das amostras, a areia em 9,9%, com maior contribuição de areia muito fina (5,6%) e areia fina (3,3%). A argila predominou em 0,9% das amostras, o cascalho foi encontrado em 3,3% das estações, areia muito grossa, em 7,5%, areia grossa, em 11,7%, areia média, em 14,9%, areia fina, em 18,2% e areia muito fina, em 5,6%.

Como pode ser observado na **Figura II.5.1.3-20** e na **Figura II.5.1.3-21**, pelas análises da contribuição de sedimentos arenosos e lamosos nas estações de coleta na Bacia de Santos, há predomínio de fração mais grossa nas áreas adjacentes ao continente com granodecrescência em direção a porção *offshore*, concomitante com o aumento de profundidade. Essa observação ratifica alguns estudos pré-existentes na região como (Mahiques & Furtado, 1989) e (Furtado & Mahiques, 1990).



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-20 – Variação espacial da distribuição da fração arenosa nos sedimentos da Bacia de Santos.



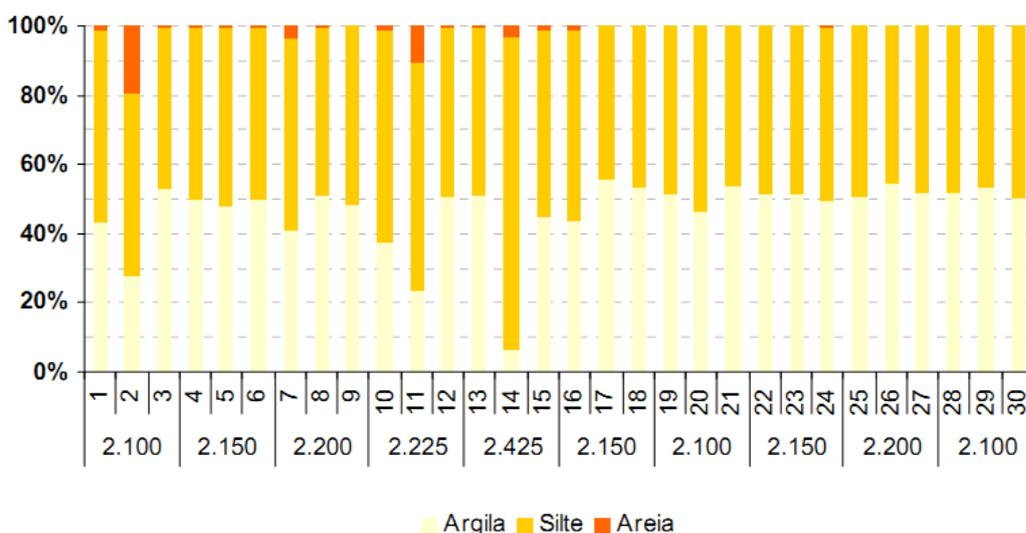
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-21 – Variação espacial da distribuição da fração lamosa nos sedimentos da Bacia de Santos.

De forma geral, a área da Bacia de Santos é caracterizada pela presença de sedimentos finos, com a fração lamosa associada diretamente ao aumento da batimetria. A plataforma interna apresenta uma tendência à presença de

sedimentos mais grossos. As análises realizadas na região da Bacia de Santos em águas ultraprofundas (PETROBRAS/HABTEC, 2003) revelaram um sedimento bastante homogêneo. A fração fina possui um percentual superior a 99% na maioria das estações. Somente em duas estações (estação n°2 a 2.100 m e estação n°11 a 2.225 m) o percentual de sedimentos mais grossos (fração areia) foi superior a 10% (**Figura II.5.1.3-22**).

O **Quadro II.5.1.3-35** apresenta os valores de granulometria para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-22 – Porcentagem de argila (amarelo claro), silte (amarelo) e areia (alaranjado) no sedimento da região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

Quadro II.5.1.3-35 – Granulometria dos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Granulometria							
	Areia Grossa (%)	Areia Média Grossa (%)	Areia Média (%)	Areia Média Fina (%)	Areia Fina (%)	Areia Total (%)	Silte (%)	Argila (%)
1	0,00	0,00	0,00	9,82	0,00	9,82	83,68	6,51
2	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,15	93,75	6,10
3	0,00	0,00	0,00	9,89	0,00	9,89	83,94	6,17
4	0,00	0,00	0,00	1,14	0,00	1,14	92,76	6,10
5	0,00	0,00	0,00	43,90	0,00	43,90	43,58	12,52
6	0,00	0,00	0,00	10,98	0,00	10,98	82,61	6,41
7	0,00	0,00	0,00	3,74	0,00	3,74	93,11	3,16
8	0,00	0,00	0,00	13,44	0,00	13,44	80,46	6,10
9	0,00	0,00	0,00	3,45	0,00	3,45	92,38	4,16
10	0,00	0,00	0,00	11,05	0,00	11,05	84,60	4,35
11	0,00	0,00	0,00	1,57	0,00	1,57	94,29	4,14
12	0,00	0,00	0,00	22,44	0,00	22,44	74,53	3,03
13	0,00	0,00	0,00	6,80	0,00	6,80	89,63	3,57
14	0,84	0,00	7,80	10,86	57,94	77,44	21,34	1,23
15	0,00	0,00	0,00	8,15	0,00	8,15	79,89	11,96
16	0,00	0,00	0,00	3,53	0,00	3,53	86,88	9,59
17	0,00	0,00	0,00	9,10	0,00	9,10	87,73	3,17
18	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	0,86	93,67	5,47
19	7,17	1,30	14,01	3,26	30,94	56,68	41,43	1,89
20	0,00	0,00	0,00	51,04	0,00	51,04	46,00	2,95
21	0,00	0,00	0,00	5,34	0,00	5,34	89,08	5,58
22	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00	0,34	97,25	2,41
23	0,00	0,00	0,00	2,41	0,00	2,41	96,35	1,24
24	0,00	0,00	0,00	19,93	0,00	19,93	73,49	6,58
25	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	0,86	97,09	2,05
26	0,00	0,00	0,00	13,32	0,00	13,32	81,30	5,38
27	0,00	0,00	0,00	8,15	0,00	8,15	84,13	7,72
28	0,00	0,00	0,00	7,65	0,00	7,65	88,30	4,05
29	0,00	0,00	0,00	11,94	0,00	11,94	86,26	1,80
30	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,57	94,28	5,15
31	0,00	0,00	0,00	17,47	6,99	24,46	68,84	6,70

(Continua)

Quadro II.5.1.3-35 (Continuação)

Estação	Granulometria							
	Areia Grossa (%)	Areia Média Grossa (%)	Areia Média (%)	Areia Média Fina (%)	Areia Fina (%)	Areia Total (%)	Silte (%)	Argila (%)
32	0,00	0,00	0,00	4,37	0,00	4,37	91,35	4,28
33	0,00	0,00	0,00	5,04	0,00	5,04	88,18	6,78
34	0,00	0,00	0,00	3,36	0,00	3,36	93,52	3,12
35	0,00	0,00	0,00	17,31	0,00	17,31	74,81	7,89
36	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,25	95,67	4,08
37	9,19	4,59	17,45	0,92	7,65	39,80	59,43	0,67
38	0,00	0,00	0,00	3,57	0,00	3,57	96,24	0,19
39	0,21	0,00	4,45	17,80	51,07	73,53	25,41	1,06
40	0,00	0,00	0,24	54,00	0,48	54,72	42,33	2,94
41	0,00	0,00	0,00	1,57	0,00	1,57	95,30	3,13
42	0,00	0,00	0,00	5,24	0,00	5,24	89,76	5,00
43	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	0,86	96,66	2,49
44	0,49	0,12	9,47	6,07	40,06	56,21	43,72	0,07
45	0,00	0,00	0,00	3,91	0,00	3,91	92,11	3,97
46	0,13	0,22	0,13	20,94	1,31	22,73	76,35	0,92
47	0,00	0,00	0,00	0,47	0,00	0,47	98,30	1,23
48	0,00	0,00	0,00	6,88	0,00	6,88	89,89	3,23
49	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,75	98,81	0,45
50	0,00	0,00	0,00	2,84	0,00	2,84	85,21	11,94
51	0,00	0,00	0,54	24,13	1,61	26,28	70,72	3,00
52	0,00	0,00	0,00	7,14	0,00	7,14	90,90	1,96
53	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,24	99,16	0,60
54	0,00	0,00	0,00	2,57	0,00	2,57	91,25	6,18
55	0,00	0,00	0,04	23,96	0,21	24,21	75,40	0,39
56	0,00	0,00	0,00	0,52	0,00	0,52	97,45	2,02
57	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,10	99,35	0,55
58	0,00	0,00	0,00	5,99	0,00	5,99	91,56	2,45
59	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,40	97,66	1,94
60	0,00	0,00	0,00	26,08	0,22	26,30	71,97	1,72
61	0,00	0,00	0,00	0,67	0,00	0,67	93,26	6,07
62	0,00	0,00	0,00	4,06	0,00	4,06	89,84	6,09
63	0,00	0,00	0,00	7,21	0,00	7,21	91,99	0,80

(Continua)

Quadro II.5.1.3-35 (Continuação)

Estação	Granulometria							
	Areia Grossa (%)	Areia Média Grossa (%)	Areia Média (%)	Areia Média Fina (%)	Areia Fina (%)	Areia Total (%)	Silte (%)	Argila (%)
64	0,00	0,00	0,00	12,87	0,00	12,87	85,00	2,13
65	0,00	0,00	0,00	1,16	0,00	1,16	94,26	4,58
66	0,00	0,00	0,22	50,64	4,04	54,90	41,43	3,67
67	0,00	0,00	0,00	1,31	0,00	1,31	94,02	4,66
68	1,45	2,89	2,41	11,57	3,38	21,70	13,65	0,53
69	0,00	0,00	0,56	37,37	4,46	42,39	55,10	2,51
70	0,00	0,00	0,20	45,71	32,02	77,93	21,81	0,25
71	0,00	0,00	0,00	3,71	0,00	3,71	95,53	0,76
72	0,00	0,00	0,00	4,29	0,00	4,29	91,42	4,29
73	0,00	0,00	0,00	19,46	0,00	19,46	69,26	11,28
74	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,10	98,43	1,47
75	0,00	0,00	1,01	26,40	24,99	52,40	47,07	0,53
76	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,50	98,89	0,60
77	0,23	0,00	5,12	13,68	55,45	74,48	21,94	3,58
78	0,00	0,00	0,00	4,29	0,00	4,29	92,63	3,08
79	0,00	0,00	0,00	29,27	0,00	29,27	69,11	1,63
80	0,26	0,00	9,05	13,95	60,27	83,53	14,60	1,87
81	0,00	0,00	0,00	0,47	0,00	0,47	95,71	3,82
82	0,00	0,00	0,00	1,16	0,00	1,16	88,15	10,70
83	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,35	98,66	0,99
84	0,00	0,00	0,00	33,15	0,00	33,15	54,14	12,71
85	0,00	0,00	0,12	31,12	35,97	67,21	31,35	1,44
86	0,00	0,00	0,00	1,97	0,00	1,97	97,44	0,59
87	0,00	0,00	0,00	56,97	0,00	56,97	40,74	2,30
88	0,00	0,00	0,00	21,43	0,00	21,43	53,06	25,51
89	0,00	0,00	0,00	0,53	0,00	0,53	99,36	0,11
90	0,29	0,00	1,83	14,18	64,70	81,00	13,73	5,26
91	0,00	0,00	0,00	0,00	4,74	4,74	94,78	0,47
92	0,79	0,48	2,62	23,44	43,82	71,15	24,23	4,63
93	0,00	0,00	0,00	6,62	0,00	6,62	87,93	5,45
94	3,29	3,86	9,53	27,47	16,12	60,27	30,14	8,46
95	0,56	0,28	1,64	43,70	4,63	50,81	43,39	5,79
96	0,00	0,00	0,00	3,14	0,00	3,14	91,87	4,98

(Continua)

Quadro II.5.1.3-35 (Continuação)

Estação	Granulometria							
	Areia Grossa (%)	Areia Média Grossa (%)	Areia Média (%)	Areia Média Fina (%)	Areia Fina (%)	Areia Total (%)	Silte (%)	Argila (%)
97	0,60	1,54	1,41	27,06	5,44	36,05	60,05	3,42
98	0,00	0,00	0,00	3,01	0,00	3,01	96,56	0,42
99	0,00	0,00	0,00	2,39	0,00	2,39	94,14	0,48
100	0,00	0,00	0,00	6,59	0,00	6,59	81,40	12,01
101	0,00	0,00	0,00	1,94	0,00	1,94	97,09	0,97
102	0,00	0,00	0,00	1,80	0,00	1,80	95,12	3,08
103	0,00	0,00	0,00	20,24	0,00	20,24	60,21	8,18
104	0,79	0,88	4,93	20,77	18,49	45,86	41,68	9,64
105	0,00	0,00	0,00	1,28	0,00	1,28	98,27	0,45
106	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	0,86	98,68	0,46
107	0,00	0,00	0,00	27,04	0,78	27,82	65,37	6,82
108	0,00	0,00	0,56	26,61	1,64	28,81	70,11	1,08
109	0,00	0,00	0,00	7,69	0,00	7,69	89,24	3,07
110	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,74	95,86	3,40
111	0,00	0,00	0,00	12,21	0,00	12,21	73,27	14,52
112	0,00	0,00	0,00	3,53	0,00	3,53	90,60	5,87
113	0,00	0,00	0,00	1,06	0,00	1,06	98,40	0,53
114	0,00	0,00	0,00	19,59	0,00	19,59	72,64	7,76
115	3,27	0,48	5,25	28,39	11,31	48,70	45,02	6,28
117	0,00	0,00	0,00	1,26	0,00	1,26	95,61	3,14
118	0,00	0,00	0,00	2,30	0,00	2,30	97,52	0,18
119	0,00	0,00	0,00	7,40	0,00	7,40	83,74	8,86
120	0,00	0,00	0,00	4,17	0,00	4,17	90,62	5,21
121	0,00	0,00	0,00	1,03	0,00	1,03	94,15	4,82
122	0,00	0,00	0,00	1,76	1,76	3,52	90,84	5,64
123	0,00	0,00	0,00	5,64	0,00	5,64	88,95	5,41
124	0,00	0,00	0,00	3,54	0,00	3,54	92,14	4,33
125	0,00	0,00	0,00	1,67	0,00	1,67	97,24	1,09
126	0,00	0,00	0,00	6,05	0,00	6,05	82,73	11,23
127	0,00	0,00	0,00	2,60	0,00	2,60	94,11	3,29
128	0,00	0,00	0,00	0,83	0,00	0,83	94,99	4,18
129	0,97	1,52	1,72	17,72	9,17	31,10	61,34	7,55
130	0,00	0,00	0,00	2,37	0,00	2,37	94,94	2,69

(Continua)

Quadro II.5.1.3-35 (Continuação)

Estação	Granulometria							
	Areia Grossa (%)	Areia Média Grossa (%)	Areia Média (%)	Areia Média Fina (%)	Areia Fina (%)	Areia Total (%)	Silte (%)	Argila (%)
131	0,00	0,00	0,00	1,08	0,00	1,08	93,67	5,25
132	0,00	0,00	0,00	4,82	0,00	4,82	88,61	6,56
133	0,00	0,00	0,00	1,78	0,00	1,78	77,38	20,84
134	0,00	0,00	0,00	2,73	0,00	2,73	94,76	2,51
135	0,00	0,00	0,00	4,98	0,00	4,98	89,15	5,87
136	0,00	0,00	0,00	4,52	0,00	4,52	88,08	7,40
137	0,00	0,00	0,00	14,27	0,00	14,27	79,62	6,11
138	0,00	0,00	0,00	1,76	0,00	1,76	95,98	2,26
139	0,00	0,00	0,00	7,98	0,00	7,98	82,43	9,59
140	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00	0,82	92,56	6,62
141	0,00	0,00	0,00	2,64	0,00	2,64	93,06	4,30
142	0,00	0,00	1,36	5,42	27,66	34,44	63,30	2,25
143	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,74	98,14	1,11
144	0,00	0,00	0,00	8,68	0,00	8,68	88,89	2,43
145	0,00	0,00	0,00	6,47	0,00	6,47	88,65	4,88
146	0,00	0,00	0,00	2,51	0,00	2,51	94,93	2,56
147	0,00	0,00	0,00	4,42	0,00	4,42	91,64	3,95
148	11,76	21,46	11,91	1,23	11,86	58,22	31,10	5,07
149	0,00	0,00	0,00	0,96	0,00	0,96	92,09	6,95
150	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,14	95,81	4,04
151	0,00	0,00	0,00	0,99	0,00	0,99	96,23	2,77
152	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	3,00	94,74	2,25
153	0,00	0,00	0,00	20,80	0,00	20,80	47,11	32,09
154	0,00	0,00	0,00	1,27	0,00	1,27	98,09	0,64
155	0,00	0,00	0,00	1,44	0,00	1,44	93,56	5,00
156	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,35	98,10	1,55
157	0,00	0,00	0,00	11,45	0,00	11,45	59,51	29,04
158	3,67	3,82	11,17	9,00	22,30	49,96	42,77	4,31
159	0,00	0,00	0,00	2,94	0,00	2,94	92,18	4,88
160	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,21	96,46	3,33
161	0,00	0,00	0,00	3,88	0,00	3,88	91,89	4,23
162	0,00	0,00	0,00	4,75	0,00	4,75	91,34	3,91
163	0,00	0,00	0,00	1,90	0,00	1,90	97,53	0,57

(Continua)

Quadro II.5.1.3-35 (Continuação)

Estação	Granulometria							
	Areia Grossa (%)	Areia Média Grossa (%)	Areia Média (%)	Areia Média Fina (%)	Areia Fina (%)	Areia Total (%)	Silte (%)	Argila (%)
164	0,00	0,00	0,00	0,79	0,00	0,79	93,22	5,98
165	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,80	95,89	3,31
166	0,00	0,00	0,00	42,41	0,00	42,41	34,22	23,37
167	0,00	0,00	0,00	6,87	0,00	6,87	90,65	2,48
168	0,00	0,00	0,00	1,57	0,00	1,57	96,65	1,78
169	1,28	0,00	6,55	44,58	14,98	67,39	26,46	6,14
170	0,00	0,00	0,00	13,84	0,00	13,84	76,98	9,18
171	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,68	95,60	3,72
172	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,57	98,00	1,43
173	0,00	0,00	0,00	8,31	0,00	8,31	97,58	4,11
174	0,00	0,00	0,00	4,66	0,00	4,66	96,53	8,81
175	0,64	0,00	4,33	17,71	14,14	36,82	43,38	19,81
176	0,00	0,00	0,00	0,37	0,00	0,37	93,16	6,47
177	0,00	0,00	0,00	1,44	0,00	1,44	97,91	0,65
178	0,00	0,00	0,00	11,49	0,00	11,49	85,38	3,13
179	0,00	0,00	0,00	27,49	0,00	27,49	42,60	29,91
180	0,00	0,00	0,00	1,50	0,00	1,50	90,02	8,20
181	0,00	0,00	0,00	0,65	0,00	0,65	95,24	4,10
182	0,00	0,00	0,00	1,14	0,00	1,14	94,21	4,65
183	0,00	0,00	0,00	3,26	0,00	3,26	92,20	4,54
184	0,00	0,00	0,00	14,76	0,00	14,76	41,75	43,50
185	0,00	0,00	0,00	2,60	0,00	2,60	94,53	2,87
186	0,00	0,00	0,00	0,96	0,00	0,96	98,56	0,48
187	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,36	95,46	4,18
188	0,00	0,00	0,00	7,10	0,00	7,10	84,34	8,56
189	0,66	0,00	11,30	67,78	8,45	88,19	4,66	7,14
190	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,24	95,24	4,52
191	0,00	0,00	0,00	0,61	0,00	0,61	93,29	6,10
192	0,00	0,00	0,00	0,67	0,00	0,67	93,73	5,60
193	0,00	0,00	0,00	3,98	0,00	3,98	91,12	4,90
194	0,00	0,00	0,00	10,35	0,00	10,35	85,99	3,66
195	0,00	0,00	0,00	31,71	0,00	31,71	33,62	34,67
196	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	0,26	86,99	12,75

(Continua)

Quadro II.5.1.3-35 (Conclusão)

Estação	Granulometria							
	Areia Grossa (%)	Areia Média Grossa (%)	Areia Média (%)	Areia Média Fina (%)	Areia Fina (%)	Areia Total (%)	Silte (%)	Argila (%)
197	0,00	0,00	0,00	3,55	0,00	3,55	91,05	5,40
198	0,00	0,00	0,00	24,36	0,00	24,36	60,02	15,89
199	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,75	95,15	4,10
200	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,60	92,60	6,80
201	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,74	92,24	7,02
202	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,75	94,24	5,01
203	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
204	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00	0,71	92,32	6,97
205	0,00	0,00	0,00	5,53	0,00	5,53	88,45	6,03
206	0,00	0,00	0,67	37,85	10,09	48,61	29,52	21,87
207	0,00	0,00	0,00	6,42	0,00	6,42	88,41	5,17
208	0,00	0,00	0,00	0,64	0,00	0,64	94,99	4,37
209	0,00	0,00	0,00	7,94	0,00	7,94	92,68	9,38
210	0,00	0,00	0,00	1,57	0,00	1,57	95,19	3,24
211	0,00	0,00	0,00	47,82	2,90	50,72	27,78	21,49
212	0,00	0,00	0,00	5,19	0,00	5,19	91,14	3,68
213	0,00	0,00	0,00	3,15	0,00	3,15	88,49	8,36
214	0,00	0,00	0,00	4,64	0,00	4,64	88,91	6,45
215	0,00	0,00	0,00	48,34	0,02	48,36	42,83	8,81
216	0,00	0,00	0,00	0,79	0,00	0,79	93,19	6,01
217	0,00	0,00	0,00	37,80	0,89	38,69	53,52	7,79
218	0,00	0,00	0,00	5,58	0,00	5,58	87,01	7,41
219	0,00	0,00	0,00	0,92	0,00	0,92	90,00	9,07
220	0,00	0,00	0,00	25,32	0,00	25,32	60,98	9,95
221	0,00	0,00	0,00	4,45	0,00	4,45	86,59	8,97
222	0,00	0,00	0,00	6,54	0,00	6,54	87,43	6,04
223	0,20	0,00	0,34	17,31	1,22	19,07	77,57	3,37
224	0,00	0,00	0,00	1,76	0,00	1,76	88,82	9,42
225	0,00	0,00	0,00	2,99	0,00	2,99	90,18	6,84
226	0,00	0,00	0,00	5,56	0,00	5,56	89,28	5,16
227	1,85	0,12	5,15	5,77	3,58	16,47	79,55	3,97

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2. Metais

Nos ambientes aquáticos, os compostos metálicos geralmente ocorrem em baixas concentrações, normalmente em nanogramas a microgramas por litro (Espinoza-Quiñones, et al., 2005). Metais pesados têm proveniência de fontes naturais, a partir do intemperismo de rochas e solos, ou por aportes antropogênicos. Dependendo da solubilidade de cada elemento, esses podem estar dissolvidos ou associados a elementos particulados, os quais podem decantar e acumular-se nos sedimentos (Espinoza-Quiñones, et al., 2005). A alta concentração de metais nos sedimentos e, em geral, no ambiente aquático, possui efeito deletério em sua biota (Neff, Mackelvie, & Ayers Jr, 2000).

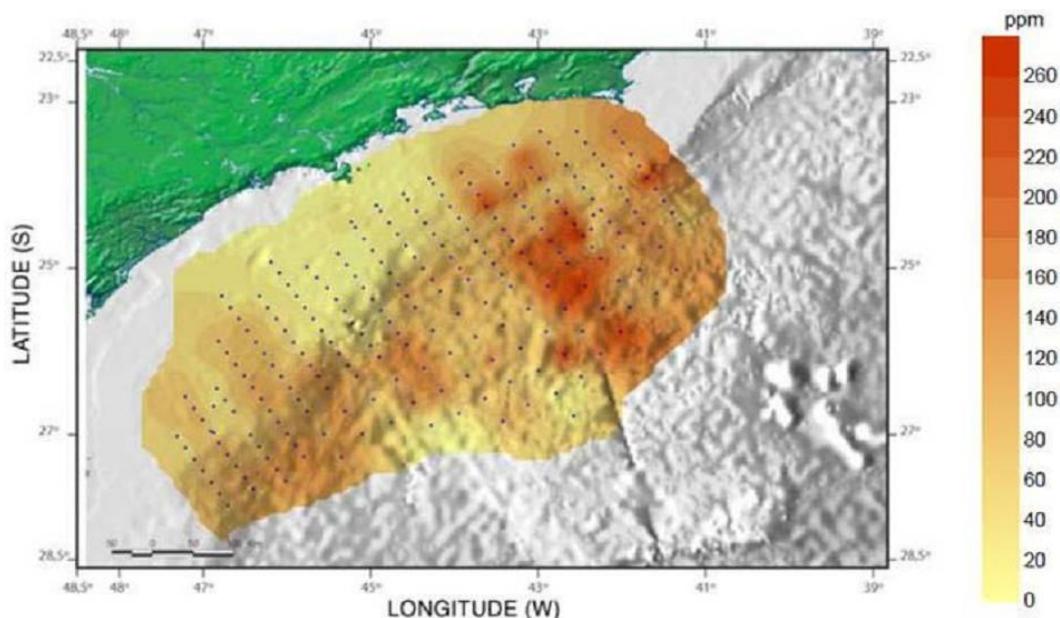
A análise de metais é imprescindível para a caracterização ambiental de locais destinados a produção de petróleo, visto que estes elementos são encontrados como constituintes da maioria dos fluidos de perfuração utilizados (Patin, 1999). Tais substâncias comumente são descartadas no ambiente marinho como fluido aderido a cascalhos residuais, alcançando os sedimentos devido à deposição dessas partículas ao longo da coluna d'água (Patin, 1999); (NRC, 2002) (Abílio, Cupelo, & Rezende, 2006).

B.2.1. Arsênio

Não existem estudos que contemplem a descrição da distribuição de arsênio ao longo da Bacia de Santos.

B.2.2. Bário

O levantamento realizado na região ultraprofunda da Bacia de Santos indicou concentração média de bário de $124 \pm 18 \mu\text{g/g}$ (PETROBRAS/HABTEC, 2003), enquanto que na caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) apresentada na **Figura II.5.1.3-23**, o teor médio deste elemento no conjunto amostrado foi de $88,87 \mu\text{g/g}$ com desvio padrão de $59,11 \mu\text{g/g}$. Percebe-se que os valores apresentaram grande variação ao longo da área.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-23 – *Variação espacial da distribuição de bário nos sedimentos da Bacia de Santos.*

Para o estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), o **Quadro II.5.1.3-36** apresenta as concentrações de bário nos sedimentos para todas as estações amostradas.

A apuração das concentrações naturais de Bário é de grande importância visto que esse elemento é um bom indicador da presença de metais dissolvidos na água de produção (PATIN, 1999). Porém, a interpretação dos resultados deve ser cautelosa, haja visto que este metal faz parte da composição da argila do sedimento marinho (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-36 – Concentração de bário nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	Bário (mg/kg)						
1	55,30	58	98,30	115	19,88	173	221,83
2	73,60	59	12,10	117	116,38	174	34,00
3	47,30	60	114,00	118	84,16	175	85,30
4	82,40	61	25,10	119	37,68	176	255,96
5	55,10	62	13,60	120	36,20	177	23,10
6	90,30	63	142,00	121	82,54	178	126,07
7	85,20	64	22,30	122	140,00	179	90,10
8	71,00	65	112,00	123	27,89	180	168,31
9	96,30	66	15,20	124	71,81	181	264,02
10	32,10	67	125,00	125	77,05	182	221,55
11	75,10	68	42,10	126	79,79	183	231,08
12	115,00	69	16,50	127	90,03	184	103,00
13	100,00	70	15,20	128	99,70	185	217,40
14	41,00	71	82,30	129	30,27	186	35,10
15	45,90	72	132,00	130	38,10	187	227,21
16	71,20	73	25,10	131	117,48	188	75,30
17	102,00	74	136,00	132	133,14	189	85,60
18	95,80	75	17,50	133	76,50	190	33,08
19	33,10	76	105,00	134	87,46	191	92,87
20	52,90	77	33,34	135	84,28	192	291,22
21	96,10	78	24,60	136	88,79	193	52,00
22	96,10	79	14,33	137	57,96	194	263,24
23	75,60	80	15,58	138	85,07	195	98,00
24	90,70	81	115,00	139	191,98	196	52,57
25	127,00	82	41,34	140	78,47	197	70,10
26	98,10	83	112,00	141	26,96	198	110,00
27	44,70	84	21,70	142	14,00	199	170,77
28	75,60	85	18,77	143	88,72	200	223,58
29	115,00	86	20,68	144	247,25	201	112,00
30	110,00	87	16,88	145	127,26	202	170,83
31	85,30	88	21,19	146	115,27	203	100,00
32	88,60	89	58,30	147	39,75	204	105,00
33	32,00	90	13,80	148	73,90	205	89,30
34	124,00	91	139,00	149	98,90	206	150,00
35	98,20	92	19,33	150	86,13	207	93,79
36	110,00	93	50,20	151	108,53	208	156,00

(Continua)

Quadro II.5.1.3-36 (Conclusão)

Estação	Bário (mg/kg)						
37	36,20	94	21,02	152	186,00	209	90,50
38	102,00	95	28,22	153	113,66	210	259,45
39	12,10	96	58,37	154	60,20	211	139,00
40	79,10	97	26,43	155	72,87	212	103,00
41	45,10	98	39,13	156	90,11	213	115,00
42	145,00	99	104,00	157	52,50	214	122,15
43	95,10	100	24,39	158	174,81	215	120,00
44	11,50	101	135,00	159	75,89	216	123,00
45	84,60	102	82,10	160	243,85	217	112,00
46	40,30	103	15,50	161	215,70	218	115,00
47	125,00	104	18,18	162	48,40	219	155,00
48	122,00	105	159,00	163	90,50	220	280,00
49	17,40	106	115,37	164	70,42	221	153,00
50	112,00	107	28,41	165	197,63	222	98,20
51	38,10	108	137,00	166	155,82	223	147,00
52	147,00	109	42,41	167	120,23	224	105,00
53	18,30	110	72,66	168	42,00	225	90,30
54	89,10	111	32,87	169	80,10	226	152,00
55	58,30	112	69,41	170	165,47	227	80,50
56	154,00	113	152,00	171	98,89		
57	20,10	114	53,50	172	46,30		

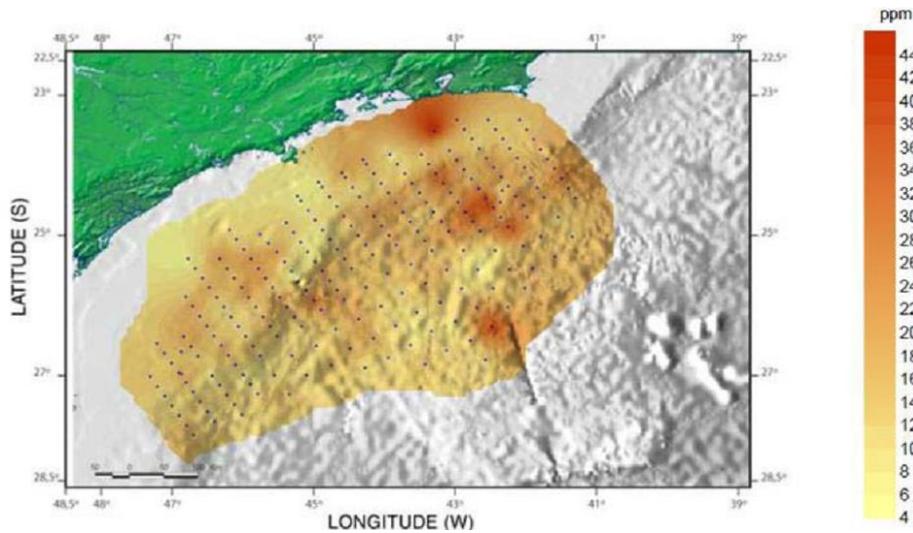
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2.3. Cromo

A caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) apresentou uma tendência para obtenção de maiores concentrações de cromo em direção ao Norte da bacia, com valor médio de $15,41 \pm 6,84 \mu\text{g/g}$, sendo observado um aumento das concentrações na região da plataforma continental próxima à Baía de Guanabara (**Figura II.5.1.3-24**).

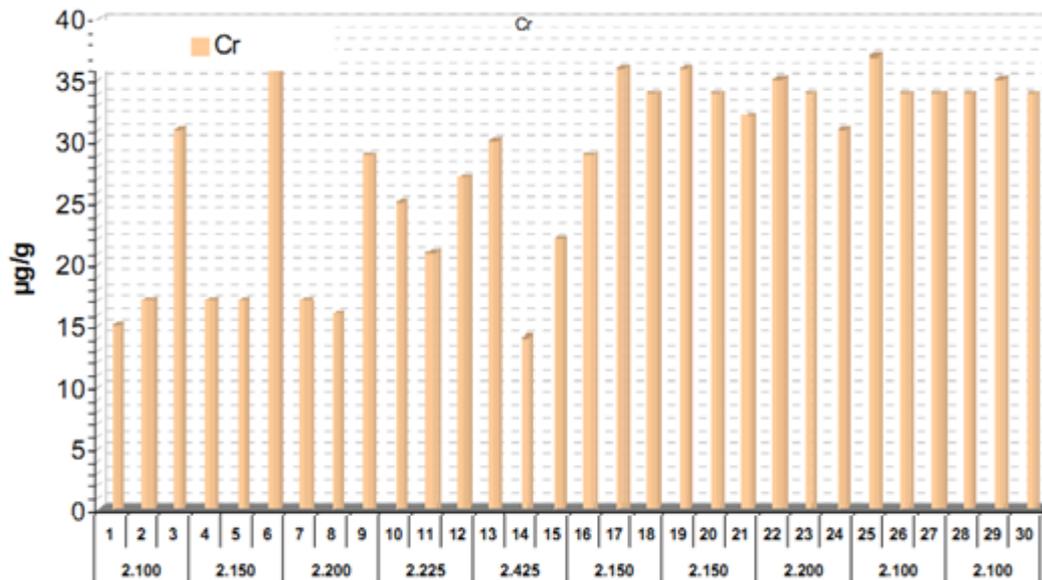
Na região ultraprofunda, a concentração média de Cromo foi de $28 \pm 3 \mu\text{g/g}$ (**Figura II.5.1.3-25**) (PETROBRAS/HABTEC, 2003).

Segundo CETESB (2009) o cromo é utilizado na produção de ligas metálicas, estruturas da construção civil, fertilizantes, tintas, pigmentos, curtumes, preservativos para madeira, entre outros usos. A maioria das águas superficiais contem entre 1 e $10 \mu\text{g/L}$ de cromo.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-24 – Variação espacial da distribuição de cromo nos sedimentos da Bacia de Santos.



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-25 – Concentração de cromo (µg/g) presente nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

B.2.4. Cádmio

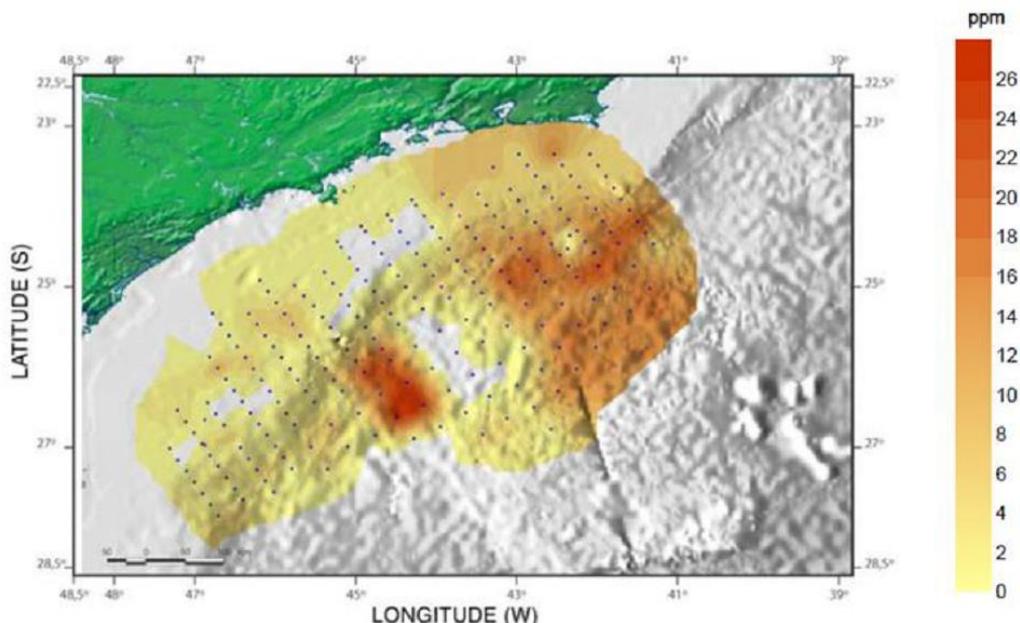
As amostras analisadas para a caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), em sua maioria, apresentaram concentrações de cádmio abaixo do limite de detecção do método, com resultados oscilando entre 0,2 e 0,5 µg/g. O mesmo ocorreu no estudo (PETROBRAS/HABTEC, 2003), nas amostras ultraprofundas da Bacia de Santos, onde as concentrações de cádmio estiveram abaixo do limite de detecção do método (0,2 µg/g).

CETESB (2009) descreve que o cádmio é liberado ao ambiente por efluentes industriais, principalmente, de galvanoplastias, produção de pigmentos, soldas, equipamentos eletrônicos, lubrificantes e acessórios fotográficos, bem como por poluição difusa causada por fertilizantes e poluição do ar local e que normalmente a concentração de cádmio em águas não poluídas é inferior a 1 µg/L.

B.2.5. Cobre

O cobre apresenta uma dinâmica influenciada por outros fatores do meio. Segundo (Lima, Cardoso, Guerreiro, & Pimentel, 2006), o cobre possui menor solubilidade em ambientes redutores do que em ambientes oxidantes e, desta maneira, uma pequena variação no pH e a presença de sulfato permitem que esse metal traço seja depositado no sedimento de fundo.

A concentração média de cobre na caracterização da Bacia de Santos foi de $5,7 \pm 6,90$ µg/g, com uma tendência a valores mais altos nas porções Norte e Central da bacia (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) (**Figura II.5.1.3-26**).

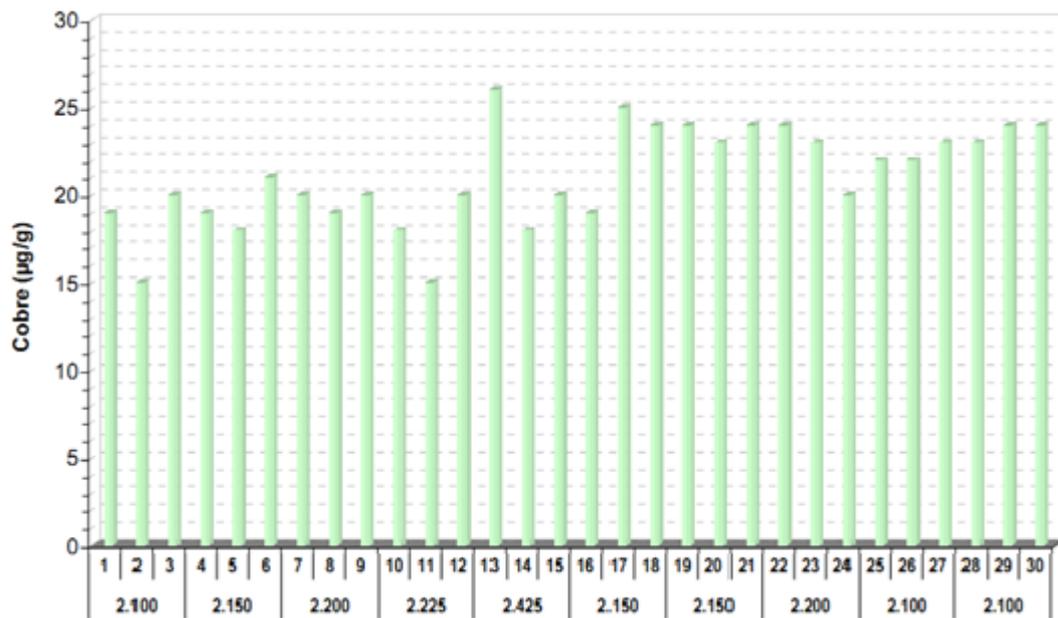


Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-26 – Variação espacial da distribuição de cobre nos sedimentos da Bacia de Santos.

Na região ultraprofunda, a média foi de $21 \pm 1 \mu\text{g/g}$ (**Figura II.5.1.3-27**), com distribuição relativamente homogênea entre as estações (PETROBRAS/HABTEC, 2003).

Em CETESB (2009) é citado que o cobre tem vários usos, como na fabricação de tubos, válvulas, acessórios para banheiro e está presente em ligas e revestimentos. As fontes de cobre para o meio ambiente incluem minas de cobre ou de outros metais, corrosão de tubulações de latão por águas ácidas, efluentes de estações de tratamento de esgotos, uso de compostos de cobre como algicidas aquáticos, escoamento superficial e contaminação da água subterrânea a partir do uso agrícola do cobre e precipitação atmosférica de fontes industriais. O cobre ocorre naturalmente em todas as plantas e animais e é um nutriente essencial em baixas doses.



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-27 – Concentração de cobre ($\mu\text{g/g}$) presente nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-37** as concentrações de cobre nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-37 – Concentração de Cobre nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3 - e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Cobre (mg/kg)						
1	0,00	58	1,69	115	0,55	173	15,92
2	3,59	59	0,70	117	3,42	174	5,45
3	0,00	60	1,89	118	0,00	175	5,27
4	3,13	61	6,43	119	0,00	176	20,59
5	0,00	62	2,42	120	0,00	177	4,25
6	0,00	63	4,06	121	0,00	178	6,70
7	4,49	64	0,00	122	26,80	179	4,27
8	0,00	65	5,24	123	0,00	180	18,19
9	1,74	66	2,51	124	2,95	181	6,08
10	0,00	67	1,49	125	0,00	182	12,50
11	0,00	68	2,03	126	0,00	183	16,07
12	0,00	69	0,00	127	5,16	184	5,31
13	1,09	70	1,15	128	0,00	185	14,58
14	0,00	71	4,27	129	0,00	186	1,13
15	0,00	72	3,60	130	0,55	187	8,55
16	11,08	73	0,00	131	5,38	188	4,24
17	0,00	74	8,32	132	8,32	189	15,99
18	5,48	75	0,50	133	5,30	190	14,14
19	0,00	76	6,22	134	0,00	191	15,56
20	0,00	77	0,00	135	2,48	192	17,78
21	0,00	78	0,00	136	5,29	193	9,01
22	7,08	79	0,00	137	0,00	194	11,25
23	1,59	80	0,00	138	5,44	195	3,37
24	0,00	81	1,37	139	3,37	196	12,01
25	0,00	82	6,56	140	6,72	197	10,90
26	0,76	83	2,43	141	0,00	198	5,12
27	7,01	84	0,00	142	1,88	199	15,91
28	0,00	85	0,00	143	0,00	200	21,02
29	0,00	86	8,76	144	8,77	201	10,92
30	4,28	87	0,00	145	0,00	202	18,77
31	5,66	88	0,00	146	4,68	203	7,34
32	1,49	89	2,55	147	7,15	204	10,38

(Continua)

Quadro II.5.1.3-37 (Conclusão)

Estação	Cobre (mg/kg)						
33	4,80	90	0,00	148	3,62	205	8,33
34	0,00	91	24,40	149	6,32	206	4,51
35	4,56	92	0,00	150	5,59	207	10,46
36	6,43	93	5,10	151	1,94	208	14,76
37	4,35	94	0,00	152	16,00	209	11,56
38	0,00	95	0,00	153	4,69	210	13,70
39	0,00	96	5,39	154	0,55	211	4,82
40	0,00	97	0,00	155	2,27	212	24,46
41	4,21	98	0,69	156	3,63	213	14,39
42	3,94	99	16,50	157	8,28	214	14,20
43	0,00	100	0,00	158	6,02	215	4,61
44	1,06	101	17,80	159	0,00	216	17,92
45	0,00	102	6,20	160	18,99	217	5,32
46	0,00	103	0,55	161	5,45	218	13,00
47	1,05	104	0,00	162	6,94	219	20,81
48	0,00	105	19,20	163	4,56	220	5,53
49	2,26	106	3,49	164	5,13	221	15,26
50	0,00	107	0,00	165	20,11	222	15,65
51	0,00	108	28,40	166	5,14	223	13,45
52	6,31	109	0,00	167	12,03	224	21,29
53	7,34	110	0,00	168	0,50	225	16,48
54	4,08	111	0,00	169	3,44	226	19,18
55	0,00	112	2,90	170	6,36	227	4,20
56	0,65	113	25,40	171	13,10		
57	6,26	114	0,00	172	0,75		

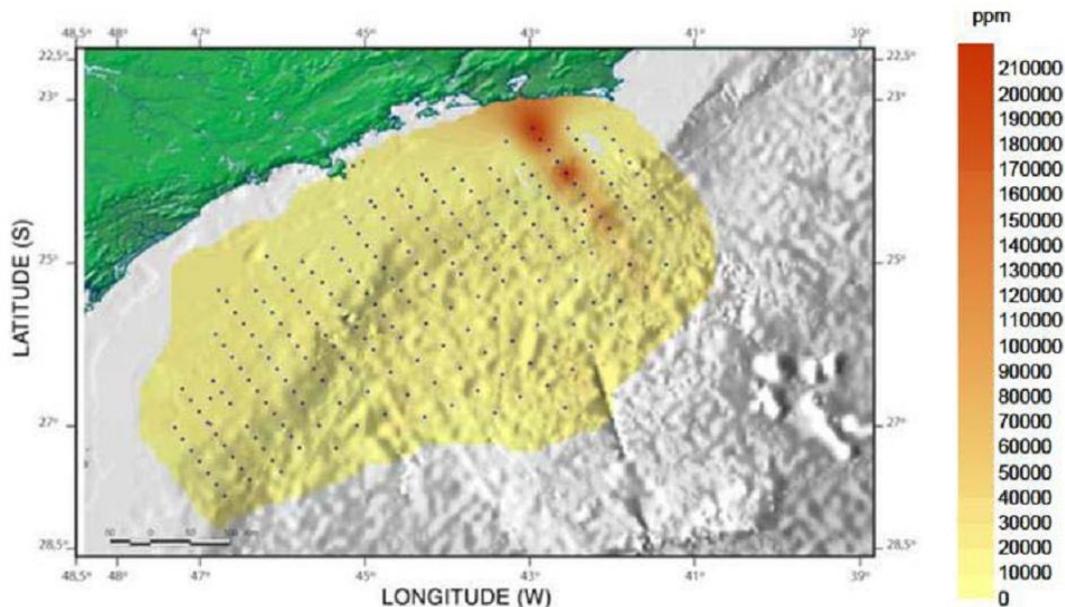
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2.6. Ferro

A caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) indicou que os teores desse metal foram altos em toda a bacia. O teor médio de ferro no conjunto amostrado foi de 16.427,02 µg/g (1,64%), com desvio padrão de 25.902,77 µg/g.

Os sedimentos coletados em áreas próximas aos poços de petróleo estão com valores dentro da média, podendo-se concluir então que a presença de ferro

nos sedimentos está muito mais ligada aos tipos de rochas e à quantidade de carbonatos e argilas presentes nestes sedimentos (**Figura II.5.1.3-28**).



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-28 – *Variação espacial da distribuição de ferro nos sedimentos da Bacia de Santos.*

O **Quadro II.5.1.3-38** apresenta as concentrações de ferro nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-38 – Concentração de ferro nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Ferro (mg/Kg)						
1	11620,00	58	6040,00	115	7090,00	173	13230,00
2	8120,00	59	6590,00	117	18270,00	174	7370,00
3	8980,00	60	11290,00	118	17800,00	175	186050,00
4	17250,00	61	18710,00	119	8310,00	176	21260,00
5	7760,00	62	5500,00	120	15810,00	177	10514,00
6	9400,00	63	15040,00	121	18090,00	178	5090,00
7	5480,00	64	22520,00	122	14590,00	179	107120,00
8	11820,00	65	5420,00	123	7520,00	180	16580,00
9	6350,00	66	10000,00	124	18880,00	181	11440,00
10	14520,00	67	10610,00	125	15960,00	182	6520,00
11	7030,00	68	11180,00	126	9920,00	183	16830,00
12	16170,00	69	4310,00	127	16530,00	184	46790,00
13	1300,00	70	8021,00	128	17850,00	185	13320,00
14	20370,00	71	24490,00	129	18550,00	186	12540,00
15	13020,00	72	8810,00	130	6100,00	187	20650,00
16	26110,00	73	5380,00	131	20570,00	188	243510,00
17	8580,00	74	7880,00	132	8140,00	189	10670,00
18	15630,00	75	7360,00	133	22670,00	190	28980,00
19	8530,00	76	9230,00	134	11370,00	191	6980,00
20	9730,00	77	6250,00	135	16230,00	192	16830,00
21	8050,00	78	3800,00	136	7210,00	193	96250,00
22	9520,00	79	8972,00	137	10810,00	194	7920,00
23	9730,00	80	5930,00	138	19710,00	195	5870,00
24	11360,00	81	8140,00	139	7790,00	196	6370,00
25	12590,00	82	8960,00	140	15710,00	197	68510,00
26	14680,00	83	8000,00	141	12697,00	198	6020,00
27	14110,00	84	6020,00	142	7850,00	199	12270,00
28	8880,00	85	8920,00	143	13190,00	200	18700,00
29	11530,00	86	12100,00	144	9650,00	201	70220,00
30	9110,00	87	6971,00	145	10710,00	202	14840,00
31	11820,00	88	8070,00	146	13400,00	203	7312,00
32	8340,00	89	8110,00	147	8300,00	204	112600,00

(Continua)

Quadro II.5.1.3-38 (Conclusão)

Estação	Ferro (mg/Kg)						
33	12640,00	90	4850,00	148	15780,00	205	11980,00
34	14850,00	91	20200,00	149	18370,00	206	10700,00
35	13390,00	92	6140,00	150	7680,00	207	4820,00
36	11730,00	93	10250,00	151	16350,00	208	68540,00
37	9060,00	94	3390,00	152	5750,00	209	14570,00
38	15890,00	95	12630,00	153	16780,00	210	6740,00
39	6120,00	96	13698,00	154	12100,00	211	8890,00
40	6350,00	97	13050,00	155	12250,00	212	33050,00
41	6120,00	98	14589,00	156	4150,00	213	14940,00
42	13060,00	99	13000,00	157	20870,00	214	6780,00
43	8210,00	100	4710,00	158	14070,00	215	10470,00
44	5310,00	101	17100,00	159	10030,00	216	17020,00
45	8170,00	102	8296,00	160	19520,00	217	9570,00
46	10360,00	103	6020,00	161	15040,00	218	42560,00
47	8830,00	104	29520,00	162	7970,00	219	18530,00
48	5750,00	105	18964,00	163	10780,00	220	8630,00
49	8730,00	106	23510,00	164	13580,00	221	17010,00
50	6150,00	107	18570,00	165	20180,00	222	31330,00
51	11420,00	108	14000,00	166	3690,00	223	11800,00
52	6240,00	109	13750,00	167	13160,00	224	18810,00
53	17810,00	110	21750,00	168	11050,00	225	14410,00
54	9340,00	111	7290,00	169	217470,00	226	12590,00
55	6540,00	112	17870,00	170	6100,00	227	18490,00
56	8610,00	113	18710,00	171	8630,00		
57	13380,00	114	9230,00	172	10520,00		

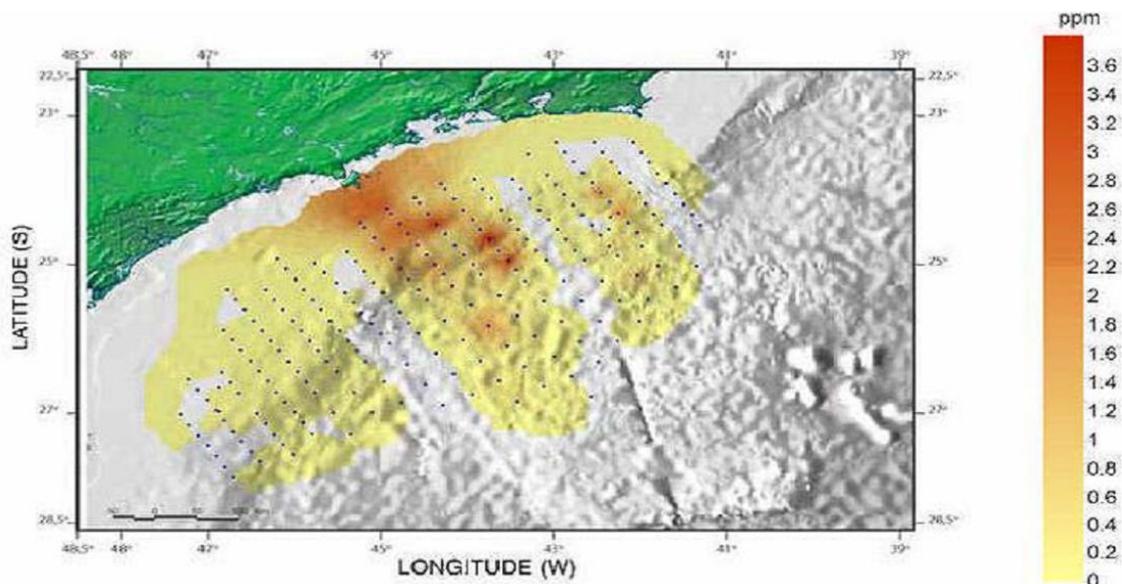
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2.7. Mercúrio

A caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) indicou que o mercúrio apresentou baixas concentrações na região, com valores mais altos na área da plataforma continental, em frente ao município de Ilhabela. As concentrações verificadas variaram desde valores nulos até teores na faixa de 4,0 mg/kg (**Figura II.5.1.3-29**).

As concentrações de mercúrio obtidas na parte ultraprofunda da Bacia de Santos (PETROBRAS/HABTEC, 2003) foram muito próximas ao limite de detecção do método (0,1 µg/g).

Segundo CETESB (2009) entre as fontes antropogênicas de mercúrio no meio aquático destacam-se as indústrias cloro-álcali de células de mercúrio, vários processos de mineração e fundição, efluentes de estações de tratamento de esgotos e indústrias de tintas. Araújo *et al.* (2010) fizeram um estudo sobre o mercúrio no sedimento da Bacia de Campos e destacam que o mercúrio apresenta baixa solubilidade na coluna d'água e o uso do coeficiente de partição geoquímico tem demonstrado que o material particulado em suspensão é responsável pelo transporte desse elemento na interface entre os ecossistemas continental e marinho, mesmo com os elevados fatores de diluição. Nos sedimentos de fundo este elemento estará associado às partículas e seus suportes geoquímicos orgânicos e inorgânicos (ex. carbonatos, óxidos e hidróxidos de Alumínio, Ferro e Manganês, matéria orgânica e sulfetos) assim como na água intersticial (ex. matéria orgânica dissolvida e/ou coloidal, fosfatos). A biodisponibilidade e toxicidade do mercúrio neste compartimento pode ser afetada por modificações pós-deposicionais que alteram parâmetros, como concentração de oxigênio dissolvido, potencial redox, pH e temperatura da água intersticial, gerando sua remobilização. Outro fator importante indicado por estes autores é com relação a fonte difusa de mercúrio no oceano, que é representada pelas atividades de exploração e produção de petróleo que são capazes de introduzir no meio marinho efluentes enriquecidos em substâncias orgânicas e inorgânicas,¹² entre elas o mercúrio, uma vez que este elemento tem sido detectado na composição das águas de produção.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-29 – Variação espacial da distribuição de mercúrio nos sedimentos da Bacia de Santos.

O **Quadro II.5.1.3-39** apresenta as concentrações de mercúrio nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-39 – Concentração de mercúrio nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	Mercúrio (mg/kg)						
1	0,00	58	0,00	115	1,46	173	0,00
2	0,00	59	0,00	117	0,89	174	0,07
3	0,00	60	0,07	118	0,27	175	0,00
4	0,00	61	0,00	119	0,33	176	0,05
5	0,00	62	0,06	120	0,29	177	0,00
6	0,00	63	0,12	121	0,77	178	0,07
7	0,00	64	0,07	122	0,00	179	0,00
8	0,00	65	0,00	123	0,68	180	0,19
9	0,00	66	0,00	124	0,29	181	0,00

(Continua)

Quadro II.5.1.3-39 (Continuação)

Estação	Mercúrio (mg/kg)	Estação	Mercúrio (mg/kg)	Estação	Mercúrio (mg/kg)	Estação	Mercúrio (mg/kg)
10	0,00	67	0,09	125	0,23	182	0,00
11	0,00	68	0,00	126	1,20	183	0,00
12	0,00	69	0,00	127	0,53	184	0,00
13	0,00	70	0,00	128	0,33	185	0,00
14	0,00	71	0,00	129	1,06	186	0,00
15	0,00	72	0,00	130	0,00	187	0,00
16	0,10	73	0,00	131	0,68	188	0,00
17	0,00	74	0,11	132	0,00	189	0,00
18	0,00	75	0,00	133	1,20	190	0,00
19	0,00	76	0,00	134	0,00	191	0,00
20	0,00	77	2,49	135	0,44	192	0,00
21	0,08	78	0,00	136	0,13	193	2,16
22	0,00	79	0,00	137	1,92	194	0,00
23	0,00	80	1,03	138	4,50	195	0,00
24	0,00	81	0,00	139	0,14	196	0,64
25	0,00	82	0,00	140	0,15	197	0,00
26	0,00	83	0,08	141	0,00	198	0,00
27	0,06	84	0,00	142	0,00	199	0,00
28	0,00	85	1,49	143	0,40	200	0,06
29	0,00	86	0,00	144	0,00	201	2,64
30	0,00	87	0,00	145	0,44	202	0,00
31	0,00	88	1,97	146	4,00	203	0,00
32	0,00	89	0,00	147	0,35	204	0,00
33	0,07	90	2,89	148	0,00	205	0,00
34	0,06	91	0,00	149	0,35	206	0,00
35	0,08	92	1,27	150	0,34	207	0,85
36	0,00	93	0,00	151	0,24	208	0,68
37	0,05	94	0,88	152	0,00	209	0,00
38	0,00	95	2,62	153	0,00	210	0,06
39	0,00	96	0,00	154	0,05	211	0,00
40	0,00	97	1,93	155	0,35	212	0,06
41	0,00	98	0,00	156	0,18	213	0,00
42	0,00	99	0,00	157	0,05	214	0,05
43	0,07	100	2,48	158	0,00	215	0,00
44	0,00	101	0,00	159	0,39	216	0,11

(Continua)

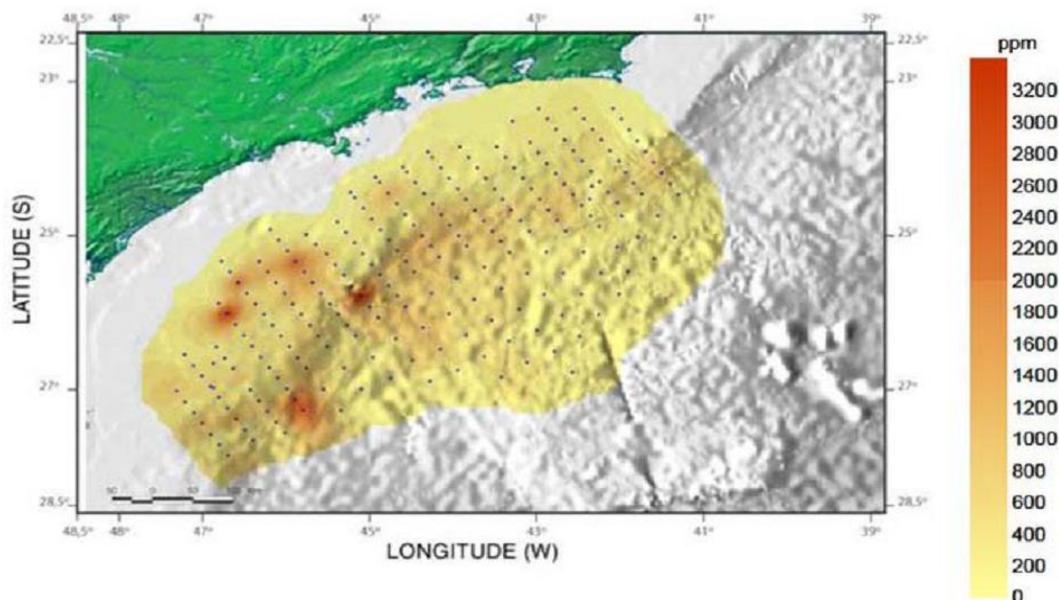
Quadro II.5.1.3-39 (Conclusão)

Estação	Mercúrio (mg/kg)						
45	0,00	102	0,56	160	0,00	217	0,06
46	0,00	103	0,51	161	0,00	218	0,10
47	0,08	104	1,05	162	0,07	219	0,00
48	0,07	105	0,00	163	0,05	220	0,00
49	0,00	106	0,26	164	0,00	221	0,00
50	0,00	107	0,84	165	0,00	222	0,08
51	0,07	108	0,00	166	0,05	223	0,00
52	0,00	109	0,65	167	0,00	224	0,00
53	0,06	110	0,38	168	0,05	225	0,00
54	0,00	111	1,50	169	0,00	226	0,00
55	0,00	112	2,15	170	0,00	227	0,00
56	0,00	113	0,00	171	0,06		
57	0,00	114	3,84	172	0,05		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2.8. Manganês

A concentração média de manganês na região ultraprofunda da Bacia de Santos foi de 602 ± 30 $\mu\text{g/g}$ (PETROBRAS/HABTEC, 2003). Na caracterização de toda a bacia (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), este elemento apresentou teor médio de $540,75$ $\mu\text{g/g}$ (**Figura II.5.1.3-30**). Assim como o ferro, o manganês é um elemento muito associado ao tipo de sedimento presente na região, e a sua variação está fortemente relacionada com a granulometria da área.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-30 – Variação espacial da distribuição de manganês nos sedimentos da Bacia de Santos.

O **Quadro II.5.1.3-40** apresenta as concentrações de manganês nos sedimentos para todas as estações amostradas estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-40 – Concentração de manganês nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	Manganês (mg/kg)						
1	859,92	58	977,71	115	233,85	173	360,00
2	262,27	59	254,55	117	1100,19	174	470,00
3	356,11	60	895,27	118	632,54	175	450,00
4	366,91	61	1431,44	119	488,42	176	620,00
5	154,66	62	254,32	120	665,51	177	186,00
6	571,15	63	744,68	121	777,94	178	320,00
7	1363,19	64	658,46	122	805,00	179	360,00
8	549,82	65	523,95	123	193,28	180	910,00
9	545,27	66	1075,53	124	747,42	181	360,00
10	242,43	67	409,18	125	576,75	182	290,00

(Continua)

Quadro II.5.1.3-40 (Continuação)

Estação	Manganês (mg/kg)						
11	182,92	68	304,94	126	164,34	183	630,00
12	320,12	69	324,42	127	862,13	184	220,00
13	223,42	70	68,20	128	606,71	185	360,00
14	148,54	71	578,46	129	281,64	186	227,00
15	212,70	72	434,55	130	314,00	187	800,00
16	3934,47	73	391,06	131	909,35	188	520,00
17	377,95	74	544,69	132	230,00	189	437,20
18	654,42	75	154,00	133	672,50	190	380,00
19	161,01	76	669,54	134	314,58	191	340,00
20	421,76	77	164,10	135	661,36	192	540,00
21	731,80	78	174,75	136	200,00	193	390,00
22	1620,72	79	304,06	137	429,15	194	370,00
23	2401,65	80	153,26	138	833,91	195	311,74
24	351,45	81	565,30	139	250,00	196	310,00
25	67,12	82	4317,05	140	695,16	197	380,00
26	165,61	83	354,61	141	226,73	198	425,00
27	848,79	84	355,00	142	212,00	199	240,00
28	191,62	85	284,14	143	453,30	200	490,00
29	565,01	86	362,29	144	390,00	201	380,00
30	679,60	87	65,63	145	540,19	202	380,00
31	842,24	88	635,58	146	686,60	203	507,00
32	714,76	89	320,19	147	350,00	204	530,00
33	663,38	90	182,46	148	80,00	205	293,97
34	474,42	91	1120,00	149	692,10	206	30,30
35	386,93	92	224,52	150	490,16	207	230,00
36	756,83	93	1020,00	151	611,68	208	460,00
37	1380,95	94	300,94	152	190,00	209	367,99
38	565,73	95	1375,40	153	240,00	210	370,00
39	220,65	96	572,97	154	296,00	211	95,99
40	185,75	97	378,81	155	531,03	212	390,00
41	406,01	98	405,74	156	880,00	213	489,66
42	585,00	99	511,00	157	220,00	214	300,00
43	597,89	100	504,96	158	150,00	215	96,66
44	411,56	101	840,00	159	471,71	216	516,90
45	600,77	102	852,00	160	450,00	217	93,21

(Continua)

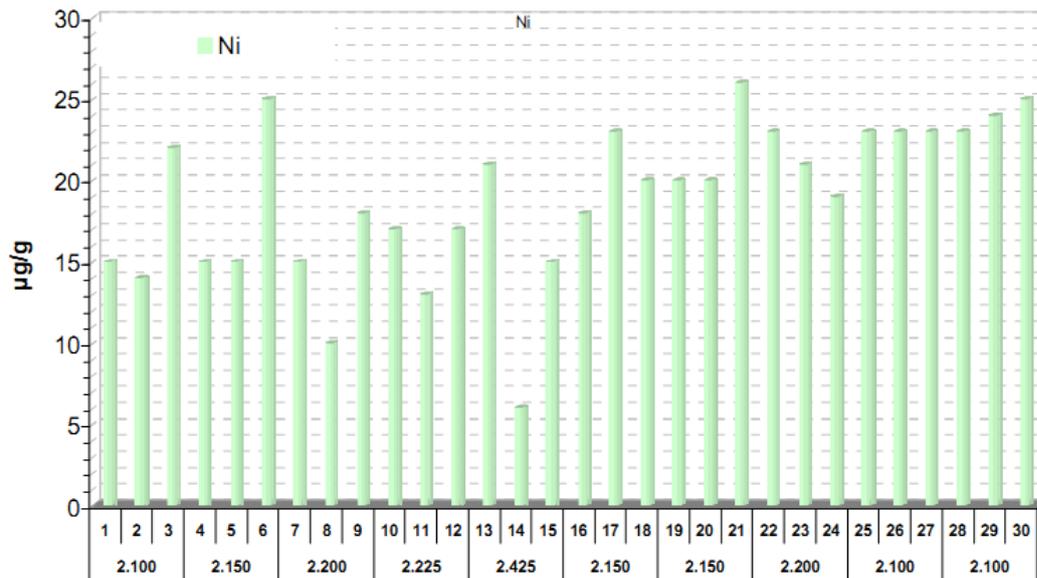
Quadro II.5.1.3-40 (Conclusão)

Estação	Manganês (mg/kg)						
46	915,95	103	52,00	161	360,00	218	230,00
47	413,76	104	237,15	162	430,00	219	526,97
48	444,70	105	912,00	163	574,00	220	108,81
49	481,02	106	1237,89	164	434,62	221	916,61
50	497,61	107	300,97	165	270,00	222	250,00
51	935,33	108	623,00	166	180,00	223	231,72
52	2503,30	109	514,45	167	460,00	224	676,19
53	2747,74	110	874,15	168	226,00	225	357,68
54	719,37	111	424,83	169	110,00	226	339,76
55	379,28	112	1040,07	170	230,00	227	338,80
56	2888,13	113	986,00	171	690,00		
57	1206,30	114	360,41	172	225,00		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2.9. Níquel

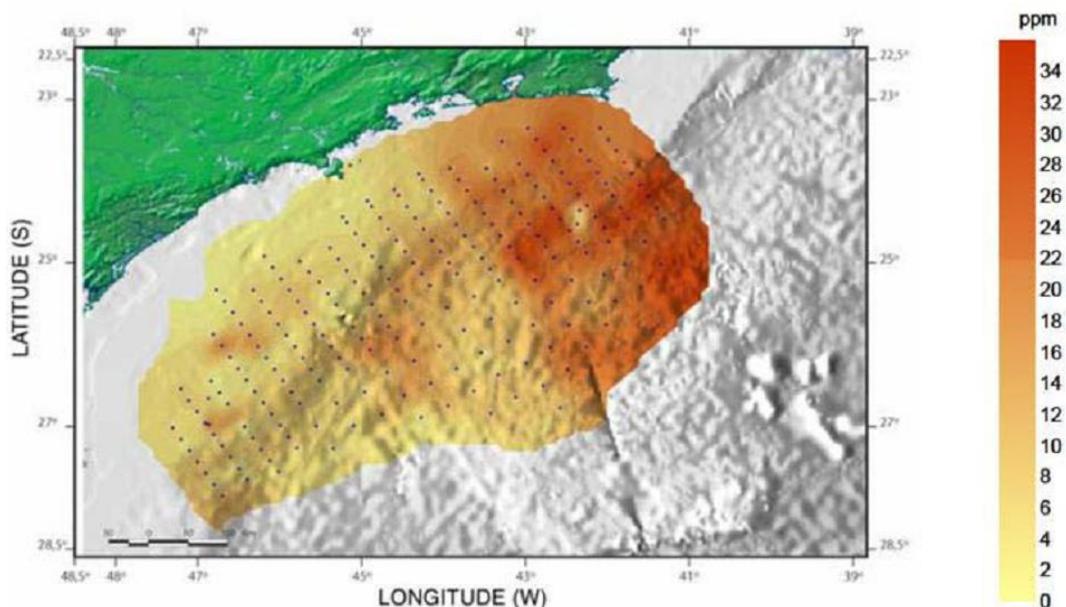
Elementos como níquel e vanádio são adotados como indicador de descartes de óleos em ambiente marinho. A fixação destes metais em sedimentos superficiais é determinada, sobretudo, pela presença de óxidos/hidróxidos, carbonatos e silicatos de ferro e manganês. O estudo realizado pela (PETROBRAS/HABTEC, 2003), encontrou concentrações médias de níquel em torno de $19 \pm 2 \mu\text{g/g}$ (Figura II.5.1.3-31).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-31 – Concentração de níquel ($\mu\text{g/g}$) presente nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

De acordo com a caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), foi obtido um valor médio de níquel de $13,30 \mu\text{g/g}$ em toda a bacia, com desvio padrão de $8,32 \mu\text{g/g}$. Como pode ser observado na **Figura II.5.1.3-32**, as concentrações de níquel tendem a ser menores em direção ao Sul da Bacia de Santos.



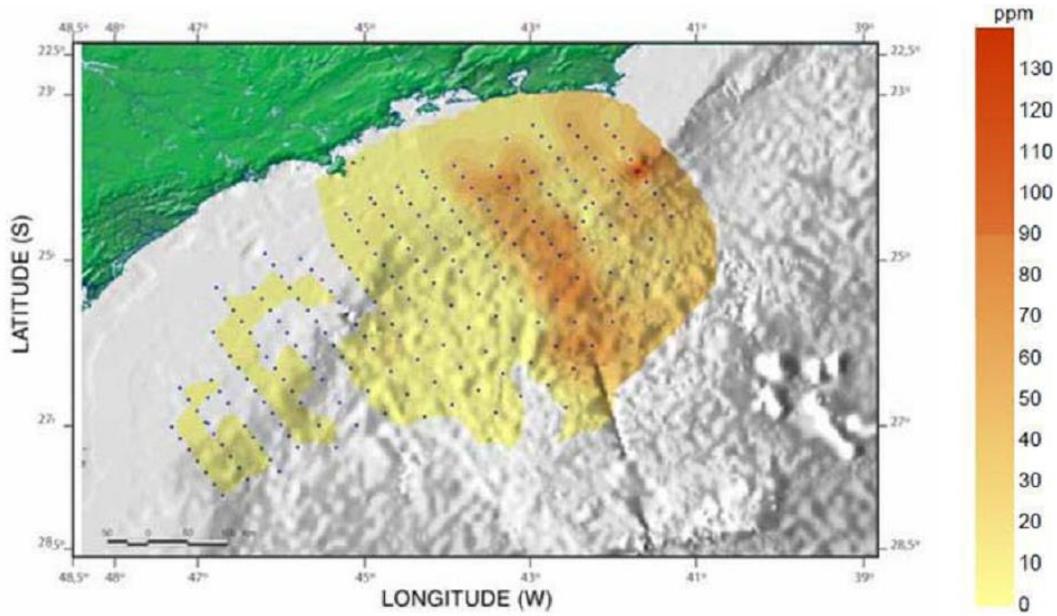
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-32 – Variação espacial da distribuição de níquel nos sedimentos da Bacia de Santos.

B.2.10. Chumbo

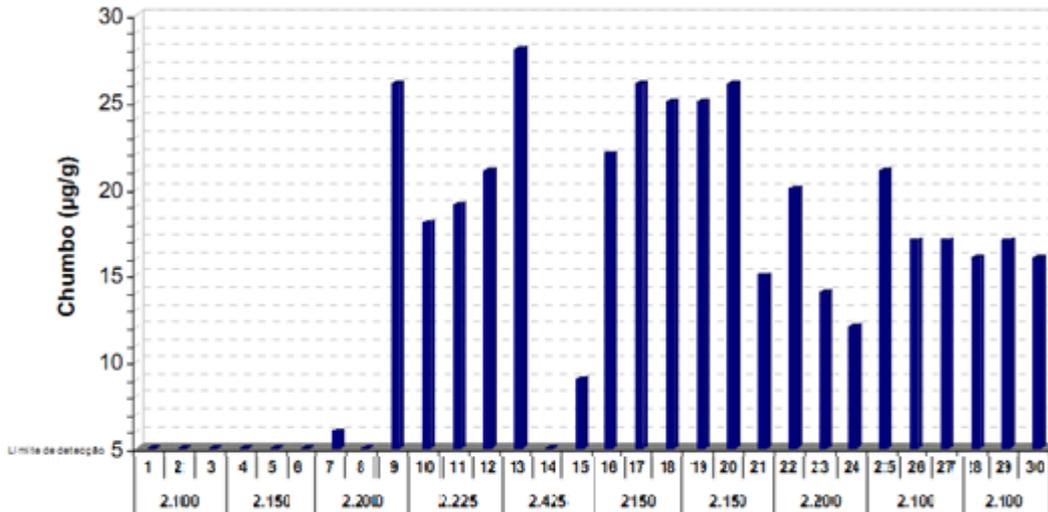
Os resultados do estudo de caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) indicaram que as maiores concentrações de chumbo na região estão localizadas na porção Norte da bacia (**Figura II.5.1.3-33**), sendo o valor médio de $14,26 \pm 21,90 \mu\text{g/g}$. A concentração média de chumbo na região ultraprofunda da Bacia de Santos foi de $19 \pm 6 \mu\text{g/g}$ (PETROBRAS/HABTEC, 2003) (**Figura II.5.1.3-34**).

Segundo CETESB (2009) o chumbo está presente no ar, no tabaco, nas bebidas e nos alimentos. Nestes, o chumbo tem ampla aplicação industrial, como na fabricação de baterias, tintas, esmaltes, inseticidas, vidros, ligas metálicas etc. A presença do metal na água ocorre por deposição atmosférica ou lixiviação do solo.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-33 – Variação espacial de chumbo nos sedimentos da Bacia de Santos.



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-34 – Concentração de chumbo (µg/g) presente nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-41** apresenta as concentrações de chumbo nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-41 – Concentração de chumbo nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	Chumbo (mg/kg)						
1	0,00	58	0,00	115	6,48	173	59,19
2	0,00	59	0,00	117	8,22	174	27,57
3	0,00	60	0,00	118	3,78	175	11,77
4	0,00	61	0,00	119	7,71	176	64,91
5	0,00	62	0,00	120	5,71	177	0,50
6	0,00	63	0,00	121	5,95	178	17,27
7	0,00	64	0,00	122	7,55	179	9,22
8	0,00	65	0,00	123	8,11	180	70,77
9	0,00	66	0,00	124	6,73	181	66,35
10	0,00	67	0,00	125	2,82	182	74,15
11	0,00	68	0,00	126	6,45	183	26,76
12	0,00	69	0,00	127	6,97	184	28,91
13	0,00	70	0,00	128	4,05	185	68,38
14	0,00	71	0,00	129	6,85	186	0,00
15	0,00	72	0,00	130	0,60	187	54,01
16	0,00	73	0,00	131	7,56	188	20,21
17	0,00	74	0,00	132	35,68	189	50,62
18	0,00	75	0,00	133	8,90	190	44,41
19	0,00	76	0,00	134	1,40	191	48,47
20	0,00	77	2,00	135	6,72	192	69,90
21	0,00	78	0,00	136	43,19	193	22,18
22	7,50	79	0,00	137	5,22	194	79,79
23	0,00	80	1,54	138	6,83	195	41,19
24	0,00	81	0,00	139	70,53	196	23,19
25	0,00	82	0,00	140	5,93	197	23,20
26	0,00	83	0,00	141	0,00	198	45,30
27	0,00	84	0,00	142	0,75	199	69,52

(Continua)

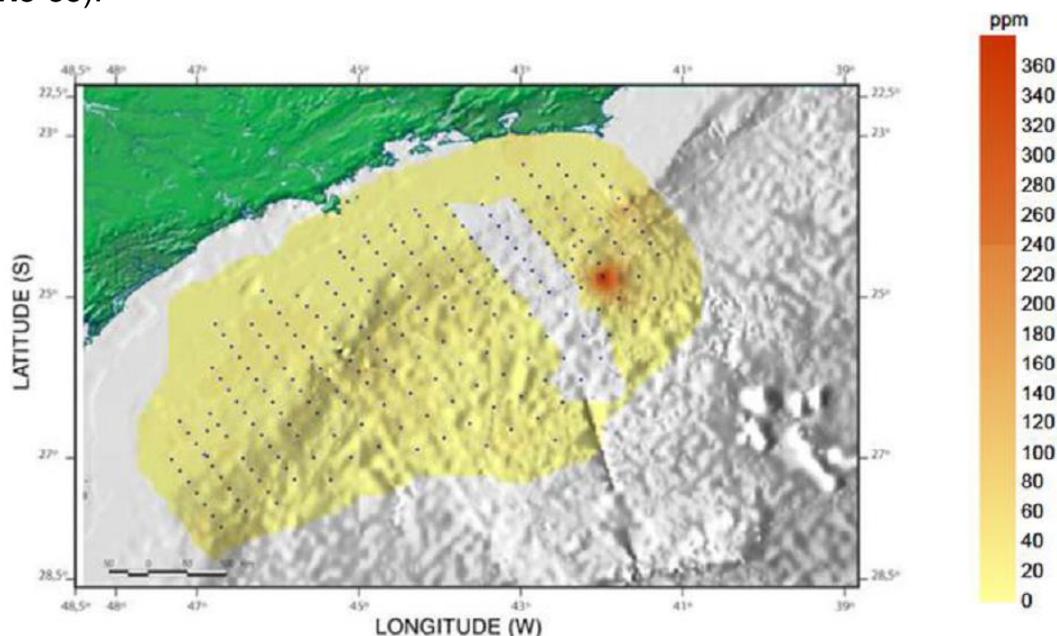
Quadro II.5.1.3-41 (Conclusão)

Estação	Chumbo (mg/kg)						
28	0,00	85	3,42	143	5,74	200	29,35
29	0,00	86	0,00	144	37,66	201	15,83
30	0,00	87	0,00	145	4,15	202	65,69
31	0,00	88	17,80	146	7,78	203	42,10
32	0,00	89	0,00	147	36,45	204	23,19
33	0,00	90	2,82	148	21,35	205	35,22
34	0,00	91	11,00	149	6,36	206	24,45
35	0,00	92	3,36	150	6,38	207	23,45
36	0,00	93	0,00	151	5,18	208	24,14
37	0,00	94	2,64	152	54,15	209	37,05
38	0,00	95	20,47	153	64,40	210	51,97
39	0,00	96	0,00	154	0,95	211	33,72
40	0,00	97	4,94	155	6,93	212	22,83
41	0,00	98	0,00	156	42,81	213	32,21
42	0,00	99	9,00	157	19,87	214	35,25
43	0,00	100	6,04	158	76,99	215	34,39
44	0,00	101	10,20	159	4,53	216	36,72
45	0,00	102	4,15	160	61,07	217	32,68
46	0,00	103	7,85	161	48,43	218	20,76
47	0,00	104	6,31	162	41,89	219	56,40
48	0,00	105	10,20	163	0,75	220	146,67
49	0,00	106	5,03	164	6,33	221	28,35
50	0,00	107	5,60	165	37,70	222	26,10
51	0,00	108	8,00	166	48,31	223	28,19
52	0,00	109	4,72	167	65,41	224	37,02
53	0,00	110	2,73	168	0,55	225	45,49
54	0,00	111	5,78	169	12,18	226	29,99
55	0,00	112	7,01	170	53,77	227	33,72
56	0,00	113	8,55	171	56,39		
57	0,00	114	5,92	172	1,12		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2.11. Zinco

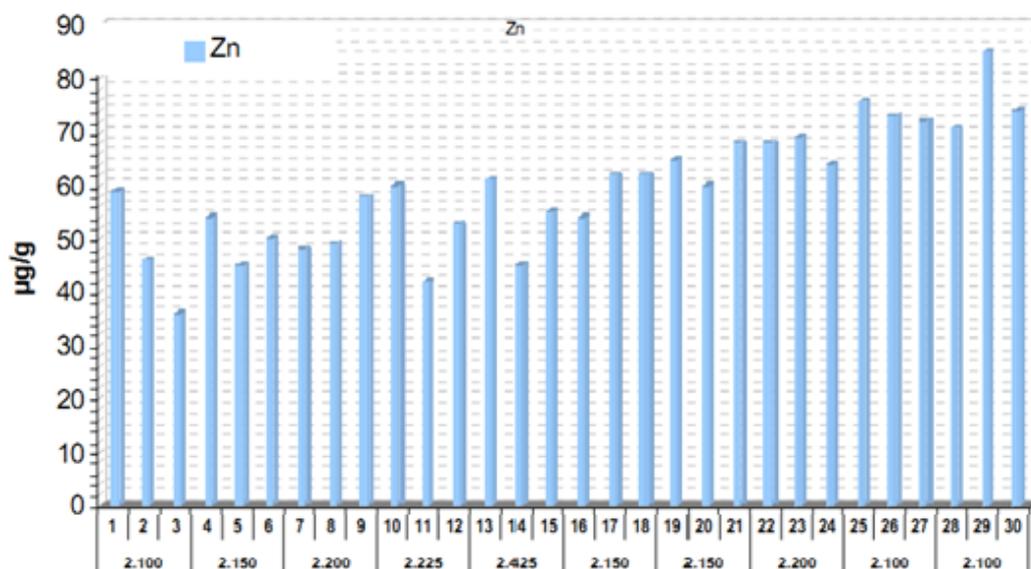
Os dados da caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) apresentaram um valor médio de zinco de 19,13 µg/g. Estes valores não apresentaram grandes variações, com exceção de um ponto de amostragem, que apresentou concentração de 320,20 µg/g (**Figura II.5.1.3-35**).



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-35 – Variação espacial da distribuição de zinco nos sedimentos da Bacia de Santos.

A concentração média de zinco para a região ultraprofunda da Bacia de Santos foi de 59 ± 4 µg/g (**Figura II.5.1.3-36**) (PETROBRAS/HABTEC, 2003).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-36 – Concentração de zinco (µg/g) presente nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-42** apresenta as concentrações de zinco nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-42 – Concentração de zinco nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Zinco (mg/kg)						
1	18,74	58	18,99	115	12,91	173	0,00
2	18,90	59	14,34	117	26,84	174	0,30
3	10,57	60	22,04	118	18,59	175	12,41
4	25,85	61	38,07	119	21,20	176	0,16
5	10,44	62	18,94	120	23,05	177	22,80
6	14,98	63	29,21	121	20,56	178	0,19
7	18,99	64	12,49	122	30,40	179	13,84
8	15,05	65	15,72	123	15,50	180	0,09
9	18,00	66	32,82	124	28,05	181	0,00
10	11,43	67	15,22	125	17,93	182	0,00
11	9,83	68	29,57	126	9,96	183	0,39
12	19,44	69	11,93	127	25,84	184	8,93
13	25,05	70	7,52	128	23,41	185	0,07
14	2,51	71	23,95	129	19,27	186	10,70
15	6,17	72	16,48	130	12,50	187	0,44
16	54,37	73	11,69	131	29,39	188	39,46
17	15,13	74	18,38	132	0,05	189	10,87
18	28,26	75	14,10	133	31,65	190	0,07
19	5,79	76	22,24	134	11,30	191	0,00
20	12,71	77	5,10	135	22,01	192	0,27
21	11,62	78	3,66	136	0,00	193	33,97
22	25,62	79	4,10	137	11,33	194	0,00
23	15,80	80	3,95	138	23,69	195	9,07
24	14,95	81	17,35	139	0,00	196	0,11
25	2,26	82	27,19	140	20,84	197	37,11
26	23,85	83	15,06	141	10,96	198	15,50
27	29,01	84	2,96	142	12,10	199	0,00
28	9,16	85	6,17	143	19,77	200	0,24
29	15,29	86	44,76	144	0,00	201	28,37
30	20,04	87	0,00	145	14,50	202	0,07
31	23,22	88	7,64	146	19,56	203	13,90
32	20,14	89	14,47	147	0,00	204	40,22
33	33,11	90	4,65	148	0,00	205	27,14
34	20,89	91	46,20	149	26,26	206	12,42
35	17,09	92	5,65	150	18,49	207	0,08
36	25,13	93	31,90	151	22,43	208	39,97

(Continua)

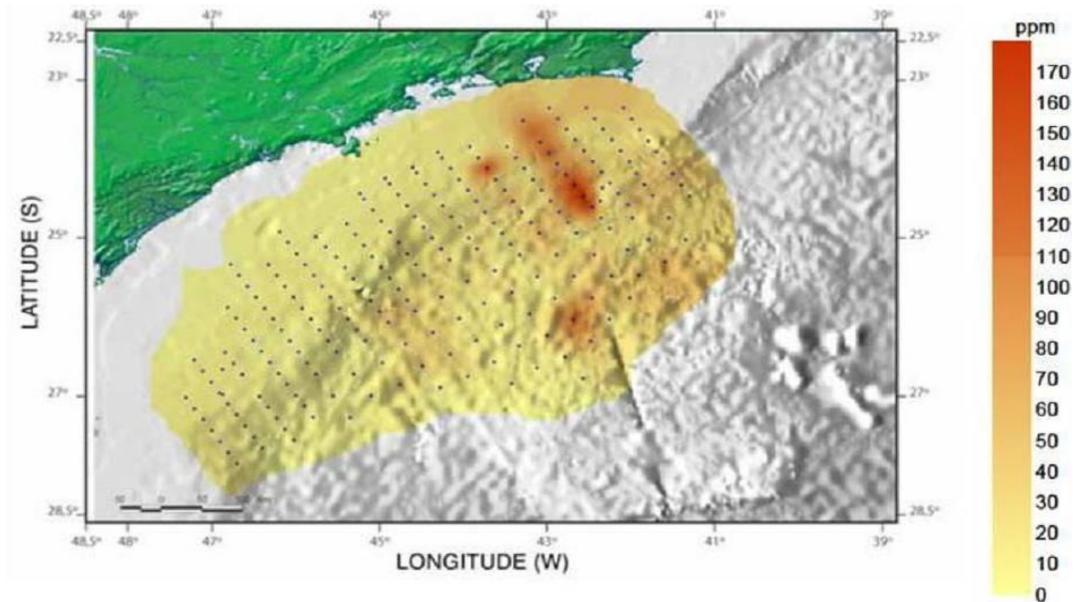
Quadro II.5.1.3-42 (Conclusão)

Estação	Zinco (mg/kg)						
37	27,40	94	3,01	152	0,00	209	34,92
38	18,31	95	11,84	153	0,00	210	0,00
39	7,40	96	21,11	154	13,70	211	13,29
40	7,48	97	10,91	155	15,08	212	435,69
41	25,13	98	18,19	156	0,00	213	35,85
42	22,27	99	28,90	157	13,92	214	0,07
43	14,62	100	6,53	158	0,07	215	19,43
44	11,24	101	40,90	159	15,31	216	42,12
45	12,06	102	29,60	160	0,11	217	15,42
46	26,21	103	0,05	161	0,49	218	106,04
47	14,60	104	14,50	162	0,09	219	41,28
48	13,78	105	39,90	163	28,10	220	132,47
49	22,02	106	31,28	164	18,50	221	40,27
50	10,49	107	20,61	165	0,08	222	22,22
51	19,86	108	32,00	166	0,25	223	24,00
52	15,62	109	15,88	167	0,10	224	51,78
53	39,58	110	18,70	168	10,20	225	33,54
54	29,06	111	8,82	169	25,78	226	30,93
55	11,40	112	28,05	170	0,19	227	38,61
56	13,03	113	38,20	171	0,08		
57	30,18	114	11,48	172	11,20		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.2.12. Vanádio

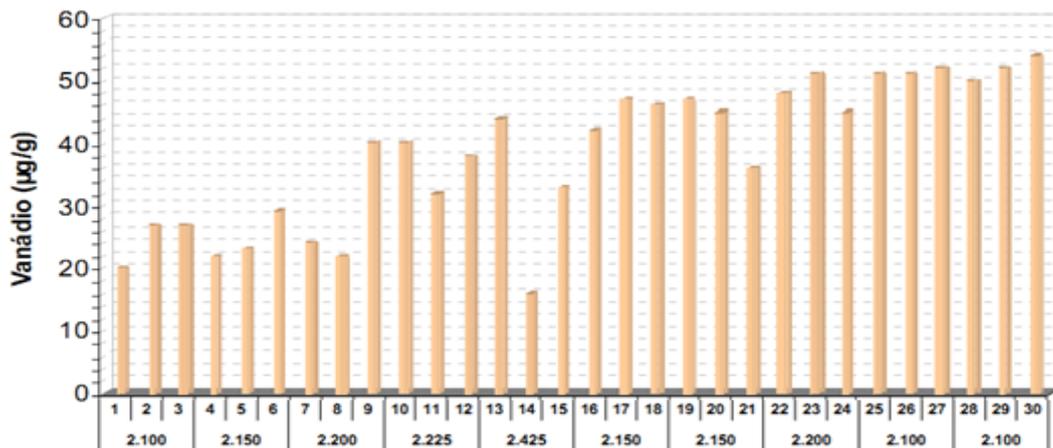
Os dados da caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) apresentam concentrações de vanádio em torno de 26,01 µg/g. Foram encontradas concentrações máximas da ordem de 160 µg/g na região da plataforma continental em frente à Baía de Guanabara (Figura II.5.1.3-37).



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-37 – Variação espacial da distribuição de vanádio nos sedimentos da Bacia de Santos.

A distribuição deste elemento se mostra coincidente com a do níquel. No estudo realizado pela (PETROBRAS/HABTEC, 2003) a distribuição do vanádio apresentou concentração média de 38 ± 4 $\mu\text{g/g}$ (Figura II.5.1.3-38).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-38 – Concentração de vanádio ($\mu\text{g/g}$) presente nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-43** apresenta as concentrações de vanádio nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-43 – Concentração de vanádio nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	Vanádio (mg/kg)						
1	12,45	58	8,21	115	13,73	173	45,54
2	9,59	59	4,20	117	22,29	174	67,58
3	13,66	60	10,64	118	21,51	175	73,47
4	13,92	61	16,20	119	11,23	176	65,71
5	8,98	62	4,34	120	18,74	177	17,70
6	9,58	63	13,49	121	22,17	178	123,82
7	11,63	64	23,51	122	39,40	179	19,90
8	16,78	65	8,59	123	13,34	180	43,58
9	9,68	66	11,43	124	28,37	181	136,04
10	10,58	67	3,60	125	21,02	182	26,45
11	4,42	68	15,68	126	12,40	183	172,34
12	14,56	69	3,89	127	20,30	184	25,47
13	23,78	70	10,20	128	24,49	185	0,00
14	0,00	71	11,48	129	18,78	186	12,10
15	20,09	72	9,43	130	30,10	187	176,18
16	21,53	73	2,67	131	30,97	188	37,05
17	10,90	74	9,39	132	15,57	189	50,31
18	14,46	75	11,50	133	31,60	190	59,62
19	6,61	76	10,38	134	13,04	191	64,46
20	1,97	77	5,10	135	23,51	192	159,95
21	5,90	78	4,02	136	11,89	193	41,84
22	14,21	79	12,10	137	14,98	194	51,20
23	0,34	80	8,34	138	24,38	195	29,83
24	6,49	81	9,89	139	188,52	196	23,47
25	2,74	82	13,20	140	20,31	197	42,98
26	6,86	83	9,93	141	18,20	198	32,10

(Continua)

Quadro II.5.1.3-43 (Conclusão)

Estação	Vanádio (mg/kg)						
27	19,21	84	8,01	142	42,70	199	22,58
28	4,36	85	11,11	143	19,16	200	33,61
29	6,32	86	42,00	144	21,90	201	26,75
30	4,68	87	10,20	145	13,03	202	35,94
31	14,71	88	11,93	146	16,88	203	30,50
32	3,87	89	8,07	147	40,30	204	32,37
33	14,85	90	6,08	148	9,99	205	28,14
34	11,29	91	45,00	149	26,30	206	44,30
35	22,64	92	6,86	150	20,73	207	26,50
36	6,40	93	9,10	151	26,02	208	42,25
37	11,96	94	6,53	152	66,60	209	40,84
38	5,89	95	17,16	153	51,61	210	43,62
39	3,23	96	13,60	154	12,10	211	36,48
40	0,00	97	23,70	155	16,22	212	35,75
41	7,89	98	36,10	156	14,83	213	36,30
42	7,92	99	28,00	157	84,86	214	44,85
43	3,23	100	12,24	158	3,79	215	21,03
44	3,14	101	39,80	159	19,32	216	51,10
45	1,22	102	25,10	160	41,06	217	29,74
46	12,93	103	15,30	161	129,93	218	18,28
47	4,87	104	35,85	162	24,23	219	45,16
48	1,85	105	37,90	163	6,52	220	24,48
49	5,15	106	26,41	164	19,25	221	39,68
50	0,00	107	18,83	165	62,51	222	70,05
51	16,49	108	35,00	166	105,25	223	36,74
52	12,83	109	13,26	167	41,60	224	53,99
53	15,97	110	22,65	168	22,30	225	44,17
54	13,38	111	13,63	169	31,99	226	28,08
55	4,02	112	19,18	170	136,03	227	37,60
56	2,00	113	41,20	171	34,51		
57	9,65	114	14,54	172	18,20		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.3. Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP)

A caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) indicou maiores concentrações de HTP próximo à costa. As concentrações variaram de 403 a 127.598 µg/kg, com a média de 6.760 µg/kg. Os níveis mais

altos foram registrados ao Norte da Bacia, na região compreendida entre a desembocadura das Baías de Sepetiba e de Guanabara (**Figura II.5.1.3-39**).

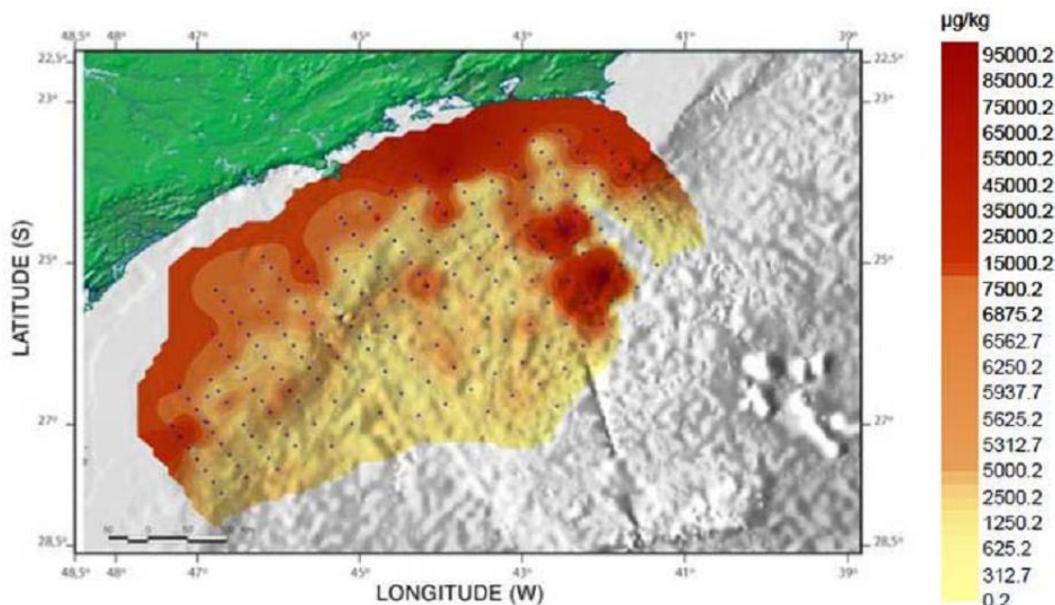
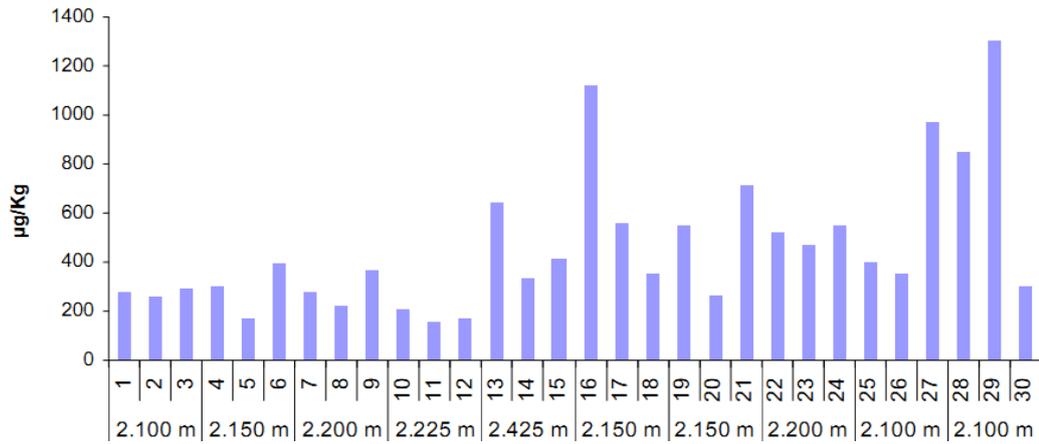


Figura II.5.1.3-39 – Variação espacial da distribuição de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP) nos sedimentos da Bacia de Santos.

Na região ultraprofunda da Bacia de Santos (PETROBRAS/HABTEC, 2003), as concentrações de HTP variaram de 159 µg/kg a 1.303 µg/kg (**Figura II.5.1.3-40**).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-40 – Concentração de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (µg/Kg) presentes nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-44** apresenta as concentrações de HTP nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-44 – Concentração de HTP nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	HTP (ppb)						
1	50646,23	58	1877,70	115	28362,78	173	6950,80
2	7563,00	59	13375,65	117	8378,56	174	0,00
3	1227,99	60	3192,04	118	4200,64	175	1418,13
4	5605,88	61	7513,42	119	10472,32	176	0,00
5	6216,68	62	10213,77	120	0,00	177	3389,42
6	5416,53	63	4538,94	121	11922,91	178	1399,08
7	1933,71	64	3085,31	122	1891,60	179	547,80
8	6161,83	65	2051,61	123	4967,53	180	0,00
9	3191,14	66	5029,04	124	2612,64	181	1313,72
10	1311,90	67	1932,67	125	5725,60	182	2163,71
11	7053,70	68	5674,16	126	10499,94	183	0,00
12	4372,93	69	1242,78	127	3110,01	184	5679,78
13	1463,34	70	0,00	128	1369,26	185	961,67
14	8142,27	71	5364,67	129	20780,05	186	677,35

(Continua)

Quadro II.5.1.3-44 (Continuação)

Estação	HTP (ppb)						
15	9196,21	72	11338,34	130	1922,50	187	13500,76
16	10831,50	73	1886,65	131	1305,00	188	1058,21
17	4194,61	74	1245,73	132	81482,73	189	12492,03
18	0,00	75	2998,13	133	1624,70	190	0,00
19	8202,25	76	1608,33	134	5774,60	191	2791,95
20	3460,05	77	6365,46	135	2148,83	192	127597,80
21	2267,93	78	1142,77	136	4623,12	193	7179,16
22	1727,54	79	2565,02	137	3674,25	194	0,00
23	7900,41	80	11300,92	138	3425,34	195	8128,29
24	4319,73	81	1897,40	139	2629,49	196	1755,33
25	4177,27	82	1065,75	140	1198,08	197	2182,04
26	6483,45	83	7118,86	141	1316,25	198	17976,44
27	2039,14	84	1093,90	142	11357,57	199	4134,44
28	4388,51	85	5236,60	143	2778,08	200	872,20
29	5528,23	86	8860,71	144	1759,15	201	1166,25
30	8317,35	87	2464,90	145	1516,35	202	0,00
31	2348,96	88	5779,60	146	4194,46	203	0,00
32	1715,82	89	2528,57	147	1304,87	204	780,65
33	4993,71	90	4095,37	148	9547,96	205	2032,22
34	2810,87	91	1551,63	149	2421,05	206	16283,20
35	3208,37	92	0,00	150	2208,25	207	124742,40
36	917,74	93	5792,22	151	2714,53	208	402,96
37	10316,14	94	1451,93	152	1831,56	209	0,00
38	7476,82	95	12804,63	153	1778,80	210	11056,81
39	5274,87	96	3577,78	154	1731,84	211	0,00
40	4445,84	97	1893,08	155	1781,63	212	457,80
41	6075,76	98	7402,30	156	1419,69	213	6287,94
42	4161,32	99	1085,17	157	42383,21	214	1692,11
43	3613,54	100	1853,83	158	2530,41	215	21145,44
44	8077,21	101	2844,73	159	2528,23	216	2205,07
45	4799,88	102	2669,19	160	5114,65	217	15895,89
46	4291,21	103	0,00	161	0,00	218	468,65
47	10751,91	104	1800,66	162	11361,76	219	1481,05
48	1474,03	105	865,57	163	4264,90	220	22016,57
49	8542,74	106	6103,43	164	1008,87	221	7380,78
50	7622,90	107	9311,02	165	1120,15	222	523,01
51	2926,22	108	6045,88	166	0,00	223	656,93
52	1956,14	109	1703,60	167	0,00	224	4817,21
53	2640,55	110	2413,91	168	2442,00	225	2598,35

(Continua)

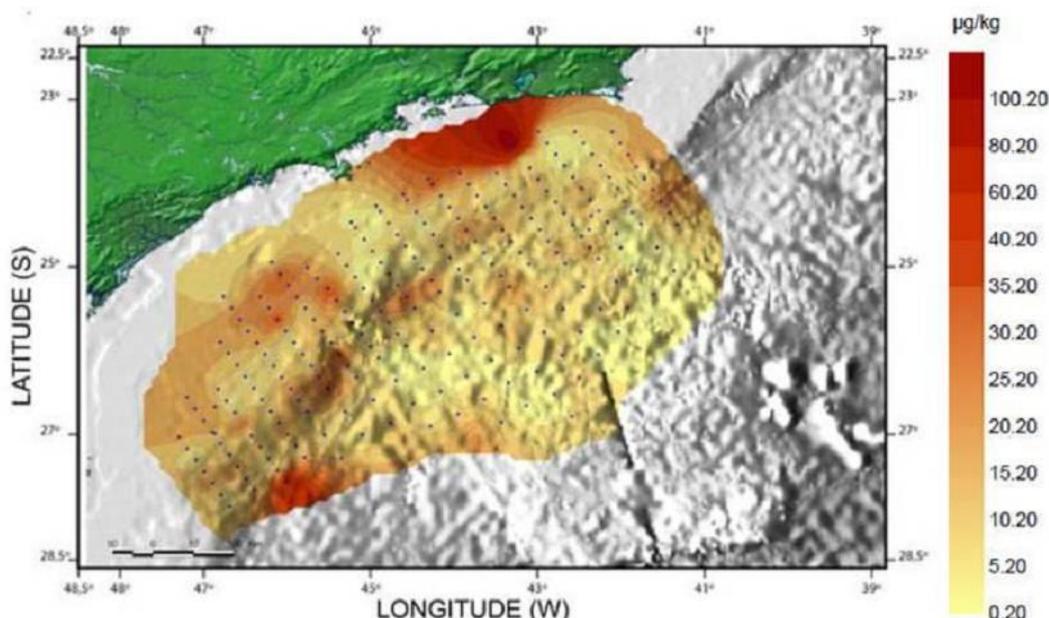
Quadro II.5.1.3-44 (Conclusão)

Estação	HTP (ppb)						
54	3383,28	111	3657,78	169	25003,90	226	1062,82
55	2694,17	112	4272,19	170	12066,44	227	2077,77
56	6289,92	113	2301,14	171	0,00		
57	5626,47	114	2803,49	172	ND		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.4. Hidrocarbonetos Poliarmáticos (HPAs)

O levantamento realizado para a caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002) indicou que as concentrações de HPA nos sedimentos variaram de <0,1 até 130,6 µg/kg, com média de 12,1 µg/kg e desvio padrão de 11,2 µg/kg (**Figura II.5.1.3-41**), com maiores concentrações encontradas próximo à região da baía da Guanabara.



Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-41 – Concentração de Hidrocarbonetos Poliarmáticos (µg/Kg) presentes nos sedimentos na região profunda da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-45** apresenta as concentrações de HPAs nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-45 – Concentração de HPAs nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	HPA (ppb)						
1	17,69	58	15,38	115	27,84	173	13,33
2	18,65	59	19,64	117	25,99	174	0,00
3	0,00	60	10,05	118	17,25	175	3,87
4	17,12	61	16,44	119	38,64	176	7,03
5	2,38	62	36,32	120	8,60	177	1,92
6	17,89	63	21,84	121	15,38	178	7,85
7	19,42	64	19,57	122	3,41	179	2,73
8	16,80	65	7,09	123	6,68	180	19,38
9	21,30	66	29,25	124	12,52	181	5,72
10	11,19	67	33,87	125	3,04	182	8,41
11	19,22	68	4,73	126	11,48	183	0,00
12	14,15	69	11,59	127	10,04	184	2,27
13	8,37	70	0,00	128	1,28	185	2,40
14	6,87	71	41,34	129	10,15	186	0,00
15	3,05	72	0,00	130	10,80	187	8,72
16	14,45	73	7,39	131	4,76	188	6,06
17	9,83	74	8,40	132	27,59	189	7,77
18	8,43	75	6,61	133	26,47	190	10,16
19	18,47	76	15,27	134	2,58	191	5,33
20	7,54	77	2,31	135	6,78	192	9,87
21	15,53	78	0,37	136	14,47	193	19,65
22	19,36	79	4,18	137	7,48	194	0,00
23	25,84	80	8,12	138	12,60	195	3,86
24	3,03	81	11,03	139	10,73	196	19,52
25	14,34	82	22,29	140	4,65	197	10,59
26	14,54	83	5,03	141	12,32	198	7,68
27	27,83	84	4,98	142	0,00	199	2,34
28	8,60	85	1,81	143	8,95	200	9,70
29	9,12	86	9,57	144	6,40	201	7,66
30	11,71	87	2,07	145	2,66	202	0,00
31	20,61	88	8,67	146	4,34	203	0,00

(Continua)

Quadro II.5.1.3-45 (Conclusão)

Estação	HPA (ppb)						
32	14,19	89	7,34	147	15,19	204	8,92
33	26,30	90	5,93	148	10,47	205	5,64
34	7,94	91	4,91	149	17,61	206	11,12
35	4,66	92	4,57	150	10,02	207	9,05
36	10,34	93	6,07	151	11,95	208	2,63
37	17,94	94	1,48	152	17,08	209	0,00
38	12,31	95	6,21	153	9,86	210	3,93
39	8,72	96	23,92	154	1,29	211	10,86
40	8,10	97	8,95	155	22,81	212	2,26
41	40,17	98	12,51	156	7,71	213	6,40
42	7,44	99	4,43	157	130,59	214	6,46
43	16,45	100	6,19	158	8,27	215	22,01
44	34,83	101	15,10	159	11,69	216	3,86
45	10,96	102	6,62	160	9,76	217	14,19
46	9,08	103	0,00	161	7,60	218	4,50
47	56,63	104	7,68	162	16,67	219	3,88
48	19,47	105	7,36	163	1,16	220	0,15
49	25,25	106	36,38	164	11,28	221	25,47
50	22,93	107	20,96	165	2,73	222	2,54
51	7,26	108	4,96	166	8,66	223	0,00
52	8,04	109	3,17	167	6,34	224	24,30
53	22,19	110	13,22	168	3,18	225	17,54
54	16,92	111	9,99	169	14,82	226	2,19
55	13,00	112	4,17	170	15,32	227	10,31
56	18,24	113	5,20	171	4,44		
57	7,56	114	1,90	172	ND		

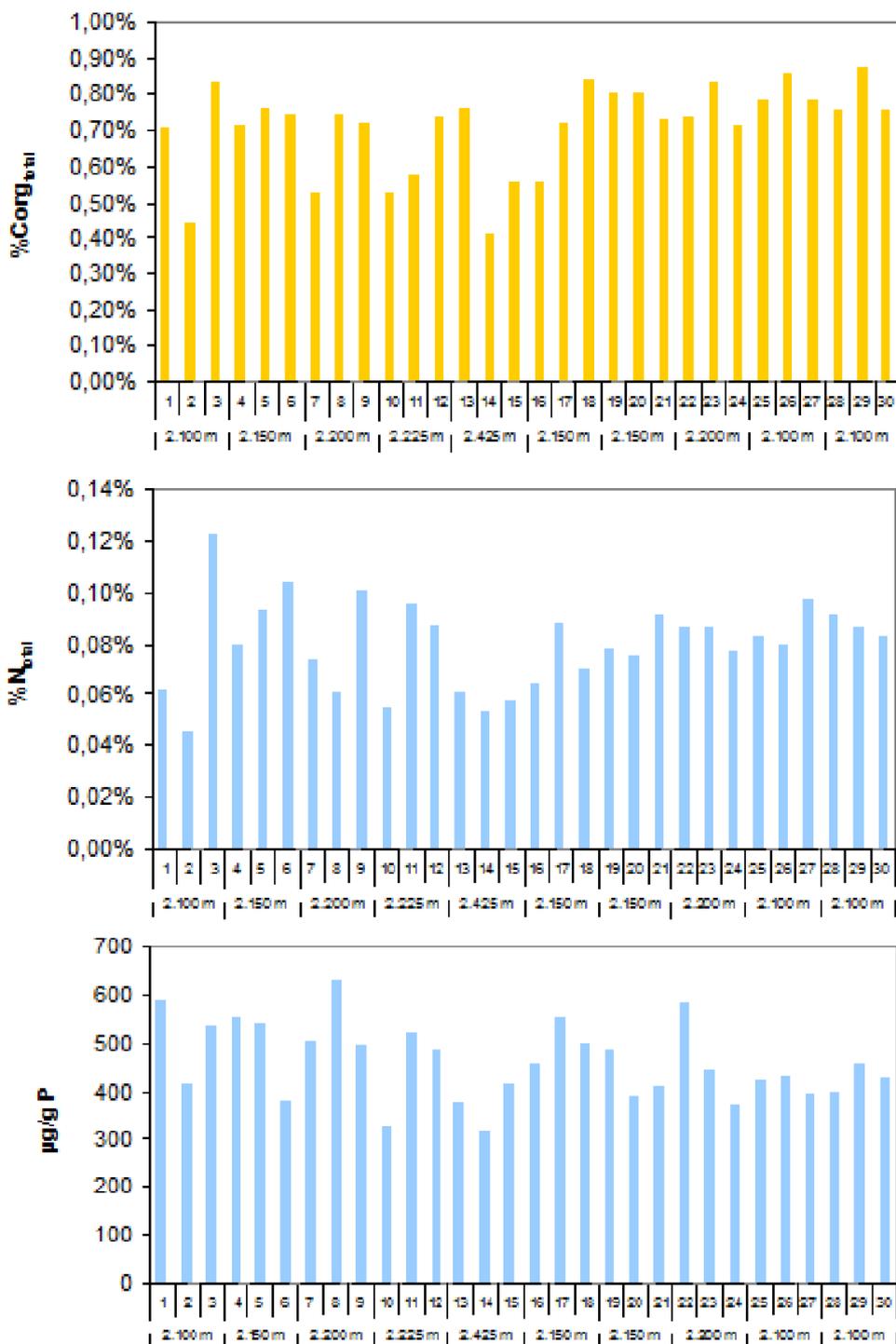
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.5. Carbono Orgânico, Nitrogênio e Fósforo Total

De acordo com (Mahiques, Silveira, & Sousa, 2002), os teores de carbono orgânico no sedimento superficial da plataforma continental externa da Bacia de Santos variaram entre 2 e 18 mg/g, com valor máximo próximo à isóbata de 100 m, em frente ao litoral de Cabo Frio. Os teores de Nitrogênio obtidos por este mesmo autor alcançaram valores máximos de 3 mg/g.

O estudo realizado por (PETROBRAS/HABTEC, 2003), em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, indicou que a distribuição de carbono orgânico

nos sedimentos é muito homogênea, apresentando variações de concentração de 0,41 a 0,88%. O nitrogênio total (N total) possui variação de 0,046% a 0,123% (465 µg/g a 1.226 µg/g) e o fósforo total no sedimento da área dos blocos BM-S-9, BM-S-10, BM-S-11 e BM-S-21 variou entre 0,03% e 0,06% (320 µg/g e 628 µg/g). A **Figura II.5.1.3-42** mostra os valores de Carbono Orgânico, Nitrogênio e Fósforo obtidos no estudo de (PETROBRAS/HABTEC, 2003).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-42 – Painéis superior, central e inferior representam, respectivamente, concentrações de carbono orgânico, nitrogênio e fósforo totais nos sedimentos da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-46** apresenta as concentrações de Carbono Orgânico Total nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-46 – Concentração de Carbono Orgânico Total nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	COT (%)						
1	0,79	58	0,91	115	1,46	173	0,47
2	1,77	59	1,88	117	0,90	174	0,54
3	0,99	60	0,57	118	1,31	175	0,54
4	1,47	61	1,81	119	1,45	176	1,05
5	0,33	62	0,94	120	0,80	177	0,44
6	0,77	63	1,11	121	0,71	178	0,89
7	0,81	64	1,14	122	0,46	179	0,48
8	0,54	65	0,68	123	1,02	180	0,92
9	0,77	66	0,67	124	0,77	181	0,30
10	0,60	67	0,78	125	0,47	182	0,56
11	1,19	68	0,23	126	0,72	183	0,48
12	0,54	69	0,36	127	0,84	184	0,46
13	0,35	70	0,51	128	0,54	185	0,53
14	0,31	71	1,22	129	0,59	186	0,43
15	0,20	72	0,42	130	0,41	187	0,92
16	1,29	73	0,81	131	0,83	188	0,47
17	0,86	74	0,77	132	1,26	189	0,36
18	0,62	75	0,67	133	1,33	190	0,45
19	0,99	76	1,43	134	0,34	191	0,46
20	0,37	77	0,32	135	0,71	192	0,72
21	0,72	78	1,16	136	0,93	193	0,73
22	0,96	79	0,47	137	0,65	194	0,67
23	1,36	80	0,80	138	0,79	195	0,36
24	1,05	81	0,68	139	1,06	196	0,69
25	0,68	82	0,86	140	0,63	197	0,72
26	1,07	83	0,55	141	0,47	198	6,20
27	0,58	84	0,76	142	1,13	199	0,47
28	0,61	85	0,33	143	0,64	200	0,82
29	0,46	86	0,77	144	1,83	201	0,49
30	0,73	87	0,25	145	0,62	202	0,69

(Continua)

Quadro II.5.1.3-46 (Conclusão)

Estação	COT (%)						
31	0,66	88	0,45	146	0,72	203	0,00
32	0,74	89	0,66	147	0,90	204	0,33
33	1,92	90	0,30	148	0,54	205	0,44
34	0,71	91	0,76	149	1,20	206	1,38
35	0,55	92	0,38	150	0,49	207	0,82
36	0,79	93	0,77	151	0,62	208	0,69
37	1,45	94	3,42	152	0,67	209	0,59
38	0,64	95	0,45	153	1,31	210	0,63
39	0,53	96	0,96	154	0,50	211	0,54
40	0,33	97	1,34	155	0,65	212	0,27
41	1,18	98	2,49	156	0,64	213	0,68
42	0,68	99	2,17	157	1,24	214	0,41
43	0,83	100	2,03	158	0,37	215	0,48
44	0,77	101	1,27	159	0,57	216	0,70
45	0,72	102	1,42	160	0,65	217	0,46
46	0,57	103	0,93	161	2,12	218	0,22
47	0,65	104	0,28	162	0,73	219	0,69
48	0,61	105	0,82	163	0,42	220	0,47
49	1,36	106	0,90	164	0,57	221	0,40
50	1,12	107	1,46	165	0,94	222	0,41
51	0,57	108	0,25	166	0,93	223	0,27
52	0,36	109	1,01	167	0,46	224	0,45
53	1,39	110	0,69	168	0,49	225	0,54
54	1,49	111	0,50	169	1,38	226	0,22
55	0,39	112	0,89	170	2,62	227	0,49
56	0,76	113	2,08	171	0,84		
57	1,77	114	0,69	172	0,53		

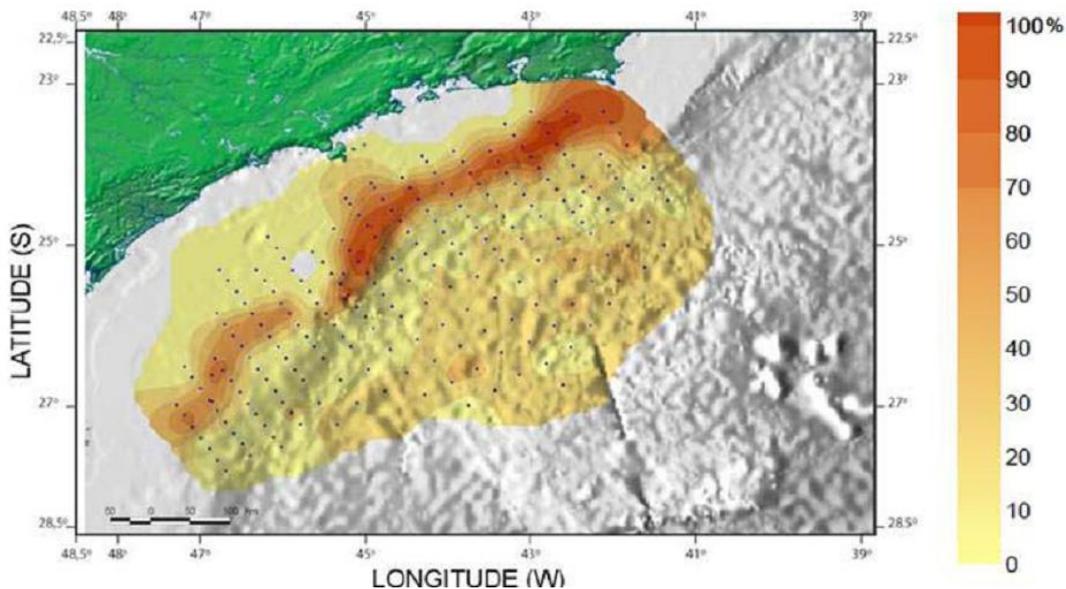
Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

B.6. Carbonato e Matéria Orgânica

No estudo de caracterização da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002), foi evidenciada a ocorrência de uma faixa de altas concentrações de carbonato entre as isóbatas de 100 e 150 m de profundidade, como pode ser observado na **Figura II.5.1.3-43**.

A existência dessa faixa, recoberta por sedimentos biogênicos carbonáticos na plataforma externa e estendendo-se até o talude, também foi notada por (Mahiques & Furtado, 1989) e (Furtado & Mahiques, 1990). Os teores de

carbonato nas amostras variaram de 0,08% a 96,8% e estiveram presentes em 98,6% das amostras (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

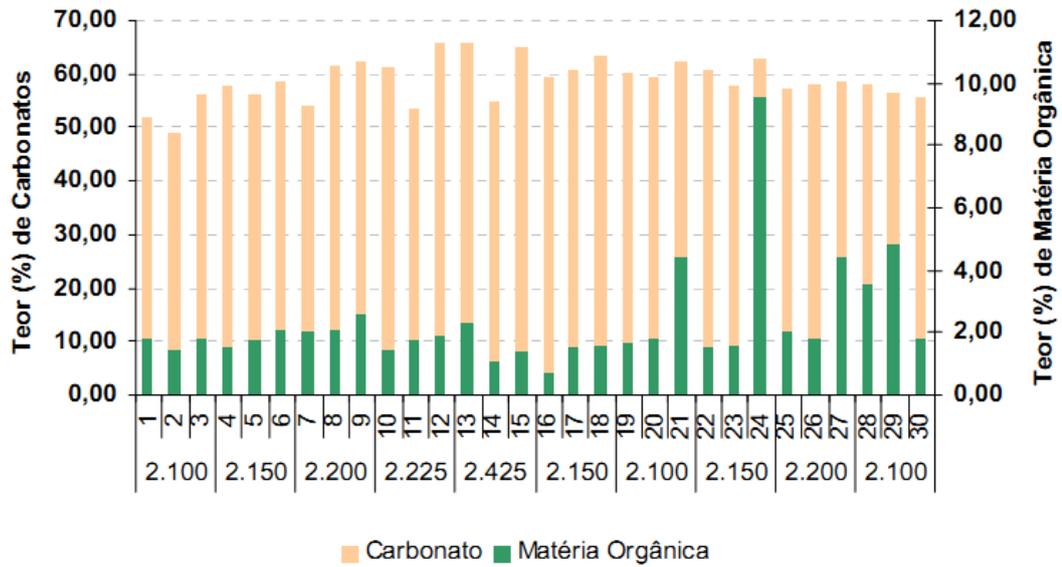


Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

Figura II.5.1.3-43 – Variação espacial de carbonato nos sedimentos da Bacia de Santos.

O estudo realizado na região ultraprofunda da Bacia de Santos (PETROBRAS/HABTEC, 2003) indicou que o teor de carbonato nos sedimentos da região variou de 56,65% a 61,74% e o de matéria orgânica de 0,75% a 9,57% (**Figura II.5.1.3-44**).

A relação entre a distribuição do carbono orgânico e a análise textural dos sedimentos mostra que as maiores concentrações do carbono orgânico estão associadas às frações lamosas, o que pode ser explicado pela conhecida relação entre sedimentos mais finos e retenção de substâncias (Ovalle, Carvalho, Carneiro, Lacerda, & Rezende, 2000).



Fonte: (PETROBRAS/HABTEC, 2003)

Figura II.5.1.3-44 – Teor de carbonato (amarelo) e matéria orgânica (verde) encontrado nas estações profundas da Bacia de Santos. Os números no eixo horizontal representam as estações de coleta de dados.

O **Quadro II.5.1.3-47** apresenta os teores de matéria orgânica nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-47 – Teor de matéria orgânica nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na Figura II.5.1.3-1 e no Quadro II.5.1.3-1.

Estação	Matéria Orgânica (%)						
1	90,19	58	94,01	115	51,30	173	101,69
2	99,85	59	99,60	117	98,75	174	105,34
3	90,11	60	73,69	118	97,70	175	63,19
4	98,86	61	99,33	119	92,60	176	99,63
5	56,10	62	95,93	120	95,83	177	98,56
6	89,02	63	92,79	121	98,97	178	88,51
7	96,27	64	87,13	122	96,48	179	72,51
8	86,56	65	98,84	123	94,36	180	98,22
9	96,54	66	45,10	124	96,47	181	99,34
10	88,95	67	98,68	125	98,33	182	98,86
11	98,43	68	14,18	126	93,96	183	96,74
12	77,56	69	57,61	127	97,40	184	85,25
13	93,20	70	22,06	128	99,17	185	97,40
14	22,57	71	96,29	129	68,89	186	99,04
15	91,85	72	95,71	130	97,63	187	99,64
16	96,47	73	80,54	131	98,92	188	92,90
17	90,90	74	99,90	132	95,17	189	11,80
18	99,14	75	47,60	133	98,22	190	99,76
19	43,32	76	99,49	134	97,27	191	99,39
20	48,95	77	25,52	135	95,02	192	99,33
21	94,66	78	95,71	136	95,48	193	96,02
22	99,66	79	70,74	137	85,73	194	89,65
23	97,59	80	16,47	138	98,24	195	68,29
24	80,07	81	99,53	139	92,02	196	99,74
25	99,14	82	98,85	140	99,18	197	96,45
26	86,68	83	99,65	141	97,36	198	75,91
27	91,85	84	66,85	142	65,55	199	99,25
28	92,35	85	32,79	143	99,25	200	99,40
29	88,06	86	98,03	144	91,32	201	99,26
30	99,43	87	43,04	145	93,53	202	99,25
31	75,54	88	78,57	146	97,49	203	0,00
32	95,63	89	99,47	147	95,59	204	99,29
33	94,96	90	18,99	148	36,17	205	94,48
34	96,64	91	95,25	149	99,04	206	51,39
35	82,70	92	28,86	150	99,85	207	93,58
36	99,75	93	93,38	151	99,00	208	99,36

(Continua)

Quadro II.5.1.3-47 (Conclusão)

Estação	Matéria Orgânica (%)						
37	60,10	94	38,60	152	96,99	209	102,06
38	96,43	95	49,18	153	79,20	210	98,43
39	26,47	96	96,85	154	98,73	211	49,27
40	45,27	97	63,47	155	98,56	212	94,82
41	98,43	98	96,98	156	99,65	213	96,85
42	94,76	99	94,62	157	88,55	214	95,36
43	99,15	100	93,41	158	47,08	215	51,64
44	43,79	101	98,06	159	97,06	216	99,20
45	96,08	102	98,20	160	99,79	217	61,31
46	77,27	103	68,39	161	96,12	218	94,42
47	99,53	104	51,32	162	95,25	219	99,07
48	93,12	105	98,72	163	98,10	220	70,93
49	99,26	106	99,14	164	99,20	221	95,56
50	97,15	107	72,19	165	99,20	222	93,47
51	73,72	108	71,19	166	57,59	223	80,94
52	92,86	109	92,31	167	93,13	224	98,24
53	99,76	110	99,26	168	98,43	225	97,02
54	97,43	111	87,79	169	32,60	226	94,44
55	75,79	112	96,47	170	86,16	227	83,52
56	99,47	113	98,93	171	99,32		
57	99,90	114	80,40	172	99,43		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

O **Quadro II.5.1.3-48** apresenta os teores de carbonato nos sedimentos para todas as estações amostradas no estudo de (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002).

Quadro II.5.1.3-48 – Teor de Carbonato nos sedimentos na Bacia de Santos de acordo com as estações apresentadas na **Figura II.5.1.3-1** e no **Quadro II.5.1.3-1**.

Estação	Teor Carbonato (%)						
1	35,53	58	7,60	115	10,94	173	29,84
2	2,33	59	1,07	117	6,42	174	77,14
3	67,72	60	6,34	118	16,91	175	90,08
4	9,61	61	0,00	119	3,06	176	7,64
5	61,32	62	1,43	120	15,22	177	4,21
6	40,09	63	6,42	121	16,63	178	12,65
7	5,33	64	3,55	122	32,47	179	93,88
8	54,37	65	13,92	123	35,49	180	11,04
9	8,88	66	17,66	124	11,11	181	22,03
10	54,84	67	8,12	125	22,44	182	20,53
11	2,28	68	58,06	126	72,05	183	25,42
12	37,35	69	65,36	127	14,19	184	92,44
13	9,55	70	9,25	128	15,78	185	22,70
14	11,81	71	1,44	129	62,28	186	24,97
15	73,78	72	20,61	130	25,07	187	11,01
16	43,33	73	87,97	131	10,55	188	11,25
17	21,28	74	10,23	132	7,61	189	88,53
18	8,20	75	49,44	133	8,62	190	0,79
19	12,18	76	4,03	134	28,20	191	36,87
20	36,95	77	39,53	135	10,79	192	11,61
21	53,84	78	0,00	136	40,74	193	17,36
22	0,00	79	84,96	137	18,07	194	41,49
23	2,38	80	36,90	138	15,83	195	95,91
24	56,30	81	9,44	139	78,78	196	10,09
25	4,46	82	3,31	140	10,31	197	19,39
26	5,24	83	18,89	141	35,45	198	90,03
27	19,93	84	96,23	142	3,62	199	24,09
28	11,94	85	63,57	143	15,65	200	11,55
29	11,37	86	7,29	144	71,91	201	47,06
30	5,03	87	81,64	145	21,99	202	14,30
31	44,93	88	93,58	146	27,18	203	0,00
32	4,51	89	10,34	147	10,01	204	10,67
33	0,14	90	41,82	148	66,21	205	15,89
34	10,98	91	10,18	149	17,96	206	79,92
35	65,21	92	58,13	150	24,93	207	36,48
36	4,12	93	3,24	151	20,37	208	9,29
37	4,89	94	83,18	152	21,70	209	18,40

(Continua)

Quadro II.5.1.3-48 (Conclusão)

Estação	Teor Carbonato (%)						
38	12,24	95	63,77	153	88,65	210	23,61
39	11,32	96	4,56	154	16,23	211	83,16
40	32,35	97	66,57	155	23,06	212	20,03
41	8,52	98	21,55	156	11,27	213	18,37
42	8,09	99	15,80	157	5,14	214	32,41
43	3,42	100	86,41	158	57,33	215	55,03
44	8,30	101	11,03	159	27,97	216	5,89
45	7,31	102	4,33	160	10,71	217	73,36
46	40,34	103	11,38	161	33,13	218	32,28
47	9,50	104	76,00	162	13,79	219	8,73
48	16,01	105	7,83	163	24,99	220	20,23
49	1,62	106	1,20	164	3,56	221	7,60
50	4,35	107	10,40	165	18,70	222	29,08
51	57,66	108	18,28	166	96,80	223	24,92
52	22,19	109	14,36	167	31,97	224	1,81
53	0,00	110	8,84	168	25,40	225	18,66
54	6,10	111	85,90	169	13,25	226	19,48
55	19,80	112	5,60	170	86,63	227	8,99
56	9,91	113	13,68	171	10,74		
57	0,74	114	77,92	172	21,11		

Fonte: (MMA/PETROBRAS/AS/PEG, 2002)

C. Conclusões – Qualidade de sedimentos

O diagnóstico de qualidade de sedimentos da Bacia de Santos mostrou que, no geral, houve variação espacial no resultado de algumas variáveis analisadas nos sedimentos da Bacia de Santos, principalmente nas estações situadas em porções da Plataforma Continental do estado de São Paulo e Rio de Janeiro, bem como ao longo do gradiente latitudinal de estações situadas no estado do Rio de Janeiro.

II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia

II.5.1.4.1 – Geologia e Geomorfologia Regional

Este subitem apresenta a caracterização da geologia e geomorfologia da Bacia de Santos em escala regional, sobretudo com relação aos aspectos estruturais, estratigráficos e fisiográficos. Para cada novo licenciamento será encaminhada a caracterização geológica e geomorfológica da área do empreendimento em questão.

As informações foram integradas e resumidas a partir da avaliação e compilação de dados existentes, apresentados nos Estudos de Impacto Ambiental (EIA). Os EIAs utilizados são:

- Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Polo Pré-Sal, Bacia de Santos, realizado pela consultora ICF Consultoria do Brasil Ltda. (PETROBRAS/ ICF, 2012);
- Testes de Longa Duração (TLDs) nas Áreas de Guará e Carioca (BM-S-9) e Tupi Nordeste e Iracema (BM-S-11), Bacia de Santos, realizado pela consultora ICF Consultoria do Brasil Ltda. (PETROBRAS/ ICF, 2009);
- Piloto do Sistema de Produção e Escoamento de Óleo e Gás da Área de Tupi, Bloco BM-S-11, Bacia de Santos, realizado pela consultora ICF Consultoria do Brasil Ltda. (PETROBRAS/ ICF, 2008);
- Atividade de Produção de Gás e Condensado no Campo de Mexilhão, Bacia de Santos, realizado pela empresa Habtec Engenharia Ambiental (PETROBRAS/ HABTEC, 2007);
- Atividade de Perfuração Marítima na Área Geográfica de Santos, realizado pela consultora ICF Consultoria do Brasil Ltda. (PETROBRAS/ ICF, 2006).
- Estudo de Impacto Ambiental Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2 e Pareceres Técnicos 190/2014 e 373/2014.

A. Caracterização Geológica e Geomorfológica Regional

A Bacia de Santos situa-se na região Sudeste da margem continental brasileira, entre os paralelos 23° e 28° Sul, ocupando cerca de 350.000 km² até a cota batimétrica de 3.000 m (**Figura II.5.1.4.1-1**).

Abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao Norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio, e ao Sul com a Bacia de Pelotas pela Plataforma de Florianópolis (MOREIRA *et al*, 2007).

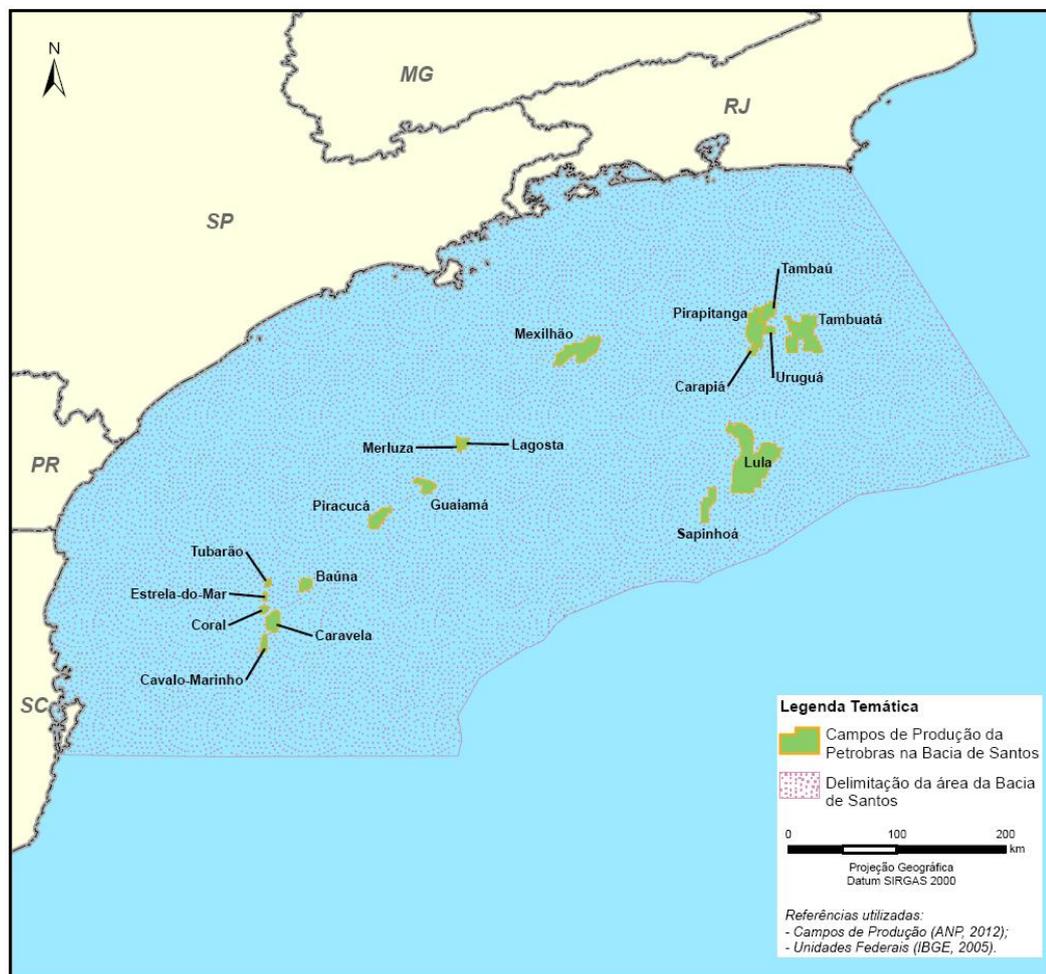


Figura II.5.1.4.1-1 – Localização da Bacia de Santos.

A.1. Origem e Evolução

A história da formação da Bacia de Santos remete à separação dos continentes Africano e Sul-Americano. Esses dois continentes, juntamente com o continente Antártico, a Austrália, a Índia e Madagascar, formavam um grande continente no Hemisfério Sul, que existiu entre aproximadamente 200 e 150 milhões de anos atrás, denominado Gondwana. Junto com a Laurásia, esse continente formava o Supercontinente Pangeia, que existiu entre 450 e 200 milhões de anos atrás, aproximadamente.

Com a fragmentação do supercontinente, iniciaram-se os processos que culminaram na formação da bacia, através da formação de rochas a partir de magmas, e transferência significativa de material de porções mais profundas (manto), para porções mais superficiais (crosta terrestre).

Tais processos têm início com um afinamento da crosta em função da ascensão de material aquecido do manto, pela ação de correntes de convecção internas, aumentando a instabilidade e provocando fraturamentos e falhamentos de grande magnitude. A partir dessas fraturas e falhas, ocorre a ascensão do magma para a crosta, extravasando na superfície em imensas áreas com grandes espessuras.

Devido ao posterior resfriamento e consolidação das rochas oriundas do manto, ocorre um processo descendente, com leve abatimento, promovendo a formação de bacias e o aparecimento de grandes lagos continentais, onde são depositados sedimentos.

Os processos anteriormente descritos, que culminaram com a formação da bacia sedimentar continental e deposição dos sedimentos, representam a primeira fase evolutiva da Bacia de Santos, antes da deposição das camadas de sal. Na margem continental brasileira, Mohriak (2004), *in* MANTESSO-NETO *et al.*, (2004) destaca o episódio de magmatismo como fase da reativação tectônica meso-cenozóica, cujo início foi marcado pelo soerguimento do Arco de Ponta Grossa, com a intrusão de grande quantidade de diques básicos de direção Noroeste e pela efusão de enorme quantidade de lavas basálticas, tanto na Bacia do Paraná como nas bacias de Pelotas, Santos e Campos.

O autor indica o intervalo de 133-129 milhões de anos como de intrusão dos diques, e que esses “são aproximadamente contemporâneos com os basaltos da Bacia do Paraná”, cuja idade atualmente admitida para os derrames do evento Serra Geral é de 132+5 milhões de anos (MILANI *et al.*, 2007). Isso significa dizer que as rochas basálticas da formação Serra Geral, ao provocarem o abatimento de grandes áreas da crosta situadas nas bordas Leste da América do Sul e Oeste da África, tornaram-se o embasamento para a sequência sedimentar da Bacia de Santos.

Na região da crosta continental, forças tectônicas de tração provocaram fraturamentos de grande amplitude e levaram ao desenvolvimento de vales profundos, onde predominam falhas de gravidade com rejeitos normais (*grabens* e *horsts*), favorecendo a grande acumulação de sedimentos.

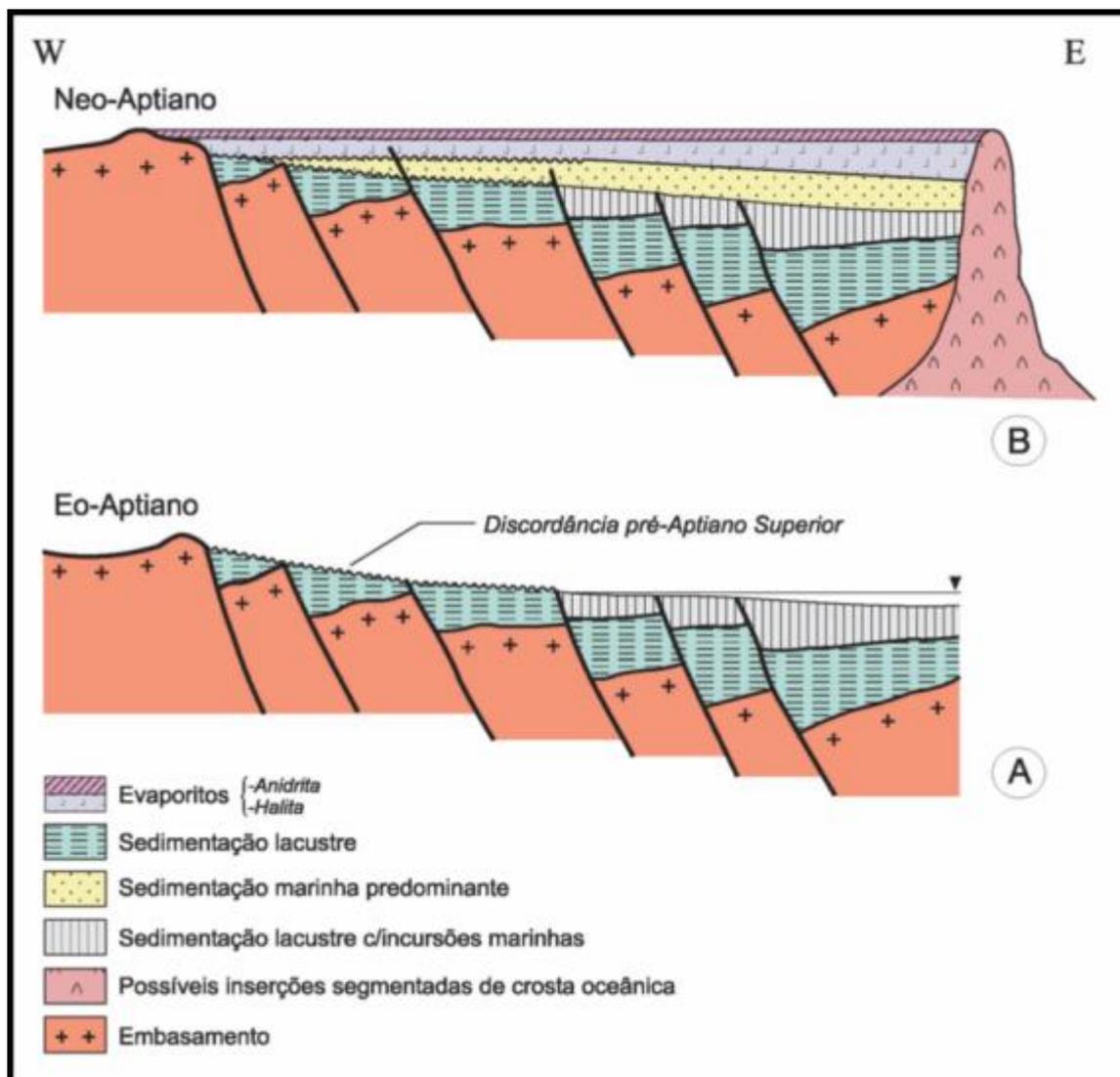
Por outro lado, no interior do continente, na depressão provocada pela pressão do pacote basáltico, formou-se, no Cretáceo Superior (entre 100 e 65 milhões de anos, aproximadamente) e em condições semiáridas a desérticas, a Bacia Bauru, que abrange parte dos estados de SP, PR, MS e MG.

A **Figura II.5.1.4.1-2** apresenta o detalhe do aptiano (sedimentos e sedimentitos das sequências do lago e do golfo).

Na **fase 1**, no período Aptiano-Albiano (até 100 milhões de anos, aproximadamente), representa-se uma extensa capa de basaltos cobrindo todo o embasamento cristalino e os sedimentos da Bacia do Paraná, a Oeste; na porção central, o embasamento já se encontra deformado, com a formação de um alto, com a indicação de falhamento junto à linha de costa; na região a Leste observa-se o embaciamento já formado, com camadas de sedimentos e a cobertura de sal da Bacia de Santos.

Na **fase 2**, no Coniaciano-Santoniano (90-85 milhões de anos, aproximadamente), houve a erosão de grande parte da cobertura de basaltos e da Bacia do Paraná, expondo uma extensa área de embasamento cristalino entre a linha de costa, à Leste, e os sedimentos da Bacia do Paraná, à Oeste. Com o Atlântico já formado, ocorre acentuada subsidência da Bacia de Santos, exibindo intrusões alcalinas na borda do continente que representam, hoje, a maior parte das rochas da Ilha de São Sebastião, mais resistentes aos processos de intemperismo e erosão.

Nas **fases 3 e 4**, acentuam-se os processos de falhamentos, com soerguimentos e abatimentos de blocos, de subsidência regional a Oeste, com a formação da Bacia Bauru (entre 90 e 65 milhões de anos); e de intemperismo e erosão, chegando, na **fase 5**, à configuração atual, com o Grupo Bauru sobre os basaltos da formação Serra Geral; a depressão periférica, com a acentuada erosão dos sedimentos da Bacia do Paraná; e com limite dado pelas escarpas dos basaltos da Serra de Botucatu e correlatas. Na porção intermediária dessa evolução, onde ocorrem rochas do embasamento cristalino, destacam-se as serras da Mantiqueira, da Bocaina e do Mar, o Pico de Itatiaia (rochas alcalinas vulcânicas), a Bacia do Paraíba, depositada num *graben* originado por falhamentos, o canal e a Ilha de São Sebastião e, a Leste, as grandes espessuras dos sedimentos da Bacia de Santos.



Fonte: Dias, 2005.

Figura II.5.1.4.1-2 – Evolução tectono-magmática geral da borda continental da Bacia de Santos. Detalhe de seções esquemáticas mostrando o deslocamento para leste do processo de rifteamento e a exposição das áreas proximais durante o Eoaptiano (A); e o recobrimento da discordância pré-Aptiano Superior pela sedimentação marinha durante o Neoaptiano, em condições de quiescência tectônica (B)

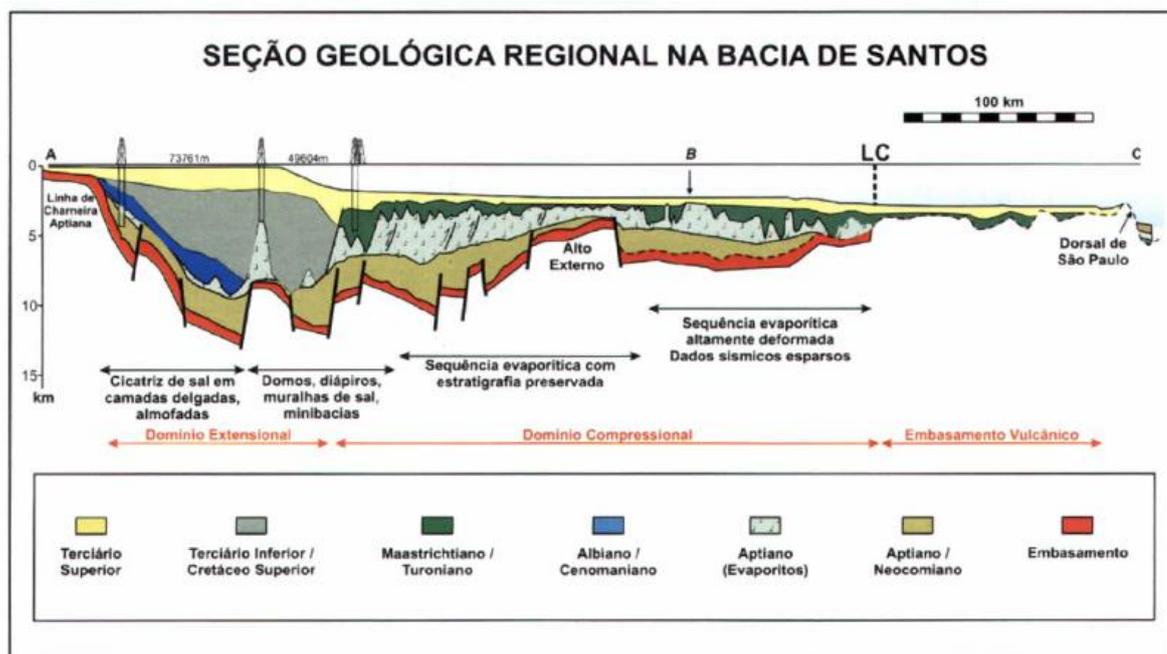
Os episódios de evolução da crosta ocorridos no continente Gondwana Ocidental apresentam registros, em maior ou menor grau, nas bacias marginais da borda Leste da América do Sul e da borda Oeste da África. As sequências evaporíticas, ou as camadas de rochas salinas da costa Leste brasileira, cuja deposição ocorreu no Aptiano Superior, estão distribuídas de maneira praticamente contínua desde a Bacia de Santos até a Bacia de Sergipe-Alagoas.

Na distribuição das bacias evaporíticas na fase pré-deriva, tem-se, a Sul, a formação de crosta oceânica entre os continentes, com estreitamento para Norte até a Dorsal de São Paulo. Em direção à parte Norte, a faixa correspondente à cadeia mesoatlântica, onde há a formação da crosta oceânica, desloca-se para Leste, de forma que a porção de bacia evaporítica da área da Bacia de Santos não apresenta correspondente do lado africano, ficando toda para o lado brasileiro.

Vale salientar que a Dorsal de São Paulo funcionou como um alto durante os eventos que levaram à deposição das camadas evaporíticas. Esse alto estrutural, que foi gerado no final do Aptiano, criou condições para a evaporação e consequente deposição das camadas salinas, constituídas de halita, na base, e anidrita no topo, representando, respectivamente, ambientes de sedimentação de mar baixo e de mar alto. Esses eventos de deposição de sal aconteceram em um espaço de tempo de aproximadamente 500 mil anos (GAMBOA *et al.*, 2008, in MOHRIAK, SZATMARI e ANJOS, 2008), com um pacote da ordem de 2.000 m de espessura.

A **Figura II.5.1.4.1-3** apresenta uma seção geológica regional da Bacia de Santos, com direção aproximada NW-SE, onde são indicados os domínios tectônicos atuantes na área da Bacia. Na porção mais a Oeste, mais próxima à costa, predominam esforços extensionais e são frequentes os diápiros de sal (que podem chegar a milhares de metros) e domos, dentre outras feições.

Na metade Oeste da porção intermediária predominam esforços compressivos e é a região em que a estratigrafia das camadas está mais preservada, contrastando com a parte mais a Leste desta porção, que apresenta as sequências evaporíticas altamente deformadas. É importante notar o grande número de falhamentos com abatimentos e soerguimentos relativos blocos, na metade Oeste da seção geológica, mais próximos à costa, e a sua quase ausência na metade Leste, o que pode indicar a atenuação dos processos tectônicos nas porções mais distantes da costa.



Fonte: Gamboa et al., (2008) apud Mohriak, Szatmari & Anjos (2008).

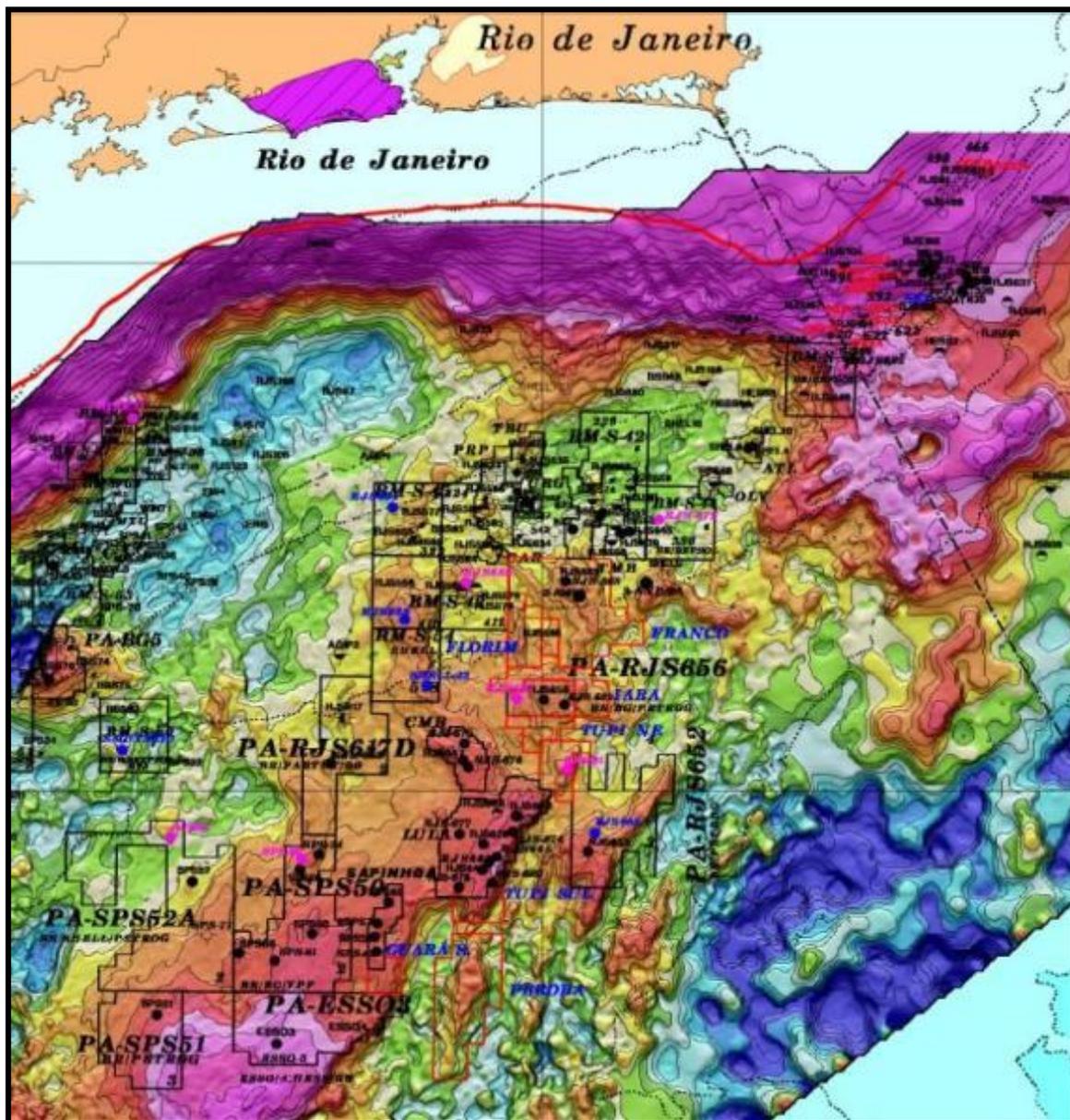
Figura II.5.1.4.1-3 – Seção geológica regional da parte central da Bacia de Santos, evidenciando os domínios distensivos e compressivos no pacote de evaporitos.

A.2. Geologia Estrutural

O sistema de *rifts* formou as bacias da margem continental brasileira (principalmente no segmento entre Sergipe-Alagoas e Santos) como consequência de processos extensionais, datados do Neojurássico ao Eocretáceo (ASMUS & BAISCH, 1983; SZATMARI *et al.*, 1985; CHANG *et al.*, 1992).

Há evidências de esforços extensionais polifásicos nas regiões extremas da placa Sul-americana, com idades de sedimentos preenchendo *grabens* que atingem até o Triássico, corroboradas por datação geocronológica de rochas intrusivas e extrusivas precedendo a fase principal de rifteamento (CONCEIÇÃO *et al.*, 1988; MIZUSAKI *et al.*, 1988; MIZUSAKI *et al.*, 2002). O ápice do rifteamento deu-se no intervalo Neojurássico-Eocretáceo, no mesmo momento ou logo após a formação de lavas basálticas (RABINOWITZ & LABRECQUE, 1979; MÜLLER *et al.*, 1997).

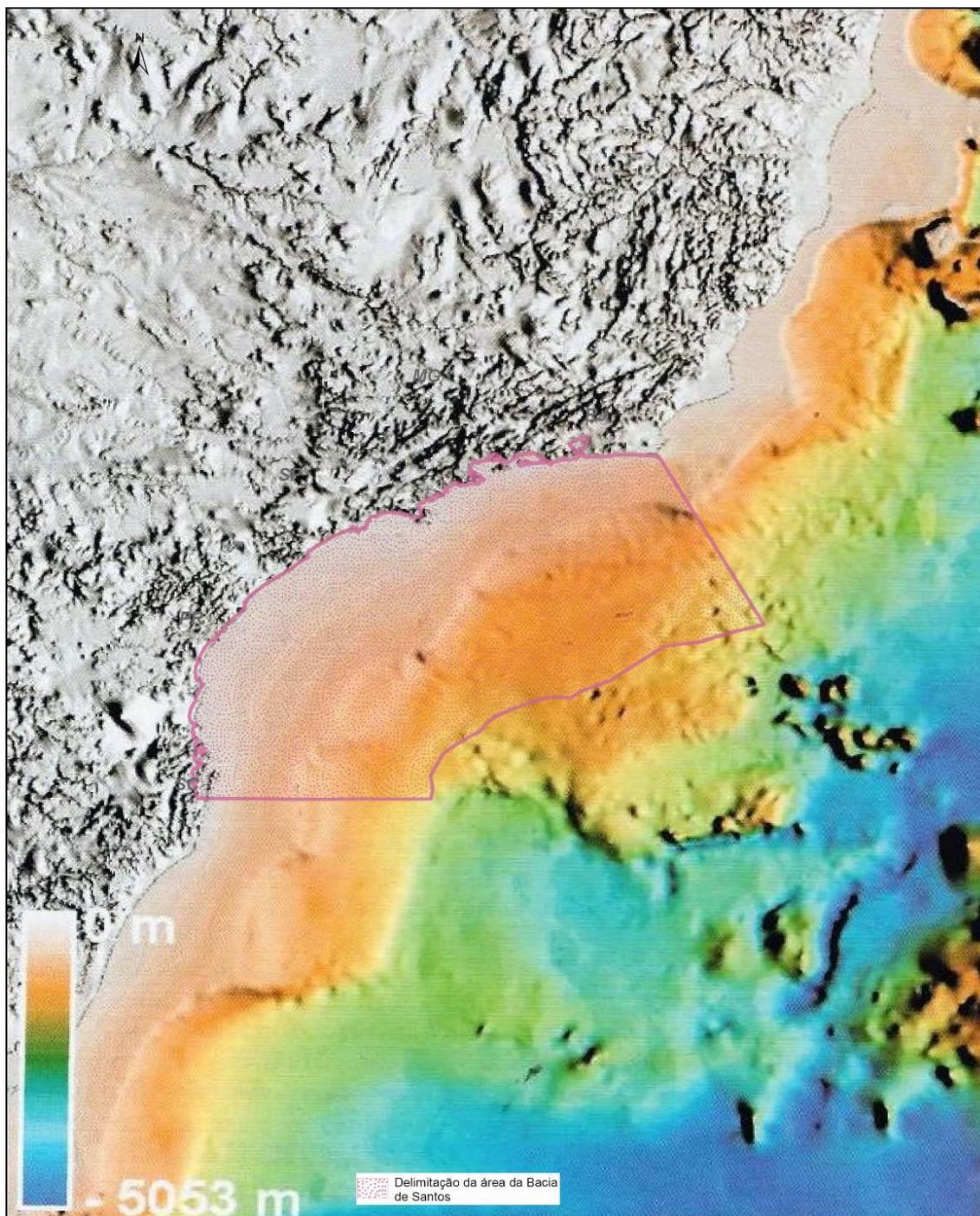
O mapa estrutural da base do sal com a localização dos campos e planos de avaliação da Bacia de Santos é mostrado na **Figura II.5.1.4.1-4**.



Fonte: PETROBRAS/SIGEO.

Figura II.5.1.4.1-4 – Mapa estrutural da base do sal na Bacia de Santos.

O mapa topobatimétrico (**Figura II.5.1.4.1-5**), apresenta a geomorfologia da plataforma continental na Região Sudeste, feições estruturais da margem e alguns elementos tectônicos da região intracontinental (CAINELLI & MOHRIAK, 1998; BASSETTO *et al.*, 2000).



Fonte: adaptado de Mohriak (2004).

Figura II.5.1.4.1-5 – Mapa topobatimétrico com geomorfologia da Região Sudeste.

Vários autores (ALMEIDA, 1976; CORDANI *et al.*, 1984) mencionam que o sistema de falhas do *rift* mesozóico do segmento entre a Bahia e o Rio de Janeiro apresenta uma direção predominantemente NNE herdada dos eventos pré-cambrianos (Transamazônico e Brasileiro), observando-se uma notável inflexão

dessas direções para a direção E-W entre Cabo Frio/RJ e a Ilha Grande/SP (MOHRIAK, 2004).

Segundo Mohriak (2004), nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo está localizado o Platô de São Paulo, a mais importante feição fisiográfica da margem Sudeste brasileira (KOWSMANN *et al.*, 1982; ASMUS, 1984; PALMA, 1984). O Platô de São Paulo apresenta, em sua maior parte, um substrato de crosta continental (KOWSMANN *et al.*, 1982; GUIMARÃES *et al.*, 1982; MACEDO, 1989; SEVERINO & GOMES, 1991; GOMES *et al.*, 1993; SOUZA *et al.*, 1993). Entretanto, a extensão das estruturas do *rift* na região da província de diápiros e muralhas de sal em águas ultraprofundas não são calibradas por poços exploratórios.

Ao Sul da bacia de Santos é possível caracterizar cadeias vulcânicas provavelmente relacionadas a altos vulcânicos pós-*rift*, interpretados em crosta continental (exemplo, cadeia Avedis; DEMERCIAN & SZATMARI, 1999), ou em propagadores oceânicos (exemplo, cadeia Abimael; MOHRIAK, 2001), como centros de espalhamento ativos durante a formação de crosta proto-oceânica e posteriormente abortados (LEYDEN, 1976; KUMAR & GAMBOA, 1979; MOHRIAK, 2001; MEISLING *et al.*, 2001).

A **Figura II.5.1.4.1-6** apresenta uma interpretação tectônica do arcabouço do *rift* na margem Sudeste, com depocentros sedimentares separados por zonas de transferências (localmente associadas a falhas cisalhantes), e com zonas de fraturas Leste-Oeste em crosta oceânica (exemplo, Zona de Fratura do Rio de Janeiro, Zona de Fratura de Florianópolis) (MOHRIAK, 2004).

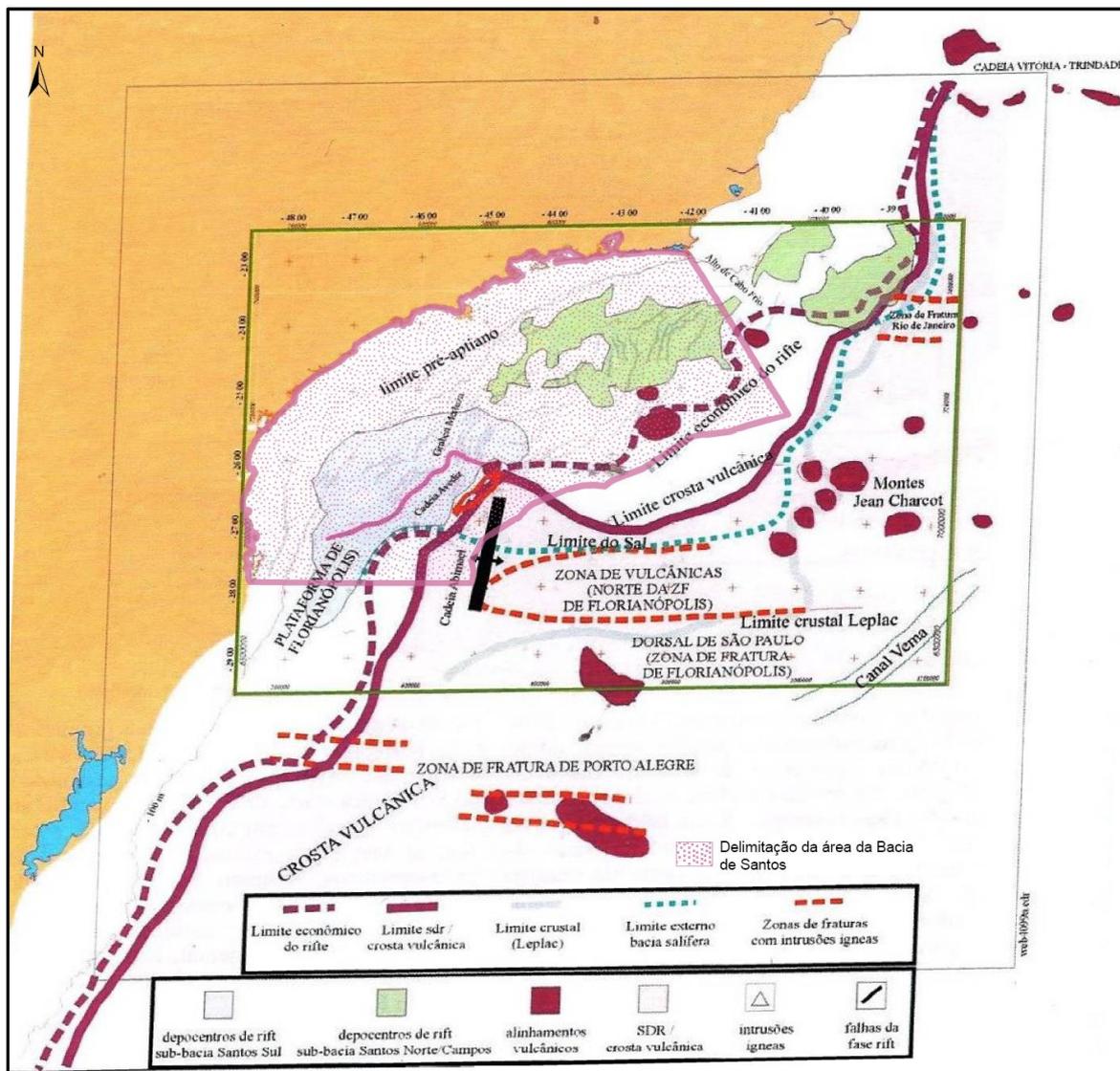
Vários montes submarinos são identificados na região de crosta oceânica da Região Sudeste (**Figura II.5.1.4.1-6**), em particular, os montes Almirante Saldanha ao Sul da Bacia de Campos e o complexo de montes vulcânicos Jean Charcot ao Sul da Bacia de Santos (SEVERINO & GOMES, 1991).

As falhas de borda das bacias da margem Leste e Sudeste são caracterizadas por direção NE-SW, com direções E-W e NW-SE correspondentes a zonas de transferência (MEISLING *et al.*, 2001), sendo que algumas das quais foram reativadas durante a formação de zonas de fraturas oceânicas (ASMUS & FERRARI, 1978).

Em mapas tectônicos com as principais feições das bacias da região Sul-Sudeste (exemplo **Figura II.5.1.4.1-6**) é possível caracterizar a linha de charneira como uma feição NE subparalela à linha de costa e com uma notável inflexão Leste-Oeste na parte Norte, subparalela às zonas de fraturas oceânicas (Zona de Fratura do Rio de Janeiro) (MOHRIAK, 2004).

A maior inflexão Leste-Oeste ao longo da margem continental Leste brasileira localiza-se ao longo do estado do Rio de Janeiro, entre as bacias de Campos e Santos. A deflexão do limite pré-aptiano dessas bacias, que em geral tem direção NE, é marcada, na província de Cabo Frio, por ampla atividade magmática de composição marcadamente alcalina, datadas do Neocretáceo a Eoterciário (SADOWSKI & DIAS-NETO, 1981; MOHRIAK *et al.*, 1990; ALMEIDA, 1991; MIZUSAKI & MOHRIAK, 1992).

De acordo com Mohriak (2004), uma das principais feições observadas no Atlântico Sul corresponde ao alinhamento NW que se estende desde a região emersa como o Alto do Paranaíba, separando as bacias do Paraná e São Francisco (CORDANI *et al.*, 1984), e atinge a região da plataforma continental nas proximidades do Alto de Cabo Frio (**Figura II.5.1.4.1-6**), entre as bacias de Santos e Campos (CAINELLI & MOHRIAK, 1998). Esse lineamento, designado como Cruzeiro do Sul (SOUZA *et al.*, 1993) continua para SE através de várias intrusões ígneas e, em crosta oceânica, é caracterizado por feições tectônicas extensionais interpretadas como *rift* intraoceânicos.



Fonte: adaptado de Mohriak (2004).

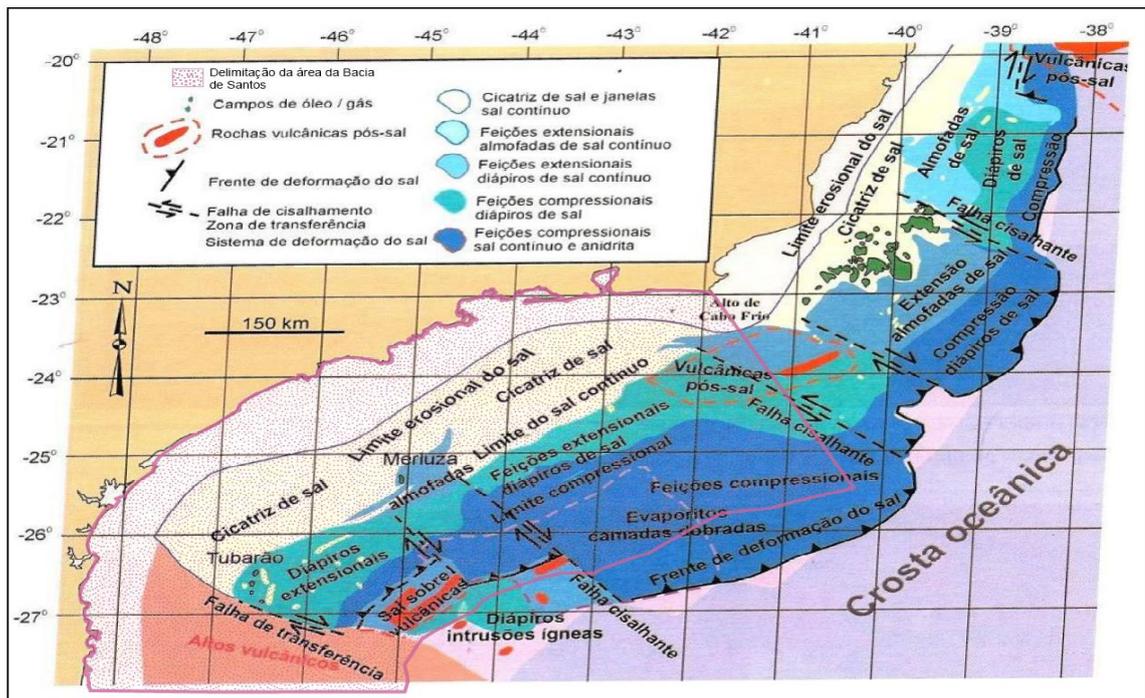
Figura II.5.1.4.1-6 – Mapa tectônico da região Sudeste.

Na margem Leste-Sudeste (Platô de São Paulo), a tectônica de sal foi responsável pela formação de minibacias e *grabens* de evacuação de sal, expressos na batimetria como irregularidades deprimidas no fundo do mar, enquanto que intrusões ígneas e massas vulcânicas (exemplo, Monte Submarino Almirante Saldanha na Bacia de Campos e Monte Submarino Jean Charcot na Bacia de Santos) produzem contornos circulares positivos na batimetria (**Figura II.5.1.4.1-7**) (MOHRIAK, 2004).

A bacia evaporítica é caracterizada por vários domínios tectônicos, desde os compartimentos extensionais com almofadas de sal e o compartimento com

diápiros de sal, até a região de muralhas de sal com grandes empurrões e dobramentos, localmente invertendo as minibacias (SZATMARI & DEMERCIAN, 1993; COBBOLD *et al.*, 1995; MOHRIAK & NASCIMENTO, 2000; MEISLING *et al.*, 2001).

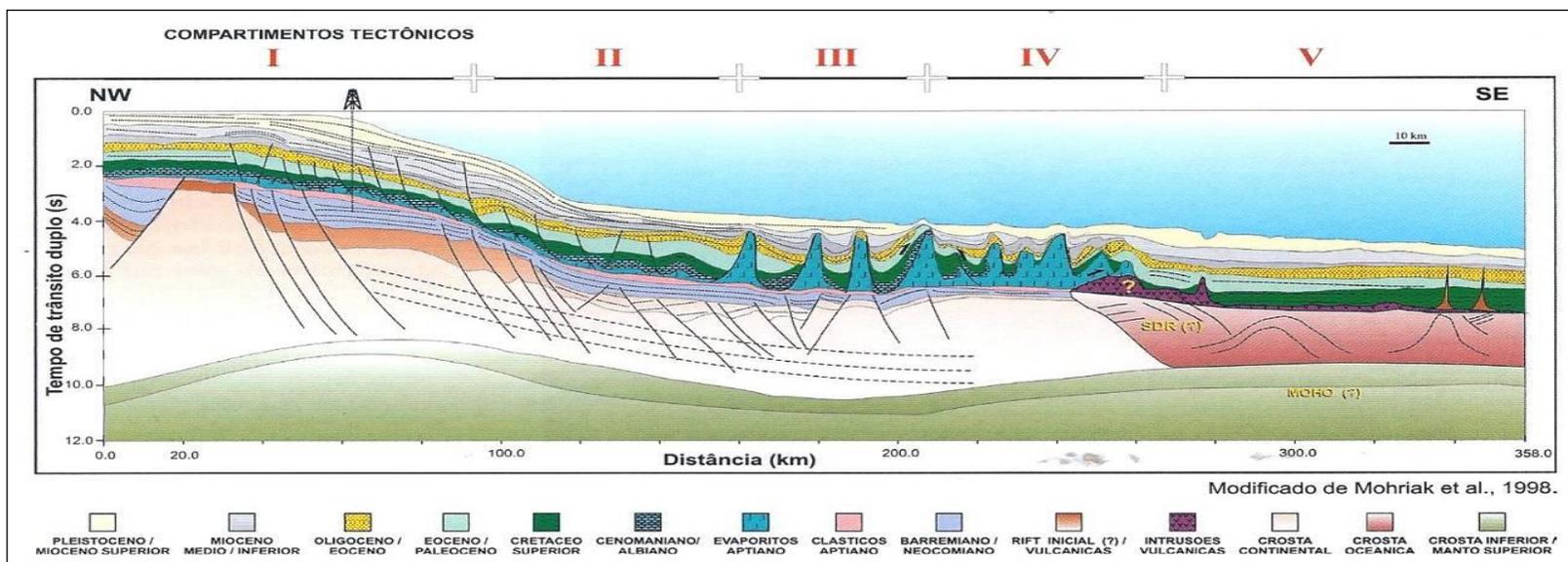
A **Figura II.5.1.4.1-7** apresenta um mapa tectônico simplificado da área de ocorrência de feições halocinéticas na Região Sudeste, e a ocorrência de acumulações de petróleo nas bacias de Campos e Santos (MOHRIAK, 2004).



Fonte: adaptado de Meisling et al. (2001) apud Mohriak (2004).

Figura II.5.1.4.1-7 – Distribuição das estruturas halocinéticas no Platô de São Paulo.

A **Figura II.5.1.4.1-8** apresenta uma seção geosísmica com a interpretação dos diversos domínios tectônicos relacionados à halocinese no limite Sul da bacia de Campos e a Norte da Bacia de Santos. Esses compartimentos incluem uma região com tectônica de sal incipiente (domínio I), uma região com almofadas de sal e feições extensionais (domínio II), uma região com diápiros de sal e feições compressionais localmente afetadas por inversão (domínio III), um domínio mais distal, com feições compressionais (falhas de empurrão, repetição de camada, etc.) e sal em diápiros.



Fonte: Waisman (2008).

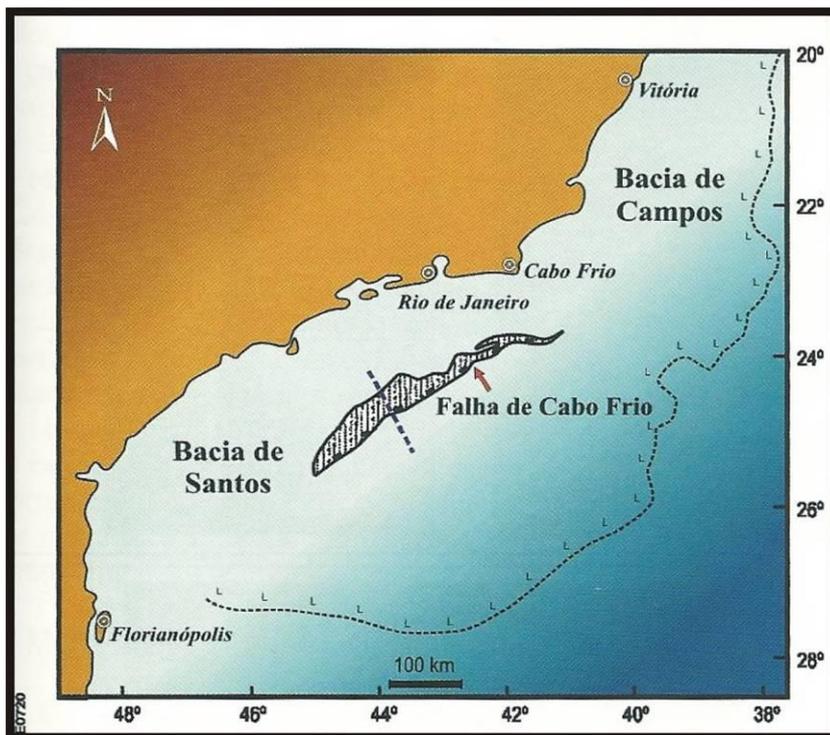
Figura II.5.1.4.1-8 – Seção geológica regional mostrando os domínios tectônicos na província de sal (I, tectônica de sal incipiente; II, tectônica de sal extensional; III, província de diápiros de sal com tectônica compressional; IV, tectônica de sal fortemente compressional próxima do limite entre crosta continental e crosta oceânica; V, camadas de sedimentos que localmente avançam sobre o substrato vulcânico).

Na Bacia de Santos são caracterizadas zonas de transferência, frequentemente com direção NW, que também controlam a tectônica de sal (SZATMARI & DEMERCIAN, 1993; DEMERCIAN & SZATMARI, 1999), destacando-se: (1) a zona de transferência de Tubarão, que separa a parte Sudoeste da Bacia de Santos, da plataforma de Florianópolis; (2) a zona de transferência de Merluza, que separa a província SW, da província central; e (3) a zona de transferência de Cabo Frio, que separa a parte Norte da Bacia de Santos, da parte Sul da Bacia de Campos (CAINELLI & MOHRIAK, 1998; DEMERCIAN & SZATMARI, 1999; MEISLING *et al.*, 2001).

Uma feição estrutural reconhecida na área da Bacia de Santos é a Falha de Cabo Frio, uma grande falha normal lítrica, antitética, que desloca a camada de sal aptiana e atinge cerca de 300 km de comprimento, aproximadamente paralela à costa (**Figura II.5.1.4.1-9**). A componente horizontal do rejeito para os sedimentos albianos chega a atingir 50 km ao longo dessa falha, cujo bloco baixo apresenta uma sequência progradante de rochas siliciclásticas neocretácicas e paleogênicas (DEMERCIAN *et al.*, 1993; MOHRIAK *et al.*, 1995).

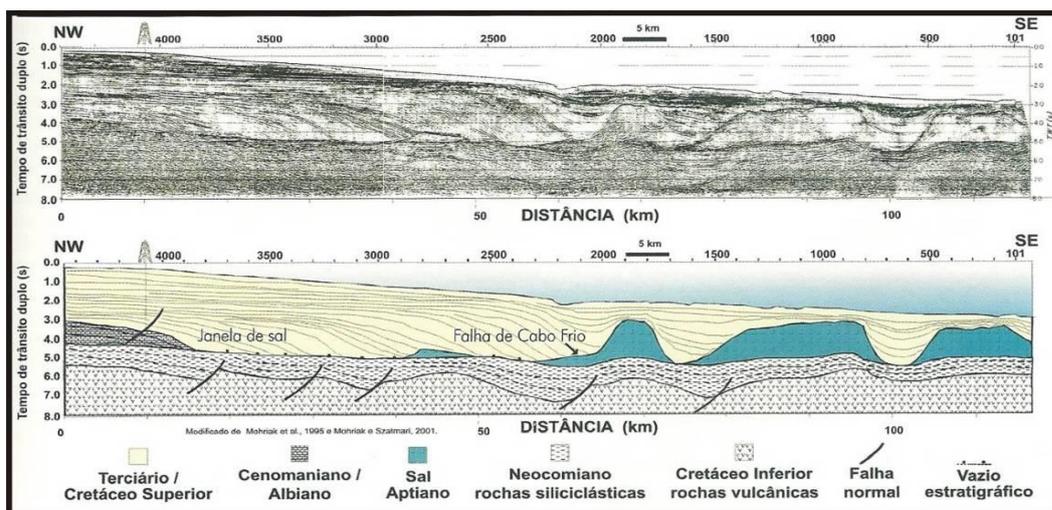
Alguns modelos físicos foram realizados com o intuito de testar diferentes hipóteses levantadas para explicar a gênese da Falha de Cabo Frio e em um deles, descrito abaixo, reproduziu com sucesso o desenvolvimento da falha e as deformações associadas interpretadas em sísmica. Esse modelo testou a hipótese de que a Falha de Cabo Frio formou-se no limite de uma cunha sedimentar progradante, que criou uma sobrecarga diferencial sobre a camada de sal, resultando na expulsão do sal subjacente. O sal expulso migrou bacia adentro no bloco alto de uma falha lítrica, provocando grande deslocamento dos sedimentos da cobertura (SZATMARI *et al.*, 1996).

A **Figura II.5.1.4.1-9** mostra a localização da Falha de Cabo Frio na Bacia de Santos e a linha sísmica regional apresentada na interpretação dessa falha na **Figura II.5.1.4.1-10**.



Fonte: Guerra e Szatmari (2008).

Figura II.5.1.4.1-9 – Localização da Falha de Cabo Frio na Bacia de Santos e linha sísmica regional com direção NW-SE. Esta estrutura corresponde a uma grande falha normal lístrica antitética. O hachurado indica a localização da lacuna estratigráfica da sequência albiana (modificado de MOHRIAK et al., 1995).



Fonte: Guerra e Szatmari (2008).

Figura II.5.1.4.1-10 – Seção sísmica e interpretação da Falha de Cabo Frio.

A deformação da camada de sal dá-se durante o tempo geológico, é uma deformação lenta. Os fatores que influenciam na deformação do sal são: inclinação da rampa na qual o sal está depositado, o contexto estrutural da bacia e o peso de sedimentos que esta sobreposto a esta camada. Uma "propagação de deformações" para possíveis reservatórios do pós-sal, pode ter acontecido no tempo geológico, mas nesse momento não é observável.

Deformações da camada de sal, que podem transmitir a deformação a reservatórios do pós-sal devido a produção de petróleo, foram abordados nos estudos de geomecânica, os quais contaram com simulação numérica do escoamento multifásico de fluidos em meios porosos para diferentes cenários, ensaios mecânicos de laboratórios em rochas coletadas de testemunhos da seção pré-sal e para as rochas capeadoras, sendo a caracterização de tensões obtidas em testes de campo (*leak off test* – LOT e microfraturamento) e perfis dos poços (densidade, imagem). Os limites de pressão de injeção de água ou gás foram definidos considerando análises geomecânicas das rochas reservatório e capeadoras. Finalizando, estes estudos demonstraram que não há indicativos que a produção comprometa a integridade das rochas capeadoras, não comprometendo, portanto, possíveis reservatórios pós-sal.

A.3. Estratigrafia

Em recente trabalho de atualização, devido ao grande volume de dados obtidos desde que Pereira e Feijó (1994) estabeleceram o arcabouço cronoestratigráfico da Bacia de Santos em termos de sequências deposicionais, Moreira *et al.* (2007) consideraram a geologia da Bacia de Santos genericamente descrita com três unidades geológicas fundamentais: embasamento da Bacia, supersequências deposicionais e magmatismo.

O embasamento cristalino da bacia é caracterizado por granitos e gnaisses pertencentes ao Complexo Costeiro e por metassedimentos da Faixa Ribeira, de idade pré-cambriana (aproximadamente 540 milhões de anos).

Uma importante feição do embasamento é a Charneira de Santos, que limita os mergulhos suaves do embasamento, a Oeste, dos mais acentuados, a Leste. A sedimentação cretácea ocorre somente a Leste dessa feição. O limite da crosta

oceânica com a crosta continental estirada ocorre imediatamente a Leste do Platô de São Paulo.

A versão mais atual da Carta Estratigráfica da Bacia de Santos está destacada na **Figura II.5.1.4.1-11**, onde também é apresentada a variabilidade na representação das seções sedimentares em escala de tempo para a Bacia, conforme proposição de Moreira *et al.* (2007).

Na Carta Estratigráfica da Bacia de Santos, Moreira *et al.* (2007) reinterpreta a estratigrafia estabelecida por Pereira e Feijó (1994), elevando unidades definidas como formação, para a categoria de grupo ou agrupando determinadas formações em um mesmo grupo. As fases *Rift*, de Transição e de Margem Passiva, da Carta Estratigráfica de 1994 (PEREIRA & FEIJÓ, 1994), foram denominadas de Supersequências *Rift*, *Pós-Rift* e *Drift*. Desta forma, para a porção basal da bacia, foi criado o Grupo Guaratiba, que engloba todas as sequências das supersequências *Rift* e *Pós-Rift*, ou seja, desde a formação Camboriú (**CAM**; Sequência K20-K34), na base da fase *rift*, até a formação Ariri (**ARI**; Sequência K50), no topo da fase *pós-rift*.

A formação Guaratiba, conforme Pereira e Feijó (1994), foi subdividida por Moreira *et al.* (2007) em três formações: Piçarras (**PIÇ**; Sequência K36), Itapema (**ITP**; Sequência K38), ambas pertencentes à Supersequência *Rift*, e Barra Velha (**BVE**; Sequências K44 e K46-48), pertencente à Supersequência *Pós-Rift*, como pode ser observado na **Figura II.5.1.4.1-11**.

As unidades da Supersequência *Drift* foram englobadas em três grandes grupos: Camburi, Frade e Itamambuca, cada uma delas com diversas formações (**Figura II.5.1.4.1-11**).

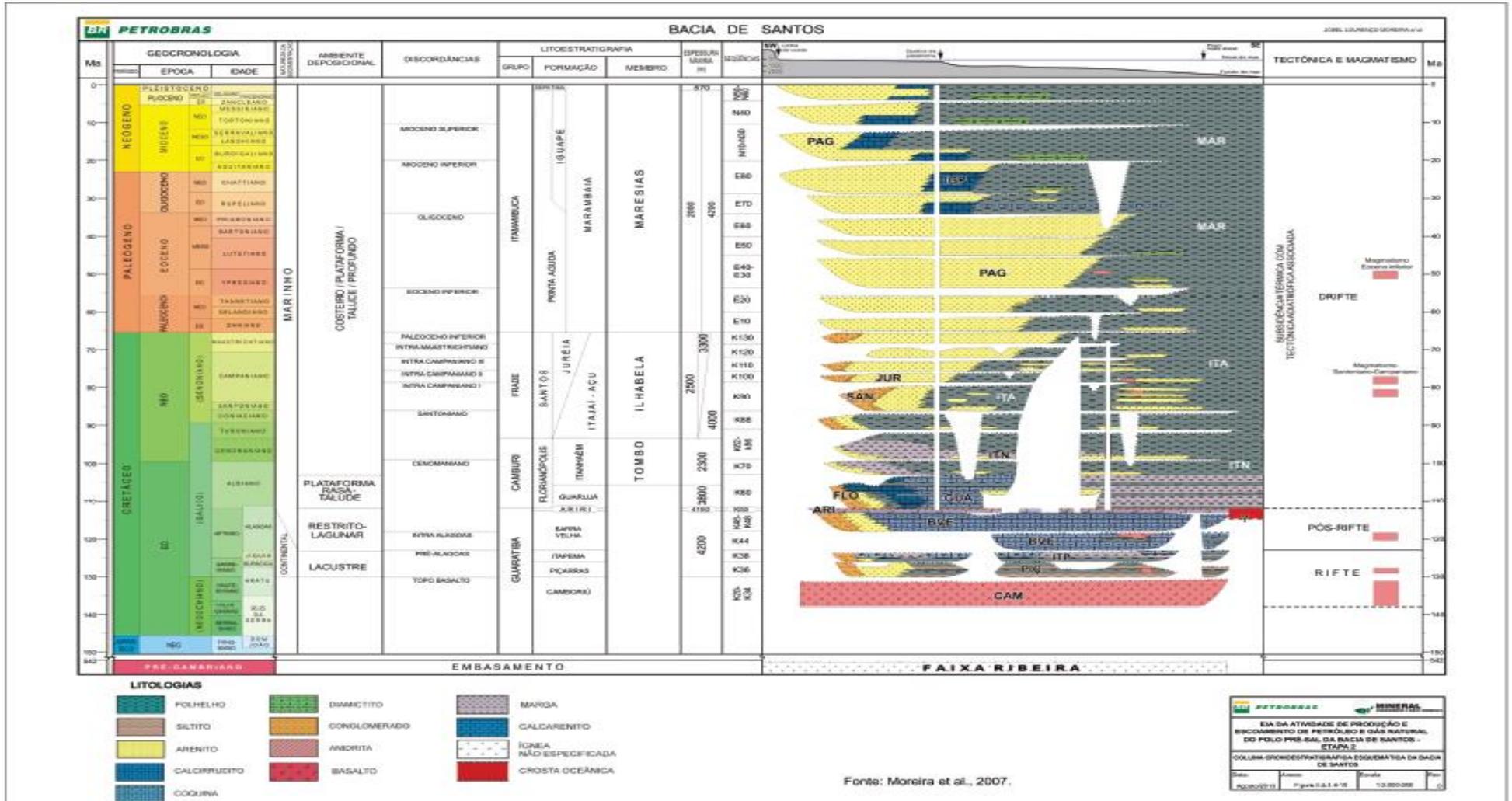


Figura II.5.1.4.1-11 – Coluna estratigráfica, da Bacia de Santos.

Como já referido, foram definidas três supersequências deposicionais para a Bacia de Santos: *Rift*, *Pós-Rift* e *Drift*, cada uma delas composta por diversas Sequências, as quais são descritas adiante, com dados obtidos de Moreira *et al.* (2007).

A **Supersequência Rift** corresponde à fase tectônica de fragmentação do Gondwana Ocidental, engloba o pacote de rochas depositadas na Bacia de Santos incluindo os derrames de lavas basálticas da formação Camboriú (Sequência K20-K34), na base, as camadas de sedimentos terrígenos da formação Piçarras (Sequência K36), na porção intermediária, e os sedimentos com fragmentos de conchas da formação Itapema (Sequência K38). Este conjunto de rochas pode atingir espessura de alguns milhares de metros e destaca-se por conter excelente teor de matéria orgânica para a geração de hidrocarbonetos, ou seja, constituem-se nas rochas geradoras da camada pré-sal.

A Sequência K20-K34 (formação Camboriú), com idade de 132+5 milhões de anos, é constituída por derrames basálticos que recobrem discordantemente as rochas do embasamento cristalino, de idade pré-cambriana (mais velhos que 542 milhões de anos, início do período Cambriano do Eratema Paleozóico), ou seja, há um hiato de tempo da ordem de 400 milhões de anos. Os basaltos são cinza escuros, de granulação fina a média, constituídos principalmente por plagioclásio e piroxênio (augita), em geral pouco alterados, e são considerados como o embasamento econômico (ou seja, de interesse à exploração) da Bacia.

Há também um hiato erosivo após a consolidação dos basaltos da formação Camboriú, antes da deposição da formação Piçarras (Sequência K36), possivelmente de alguns milhões de anos, uma vez que a deposição dos sedimentos da formação Piçarras é tida como do Barremiano (entre 130 e 126,4 milhões de anos aproximadamente), correspondente aos andares cronoestratigráficos locais Aratu Superior e Buracica.

A Sequência K36 (formação Piçarras) é constituída, litologicamente, por leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos formados por fragmentos de basalto, quartzo e feldspato, nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos nas porções lacustres.

A sequência K38 (formação Itapema), informalmente denominada “sequência das coquinas” na Bacia de Campos, foi depositada entre a discordância

intrabarremiano e a discordância da base do andar Alagoas (entre 126,4 Ma e 123 milhões de anos, aproximadamente) e é caracterizada pela presença de intercalações de *grainstones* e *rudstones* a bivalve com folhelhos escuros. Os *grainstones* e *rudstones* a bivalves são constituídos por fragmentos de conchas de pelecípodes, com ostracodes associados que frequentemente encontram-se dolomitizados e/ou silicificados. Nas porções mais distais ocorrem folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica.

A **Supersequência Pós-Rift** (Fase SAG) é constituída pelas sequências que compõem as formações Barra Velha (**BVE**; Sequências K44 e K46-48) e Ariri (**ARI**; Sequência K50), depositadas no intervalo aproximado entre 123 e 112 milhões de anos. A Sequência K44, que corresponde à porção inferior da formação Barra Velha do Grupo Guaratiba, foi depositada em ambiente de transição entre o continental e o marinho raso, entre 123 e 117 milhões de anos, e é constituída por calcários microbiais, estromatólitos, esferulitos, laminitos e lamitos nas porções proximais (mais próximas à costa), e folhelhos nas porções distais (mais distantes da costa, em águas mais calmas). Ocorrem também *grainstones* e *packstones*, compostos por fragmentos de estromatólitos (algas calcárias) e bioclastos (ostracodes) associados. Esses carbonatos encontram-se, por vezes, parcial ou totalmente dolomitizados e/ou silicificados.

A Sequência K46-K48, que corresponde à porção superior da formação Barra Velha do Grupo Guaratiba, depositada entre 117 e 113 milhões de anos, também em ambiente transicional entre continental e marinho raso, marca a passagem da sequência sedimentar clástica/carbonática para um ambiente evaporítico. De modo geral, é formada por leques aluviais de arenitos e conglomerados, nas porções proximais, e por calcários microbiais intercalados a folhelhos nas porções mais distais.

A Sequência K50 corresponde aos evaporitos (camadas de sal) da formação Ariri, unidade de topo do Grupo Guaratiba, depositados no Neoptiano, equivalente ao Andar Alagoas superior, e tem seu limite inferior no contato com os carbonatos da Sequência K46-K48 (113 milhões de anos). O tempo estimado de deposição para os evaporitos é de 0,7 a 1 milhão de ano (DIAS, 1998, *apud* MOREIRA *et al.*, 2007), permanecendo ainda imprecisa a taxa de acumulação, devido à alta mobilidade da halita. Entretanto, Gamboa *et al.* (2008, *in* MOHRIAK,

et al., 2008), afirmam que o “pacote evaporítico com espessura original em torno de 2.000 m foi depositado em aproximadamente 500.000 anos e, apesar da deformação plástica intensa que se prolongou até o final do Cretáceo, sua estratificação cíclica original ficou preservada sobre uma extensa área”.

Segundo Moreira *et al.* (2007), os evaporitos da Sequência K50 são compostos, geralmente, por halita e anidrita, tendo sido constatada também a presença de sais mais solúveis, tais como, taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita.

Os cinturões evaporíticos do Atlântico Sul, ao longo das margens brasileira e africana, dos quais a Sequência K50 é a representante na Bacia de Santos, compõem limites conjugados em escala regional e documentam o término do episódio sedimentar que antecede o rompimento do segmento Sul americano-africano (ocidental) do Gondwana e a conseqüente ligação do Atlântico Equatorial e do Atlântico Sul (GAMBOA *et al.*, 2008, *in* MOHRIAK *et al.*, 2008).

A **Supersequência Drift** compreende os sedimentos depositados em ambiente tectônico de margem passiva, conforme a Carta Estratigráfica da Bacia de Santos, de 1994 (PEREIRA & FEIJÓ, 1994). Corresponde aos sedimentos continentais de ambiente de plataforma rasa e talude, depositados no Albiano (Eo-Cretáceo), e aos sedimentos marinhos de ambiente costeiro / plataforma / talude / profundo, depositados a partir do final do Albiano (Neo-Cretáceo), Paleógeno e Neógeno. Ou seja, a Supersequência *Drift* engloba toda a coluna de sedimentos depositados sobre as camadas evaporíticas da Sequência K50.

As rochas sedimentares da Supersequência *Drift*, que podem atingir no total mais de 6.000 m de espessura, foram englobadas em três grandes grupos: Camburi, Frade e Itamambuca, cada um deles com diversas formações.

O Grupo Camburi abrange as formações Florianópolis (**FLO**; Sequência K60), Guarujá (**GUA**; Sequência K60) e Itanhaém (**ITN**; Sequências K70 e K82-86). O Grupo Frade engloba as formações Santos (**SAN**; Sequências K88 a K130); Juréia (**JUR**; Sequências K88 a K130) e Itajaí-Açu (**ITA**; Sequências K88 a K130). Do Grupo Itamambuca, que engloba todas as unidades do Cenozóico da Bacia de Santos, fazem parte às formações Ponta Aguda (**PAG**; Sequências E10 a E80 e N10 a N60), Marambaia (**MAR**; Sequências E10 a E80 e N10 a N60) e Iguape (**IGP**; Sequências E70 a E80 e N10 a N60) e Sepetiba, que engloba os

sedimentos do Pleistoceno. A seguir descrevem-se resumidamente as características de todas as sequências que compõem a Supersequência *Drift* (MOREIRA *et al.*, 2007).

A **Sequência K60** é composta por três sequências deposicionais de 3ª ordem, perfazendo uma duração total de 8,9 milhões de anos. Ocorrem três importantes folhelhos radioativos que representam três grandes períodos de inundações marinhas, desde o Albiano inferior até a porção basal do Albiano superior. É constituída pela parte inferior da formação Florianópolis, formação Guarujá e porção basal da formação Itanhaém. Seu limite inferior é o topo das anidritas da formação Ariri e seu limite superior é marcado pela entrada dos primeiros sedimentos arenosos da formação Itanhaém.

A formação Florianópolis corresponde às fácies proximais e está constituída por conglomerados, arenitos e folhelhos, associados a sistemas de leques aluviais e deltaicos.

A formação Guarujá é caracterizada por uma plataforma carbonática albiana que se divide em interna e externa. Na interna ocorrem folhelhos e calcilutitos, de um sistema lagunar, e calcirruditos e calcarenitos oolíticos, pertencentes ao banco raso em borda de plataforma. Na plataforma externa ocorrem calcilutitos e margas gradando ou interdigitando com folhelhos escuros nas porções bacinais, onde há intervalos com potenciais geradores de hidrocarbonetos. A parte inferior da formação Itanhaém é constituída pelo folhelho radioativo Marco Beta e margas calcilutitos sobrejacentes.

A **Sequência K70** corresponde às formações Florianópolis (proximal) e Itanhaém (distal), do Grupo Camburi, e o Membro Tombo. O limite inferior é dado pelo Marco Beta, nas porções distais, e pela discordância do topo dos sedimentos carbonáticos da formação Guarujá, nas porções proximais. O limite superior é marcado por uma discordância que coincide com a passagem do Cretáceo inferior para o superior.

Os depósitos da formação Florianópolis correspondem a arenitos e folhelhos de leques aluviais e deltaicos, enquanto que a formação Itanhaém é caracterizada por folhelhos e, mais raramente, margas de origem marinha distribuídas desde a plataforma até as regiões bacinais.

Intercalados na formação Itanhaém encontram-se depósitos arenosos de sistemas originados de fluxos gravitacionais densos que compõem o Membro Tombo. Os depósitos da Sequência K70 são representativos de uma progressiva subida relativa do nível do mar.

A **Sequência K82-K86** tem como limite inferior a discordância que marca a passagem do Cretáceo inferior para o Cretáceo superior. Seu limite superior é caracterizado pela discordância de 91,2 milhões de anos. Engloba unidades dos grupos Camburi (formações Florianópolis e Itanhaém) e Frade (formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu), e seus depósitos representam a maior ingressão marinha do registro sedimentar.

Na porção proximal ocorrem os depósitos arenosos e pelíticos da formação Florianópolis e os sedimentos conglomeráticos avermelhados de origem continental da formação Santos.

Na formação Juréia ocorrem sedimentos arenosos, folhelhos, siltitos e argilitos depositados desde os ambientes continentais até os mais distais da plataforma, podendo ocorrer níveis de coquina e calcilutitos intercalados.

A formação Itanhaém é constituída por argilitos e folhelhos com conteúdo carbonático maior na porção basal, e corresponde às margas do intervalo palinológico conhecido como gama (MOREIRA *et al.*, 2007).

A formação Itajaí-Açu constitui-se por folhelhos e argilitos cinza-escuros depositados nos ambientes de plataforma distal, talude e bacia.

A **Sequência K88** corresponde aos depósitos referentes aos andares Turoniano e Coniaciano, envolvendo as formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu e Membro Ilhabela, pertencentes ao Grupo Frade. Depositada ao longo de 5,4 milhões de anos, possui como limite inferior a discordância intraturoniana e como limite superior a discordância santoniana de 85,8 milhões de anos.

A formação Juréia é composta por sedimentos arenosos, folhelhos, siltitos e argilitos, depositados desde os ambientes continentais até as porções mais distais da plataforma. Os arenitos relacionados ao Membro Ilhabela do andar Turoniano, foram gerados a partir de fluxos que produziram depósitos menos encaixados que os da sequência inferior.

A **Sequência K90** abrange unidades da porção intermediária do Grupo Frade (formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Membro Ilhabela). Abriga os sedimentos

siliciclásticos dos Andares Santoniano a Campaniano inferior. Possui como limite inferior a discordância de 85,2 milhões de anos e, como limite superior, a discordância de 79,2 milhões de anos. A formação Juréia é constituída por sedimentos arenosos, siltitos e folhelhos depositados em ambiente continental até as porções mais proximais da plataforma. Interacamado a esses depósitos ocorre intenso vulcanismo extrusivo. A formação Itajaí-Açu está representada por sedimentos argilosos, que predominam nas porções distais da plataforma, talude e bacia, enquanto que o Membro Ilhabela é constituído por arenitos, muito expressivos em área e espessura.

O vulcanismo santoniano verificado está associado ao aumento da taxa de subsidência na Bacia e a outras feições vulcânicas e tectônicas presentes no continente com o surgimento da Serra do Mar.

A **Sequência K100** abrange unidades da porção intermediária do Grupo Frade (formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Membro Ilhabela). Corresponde aos sedimentos siliciclásticos do Andar Campaniano. Possui como limite inferior a discordância de 79,2 milhões de anos e como limite superior a discordância de 76,8 milhões de anos. Engloba conglomerados continentais da formação Santos, que se interdigitam com arenitos plataformais a costeiros da formação Juréia e que passam gradualmente para siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas da formação Itajaí-Açu, depositados nas regiões de plataforma distal, talude e bacia. O Membro Ilhabela é representado por arenitos resultantes de fluxos turbidíticos relacionados a escavações no talude e plataforma.

A **Sequência K110** abrange unidades da porção intermediária a superior do Grupo Frade (formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Membro Ilhabela). Compreende os sedimentos siliciclásticos dos Andares Campaniano a Maastrichtiano, possuindo como limite inferior a discordância de 76,8 milhões de anos e, como limite superior, a discordância de 72 milhões de anos.

Engloba conglomerados continentais da formação Santos, os arenitos plataformais a costeiros da formação Juréia e os siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas da formação Itajaí-Açu, depositados nas regiões de plataforma distal, talude e bacia, além de margas. O Membro Ilhabela é representado por arenitos resultantes de fluxos turbidíticos relacionados a escavações no talude e plataforma. Assim como a Sequência K100, apresenta

um padrão regressivo, deslocando a quebra da plataforma cerca de 100 km costa afora.

A **Sequência K120** abrange unidades da porção superior do Grupo Frade (formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Membro Ilhabela). Compreende os sedimentos siliciclásticos dos Andares Campaniano Superior a Maastrichtiano. Seu limite inferior é a discordância Neo-Campaniana de 72 milhões de anos e, o limite superior, a discordância de 68,8 milhões de anos. Continuando a tendência regressiva das sequências anteriores, esta sequência mostra o avanço da quebra da plataforma, caracterizada pela presença de expressivas escavações nas regiões de plataforma e talude, formando cânions que serviam de conduto para a passagem de grande quantidade de areia para as regiões mais profundas da bacia.

A **Sequência K130** abrange unidades do topo do Grupo Frade (formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Membro Ilhabela). Compreende os sedimentos siliciclásticos do Andar Maastrichtiano. Possui como limite inferior a discordância de 68,8 milhões de anos e, como limite superior, a transição Cretáceo-Paleógeno (65 milhões de anos). As rochas que compõem essa sequência correspondem a arenitos resultantes de fluxos turbidíticos devido a escavações no talude e plataforma (Membro Ilhabela). Nas regiões de plataforma distal, talude e bacia, predominam siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas, da formação Itajaí-Açu. Nas porções proximais ocorrem arenitos plataformais a costeiros da formação Juréia e conglomerados continentais da formação Santos.

O padrão regressivo também é característico, e a linha de costa apresenta seu máximo deslocamento durante o Cretáceo, posicionando-se cerca de 200 km costa afora.

A **Sequência E10** inclui parte das unidades da base do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda e Marambaia e Membro Maresias). Engloba os sedimentos depositados no início do Paleoceno (Andares Daniano e parte do Selandiano), tendo como limite inferior a discordância da passagem do Cretáceo para o Paleoceno (65 milhões de anos) e, como limite superior, a discordância do Eoceno inferior (60,2 milhões de anos), que pode ser relacionada a um importante rebaixamento relativo do nível do mar. É constituída por arenitos avermelhados, depositados em leques aluviais, sistemas fluviais e depósitos costeiros (formação

Ponta Aguda); siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas, depositados nas regiões de plataforma distal, talude e bacia (formação Marambaia); e arenitos de fluxos turbidíticos (Membro Maresias), resultado do desenvolvimento de cânions no interior da formação Marambaia.

A **Sequência E20** inclui parte das unidades da base do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda e Marambaia e Membro Maresias), que são constituídas pelas mesmas rochas descritas na sequência anterior. Compreende os sedimentos do Paleoceno superior (andares Seladiano e Thanetiano) e do Eoceno Inferior (parte inferior do Ypresiano), tendo como limite inferior a discordância de 60,2 milhões de anos, no Paleoceno inferior, e, como limite superior, a discordância do Eoceno inferior, de 54 milhões de anos. Estudos apontam o soerguimento das serras do Mar e Mantiqueira, a cerca de 60 milhões de anos, como coincidente com a discordância que limita esta sequência.

A **Sequência E30-E40** inclui parte das unidades da base do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda e Marambaia e Membro Maresias). Compreende os sedimentos depositados entre o final do Eoceno inferior e o Eoceno médio. Tem como limite inferior a discordância do Eoceno inferior (54 milhões de anos) e, como limite superior, a discordância do Eoceno médio, de 45 milhões de anos.

É constituída por arenitos plataformais a continentais da formação Ponta Aguda; siltitos, folhelhos, diamictitos e margas, depositados em ambiente de plataforma distal, talude e bacia, da formação Marambaia; e por arenitos resultantes de fluxos turbidíticos relacionados a escavações de talude e plataforma, do Membro Maresias. Durante a deposição dessa sequência ocorreu um significativo vulcanismo de caráter basáltico-alcalino na Bacia, com cones vulcânicos e derrames submarinos, o que é mais comum nas proximidades do Alto de Cabo Frio (OUREIRO, 2006, *apud* MOREIRA *et al.*, 2007). Ocorrem também corpos magmáticos intrusivos sob a forma de soleiras de diabásio.

A **Sequência E50** abrange parte das unidades da porção inferior a média do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda e Marambaia e Membro Maresias). Compreende os sedimentos da parte superior do Eoceno médio. Tem como limite inferior a discordância interna ao Eoceno médio, de 45 milhões de anos, e limite superior a discordância do Eoceno superior, de 40,4 milhões de anos. Nas

porções proximais, ocorrem arenitos plataformais a continentais da formação Ponta Aguda; nas regiões de plataforma distal, talude e bacia, predominam siltitos e folhelhos, além de expressivos depósitos de diamictitos relacionados a escorregamentos na borda da plataforma, pertencentes à formação Marambaia. Subordinadamente, ocorrem arenitos resultantes de fluxos turbidíticos relacionados a escavações no talude e plataforma, do Membro Maresias.

A **Sequência E60** abrange parte das unidades da porção média do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda e Marambaia e Membro Maresias). Engloba os sedimentos da parte superior do Eoceno médio (Bartoniano) e Eoceno superior (andar Priaboniano). Possui como limite superior a discordância de 40,4 milhões de anos e, como limite inferior, a discordância em torno de 33,9 milhões de anos. Esta sequência representa a maior queda na variação do nível do mar durante o Paleógeno, onde a quebra da plataforma continental foi deslocada dezenas de quilômetros além da quebra atual.

As rochas que compõem essa sequência seguem o padrão descrito anteriormente, com arenitos resultantes de fluxos turbidíticos relacionados a escavações no talude e plataforma (Membro Maresias). Nas regiões de plataforma distal, predominam siltitos e folhelhos, além de diamictitos da formação Marambaia e, nas porções proximais, arenitos plataformais a continentais da formação Ponta Aguda.

A **Sequência E70** abrange parte das unidades da porção média do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda e Marambaia e Membro Maresias), além de parte da porção inferior da formação Iguape, correspondendo aos sedimentos do Oligoceno inferior (Andar Rupeliano). Possui como limite inferior a discordância de 33,9 milhões de anos e, como limite superior, a discordância de 28,6 milhões de anos.

Essa sequência encontra-se melhor conservada na porção Sudeste da Bacia e é representativa de importante aumento relativo do nível do mar, que propiciou expressivo recuo da borda da plataforma em relação à sequência anterior. Suas rochas seguem o padrão descrito para as sequências anteriores, com arenitos turbidíticos (Membro Maresias), nas regiões proximais; folhelhos, siltitos e diamictitos (formação Marambaia), na plataforma, talude e bacia; e arenitos costeiros a continentais nas porções proximais (formação Ponta Aguda). Em

posições proximais à quebra de plataforma aparecem, pela primeira vez, calcarenitos e calcirruditos da formação Iguape.

A **Sequência E80** abrange parte das unidades da porção média a superior do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda, Marambaia e Iguape e Membro Maresias). Compreende os sedimentos da porção superior do Oligoceno (Andar Chatiano) e Mioceno inferior (Andar Aquitaniano). Possui como limite inferior a discordância de 28,6 milhões de anos e, como limite superior, a discordância em torno de 20,4 milhões de anos. Apresenta suas maiores espessuras na porção Sudeste da bacia, nas regiões de talude e de bacia com fortes feições de corte e preenchimento e, aparentemente, com espessos corpos de diamictitos. Nas regiões de talude e plataforma, apresenta-se delgada devido à forte erosão de 20,4 milhões de anos.

Constitui-se de arenitos resultantes de fluxos turbidíticos (Membro Maresias); siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas da formação Marambaia. Nas porções proximais ocorrem arenitos plataformais (formação Ponta Aguda) e, em posições próximas à quebra da plataforma, calcarenitos e calcirruditos da formação Iguape.

A **Sequência N10-N30** abrange parte das unidades da porção superior do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda, Marambaia e Iguape e Membro Maresias). Corresponde aos sedimentos da porção superior do Mioceno inferior (Burdigaliano) e médio (Serravaliano). Possui como limite inferior a discordância de 20,4 milhões de anos e, como limite superior, em torno de 11 milhões de anos, correspondendo a uma importante discordância que representa um rebaixamento global do nível do mar, provocando extenso evento erosivo nas áreas emersas e formação de cunhas fortemente progradantes nas porções submersas das bacias (ARAI, 2006).

A partir da discordância de 20,4 milhões de anos, as sequências de ordem menor se desenvolvem em uma tendência transgressiva que culminam no Mioceno terminal (Serravaliano) por um aumento significativo do nível do mar, que corresponde ao evento de 16 milhões de anos. Esta sequência representa a maior variação do nível do mar desde o Mioceno até o recente, responsável pela deposição de um grande volume de sedimentos nas porções costeira e interior da placa Sul-americana.

O pacote de rochas dessa sequência está composto por arenitos (Membro Maresias), siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas (formação Marambaia). Nas porções proximais ocorrem arenitos plataformais da formação Ponta Aguda e, em posições próximas à quebra de plataforma, calcarenitos e calcirruditos da formação Iguape.

A **Sequência N40** abrange parte das unidades da porção superior do Grupo Itamambuca (formações Ponta Aguda, Marambaia e Iguape e Membro Maresias). Engloba os sedimentos do Mioceno superior (Andares Tortoniano e Messianiano) e parte inferior do Plioceno (Andar Zancleano). Possui como limite inferior a discordância de 11 milhões de anos, que é relacionada à queda eustática global e, como limite superior, a discordância em 4,2 milhões de anos.

Essa sequência é composta por sedimentos avermelhados, de origem aluvial e costeira, da formação Ponta Aguda; por calcarenitos e calcirruditos bioclásticos intercalados com argilitos cinza-esverdeados, siltitos e margas da formação Iguape; e por espessos pacotes de folhelhos cinzentos e margas cinza-claro, das fácies distais da plataforma continental, talude e bacia, da formação Marambaia.

A **Sequência N50-N60** abrange parte das unidades do topo do Grupo Itamambuca (formações Marambaia e Sepetiba e Membro Maresias). Corresponde aos sedimentos do Plioceno e Pleistoceno, englobando os andares Gelasiano, Piacenziano e a parte superior do Zancleano. Possui como limite inferior a discordância de 4,2 milhões de anos (do Plioceno inferior) e como limite superior, os sedimentos atuais do fundo marinho.

A faciologia dominante é representada, na porção plataformal, por arenitos cinza esbranquiçados, glauconíticos e por coquinas de moluscos e, na porção de talude, os sedimentos lamíticos que são cortados por cânions preenchidos por sedimentos lamíticos ou arenosos, correspondentes à formação Sepetiba; na porção bacinal predominam as cunhas de diamictitos e lamas de águas profundas da formação Marambaia, além dos arenitos de origem turbidítica do Membro Maresias.

A.4. Magmatismo

Foram reconhecidos eventos magmáticos pós-aptianos nos seguintes andares: Albiano, Santoniano, Maastrichtiano, Paleoceno e Eoceno. As rochas magmáticas extrusivas do Paleoceno e do Eoceno foram originadas, principalmente, por estratovulcões de formato cônico.

Encontram-se identificados três eventos de magmatismo básico pré-albianos datados pelo método Ar/Ar:

- Derrames basálticos provavelmente subaéreos da formação Camboriú, associados ao embasamento econômico (132+5 milhões de anos);
- Basaltos subaquosos intercalados à seção rift (121-130 milhões de anos);
- Na porção inferior do pós-rift (118 milhões de anos).

A composição geoquímica dos hidrocarbonetos do Pré-Sal, bem como a estrutura das armadilhas dos seus reservatórios, não estão associadas aos eventos magmáticos Juro-Cretáceos/Terciários. Na maioria dos campos do Pré-Sal existe a ocorrência de CO₂ com percentuais variando de 0 a 80%. A origem desse gás foi atribuída como oriunda dos eventos magmáticos predecessores ao evento de migração e acumulação, sendo sua fonte mantélica, portanto anteriores aos períodos citados. A estruturação dos reservatórios do Pré-Sal não foi afetada pelos eventos magmáticos Juro/Cretáceos e Terciários e nem existe relação genética com a formação das trapas. Os reservatórios foram originados a partir de altos estruturais herdados do embasamento.

A.5. Sistemas Petrolíferos

Para a bacia de Santos leva-se em conta a existência, genericamente, de dois sistemas exploratórios: o sistema petrolífero Pré-Sal e o sistema petrolífero Pós-Sal. Ambos apresentam as mesmas camadas de rochas geradoras, cuja composição apresenta alta quantidade de matéria orgânica que, levadas a determinadas condições de pressão e temperatura, podem vir a ser transformadas em hidrocarbonetos.

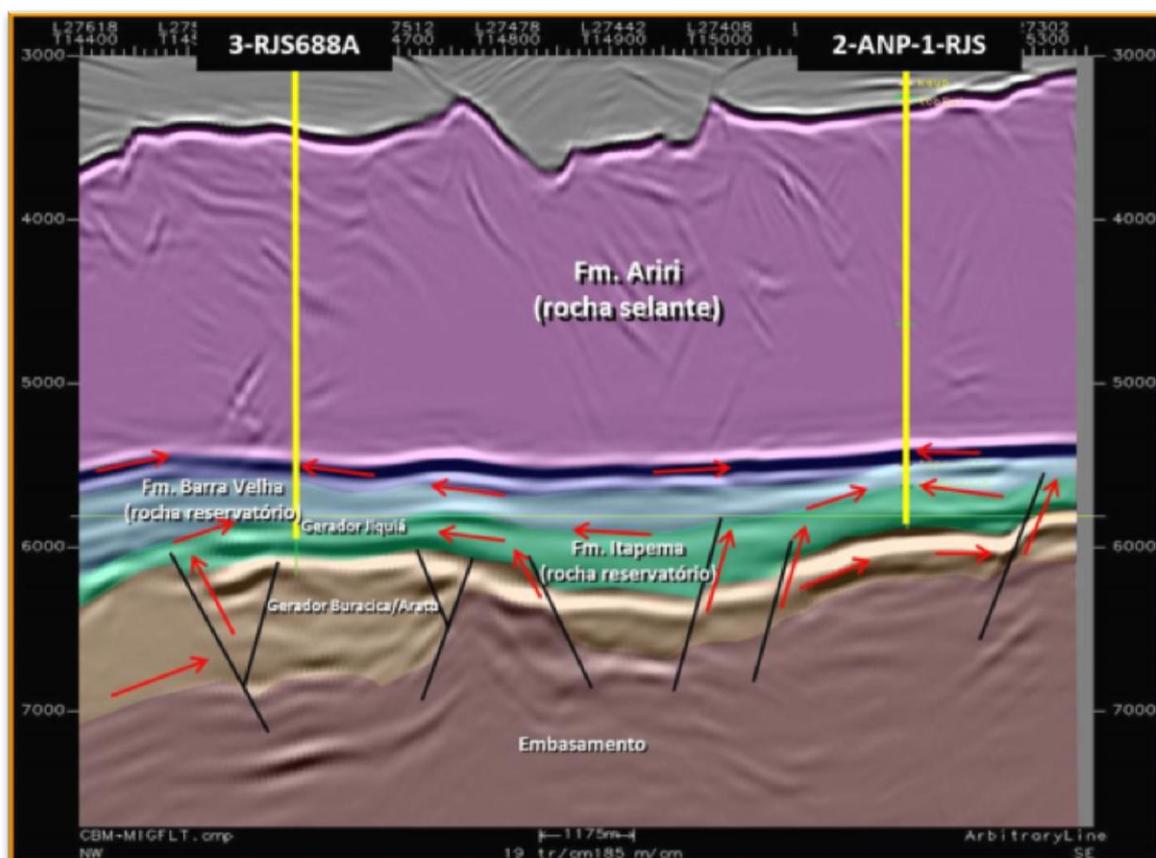
Segundo análise do potencial do sistema petrolífero da Bacia de Santos, foram identificados dois sistemas petrolíferos. São eles: Guaratiba – Guarujá (Pré-

Sal) e Itajaí-Açu – Ilhabela (Pós-Sal), cujas rochas geradoras apresentam características de deposição em ambientes lacustres e marinhos, respectivamente, sendo a formação Guaratiba considerada sua principal fonte geradora de hidrocarbonetos, e a formação Itajaí-Açu, como a mais bem estudada, devido à passagem de praticamente todos os poços exploratórios por esse sistema.

Os reservatórios do Pré-Sal (segundo a classificação de Moreira et al.,2007) fazem parte da Supersequência Rift (Fm. Itapema – sequência K38) e Pós- Rift (Formação Barra Velha – Sequencia K44 e K46-48). A estrutura dos campos do Pré-Sal encontram-se ao lado das grandes cozinhas geradoras do Baixo de Araruama e Baixo de Ilha Grande, cujos folhelhos e mudstones ricos em matéria orgânica das formações Piçarras e Itapema, depositados durante os andares locais Buracica e Jiquiá compõem as rochas geradoras da acumulação. As cozinhas de *black oils* (taxa de transformação menor que 70%) dos baixos estruturais adjacentes à área de estudo, se tornaram ativas no Albiano e apresentam baixa expansão até o tempo presente. A partir da passagem do Cretáceo para o Paleógeno (limite K-T), as cozinhas dos Baixos de Paranaguá, Ilha Grande e Araruama evoluem para cargas petrolíferas de condensado e gás (taxa de transformação maior que 86%). A origem do óleo encontrado na área é interpretado como sendo lacustre.

A migração secundária do petróleo para os sedimentos carbonáticos do Pré-Sal se torna mais efetiva a partir do Eomastrichtiano (71 Ma), conforme atestam as frentes de saturação de petróleo nessa camada, cujos caminhos foram facilitados por falhas e rochas permeáveis (**Figura II.5.1.4.1-12**).

O preenchimento da carga petrolífera nas rochas-reservatório inicia-se no Albiano, com baixo suprimento. A partir de 75 Ma, a taxa de preenchimento aumenta e mantém-se elevada até 23 Ma. Complementando o sistema petrolífero, o espesso pacote evaporítico da Formação Ariri (até mais de 3000 m) que recobre quase toda a área, consiste num selo quase perfeito para as acumulações.



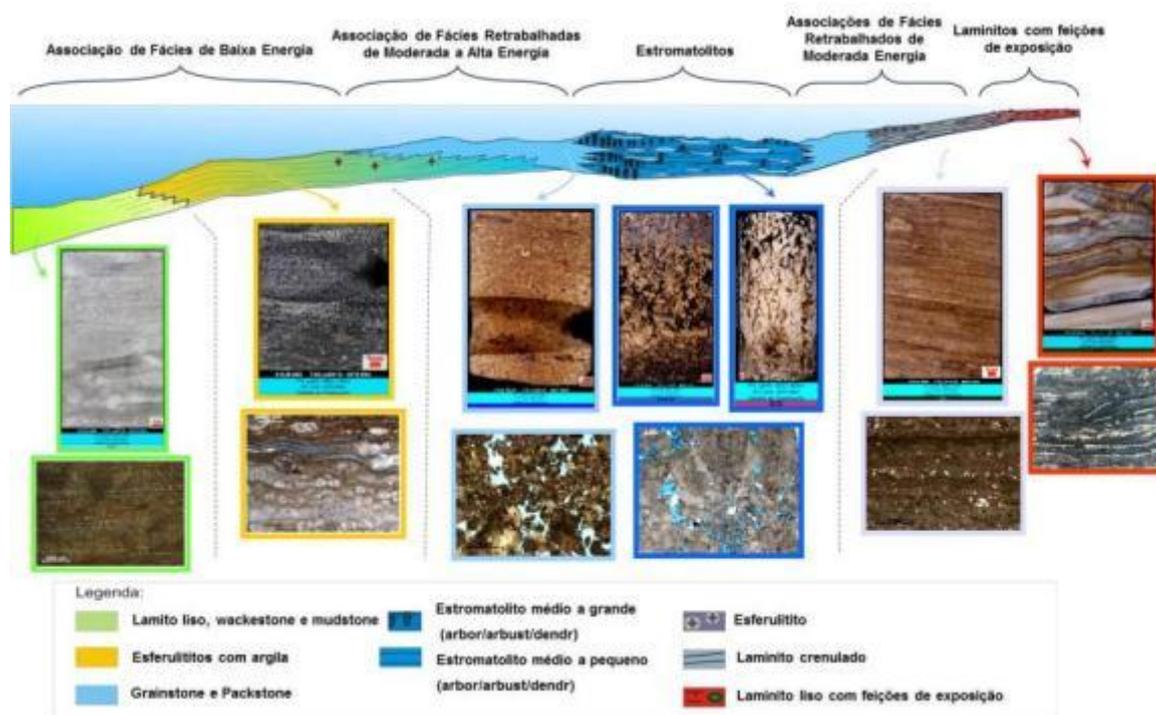
Fonte: E&P/PRESAL/Fevereiro, 2014.

Figura II.5.1.4.1-12 – Seção sísmica arbitrária NW-SE passando pelos poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-944A-RJS (3RJS688A) ilustrando o modelo de migração e acumulação da área.

A seção Pré-Sal da Bacia de Santos, de idade Barremiano a Aptiano, caracteriza-se pela ocorrência de basaltos, arenitos, folhelhos, rudstones, grainstones packstones, wackestones, mudstones, laminitos e microbiólitos (estromatólitos), que integram as formações Barra Velha e Itapema. O volume mais expressivo de hidrocarbonetos ocorre nos estromatólitos da formação Barra Velha, mas em alguns campos distribui-se expressivamente também nas coquinas (rudstones e grainstones) da formação Itapema.

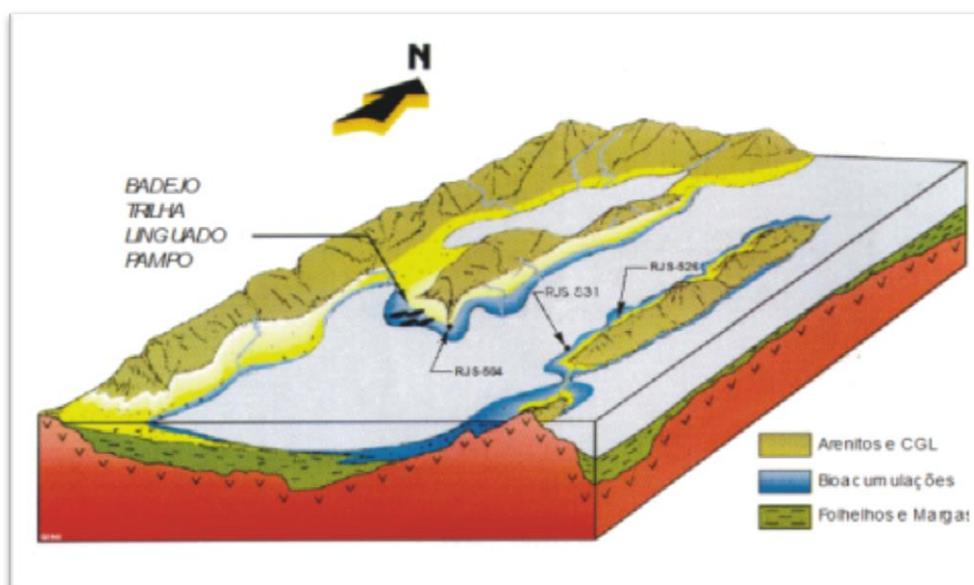
O modelo deposicional conceitual para os depósitos microbiais da formação Barra Velha segue o modelo proposto por Jushacks e Tonietto (2009) para o intervalo Alagoas na bacia de Santos (**Figura II.5.1.4.1-13**). Este modelo considera que os carbonatos microbiais foram depositados numa plataforma carbonática desenvolvida em um *horst* isolado, com lâmina d'água rasa e

esporádicas exposições. Já o modelo deposicional conceitual para os retrabalhados bioclásticos (coquinas) da formação Itapema está em discussão, mas até o momento segue o que foi definido pelo modelo paleogeográfico proposto por Carvalho et al. (1995) para as coquinas da formação Lagoa Feia, do Neobarremiano da Bacia de Campos (**Figura II.5.1.4.1-14**). Este modelo considera que as coquinas são fácies retrabalhadas de alta energia acumuladas em um alto sindeposicional, num ambiente lacustre raso fortemente influenciado por ondas. Além disso, os depósitos de coquinas formariam praias e barras bioclásticas, havendo porém, a diferença que em alguns campos da Bacia de Santos, não foram encontrados indícios de depósitos siliciclásticos intercalados com as coquinas, o que pode remeter a hipótese de que estes altos sindeposicionais em algumas áreas deviam ser isolados do continente.



Fonte: Modificado de Jushacks e Tonietto (2009).

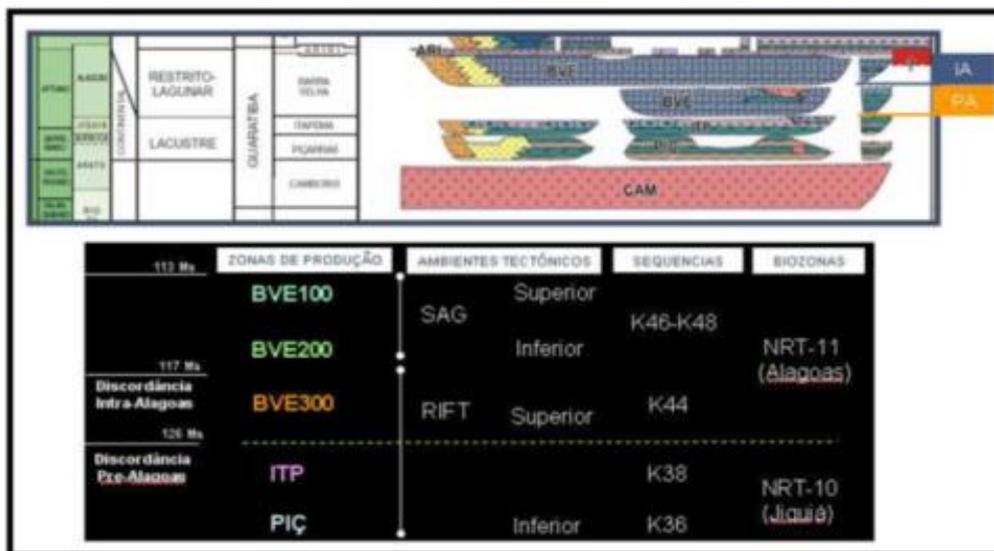
Figura II.5.1.4.1-13 – Ambiente deposicional esquemático considerado para o Intervalo Alagoas (fm. Barra Velha), Bacia de Santos.



Fonte: Carvalho et al. (1995).

Figura II.5.1.4.1-14 – Ambiente deposicional esquemático considerado para a deposição das coquinas da formação Lagoa Feia na Bacia de Campos

Regionalmente, em todos os campos do Pré-Sal, a formação Barra Velha é dividida em três zonas: BVE-100 (Seção SAG Superior), BVE-200 (Seção SAG Inferior), e BVE-300 (Seção Rifte Superior); já a formação Itapema (Seção Rifte Inferior) é dividida em quatro zonas: ITP-100, folhelho Jiquiá, ITP-200 e ITP-300 (Figura II.5.1.4.1-15).



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB

Figura II.5.1.4.1-15 – Detalhe da Carta Estratigráfica da bacia de Santos na área de interesse (IA-Discordância Intra-Alagoas; PA – Discordância Pré-Alagoas) e a proposta de zoneamento de produção.

As litofácies encontradas e descritas no Pré-Sal da Bacia de Santos são bastante variadas e se encontram distribuídas ao longo de toda a região, variando as proporções de cada uma conforme sua distribuição geográfica. Terra *et al.* (2010) desenvolveram uma classificação de rochas carbonáticas especialmente para os reservatórios do Pré-Sal, que é mostrada a seguir, na **Figura II.5.1.4.1-16**.

De um modo geral, as principais litofácies identificadas nos reservatórios microbiais Alagoas são: rudstones, grainstones, packstones, wackestones, silexitos, laminitos crenulados, laminitos lisos, esferulititos e estromatólitos. Já nas coquilhas do intervalo Jiquiá foram identificados: rudstones bioclásticos, grainstones bioclásticos, packstones e wackestones bioclásticos, mudstones, laminitos lisos, dolomititos, siltitos e conglomerados intraclásticos (**Figura II.5.1.4.1-18**)

Os principais eventos diagenéticos observados nos intervalos dos andares Alagoas e Jiquiá foram: (1) dolomitização parcial das estruturas microbiais e coquinas; (2) compactação; (3) crescimento de cristais romboédricos de dolomita entre as estruturas microbiais; (4) dolomitização e silicificação da matriz talco-

estevesítica; (5) silicificação das estruturas microbiais e coquinas; (6) dissolução; e (7) cimentação por calcita e quartzo. Pirita, caulinita, barita e dawsonita ocorrem como traços disseminados nas rochas formados em diversas etapas diagenéticas (**Figura II.5.1.4.1-16 a Figura II.5.1.4.1-18**).

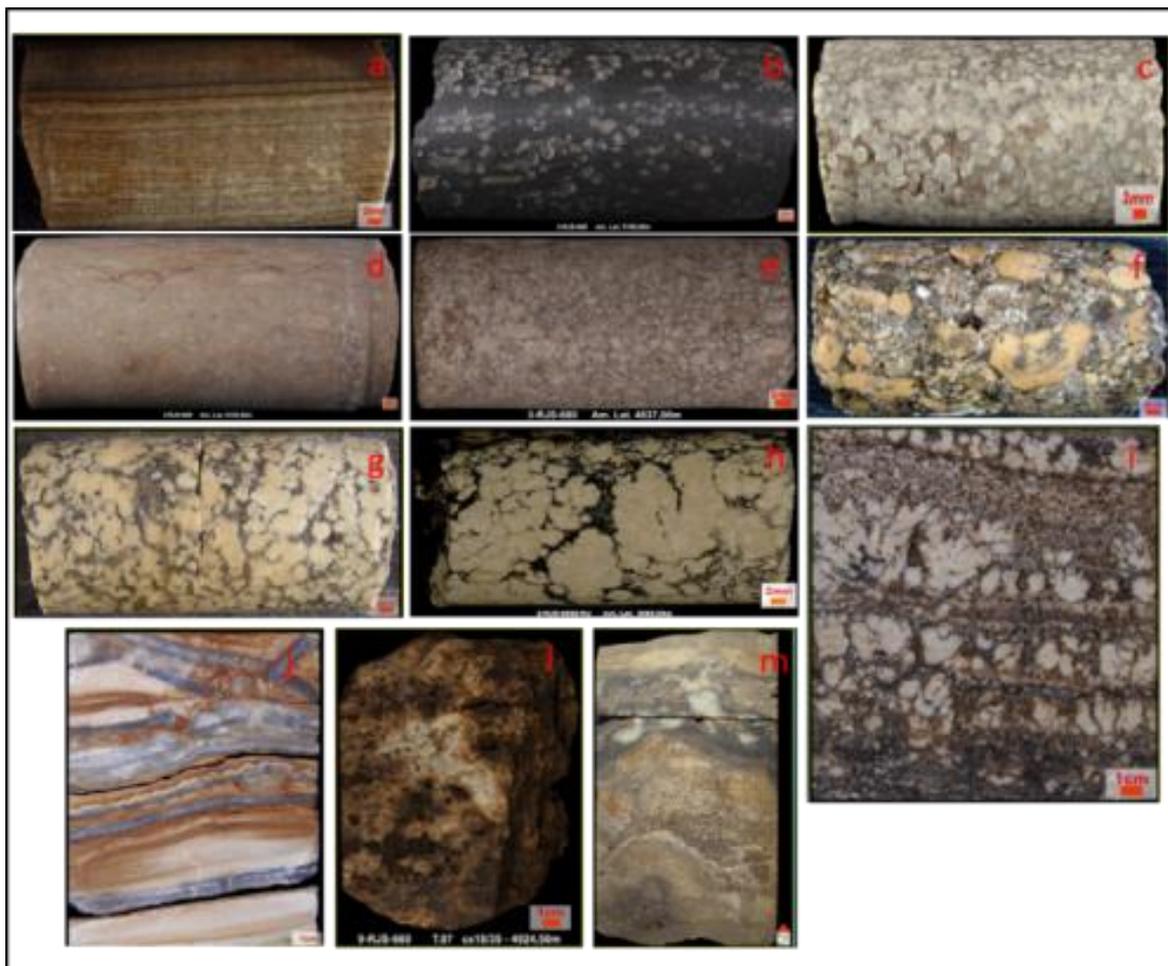
Feições de exposição (brechação, paleossolos, gretas de ressecamentos) e silicificação associada, carstificação, micritização de grãos e compactação química (estilolitos) também foram observados nas rochas reservatório.

A caracterização da porosidade e permeabilidade das rochas é baseada no resultado da interpretação quantitativa de perfis e na correlação com os dados disponíveis de petrofísica de amostras laterais e de plugues. Considera-se a porosidade e a permeabilidade calculadas através dos perfis de ressonância magnética (CMRP, KSDR e KCARB). Os reservatórios da seção Pré-Sal têm uma grande variabilidade lateral e vertical (por vezes milimétricas) nas suas propriedades permo-porosas, conforme sugeridas pelos perfis dos poços, dados da literatura e afloramentos análogos. As porosidades variam tipicamente entre 0% e 30%, e as permeabilidades variam entre menos de 0,1 mD a 1.000-5.000 mD.

	NOMENCLATURA PRINCIPAL	TEXTURA	DEFINIÇÃO	NOMENCLATURA COMPLEMENTAR
Elementos não ligados durante a formação	MUDSTONE		Rocha suportada pela matriz com menos de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	COM (Caso ocorram grãos) oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos ou CALCILUTITO A BIRDSEYES - rocha suportada pela matriz com porosidade fenestral ou lentes de calcita espática.
	WACKESTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	COM (para os grãos) - oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos.
	PACKSTONE		Rocha suportada pelos grãos com matriz.	*+ (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclástico, bioclástico, esferulítico; com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leiolito, dendrolito.
	GRAINSTONE		Rocha suportada pelos grãos, sem matriz (< 5% de matriz).	*+ (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclástico, bioclástico, esferulítico; com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leiolito, dendrolito.
	FLOATSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	COM (para os grãos) - oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos. Com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leiolito, dendrolito.
	RUDESTONE		Rocha suportada pelos grãos com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	*+ (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclástico, bioclástico, esferulítico; com fragmentos de estromatolito, trombolito, laminito, leiolito, dendrolito, esferulítico.
	BIOACUMULADO		Rocha constituída pela dominância de um tipo de organismo sem retrabalhamento (<i>in situ</i>) e granulometria areia ou maior.	*+ organismo formador: ex. ostracóides, bivalvos, macroforaminíferos, crinóides, etc....
	BRECHA		Rocha suportada pelos grãos com mais de 50% dos grãos angulosos maiores que 2 mm.	*+ (composição principal): intraclástica; com fragmentos de estromatolito, trombolito, laminito, leiolito, dendrolito, esferulítico.
Elementos ligados durante a formação - <i>in situ</i>	BOUNDSTONE		Rocha formada <i>in situ</i> cujos componentes da trama original (fábrica original) foram ligados durante a deposição.	*+ principais organismos formadores: ex. coralgal, a rudistas, a estromatoporóides, etc...
	ESTROMATOLITO		ESTROMATOLITO	
	Depósito de estrutura laminada e, em geral, convexa, podendo apresentar feições de crescimento/ramificações internas para o topo. Na maioria das vezes de origem microbiana. Pode ser observado em diferentes escalas.		ESTROMATOLITO ARBORESCENTE - os componentes internos se organizam de forma ramificada divergente e possuem comprimento maior que a largura.	
			ESTROMATOLITO ARBUSTIFORME - os componentes internos se ramificam ou não desde a base e a razão altura/largura é aproximadamente 1:1.	
			ESTROMATOLITO DENDRIFORME - os componentes internos se organizam de forma intensamente ramificada divergente em que o comprimento é muito maior que a largura.	
	TROMBOLITO		Depósito com textura macroscópica coagulada (clotted) , maciça e dômica. Na maioria das vezes de origem microbiana.	
	DENDROLITO		Depósito microbiano de estrutura dendrítica formada por cianobactérias esqueletais.	
	LEIOLITO		Carbonato microbiano dômico, sem laminação ou coágulos.	
	ESFERULITO		Rocha composta por partículas de formas esféricas ou subesféricas de contornos lisos ou lobados (esferulitos) de tamanho geralmente inferior a 2 mm e que podem ocorrer de forma amalgamada ou isolados.	Esferulito-suportado com argila (>10%)= ESFERULITO COM ARGILA; Argila-suportado, com esferulitos= ARGILITO COM ESFERULITOS; No caso da argila ocorrer em lamelas= ARGILITO LAMELAR COM ESFERULITOS
TRAVERTINO & (TUFA)		Rocha carbonática bandeada formada pela precipitação em superfície de soluções concentradas em CaCO ₃ ao redor de fontes (em geral quentes) devido a perda de CO ₂ por evaporação. A variedade mais esponjosa e menos compacta é denominada TUFA .		
Elementos ligados ou não	LAMINITO		Rocha carbonática de granulação fina (lamosa e/ou peloidal) formada pela recorrência de laminações delgadas. As laminações tendem a ser plano-paralelas, com superfície lisa (origem microbiana ou não) ou crenulada (origem microbiana).	LISO
				CRENULADO
Textura original não reconectável	CALCÁRIO CRISTALINO		Rocha carbonática totalmente recristalizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). CALCÁRIO MICROCRISTALINO: cristais entre 5 e 50 µm	
	DOLOMITO		Rocha carbonática totalmente dolomitizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). MICRODOLOMITO: cristais entre 5 e 50 µm	

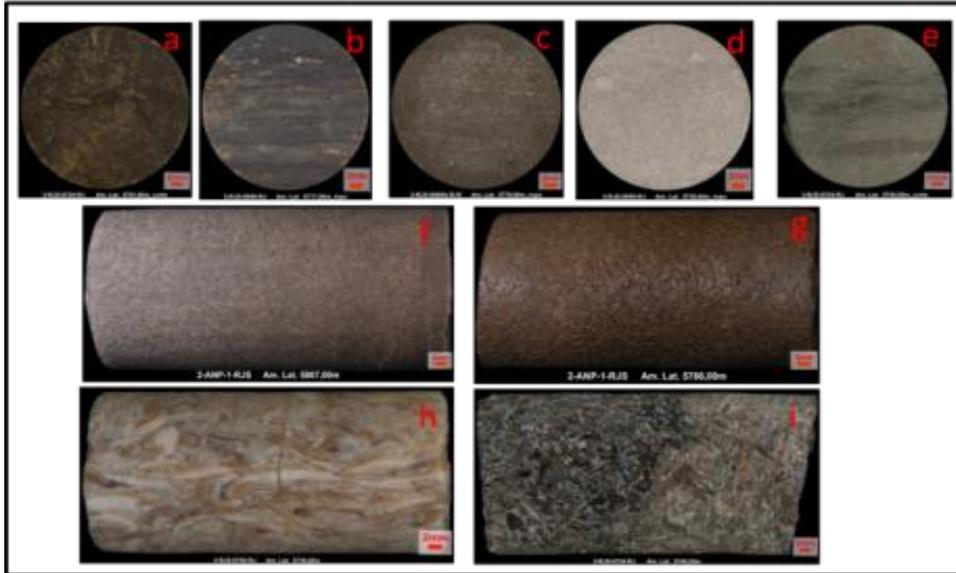
Fonte: simplificada de Terra et al. (2010).

Figura II.5.1.4.1-16 – Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras.



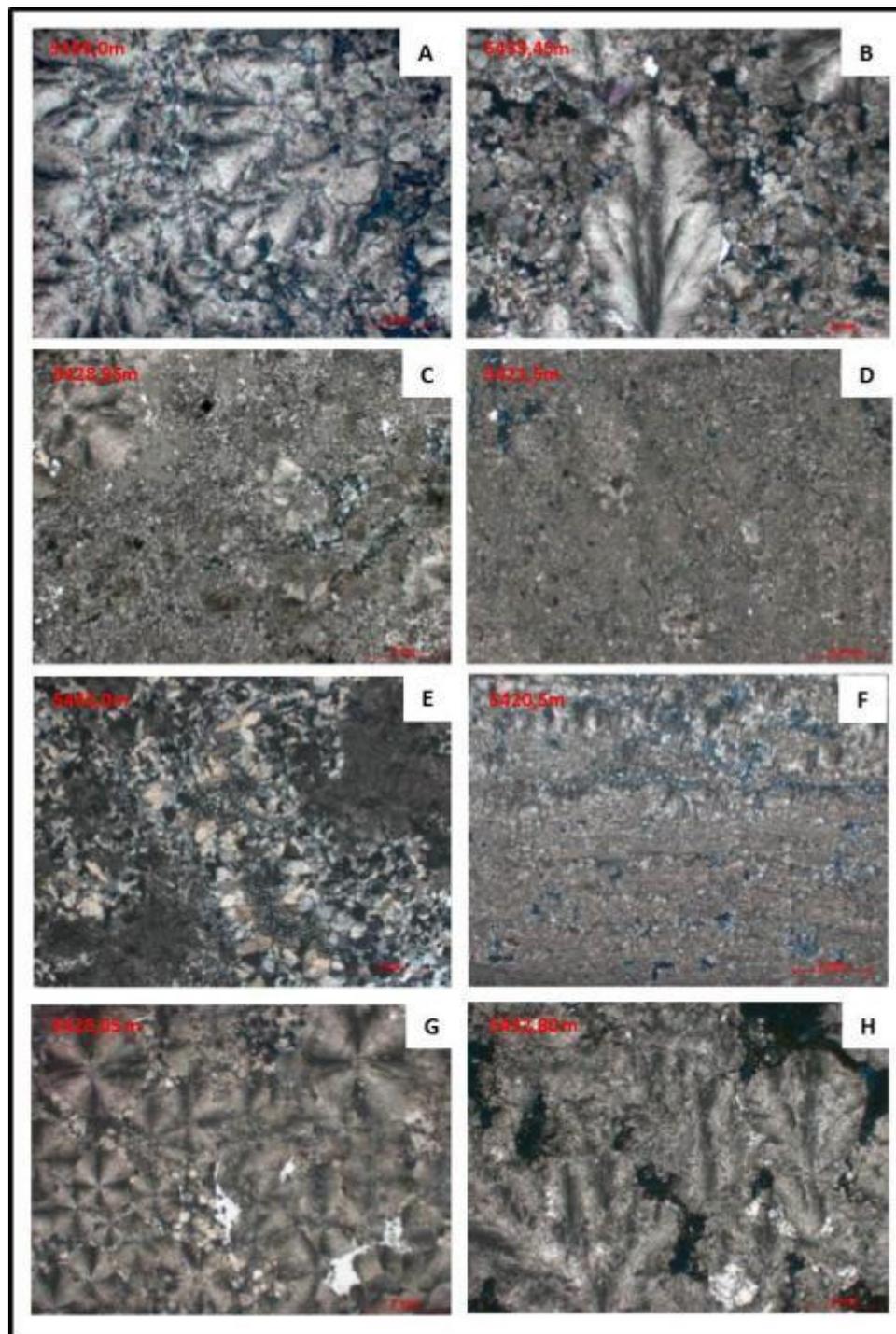
Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB

Figura II.5.1.4.1-17 – Estampa com as principais litofácies da formação Barra Velha na Bacia de Santos. A) laminito crenulado; b) esferulítico; c) esferulítico; d) packstone; e) grainstone; f) rudstone; g) estromatólito; h) estromatólito; i) estromatólito; j) feições de exposição; l) karst; m) feição de exposição e silicificação.



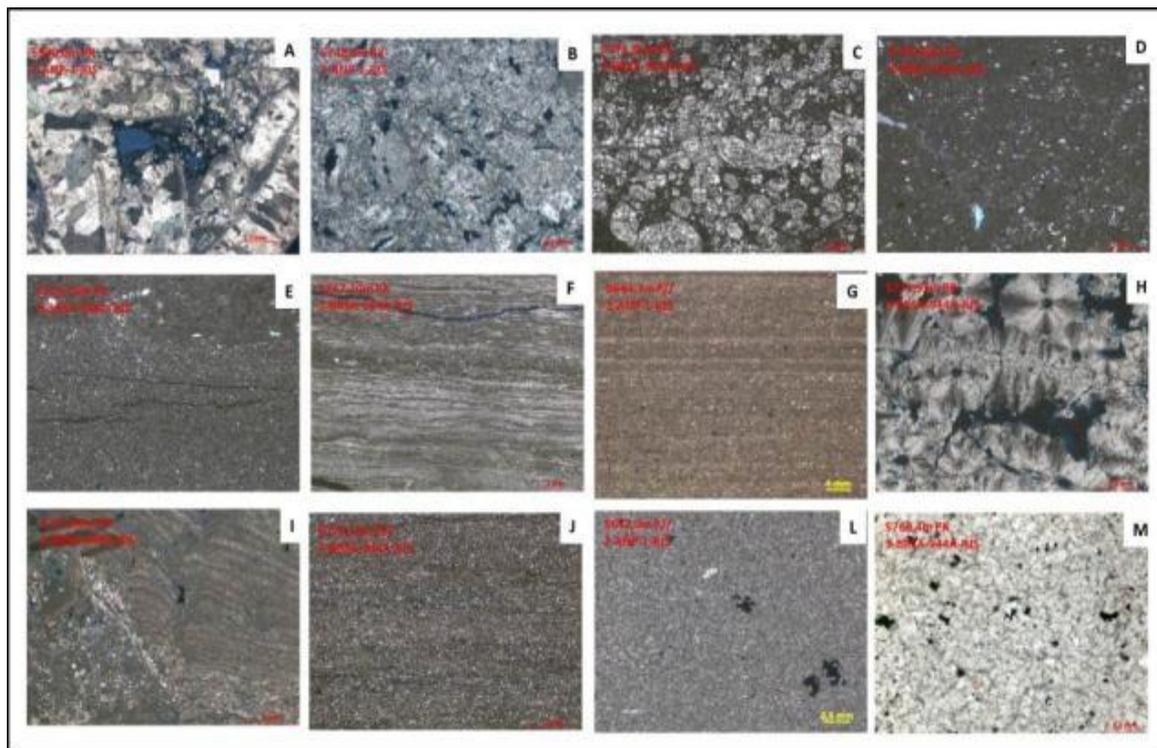
Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB

Figura II.5.1.4.1-18 – Estampa com as principais litofácies da formação Itapema. A) mudstone; b) laminito; c) wackestone; d) packstone; e) dolomito; f) e g) grainstone; h) e j) rudstone.



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB.

Figura II.5.1.4.1-19 – Estampa de litofácies identificadas no intervalo Alagoas no poço 2-ANP-1-RJS no Campo de Búzios. Microfotografias com polarizadores cruzados. (A) Rudstone; (B) Grainstone; (C) Packstone; (D) Wackestone; (E) Silexito; (F) Laminito crenulado; (G) Esferulitito; (H) Estromatolito.



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PROLAB

Figura II.5.1.4.1-20 – Estampa das principais litofácies identificadas no intervalo Jiquiá no Campo de Búzios: (A) Rudstone bioclástico; (B) Grainstone bioclástico; (C) Packstone bioclástico; (D) Wackestone bioclástico; (E) Mudstone; (F) Laminito Crenulado; (G) Laminito Liso; (H) Esferulitito; (I) Estromatolito; (J) Lamito; (L) Siltito; (M) Conglomerado intraclástico. PX= Polarizadores Cruzados; P//= Polarizadores Paralelos.

As características de temperatura e pressão dos reservatórios podem ser observadas na **Tabela II.5.1.4.1-1**. Búzios, diferentemente dos outros campos, apresenta variação do gradiente de temperatura em função da variação de espessura da camada de sal sobreposta.

Tabela II.5.1.4.1-1 – Dados de pressão e temperatura em amostras PVT.

	Poço	Temperatura (°C)	Pressão estática (kgf/cm ²)
Búzios	2-ANP-1	100,98 @ 5828 m	648,9 @ 5635 m
	3-RJS-688A	109,75 @ 5990 m	648,2 @ 5624 m
	3-RJS-699	96,75 @ 5944 m	648,3 @ 5627 m
	3-RJS-700	98,98 @ 5860 m	648,6 @ 5635 m
	9-RJS-709	95,86 @ 5822 m	648,4 @ 5639 m
	3-RJS-723	99,28 @ 5799 m	648,1 @ 5631 m
	9-RJS-708	91,55 @ 5682 m	648,4 @ 5632 m
	9-RJS-716	93,22 @ 5651 m	648,9 @ 5628 m
	3-RJS-724	117,55 @ 5779 m	648,3 @ 5633 m
NE Tupi	3-RJS-721	70@5294,9m	606,4@5294,9m
Florim	1-RJS-704	95@5295,0m	627@5295,0m
Cernambi	4-RJS-647	68@4964m	567@4964m
	9-RJS-681	55@4799,65m	554,1@4799,65m
Sapinhoá	1-SPS-055	64,5@5080,8m	569@5080,8m
	9-SPS-077A	63@5000,0m	564,77@5000,0m
Lapa	3-SPS-100	66@5277,0m	577@5277,0m
Entorno Iara	1-RJS-711	65,3@5047,7m	596,13@5047,7m
Lula	9-RJS-660	58@4630m	560@4630m
	9-RJS-686D	58,2@5075m	548,8@5075m

A.6. Selos e Trapas

De maneira geral, os selos para as diversas rochas reservatório da Bacia de Santos são constituídos por pelitos e calcilutitos intercalados aos próprios reservatórios. No caso da formação Guarujá, as rochas selantes são tanto os calcilutitos intercalados aos calcarenitos porosos, que formam os ciclos de *coarsening-upward*, quanto, na porção mais superior, os calcilutitos e pelitos da formação Itanhaém. Considerando os reservatórios siliciclásticos, as rochas selantes são os pelitos intercalados aos arenitos das formações Itajaí-Açu, Santos/ Juréia e Marambaia.

As principais acumulações da bacia mostram trapas de caráter estrutural e misto. A grande maioria das armadilhas geradas está associada a domos ou diápiros salinos. Assim sendo, mesmo quando são observadas feições estratigráficas passíveis de armazenamento, estas se encontram deformadas pela halocinese, gerando trapas mistas. O período de formação das trapas ligadas à halocinese estende-se desde o Neo-Albiano, em águas rasas, até o Oligoceno, na região de águas profundas.

Como já mencionado anteriormente, a intensa movimentação halocinética transformou armadilhas eminentemente estratigráficas em mistas. No entanto,

não se deve descartar a importância destas trapas estratigráficas, que podem ocorrer principalmente nas unidades mais recentes, principalmente no Terciário e, em menor grau, no Maastrichtiano. As trapas mais comuns em regiões com intensa halocinese, que devem ser consideradas para a região de águas profundas, são os acunhamentos de corpos arenosos contra a parede de domos e diápiros salinos (*pinch-out*) (CHANG *et al.*, 2008).

A.7. Maturidade Termal

Modelagens numéricas multidimensionais da maturidade termal da Bacia de Santos apontam o intervalo de 70 a 90 milhões de anos como o pico máximo da geração e expulsão de hidrocarbonetos provindos da formação Guaratiba. Porém, pela grande extensão geográfica, as rochas da formação Guaratiba não entraram na janela de geração de óleo de maneira uniforme, podendo a geração ter-se estendido até o Paleoceno (CHANG *et al.*, 2008).

A.8. Migração e Acumulação

No caso dos hidrocarbonetos gerados na formação Itajaí-Açu, estes migraram preferencialmente pelas falhas lítricas ou de transferência originadas pela halocinese. As modelagens realizadas indicam que a fase de geração e expulsão de hidrocarbonetos da seção *rift* iniciou-se por volta de 100 milhões de anos tendo seu pico entre 90 e 70 milhões de anos, estendendo-se até o Eoceno, aí já com menor intensidade.

Desta forma, tais condições viabilizaram o trapeamento em todos os reservatórios citados, tanto os carbonatos da formação Guarujá quanto os arenitos do Membro Ilhabela (formação Itajaí-Açu), do Neo-Cretáceo (formação Juréia) e do Eoceno (formação Marambaia). Por outro lado, para as rochas geradoras da porção basal da formação Itajaí-Açu, cujas modelagens indicam geração a partir do Maastrichtiano, verifica-se a existência de sincronismo para todos os reservatórios da seção pós-evaporítica (PETROBRAS/ICF, 2012).

A.9. Modelos de Acumulações de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos

Como a Bacia de Santos compreende uma bacia do tipo margem passiva, apresenta uma variação sedimentar muito rica, devido aos eventos episódicos de regressão e transgressão marinha. Essa mudança de sedimentação permitiu a definição de um sistema petrolífero completo, com a formação de rochas geradoras (folhelhos marinhos e lacustres), reservatórios (calcilutitos e turbiditos) e selantes (evaporitos).

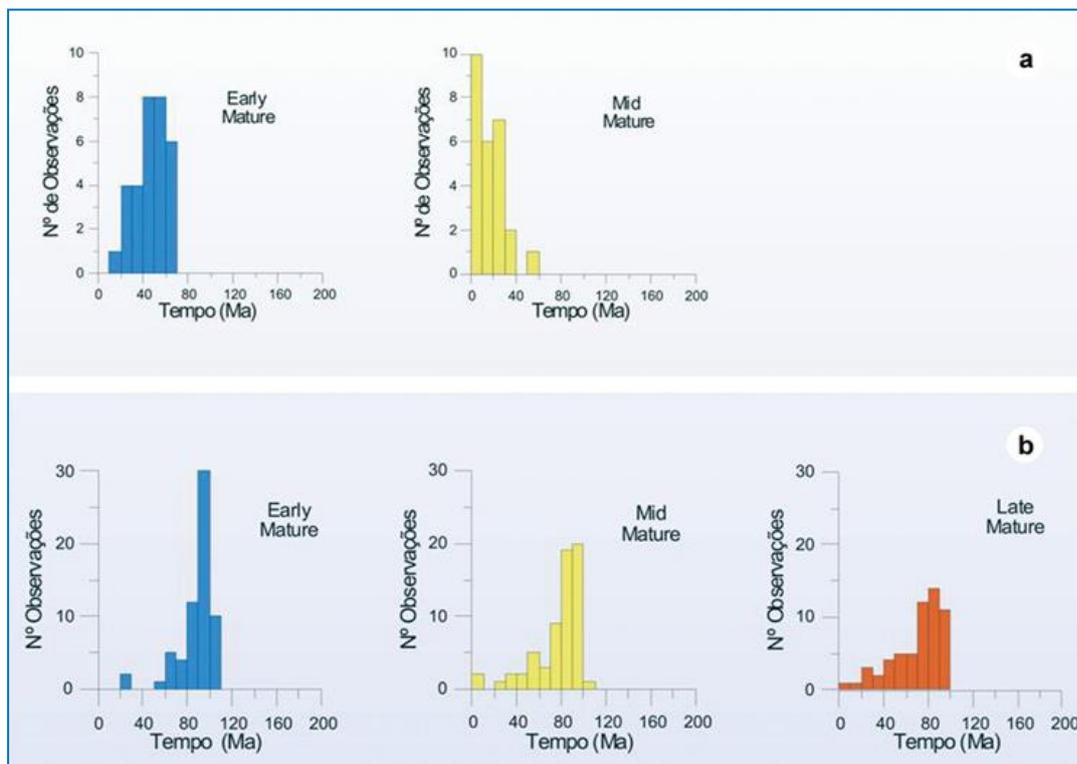
Os resultados mostraram a evolução tectono-sedimentar da fase *drift* da bacia. Suas sequências, períodos de regressão e transgressão e suas formações são um modelo que fornece grande riqueza de informações a respeito desse tipo de ambiente. Antes de ser descoberto o pré-sal, a sequência *drift* era a mais importante descoberta petrolífera de que se tinha conhecimento. Só com novas tecnologias e estudos é que se pode hoje afirmar que o pré-sal da Bacia de Santos se tornou o sistema petrolífero mais promissor do Brasil.

A acumulação de sedimentos na Bacia de Santos ocorreu inicialmente em condições de ambiente flúvio-lacustre, posteriormente seguiu para um estágio de bacia evaporítica, evoluindo em seguida para uma bacia de margem passiva (CHANG *et al.*, 2008).

Segundo Chang *et al.*, (2008), analisando modelagens numéricas multidimensionais da maturidade termal da Bacia de Santos, o intervalo de 70 a 90 milhões de anos, indicaram o pico máximo de geração e expulsão de hidrocarbonetos oriundos da Formação Guaratiba (fase *rift*). Devido a sua grande extensão de ocorrência geográfica, as rochas da formação Guaratiba não entraram na janela de geração de óleo de maneira uniforme, podendo ter a geração se estendido até o Paleoceno (**Figura II.5.1.4.1-21**).

De acordo com os mapas de maturação para a seção *rift*, a geração teve início no Neo-Albiano/Eo-Cenomaniano, em uma calha alongada com direção NE, onde com o passar do tempo foi se estendendo em sentido às águas rasas bem como às águas profundas (**Figura II.5.1.4.1-21**). Durante o Neo-Cretáceo, a área da bacia com potencial de geração de hidrocarbonetos era significativa, sendo coincidente com as maiores espessuras da sequência pós-*rift* (CHANG *et al.*, 2008).

A análise dos modelos de acumulação indica que a formação Guaratiba seria o principal gerador de hidrocarbonetos para os reservatórios calcareníticos plataformais e turbiditos pertencentes à formação Guarujá (Albiano Superior ao Mioceno), assim como siliciclásticos e carbonáticos da fase *rift*. A migração ocorre através de falhas, janelas de sal e *carrierbeds* (imigração de óleo/gás através de rochas porosas, arenito e carbonatos, por exemplo) (PETROBRAS/ICF, 2012).



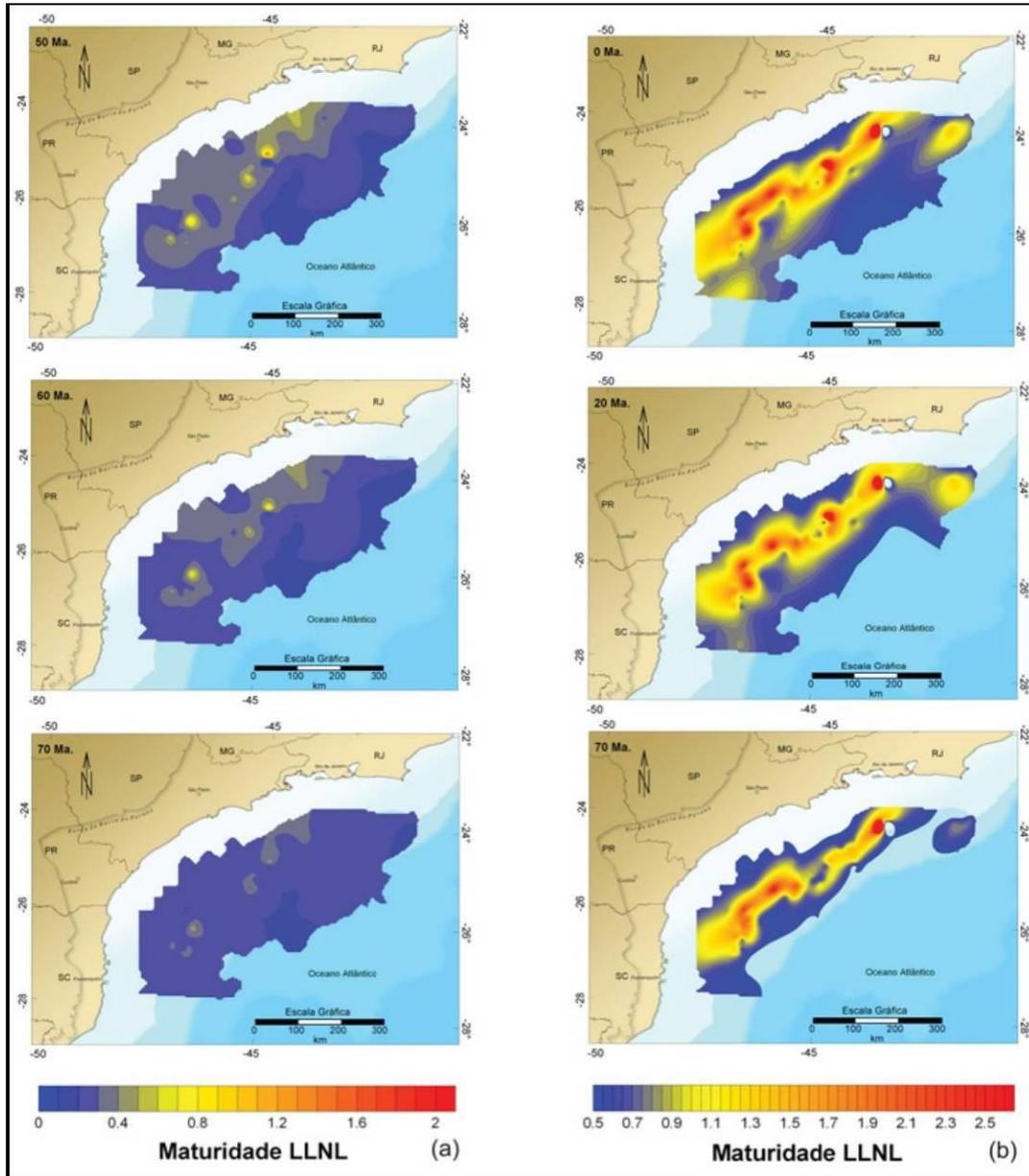
Fonte: Chang et al. (2008).

Figura II.5.1.4.1-21 – Distribuição temporal da maturação. a) gerador Itajaí-Açu. b) gerador Guaratiba. Early Mature corresponde ao estágio inicial de maturação ($0.5 < Ro\% < 0.7$). Mid Mature corresponde ao pico de maturação ($0.7 < Ro\% < 1.0$). Late Mature corresponde à fase final de geração ($1.0 < Ro\% < 1.3$).

A rocha selante é composta por folhelhos e calcilitos intraformacionais, bem como da espessa camada de evaporitos atuando como selo para seção *rift*, sobretudo em águas profundas. A sobrecarga sedimentar causada pela grande espessura das seções do Cretáceo Médio e Superior contribuiu consideravelmente para a geração e expulsão de hidrocarbonetos nesse período.

As trapas (estruturas geológicas que permitem a acumulação de óleo e gás) identificadas podem ser do tipo estrutural (*rollovers* e *casca-de-tartaruga*), estratigráfica (*pinch-out* de corpos arenosos) ou mista (*pinch-out* de turbiditos contra a parede de domos salinos) (PETROBRAS/ICF, 2012).

Os principais *plays* (parte elementar do sistema de petróleo que contém sempre uma ou mais acumulações de hidrocarbonetos identificados por características geológicas em comum, características de engenharia em comum, ou as propriedades de fluxo e fluidez) estariam nos calcários eo-mesoalbianos da formação Guarujá, nos turbiditos do Membro Ilhabela, nos turbiditos do Cretáceo Superior, nas areias situadas entre o Paleoceno/Eoceno. Destaca-se que os *plays* da formação Guarujá e do Membro Ilhabela são os mais importantes até o momento na bacia (CHANG, 2008; MULTIMIN, 2006).



Fonte: Chang et al. (2008).

Figura II.5.1.4.1-22 – Mapas temporais de maturidade da rocha geradora obtidos a partir de modelagens numéricas. (a) Mapas de maturidade da Formação Itajaí-Açu. (b) Mapas de maturidade da Formação Guaratiba.

Com relação aos principais campos petrolíferos conhecidos na Bacia de Santos (**Figura II.5.1.4.1-1**), estes estariam relacionados com reservatórios em rochas carbonáticas do Albiano Inferior da formação Guarujá, com reservas

globais de 79 Bbl de óleo leve (40° a 45° API) e 2,160 BCF de gás natural (MULTIMIN, 2006):

- Campo de Tubarão -170 km da costa em lâmina d'água de 145 m – Óleo leve (48° API) e gás natural.
- Campo de Estrela do Mar – 12 km ao Sul de Tubarão – Óleo leve (43° API) e gás natural.
- Campo de Coral – 13 km ao Sul de Coral – Óleo leve (39,5° API) e gás natural.
- Campo de Caravela – 17 km ao Sul de Estrela do Mar – Óleo leve (40,2° API) e gás natural.
- Campo de Mexilhão que se encontra a 165 km do litoral de Caraguatatuba/SP, possuindo profundidades d'água com cerca de 500 m. – Gás natural e condensado.
- Campo de Merluza que se encontra localizado defronte ao município de Praia Grande/SP, a cerca de 180 km do continente. Gás natural e condensado.

Nos últimos anos foi identificada a presença de reservatórios carbonáticos e bioclásticos de origem microbial abaixo da camada de sal, cujos reservatórios passaram a ser denominados de “Reservatórios do Pré-sal”, por exemplo:

- Campo de Lula que se encontra a 227 km do litoral do Rio de Janeiro, lâmina d'água de 2100 m – Óleo (28 a 30° API) e gás natural.
- Campo de Sapinhoá, 310 km distante da costa em lâmina d'água de 2100 m – Óleo (30° API) e gás natural .

O grau API é uma escala hidrométrica idealizada pelo American Petroleum Institute – API, juntamente com a *National Bureau of Standards* e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. O grau API é classificação dos óleos, e pode ser obtido pela fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = (141,5/\rho) - 131,5$$

Onde:

ρ é a densidade específica do óleo (densidade do óleo/densidade da água). O grau API é medido na condição padrão de 25°C (68°F) e 1 atm (condição *standard*).

Portanto, quanto maior o grau API, mais leve será o petróleo e maior seu valor de mercado.

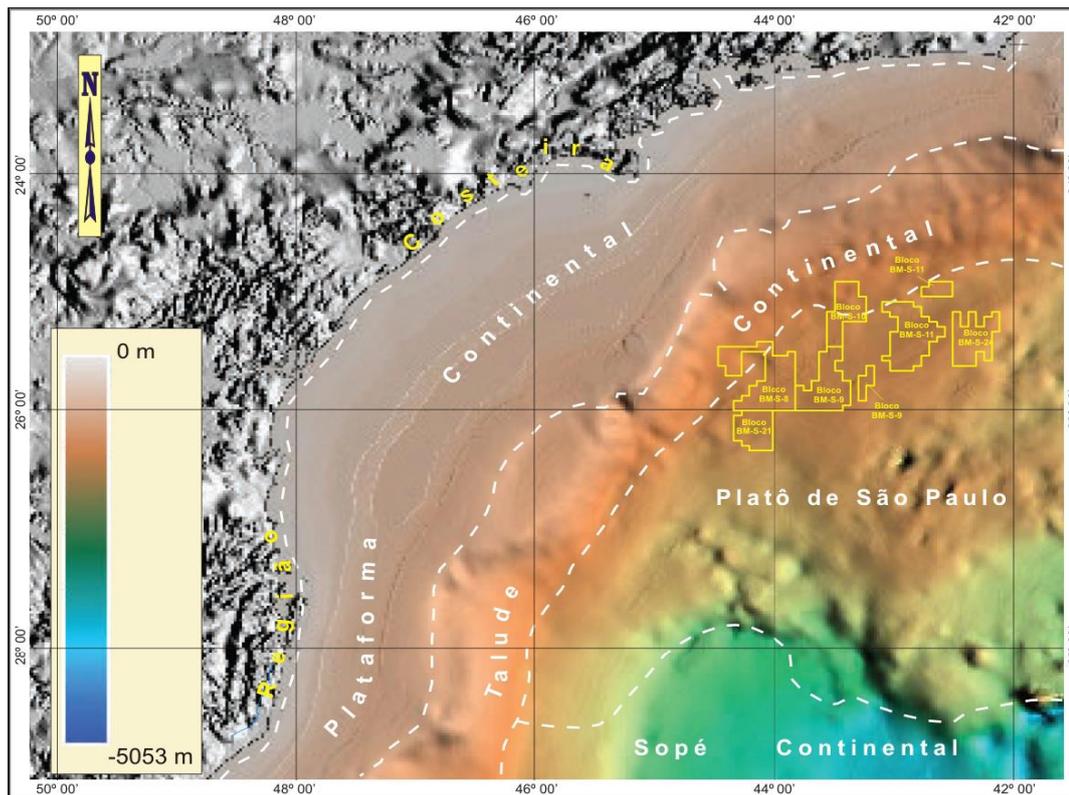
A.10. Características Fisiográficas Regionais

São identificadas cinco Unidades Fisiográficas na área da Bacia de Santos. A região considerada para este estudo está inserida no chamado Litoral Sudeste ou das Escarpas Cristalinas, as quais se estendem de Cabo Frio até o Cabo de Santa Marta (PETROBRAS/ICF, 2009).

Segundo Muehe (1998), a presença do embasamento junto à linha de costa é uma característica que inibe a formação de planícies costeiras neste compartimento, limitando sua ocorrência em áreas dos baixos cursos fluviais por “entulhamento sedimentar”, destacando-se as baías de Guanabara e de Sepetiba.

Verifica-se ao longo desse macrocompartimento a existência de cordões arenosos, geralmente ocorrendo como cordões duplos, dispostos paralelamente entre si e com depressão intra-cordões (MUEHE, 1998).

A **Figura II.5.1.4.1-23** apresenta as unidades fisiográficas existentes na Bacia de Santos.



Fonte: PETROBRAS/ICF, 2009.

Figura II.5.1.4.1-23 – Unidades fisiográficas principais da Bacia de Santos.

Região Costeira

No seu trecho Norte, que vai de Cabo Frio até Angra dos Reis, a área da costa varia entre tipo *ria* e costas baixas retificadas, com lagunas, por vezes totalmente colmatadas. As costas do tipo *ria* apresentam topografia continental montanhosa, com invasão do mar, gerando estuários e indentações irregulares, lagunas, baías, etc. Para Oeste de Cabo Frio, o desenvolvimento das planícies costeiras está associado a uma sucessão de cordões litorâneos, se estendendo até a Ilha de Marambaia (PETROBRAS/ICF, 2012).

No trecho entre Angra dos Reis e Santos, o relevo do tipo *ria* representa uma costa submergente, predominando pequenas enseadas e praias de bolso. Já o litoral de São Paulo pode ser dividido em duas áreas com características diversas: ao Norte, os pontões da Serra do Mar atingem o litoral em quase toda a sua extensão (*ria*); ao Sul, grandes planícies costeiras são desenvolvidas por depósitos marinhos ou flúvio-lagunares. A mudança de uma província para outra

ocorre de modo progressivo, com as planícies sendo separadas entre si por pontões do embasamento.

Na região entre Caraguatatuba e Cananéia verifica-se, de Norte para Sul, um aumento de superfície das planícies sedimentares quaternárias. No trecho entre Cananéia e Iguape, o aumento na extensão das planícies é considerado como resultado de uma diferenciação na dinâmica de deposição ou de uma diferenciação tectônica por flexura continental (SUGUIO, 1973). Além disso, o sistema de lagunas e rios nessa região se comunica com o oceano por meio de desembocaduras lagunares, formando assim quatro ilhas – Cardoso, Cananéia, Comprida e Iguape –, cada qual com características geomorfológicas distintas.

As praias da baixada santista e do litoral Sul paulista, de modo geral, são do tipo dissipativas, apresentando declividades de 1 a 5 graus. A praia de Ilha Comprida (Complexo Cananéia-Iguape) representa a feição de maior expressão. A planície litorânea ao longo da costa do Paraná possui largura máxima da ordem de 55 km, profundamente recortada por complexos estuarinos que deram origem a inúmeras ilhas (das Peças, do Mel, Rasa, da Cotinga e Rasa da Cotinga) e diversas baías, com destaque para baía de Paranaguá, a maior e mais importante. Esses complexos estuarinos, de maneira geral, são corpos de águas rasas (profundidades inferiores a 10 m) (PETROBRAS/ICF, 2012).

A costa de Santa Catarina, ao Sul, pode ser subdividida em três setores: setor Norte, com planícies costeiras de grande expressão e presença das baías de Guaratuba e São Francisco; setor intermediário, caracterizado por rochas cristalinas pré-cambrianas, seccionando a continuidade das planícies costeiras quaternárias, destacando-se a Ilha de Santa Catarina; setor Sul, até o município de Torres, identifica-se vasta planície costeira, com extensas lagunas e paleolagunas. Uma feição ainda a ser considerada, bastante característica da região, são os depósitos eólicos formados em diversas gerações (PETROBRAS/ICF, 2012).

Área Marinha

Plataforma Continental

A plataforma continental brasileira, desde o Pleistoceno Superior até o Recente, passou por um grande processo de regressão (Wisconsiniana) seguida de um grande processo de transgressão (Flandriana), influenciando e determinando os processos que moldaram a topografia atual em toda a sua extensão (PETROBRAS/ICF, 2012).

A plataforma continental ao longo do litoral da Bacia de Santos se encontra consideravelmente ampla, com relevo suave e monótono. A exceção seria o trecho entre a Baía de Guanabara/RJ e São Sebastião/SP, devido à ocorrência de pontões de rochas cristalinas, normalmente dispostas obliquamente à linha de costa, chegando por muitas vezes até o mar, delimitando pequenas baías (BDT, 2006).

Os contornos batimétricos, de uma maneira geral, seguem bem de perto a linha de costa definindo uma superfície regular de grande amplitude regional com ausência de formas topográficas acrecionais ou erosivas (PETROBRAS/ICF 2012).

Na porção compreendida entre o Rio de Janeiro e Santos, a plataforma continental apresenta-se compartimentada em dois níveis – um interno e outro externo – separados por um declive intermediário pronunciado, com gradiente chegando até 1:200. Este desnível intermediário se alarga entre Santos e Florianópolis, igualando as amplitudes aos níveis interno e externo, estabelecendo uma plataforma média neste trecho (PETROBRAS/ICF, 2010).

A plataforma continental desse setor encontra-se recortada perpendicularmente por canais estreitos e rasos associados a regressões do nível do mar. A largura máxima da plataforma continental é verificada próximo à cidade de Santos, alcançando aproximadamente 230 km de extensão, ao passo que a mínima é verificada em frente à cidade de Cabo Frio com 50 km de extensão (PETROBRAS/ICF, 2012).

A quebra da plataforma ocorre entre 50 e 180 m de profundidade, sendo mais frequente entre 140 e 160 m. De fato, esta transição de plataforma seria melhor

definida como uma “zona de quebra” relativamente estreita, com largura máxima de 30 km (BOYER, 1969). O traçado também acompanha a linha de costa, ao passo que sua morfologia uniforme, convexa e arredondada, suaviza a passagem plataforma-talude.

A gênese e configuração deste trecho da plataforma continental estariam associadas a um tectonismo atuante durante o Terciário no Sudeste do continente Sul-americano, o qual provocou fraturamentos no embasamento cristalino (ASMUS & FERRARI, 1978; *apud* MUEHE & CARVALHO, 1993).

De acordo com Weissel (1990 *apud* MUEHE & CARVALHO, 1993), a configuração atual da plataforma seria o resultado de um modelamento erosivo pós-*rift*, ocorrido ao longo de zonas de fraturamento preexistentes ao soerguimento continental, anterior à abertura da bacia do Oceano Atlântico Sul.

Talude Continental

O talude continental ao longo da área em estudo é caracterizado por um perfil geral convexo, com largura típica de moderada a ampla, além de baixos gradientes de declividade. Possui aproximadamente 2.200 km de extensão ao longo de toda região Sul. Apresenta ainda largura relativamente homogênea, entre 120 e 150 km (PETROBRAS/ICF, 2012).

A declividade do talude continental varia entre 0,5 a 2^o, chegando a alcançar até 6 graus em algumas regiões.

De modo geral, essa província é compartimentada em talude superior e talude inferior, nem sempre muito evidente. O talude superior é caracterizado por ser mais estreito e íngreme, possui largura média de 13 km e declividades entre 2 e 4^o. O talude inferior por sua vez é mais largo, variando de 100 até 140 km, apresentando declividades que variam de 0,3 a 1,5^o (PETROBRAS/ICF, 2012).

O limite do talude inferior não é abrupto e sua transição para o sopé continental ocorre nitidamente de forma gradacional (BOYER, 1969). A profundidade desse limite inferior se dá entre 2.400 e 2.900 m, exceto nas áreas junto ao Platô de São Paulo, 2.000 m.

O relevo do fundo marinho do talude da Bacia de Santos é marcado pela presença de altos e baixos topográficos que são resultado da halocinese.

Halocinese é a movimentação de corpos salinos, originados em depósitos evaporíticos, penetrando e deformando camadas de rochas mais densas acima e produzindo estruturas dômicas (VIANA *et al.*, 2002). Diversos *pockmarks* (depressões circulares no fundo do mar) podem ser observados ao longo do talude, alcançando até 350 m de largura, podendo estar agrupados ou isolados. Cânions e ravinas ocorrem em menor quantidade no talude da Bacia de Santos, se comparado aos taludes das outras bacias da margem continental.

Na porção mais profunda estão presentes pequenos canais com larguras próximas a 2.500 m¹, sendo inativos e parcialmente preenchidos por sedimentos recentes (CALDER *et al.*, 2002).

Platô de São Paulo

O platô de São Paulo representa uma das feições morfológicas de maior destaque na margem continental Sudeste brasileira, resultado de uma deformação da crosta e do manto superior situada diante à Bacia de Santos (GUIMARÃES *et al.*; 1982; KOWSMANN *et al.*, 1982; GORINI & CARVALHO, 1984; MACEDO, 1990; ALVES *et al.* 1997).

Trata-se de uma feição bastante ampla localizada desde a base do talude continental, numa profundidade de 2500 m, prolongando-se em direção a Leste até a profundidade de 3500 m, terminando em uma escarpa íngreme. O Platô de São Paulo é limitado ao Norte pela Cadeia Vitória-Trindade, e pela Dorsal de São Paulo ao Sul, enquanto a Leste seu limite coincide com o limite do sal Aptiano (GORINI & CARVALHO, *op. cit.*).

¹ O SGO (Sistema de Gerenciamento de Obstáculos) também é aplicado à Bacia de Santos, visando um mapeamento sistemático de obstáculos, naturais ou antrópicos, presentes na superfície e fundo marinho, tais como, dutos flexíveis e rígidos, *manifolds*, plataformas, árvores de natal, *plets*, feições batimétricas e áreas que delimitam levantamentos sísmicos.

O Platô de São Paulo pode ser dividido em duas porções: Norte e Sul. A porção Norte possui forma regular, retangular que acompanha os contornos do talude continental com uma área aproximada de 70.000 km². As características relativas à feição de platô são pequenas, com larguras que variam entre 180 e 280 km e uma declividade entre 1:200 e 1:160. A Leste, o Platô é limitado pela faixa de ocorrência de estruturas salinas. O relevo é moderado, possuindo declividade uniforme, com feições morfológicas de maior expressão, observadas por quatro cânions que o atravessam (ZEMBRUSCKI, 1979).

Na porção Sul, o Platô de São Paulo encontra-se bem delineado, com forma irregular, ocupando uma área de 212.350 km², limitada pelo talude continental inferior a 2.000 m, a 3.200 m a Leste e 3.600 m de profundidade ao Sul. A largura máxima alcança até 500 km, com declividades entre 1:400 e 1:600. Esta área é dividida por uma escarpa pouco íngreme com gradiente que varia entre 6° e 10°, a qual se encontra em profundidades diferentes, constituindo dois patamares, o inferior e o superior. O relevo apresenta-se ondulado, intumescido e fortemente influenciado pela movimentação de diápiros de sal (ZEMBRUSCKI, *op cit.*; GORINI & CARVALHO, 1984).

Sopé Continental

O sopé continental na área de estudo ocorre em dois setores meridionais, ao passo que no setor Embaiamento de São Paulo apenas uma mínima parte de sua porção proximal está inserida. Caracteriza a passagem entre o relevo abrupto dominado pela transferência de sedimentos terrígenos característicos do talude continental para um ambiente oceânico abissal, distante de todo aporte sedimentar da margem. A extensão do sopé varia entre 220 e 750 km atingindo, na sua porção mais externa, profundidades superiores a 3.000 m na área de interesse, com declividades da ordem de 1:150 a 1:400 (ZEMBRUSCKI, 1979).

A.11. Caracterização Faciológica dos Sedimentos (Escala Regional)

A plataforma interna do litoral Sudeste entre Cabo Frio e Santos é constituída por areia e cascalho biodetrítico, a plataforma média por argila e silte terrígenos,

pobres em areia, e a plataforma externa por carbonato biodetrítico (ROCHA *et al.*, 1975 *apud* REMAC, 1979).

A fácies principal dos sedimentos carbonáticos na plataforma externa entre Cabo Frio e Santos são areias de recifes de algas e misturas de foraminíferos bentônicos, moluscos e briozoários. Ao Norte de Santos predominam composições ricas em recifes de algas e briozários, assim como seus produtos de desagregação. A contribuição desse tipo de carbonato diminui para o Sul (KEMPH, 1972 *apud* KOWSMANN & COSTA, 1979; ROCHA *et al.*, 1975 *apud* KOWSMANN & COSTA, 1979).

De acordo com Rocha *et al.* (1975 *apud* KOWSMANN & COSTA, 1979), entre o Rio de Janeiro e Ilha de São Sebastião, verifica-se abaixo da isóbata de 50 m uma grande área de sedimentos finos, sobretudo areias e siltes argilosos, enquanto abaixo da isóbata de 110 m, os sedimentos voltam a apresentar um caráter mais arenoso.

Os depósitos lagunares costeiros localizados na plataforma média entre Santos e Arroio Chuí, constituem uma extensa fácies lamosa com predominância de silte e argila. Ao Sul de Santos as lamas chegam próximas do talude continental, e ao Norte de Florianópolis avançam até a plataforma interna. No trecho entre Santos e Cabo Frio a ocorrência já não é tão contínua, ainda que essas lamas mantenham o caráter de unidade faciológica destacada.

À medida que se afasta da costa em direção a zonas mais profundas, o teor de lama nos sedimentos aumenta, sendo maior do que 50% ao longo da isóbata de 70 m. Da mesma maneira, apesar da pequena quantidade, amostras coletadas na plataforma ao longo do Estado do Paraná indicam um aumento progressivo no teor de carbonato de cálcio (CaCO_3) com a profundidade. Na costa do Paraná e Santa Catarina, as areias da plataforma interna são quartzosas, bem selecionadas e ricas em material biodetrítico. Nas enseadas predominam silte e areia muito fina (PETROBRAS/ICF, 2010).

Vale salientar que os depósitos superficiais de areia, lama e *beach rock* na plataforma interna, média e externa apresentam-se no estágio diagenético I de Strakhov (1953), que, segundo Suguio (2003), “iniciam-se sob temperaturas ambientes, sem aumento ponderável da pressão litostática devido à superposição de sedimentos mais novos”.

Deste modo, a redução de óxidos (ou hidróxidos) férricos pela matéria orgânica ou a expulsão da água em sedimentos lamosos processam-se praticamente sob condições superficiais. Isto se deve à restrição para livre circulação dos fluidos intersticiais e, eventualmente, até a completa inibição em sedimentos mais pelíticos.

A migração das substâncias mais solúveis processa-se principalmente através da difusão, que constitui um fenômeno muito lento de transferência de materiais. Ainda neste estágio, principalmente quando em presença de matéria orgânica, os fluidos intersticiais adquirem propriedades redutoras (Eh negativo). A cimentação de areias pode ser observada localmente por influência da água subterrânea. Embora de natureza restrita, a cimentação muito conspícua de areias em fase de diagênese precoce é verificada em rochas praias

A.12. Caracterização Geotécnica Regional

O assoalho submarino ao longo da plataforma continental pode ser considerado estável, com movimentos de massa de origem gravitacional ocorrendo em zonas de quebra da plataforma, talude continental e sopé continental (PETROBRAS/ICF, 2012).

Os movimentos de massa estão associados a todos os processos de ressedimentação, os quais transportam sedimentos de águas rasas para águas profundas sobre o assoalho oceânico. Por meio de forças gravitacionais, tais movimentos englobam deslizamentos submarinos de grandes blocos de sedimentos, correntes de turbidez e fluxo de detritos (PETROBRAS/ICF, 2012).

Segundo Esteves (1996), o caráter contínuo dos processos de deslizamentos e fluxo pode estar relacionado a processos iniciais de instabilidade dos sedimentos, associados a vários fatores sin e pós-deposicionais, tais como: alta taxa de sedimentação, acumulação de gás nos poros dos sedimentos, gradiente excessivo, bioturbação, diapirismo de sal e de lama, entre outros.

Por meio de levantamentos sísmicos de alta resolução (3,5 khz), Silva *et al.* (1999), identificaram, sobretudo no Talude Continental, feições de movimentos de massa atuantes na região Centro-Sul da Bacia de Santos. Cabe ressaltar que da

área do Pré-Sal, somente a porção Norte do Bloco BM-S-10 está localizada neste Domínio, restando a maior parte no Domínio do Platô Marginal.

Segundo o Setor de Geodésia da PETROBRAS, não há registros de que as operações de exploração e produção tenham causado instabilidade no assoalho oceânico em toda a margem continental brasileira. Não há indícios de rastejo (*creep*) ocasionado pelas atividades de exploração e produção nos poços da Bacia de Santos.

Ressalta-se que previamente a qualquer atividade de exploração e produção, são realizados laudos e estudos geotécnicos com a finalidade de avaliar potenciais riscos geotécnicos para a instalação de equipamentos submarinos. Estes estudos são robustos e estão embasados em sísmica rasa, testemunhagem geotécnica, imagens de sonar, inspeções do fundo marinho com ROV e levantamentos batimétricos, tendo como finalidade a prevenção de riscos geotécnicos durante e após as atividades.

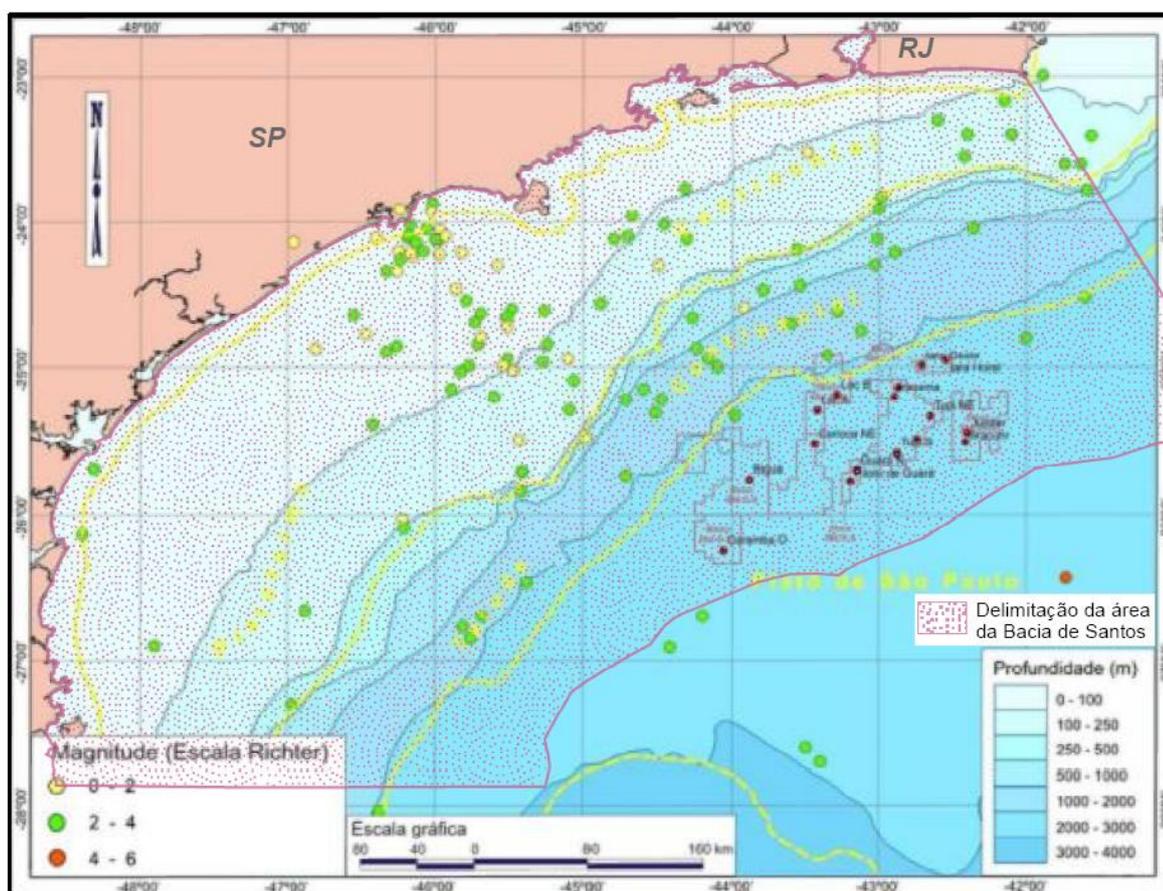
Com base na interpretação de dados sísmicos de alta resolução (Imagens de Sonar, perfis SBP – *Subbottom Profile* e batimetria de multifeixe) e na descrição dos diversos testemunhos geológicos (rasos e profundos) obtidos na área do polo Pré-Sal (**Mapa faciológico regional com amostras reduzido – Anexo II.5.1.4.2.5-1**), assegura-se que a região submetida ao licenciamento invariavelmente registra sequência estratigráfica com cobertura hemipelágica (Idade Holoceno/Pleistoceno), sendo caracterizada por deposição normal. Não se observa, nestes dados, a presença de sedimentos originados de profundidades menores no registro geológico recente, portanto não se reconhece a hipótese de regiões de *by-pass* estarem ativas nas condições de nível de mar atual e representarem riscos aos equipamentos dispostos no leito oceânico.

A.13. Sismicidade Regional

De acordo com os registros históricos, o padrão de sismicidade verificado na Bacia de Santos é característico para áreas intraplacas tectônicas, ou seja, tectonicamente pouco ativas. Trata-se de ocorrências com pequenas magnitudes (<6,0), com hipocentro geralmente ocorrendo a baixas profundidades (<30 km – são considerados rasos, terremotos com focos situados entre 0 e 70 km), os quais

podem ser sentidos apenas a poucos quilômetros do epicentro (PETROBRAS/ICF, 2012).

O mapa de sismicidade (**Figura II.5.1.4.1-24**) apresenta a distribuição epicentral da Bacia de Santos. Nota-se na figura um conjunto de eventos sísmicos com magnitudes variando entre 2,0 e 5,2 (graus na escala Richter), com maior concentração de focos epicentrais ocorrendo nos domínios da Plataforma Continental e Talude (PETROBRAS/ICF, 2012). Vale destacar a pouca ou limitada ocorrência de eventos sísmicos com focos epicentrais no polo Pré-sal da bacia de Santos e, os poucos que ocorreram, apresentam magnitudes inferiores a 4 graus na escala Richter.



Fonte: adaptado de IAG – USP.

Figura II.5.1.4.1-24 – Mapa de Sismicidade da Bacia de Santos.

Devido à imprecisão em determinar os epicentros da maioria dos sismos ocorridos, não é possível realizar correlações seguras entre a distribuição

espacial da atividade sísmica e as estruturas tectônicas com potencial sísmico existentes na região. Apesar de se admitir que os sismos de origem tectônica possam estar relacionados à reativação de falhas antigas, de fato a relação de distribuição epicentral da sismicidade observada na **Figura II.5.1.4.1-24** pode ser considerada como uma atividade difusa, não sendo possível qualificar as falhas e outras estruturas tectônicas preexistentes como fontes tectônicas ativas (PETROBRAS/ICF, 2012).

A atividade sísmica que apresenta magnitude elevada possui um intervalo de recorrência muito grande, o qual pode ser inferido por meio da distribuição temporal frequência/magnitude $\text{Log } \Sigma N$, com os resultados apresentados na **Tabela II.5.1.4.1-2**:

$$\text{Log } \Sigma N = 4.40 (\pm 0.03) - 1.29 (\pm 0.04) m_b$$

Onde:

ΣN é a somatória do número de sismos ocorridos anualmente na Província Sismotectônica do Sudeste com magnitudes iguais ou maiores que um determinado valor de magnitude m_b . Essa curva permite determinar o intervalo de recorrência de sismos com magnitude acumulativa (**Tabela II.5.1.4.1-2**) (PETROBRAS/ICF, 2012).

Tabela II.5.1.4.1-2 – Frequência anual e intervalo de recorrência para sismos com magnitudes acumulativas na Província Sismotectônica do Sudeste.

Magnitude	$M_b \geq 3,0$	$M_b \geq 3,5$	$M_b \geq 4,0$	$M_b \geq 4,5$	$M_b \geq 5,0$	$M_b \geq 6,0$	$M_b \geq 7,0$
Frequência Anual	3,3884	0,7674	0,1738	0,0394	0,0089	0,0004	0,00002
Intervalo de Recorrência	0,3 anos	1,3 anos	5,8 anos	25 anos	100 anos	2.000 anos	10.000 anos

Fonte: PETROBRAS/ICF, 2010.

Apesar de significativo, o nível de atividade nas Bacias Marginais do Sudeste Brasileiro – Espírito Santo, Campos e Santos – não alcançam magnitudes tão elevadas, não sendo identificado até o momento, qualquer movimento gravitacional associado à sismicidade nas bacias do Sudeste brasileiro ou qualquer acidente envolvendo instalações da PETROBRAS dispostas no solo oceânico (PETROBRAS/ICF, 2012).

Pertinente salientar que a PETROBRAS, através da Rede Temática de Estudos Geotectônicos, firmou convênio com o Observatório Nacional para

implantação de uma rede sismográfica na margem Sul-Sudeste estendendo-se do Espírito Santo a Santa Catarina. Essa rede de monitoração já consta com 12 estações em operação e esta previsto sua expansão para o próximo ano colocando-se mais 4 estações no continente e outras 4 em ilhas oceânicas. Em paralelo, 6 OBS's (*Ocean Bottom Seismometers*) serão instalados para monitorar a atividade sísmica offshore nas Bacias de Pelotas, Santos, Campos e Espírito Santo, permitindo também uma melhor triangulação e, dessa forma, uma menor margem de erro na determinação epicentral.

Outros fatores podem ser considerados como desencadeadores de movimentos de massa, conforme descrito na sequência.

- *Instabilidade induzida por ondas de tempestade*

Segundo DEAN & DALRYMPLE (1991), quando a relação entre a lâmina d'água, LDA, e o comprimento de onda, L, for maior do que $\frac{1}{2}$, trata-se de uma região de águas profundas. Nesse caso, o efeito da onda só será sentido próximo à superfície do mar, devido ao decaimento exponencial da velocidade das partículas.

Considerando um período de onda T associado à altura de onda máxima, THMÁX, nota-se para o Polo Pré-Sal um valor de 18,30 s para o período de retorno de 100 anos (direção SSW) – PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2013), e o comprimento de onda L0 em águas profundas serão iguais à:

$$L0 = 1,56 \times T^2 \rightarrow L0 = 522,428 \text{ m}$$

Conforme a PETROBRAS/E&P-SERV/US-SUB/GM (2011), as profundidades de água na *ring fence* de Franco variam entre -1.537 (LDAmín) e -2.190 m (LDAmáx). Assim:

$$LDAmín / L0 = 1.537 \text{ m} / 522,428 \text{ m} = 2,942 > \frac{1}{2}$$

Com esse resultado, pode-se descartar a influência desse tipo de mecanismo disparador de deslizamentos na região do Polo Pré-Sal.

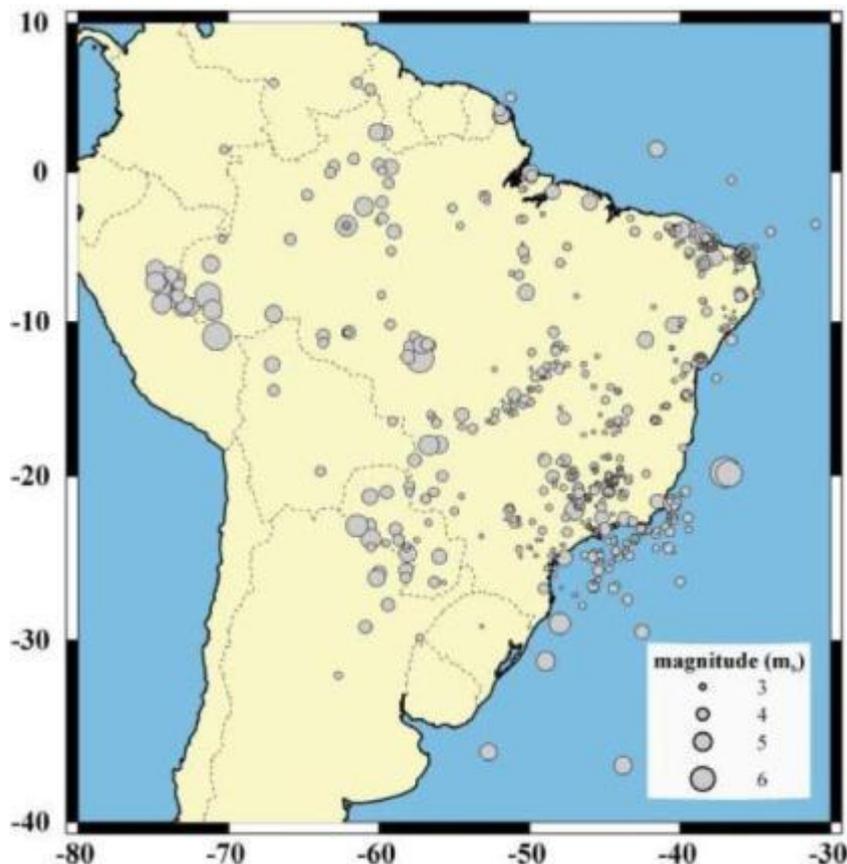
- Excesso de pressão de poros

A presença de excesso de pressão de poros nos sedimentos devido à ocorrência de gás raso é uma ameaça potencial às operações de perfuração e às estruturas submarinas, requerendo um mapeamento sistemático. Entretanto, de acordo com a PETROBRAS/E&P-SERV/US-SUB/GM, não têm sido identificadas anomalias indicativas de gás raso nos dados sísmicos analisados do Polo Pré-Sal.

Em função disso, pode-se considerar um regime de poro-pressões hidrostático atuando na área, com uma razão de excesso de pressão de poros, ru, igual a 0,00.

- Instabilidade de taludes induzida por terremotos

A Região Sudeste apresenta um nível de atividade sísmica relativamente baixo, típico de regiões intraplaca que são mais estáveis que em suas bordas. Entretanto, esse nível de sismicidade, comparado com o de outras regiões do Brasil, é significativo (**Figura II.5.1.4.1-25**). É evidente que o Catálogo Sísmico da Região Sudeste não inclui todos os sismos ocorridos na região no intervalo considerado (1767-2002). Sismos não sentidos pela população, que ocorreram antes da instalação da rede sismográfica regional, principalmente em épocas remotas, obviamente não foram, nem serão mais, recuperados.

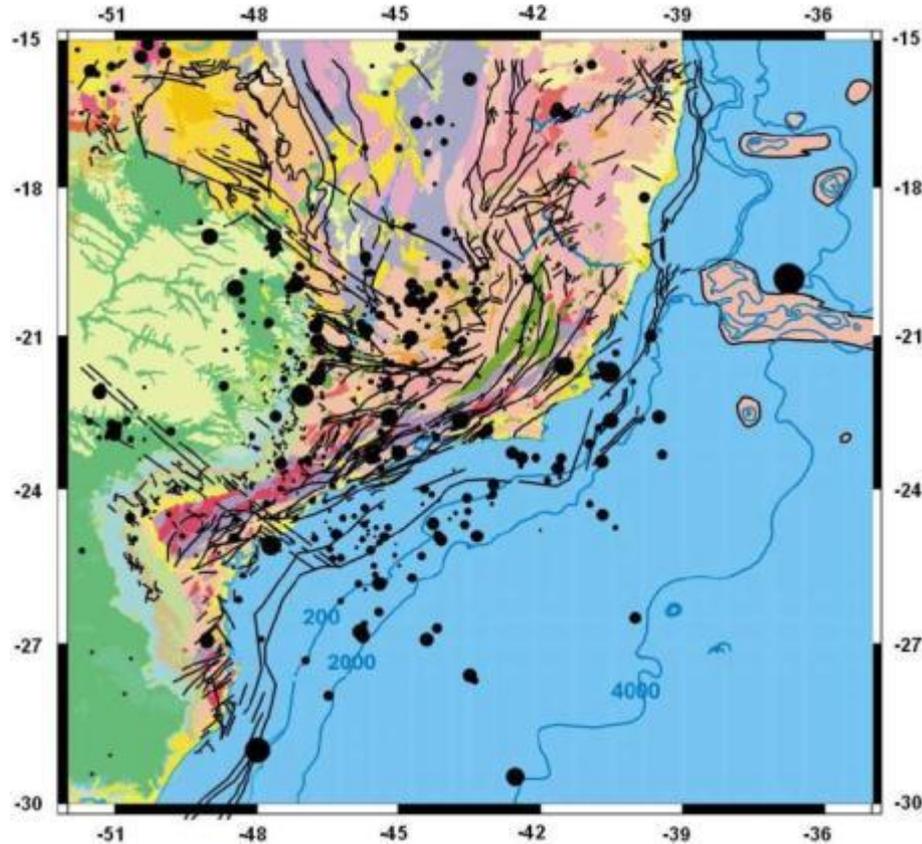


Fonte: Fontes & Nascimento Júnior (2007).

Figura II.5.1.4.1-25 – Mapa de sismicidade do Brasil com os epicentros de sismos ocorridos entre 1720 e 2003.

Entretanto, pode-se afirmar que no Catálogo Sísmico da Região Sudeste constam os eventos sísmicos mais importantes ocorridos nesta região a partir da segunda metade do século XIX, dos quais se tem alguma informação, e que a partir da década de 1970 são também incluídos pequenos sismos ($m_b < 3,0$) determinados unicamente com dados instrumentais.

Nas atuais circunstâncias, considerando a imprecisão das determinações hipocentrais da maioria dos sismos ocorridos na região, não é possível efetuar correlações seguras entre a distribuição espacial da atividade sísmica e as feições tectônicas potencialmente sísmicas, principalmente na porção oceânica da Região Sudeste. Na realidade, a distribuição epicentral da sismicidade na região, como se pode observar na **Figura II.5.1.4.1-26**, pode ser qualificada como uma atividade difusa, sem apresentar concentrações associadas a feições tectônicas conhecidas.



Fonte: Paganelli et al. (2007).

Figura II.5.1.4.1-26 – Mapa sismotectônico da Região Sudeste do Brasil mostrando os epicentros de sismos ocorridos de 1767 a 2003, e as principais feições tectônicas da região. A magnitude m_b dos sismos é proporcional ao diâmetro dos círculos que representam os epicentros.

Ainda não é possível calcular a profundidade focal da maioria dos sismos determinados com dados instrumentais na Bacia de Santos. Pode-se considerar de forma qualitativa, que os focos sísmicos na Região Sudeste estão distribuídos desde focos muito superficiais, da ordem da fração do quilômetro até poucos quilômetros, conforme é indicado pelos levantamentos de detalhe efetuados pelo Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo com redes sismográficas locais, até focos superficiais entre uma e duas dezenas de quilômetros. Ou seja, a atividade sísmica na Região Sudeste está localizada na crosta superior.

Tal escassez de dados de epicentros registrados se deve ao pequeno número de estações sismográficas próximas à costa, e pelo fato de que as estações existentes mais próximas à Bacia de Santos estão muito distantes uma da outra, o que resulta em uma pobre detecção de sismos de magnitude menor do que mb 3,0, com epicentros longe da costa nesta bacia oceânica. Essa faixa de baixas magnitudes (mb < 3,0), além de ser a mais frequente, é bastante útil para mostrar a localização e o contorno das fontes sismogênicas, fazendo com que seja possível identificar as fontes sismogênicas e variações da frequência normalizada por unidade de área através de uma província sísmica, e através da própria região da Bacia de Santos. Registros sismográficos de eventos de maiores magnitudes são úteis para obter o espectro de projeto apropriado, mas estes necessitam de monitoramento de longo prazo para que se consiga capturar o registro de um terremoto com características próximas ao acelerograma de projeto (ou sismograma).

A norma ISO 19901-2 (INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION, 2004) apresenta mapas de aceleração sísmica aproximada para regiões offshore de todo o mundo, com um período de retorno de 1.000 anos, que podem ser usados para estimar a aceleração sísmica de pico do piso, PGA. Usando essa norma, um PGA de aproximadamente $0,4 \times 0,05 \text{ g} = 0,02 \text{ g}$ é obtido para a área do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO já emitiu vários trabalhos para blocos específicos da Bacia de Santos, apresentando os resultados de análises de verificação de estabilidade de taludes sob a ação de cargas sísmicas. Nessas análises foi empregado o método do equilíbrio limite pseudo-estático, considerando valores de aceleração de pico estimados com base probabilística e corrigidos por coeficientes sísmicos para obtenção da aceleração que representasse o efeito líquido da série temporal do registro de aceleração, para levar em consideração a curta duração dos picos nesse registro e também os efeitos da ductilidade do material, que impactam favoravelmente a capacidade sísmica de resistência do material geológico. Foram consideradas diferentes hipóteses, sendo que os resultados apesar de divergirem um pouco, sempre resultaram com um nível de risco de deslizamentos aceitável, com períodos de retorno de alguns milhares de anos.

- Disparo de movimentos de massa por acúmulo de sedimentos na borda da Plataforma Continental

BORGES et al. (2013) descreveram análises de estabilidade de taludes determinísticas realizadas em caráter regional para a área do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, englobando a zona de quebra da Plataforma Continental. A abordagem se baseou na combinação de dados batimétricos, sismológicos e parâmetros geotécnicos provenientes de ensaios de campo e de laboratório de bordo executados em amostras indeformadas de solos, de modo a aplicar o modelo de talude infinito para uma avaliação de estabilidade do fundo do mar utilizando um Sistema de Informações Geográficas, tendo-se verificado um nível de risco de deslizamentos baixo na Plataforma e Talude Continentais, podendo ser considerado aceitável.

As avaliações determinísticas de estabilidade de taludes renderam mapas temáticos georreferenciados de fatores de segurança contra escorregamentos do tipo translacionais rasos, definidos como a razão entre a resistência ao cisalhamento média e a tensão cisalhante atuante ao longo de uma superfície de ruptura assumida como paralela ao fundo do mar.

Foram calculados fatores de segurança estáticos e pseudo-estáticos (considerando a ação de sismos).

Para o caso estático, foram realizadas análises tanto para condições drenada quanto não-drenada para o comportamento do solo sob a atuação de carga gravitacional. O que se observou através dos mapas de fatores de segurança estáticos, tanto para as condições drenada quanto não-drenada, foi que toda área se apresentou com fatores de segurança acima do valor de 1,50. Assim, mediante a aplicação exclusiva do carregamento gravitacional, a área pode ser vista como não propensa à ocorrência de escorregamentos translacionais rasos, na ausência de mecanismos de disparo identificados e de anormalidades localizadas.

E quanto ao mapa de fatores de segurança pseudo-estáticos (calculado para uma aceleração de período de retorno de 475 anos), é que se for considerado um talude infinito submerso com a aceleração de pico do piso (PGA) obtida com a lei de atenuação de TORO et al. (1997) sem incertezas epistêmicas e aleatórias, e que efeitos dinâmicos devidos à resistência viscosa e aumento de adensamento

acrescentem resistência ao solo em relação à sua capacidade estática, por um fator assumido de pelo menos 1,5 nas análises pseudo-estáticas, o fator de segurança pseudo-estático resultante é maior do que o mínimo de 1,0 para praticamente toda a área. Entretanto, o método pseudo-estático indicou algumas poucas áreas muito localizadas de potencial instabilidade, sugerindo que a hipótese de um aumento de 50% no valor da resistência não-drenada do solo deve ser examinada em laboratório por ensaios dinâmicos mais aprofundados. De qualquer forma, tais áreas foram muito pequenas, com volumes de materiais passíveis de deslizar também muito pequenos, gerando distâncias de corrida provavelmente muito curtas, além de se localizarem em pontos que não influem em rotas de dutos, poços, fundações e demais infraestruturas submarinas.

- Análise de Ameaça de Instabilidade Sísmica de Taludes Submarinos

Para a área do Etapa 3, estudos da PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015) definiram procedimentos analíticos, através de um Sistema de Informações Geográficas, para estimar o potencial para rupturas de talude induzidas por terremotos. O procedimento proposto é um refinamento da metodologia desenvolvida por BORGES et al. (2015) durante um projeto para análise do risco de deslizamentos submarinos em escala de bacia sedimentar. Os parâmetros geológico-geotécnicos utilizados na análise são provenientes de campanhas de investigação de campo executadas pela empresa contratada *Fugro-McClelland Marine Geosciences, Inc.*

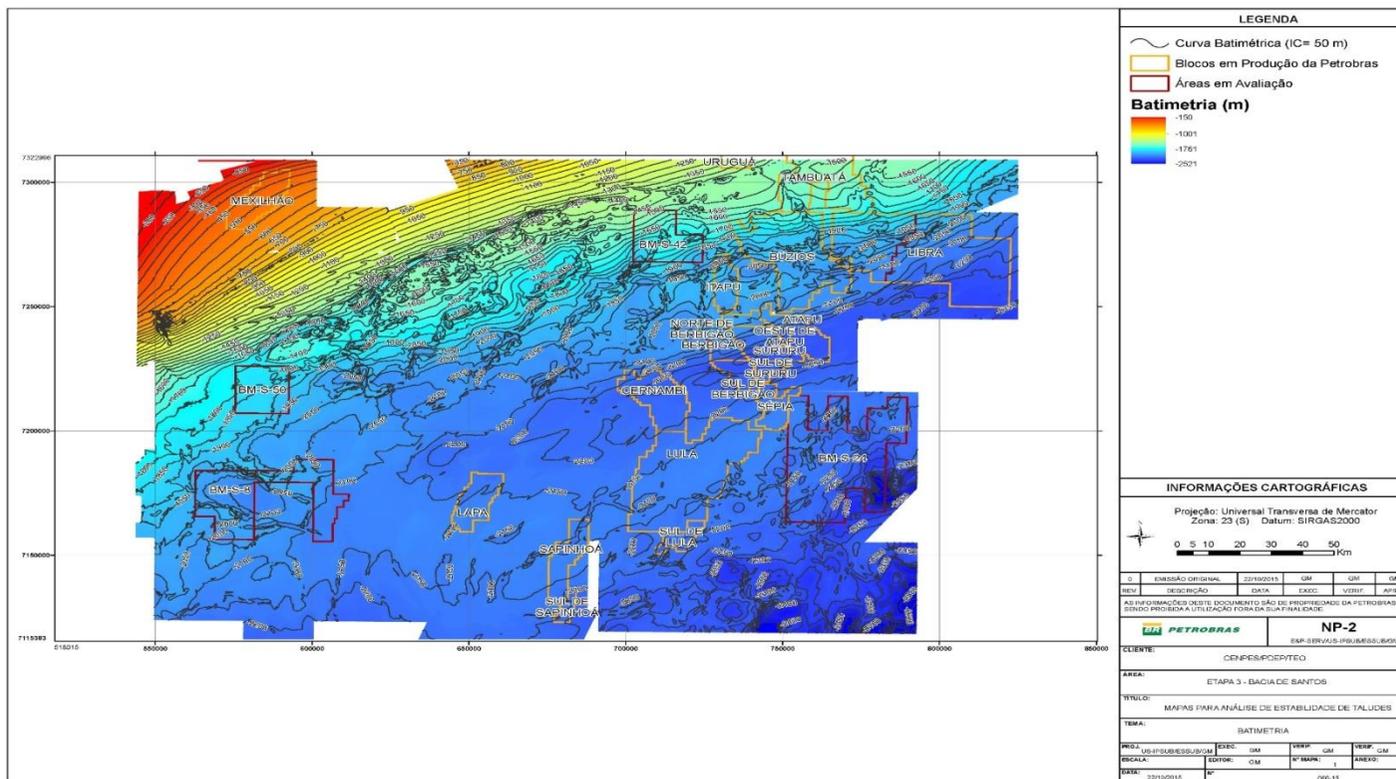
A metodologia de mapeamento compreendeu a digitalização e rasterização em uma grade com espaçamento de 30 m, usando o software de Sistema de Informações Geográficas ArcGIS e, posteriormente, ocorreu a combinação destes dados com um modelo de estabilidade de taludes baseado no método do equilíbrio limite (talude infinito).

Essa análise forneceu um valor de fator de segurança estático em cada cela da grade da área de estudo. A aceleração sísmica crítica pode ser calculada a partir de um método proposto por *Newmark* para estimar deslocamentos de taludes induzidos sísmicamente, sendo então mapeada para toda a área e comparada com a aceleração de pico do piso estimada pela análise de ameaça

sísmica, rendendo uma medida de segurança contra a ruptura de taludes submarinos induzida por sismos na área do Etapa 3.

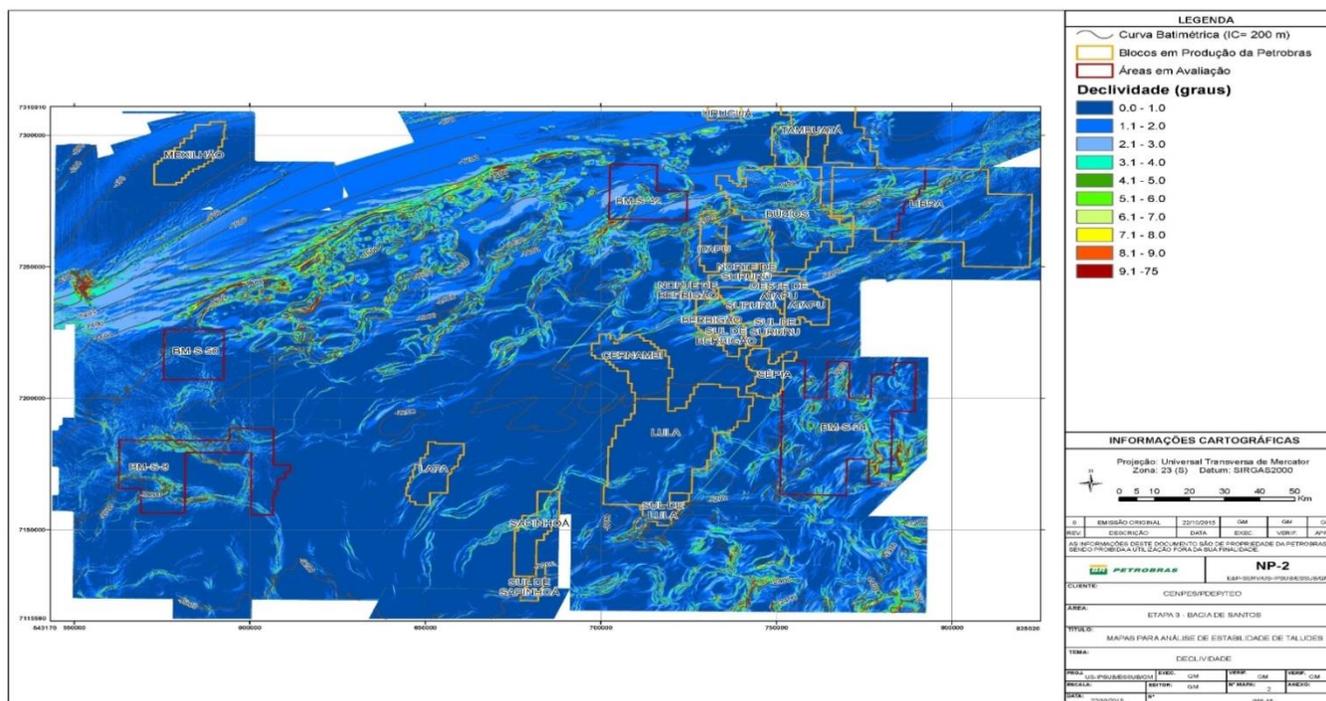
Para a avaliação das tensões atuantes, foram utilizados dados batimétricos de diversas fontes, que foram mosaicados e reamostrados para uma resolução espacial de 30 m x 30 m (a área de cada pixel da grade batimétrica é de 900 m²). Na sequência, foi derivado um mapa de declividade do fundo marinho (parâmetro Θ), com comparando as elevações de celas adjacentes e calculando a inclinação máxima em cada cela. O mapa de declividade tende a subestimar alguns dos taludes mais íngremes, já que tais taludes não podem ser bem representados com a resolução espacial adotada.

Os mapas de batimetria e declividade são apresentados na **Figura II.5.1.4.1-27** e na **Figura II.5.1.4.1-28** a seguir, indicando as condições de carregamento ambiental que podem levar a instabilidades de talude na área mapeada e, usando a terminologia de Youd e Perkins (1978), constituem-se em medidas de “oportunidade para a ruptura do terreno”.



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-27 – Mapa batimétrico da área de estudo, com intervalos de contornos de 50 m.



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-28 – Mapa em código de cores representado o grau de inclinação do fundo marinho na área de estudo.

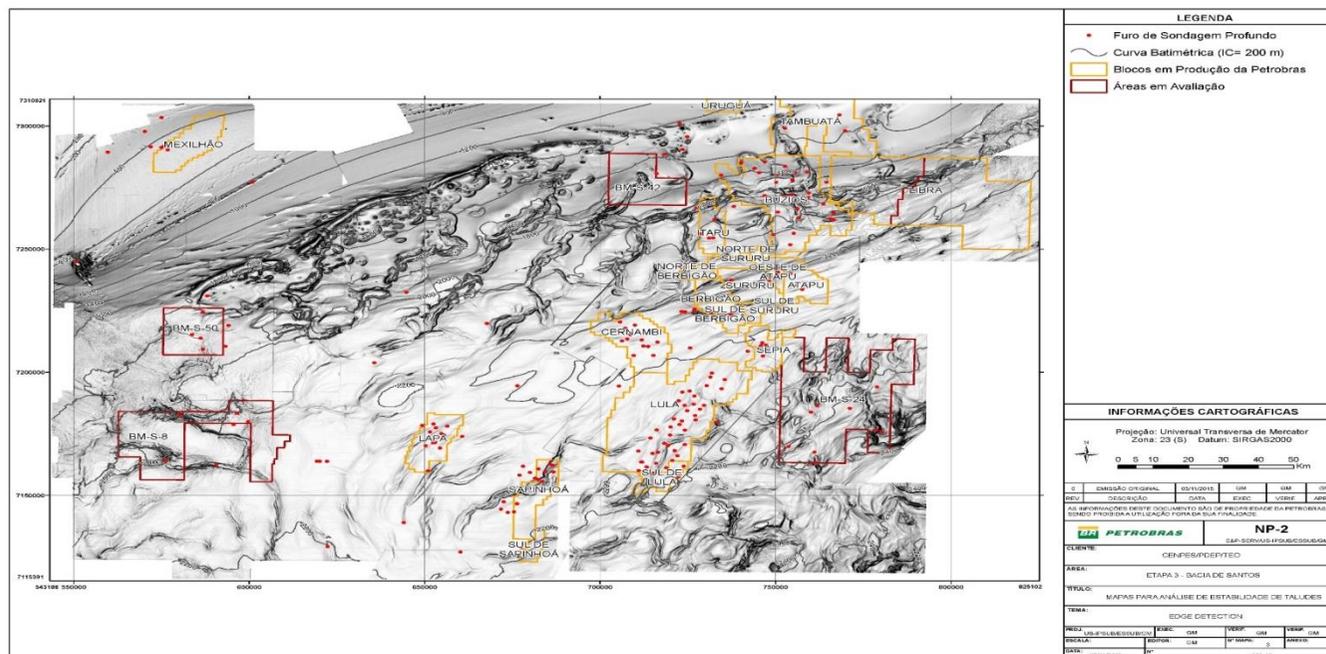
Para avaliar regionalmente a resistência ao cisalhamento, através da litologia e do estado de adensamento, foi dada ênfase ao grande conjunto de dados de Geologia e Geotecnia atualmente disponíveis na área de estudo.

Em relação à litologia, as condições do solo no leito marinho na área do Etapa 3 se mostraram aproximadamente uniformes de ponto a ponto, consistindo principalmente de argila de consistência muito mole no fundo do mar a média ou rija na profundidade de término das amostragens com JPC (principalmente margas – 30 a 60% de CaCO_3 – e lamas de diferentes tipos e naturezas). Localmente foi encontrada a presença de areia interdigitando os sedimentos mais finos.

A **Figura II.5.1.4.1-29** a seguir ilustra as locações de todos os furos de sondagem executados na área de estudo nas campanhas de investigação executadas.

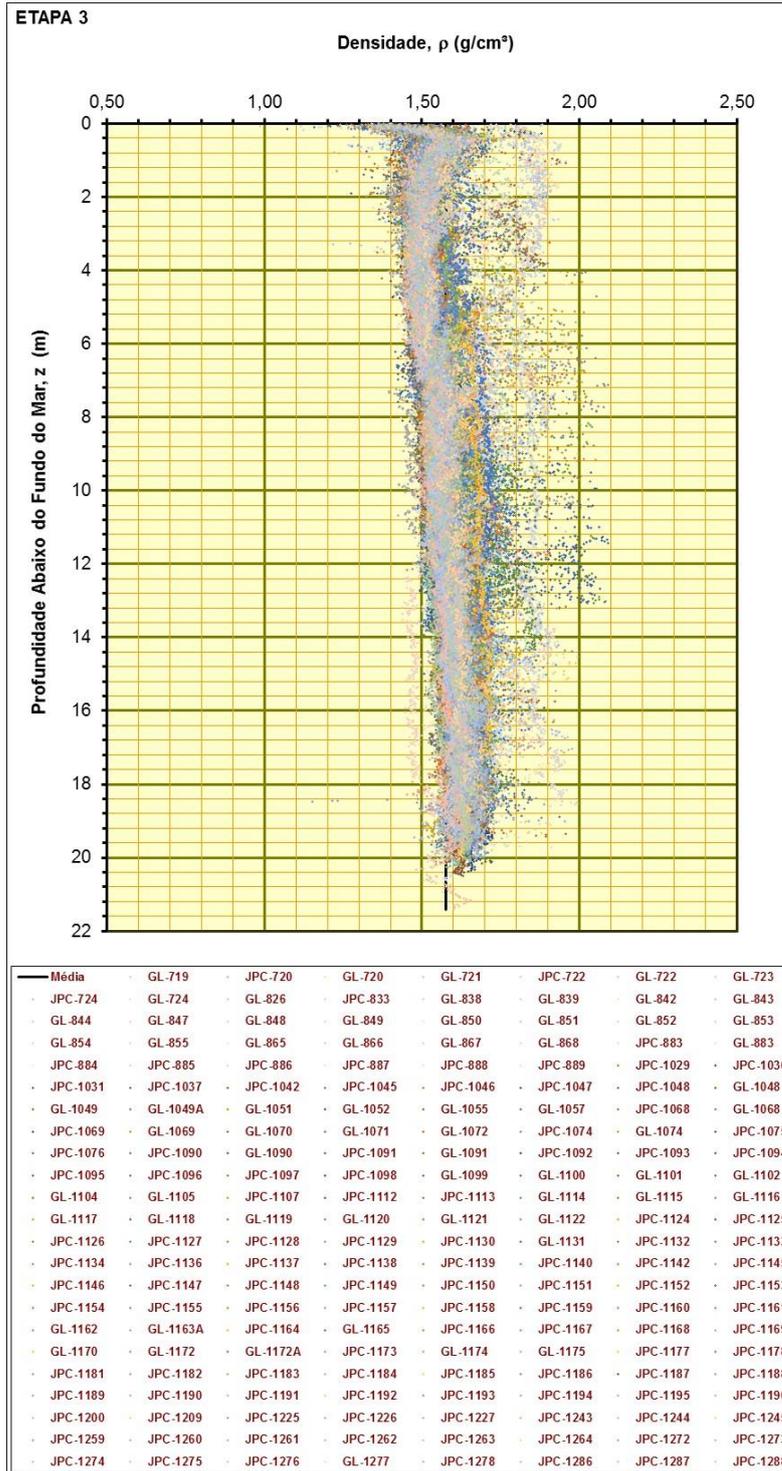
A **Figura II.5.1.4.1-30** apresenta os perfis de densidade ρ dos sedimentos, plotados em função da profundidade z abaixo do fundo do mar, obtidos das perfilagens com MSCL-S nas amostras recuperadas nas locações dos furos JPC e GL para fins de amostragem geológica e geotécnica. A experiência tem mostrado que os valores de densidade, obtidos a partir de atenuação de raio-gama, fornecem a maior quantidade de informação a respeito da litologia dos sedimentos dentre os parâmetros medidos por este perfilador. Além disso, a densidade dos sedimentos próximos à superfície do fundo do mar é tipicamente uma boa aproximação para suas classificações de Engenharia (LEE & BARAZA, 1999).

A densidade média considerando todas as medições é de $1,576 \text{ g/cm}^3$, com um desvio-padrão de $0,079 \text{ g/cm}^3$. O coeficiente de variação, CoV , resultou em 5,036%.



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-29 – Mapa da morfologia do fundo do mar utilizando a representação de edge detection da sísmica 3-D, com a localização de furos de sondagem geológico-geotécnicos profundos.



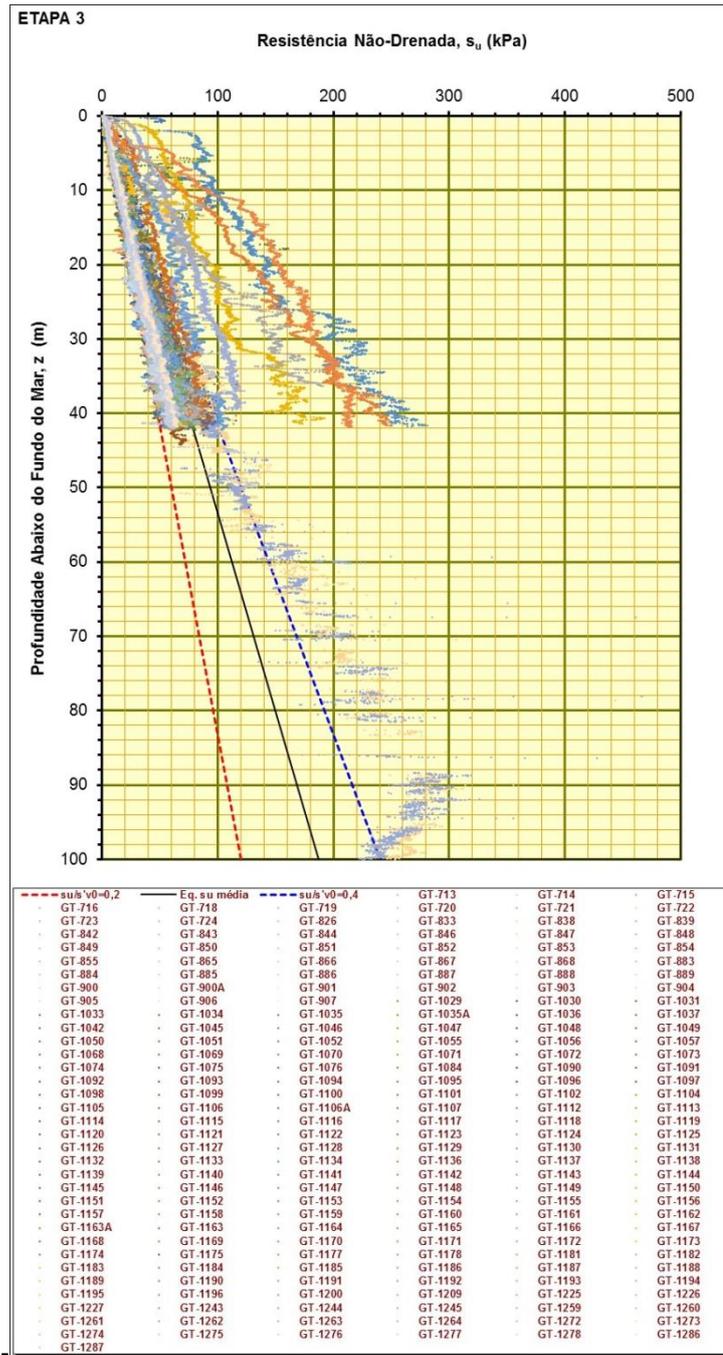
Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-30 – Perfis de densidade em função da profundidade abaixo do piso marinho das amostras recuperadas na área de estudo obtidos com multi-sensor.

Em relação ao estado de adensamento, o estudo destacou que não foi observado subadensamento nos metros superiores da coluna de sedimentos na área do Etapa 3, nem a presença de sedimentos subadensados em profundidade. No entanto, na área de estudo, há superfícies de erosão observadas expondo materiais mais antigos no fundo do mar (ou na forma de sub-afloramentos) em cristas e grábens decorrentes da movimentação do sal, as quais normalmente ocorrem como faixas que circundam pequenas bacias (minibacias relacionadas ao sal), onde os sedimentos apresentam altos níveis de sobreadensamento.

A **Figura II.5.1.4.1-31** mostra os gráficos de resistência ao cisalhamento não-drenada do solo estimadas a partir dos ensaios de cravação de piezocone na área estudada. São também plotadas linhas de tendência correspondentes à razão entre a resistência ao cisalhamento não-drenada e a tensão vertical efetiva (s_u/σ'_{vh}), de modo a fornecer uma indicação do estado de adensamento dos sedimentos. De acordo com LOCAT & LEE (2002), valores típicos para o parâmetro adimensional s_u/σ'_{vh} para sedimentos normalmente adensados variam entre 0,2 e 0,4.

Os valores de resistência ao cisalhamento não-drenada variam de uns poucos kPa próximo ao fundo do mar até ~250 kPa em 100 m de profundidade. A maior parte dos furos de sondagem foram executados em áreas onde os sedimentos parecem ser normalmente adensados, como inferido a partir das razões entre a resistência ao cisalhamento não-drenada e a tensão vertical efetiva na condição estática ($0,2 < s_u/\sigma'_{vh} < 0,4$). Exceção à regra foram alguns furos de sondagem executados em áreas intensamente deformadas pela tectônica de sal, onde o material apresenta um alto grau de sobreadensamento em profundidades próximas ao piso marinho ($s_u/\sigma'_{vh} \geq 0,4$).



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-31 – Perfis em função da profundidade abaixo do piso marinho de resistência não-drenada subestimados a partir dos ensaios de PCPT in situ executados na área de estudo. As linhas tracejadas são razões para s_u/σ'_{vh} que mostram tendências para subadensamento, adensamento normal e sobreadensamento do solo ($\leq 0,2$, $0,2$ a $0,4$ e $\geq 0,4$, respectivamente), típicos para sedimentos marinhos finos (LOCAT & LEE, 2002).

Partindo dos parâmetros apresentados anteriormente, definiram-se os dados de entrada para o cálculo de fatores de segurança, reunidos na **Tabela II.5.1.4.1-3**:

Tabela II.5.1.4.1-3 – Parâmetros médios usados para os cálculos de estabilidade de taludes

Parâmetro de Entrada	Valor
Resistência ao cisalhamento não-drenada no topo do perfil sedimentar, s_{u0} (kPa)	3,088
Gradiente de aumento de resistência não-drenada com a profundidade, α (kPa/m)	1,394
Peso específico submerso ao longo de todo o perfil sedimentar, γ' (kN/m ³)	4,876
Ângulo de inclinação do talude, ϕ (°)	Variável para cada cela conforme o mapa de declividade
Espessura de sedimentos acima do plano de ruptura perpendicular à superfície do talude, z (m)	5,00

Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Os resultados passaram por uma etapa de agrupamento automático em intervalos previamente definidos, onde o fator de segurança FS foi classificado em sete classes diferentes, como mostra a **Tabela II.5.1.4.1-4**. Esta classificação define as áreas potenciais a escorregamentos do tipo translacionais rasos na área do Etapa 3.

Tabela II.5.1.4.1-4 – Classes de estabilidade do piso marinho baseadas nos valores de FS .

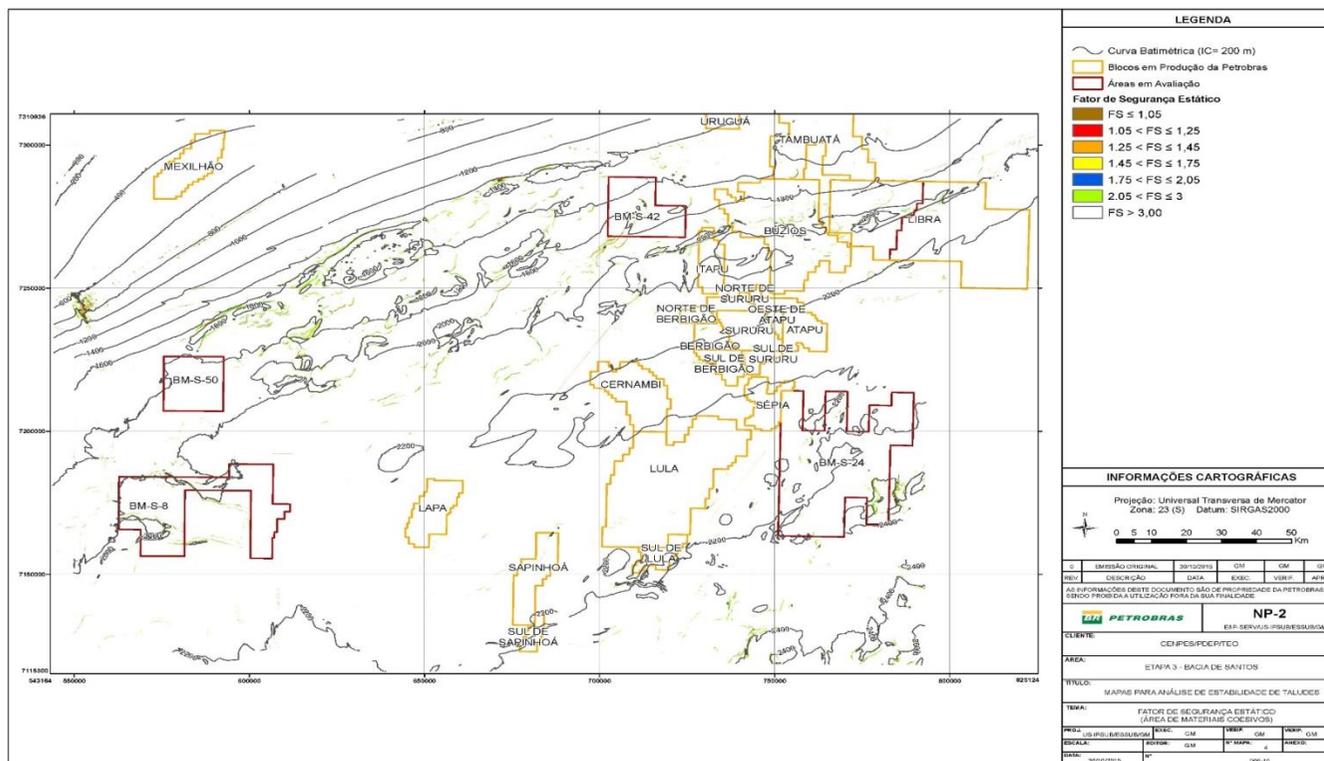
CLASSE	CRITÉRIO	POTENCIAL DE DESLIZAMENTO
	$FS \leq 1,05$	Muito alto
	$1,05 < FS \leq 1,25$	Alto
	$1,25 < FS \leq 1,45$	Médio à alto
	$1,45 < FS \leq 1,75$	Baixo à médio
	$1,75 < FS \leq 2,05$	Baixo
	$2,05 < FS \leq 3,00$	Muito baixo
	$FS > 3,00$	Ausente

Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

A **Figura II.5.1.4.1-32** a seguir ilustra o mapa de fatores de segurança obtido através da modelagem matemática, considerando condições não-drenadas

(tensões totais) para o comportamento do solo. Pode-se perceber que a estabilidade de taludes é fortemente influenciada pelo ângulo de inclinação do fundo do mar, como evidenciado pelos altos valores de fatores de segurança calculados nas áreas de baixa declividade. Pode ser notado ainda que para o caso estático em condições de poro-pressão hidrostáticas, o fundo marinho na área de estudo pode em sua maioria ser considerado estável na situação atual de nível de mar alto. Sob tais condições, os fatores de segurança *FS* diminuem gradualmente com o aumento da inclinação do piso marinho, gerando potenciais de escorregamento em geral moderados nas áreas afetadas por halocinese, notadamente nos flancos de ravinas confinadas por falhas normais ancoradas no sal. Apenas algumas pequenas áreas muito localizadas e intensamente deformadas pelo diapirismo salino resultaram com um potencial para escorregamentos que pode ser classificado como alto.

Os resultados sugerem que a ruptura localizada das paredes de minibacias de sal pode ainda ser ativa, mas as datações de sedimentos através do biozoneamento de foraminíferos planctônicos e de nanofósseis calcários sugerem que rupturas nestas áreas foram mais prevalentes há milhares de anos atrás durante períodos de nível de mar baixo, diferente do trato de sistema atual. Além das taxas de sedimentação bastante baixas, as taxas de movimentação vertical ascendente calculadas para o sal foram baixas, tornando negligível a ameaça de escorregamentos tanto em função da geração de excessos de poro-pressão por causa do aumento da sobrecarga de sedimentos, como também em função do aumento da inclinação do piso marinho decorrente do soerguimento do sal (p.ex., KOWSMANN et al., 2012, 2013.a,b,c,d, 2014).



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-32 – Mapa de fatores de segurança estáticos contra escorregamentos rasos para a área do Etapa 3 (condições não-drenadas).



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

Dominga Fernandes Pimenta Ueta

EIA
PEP01R02

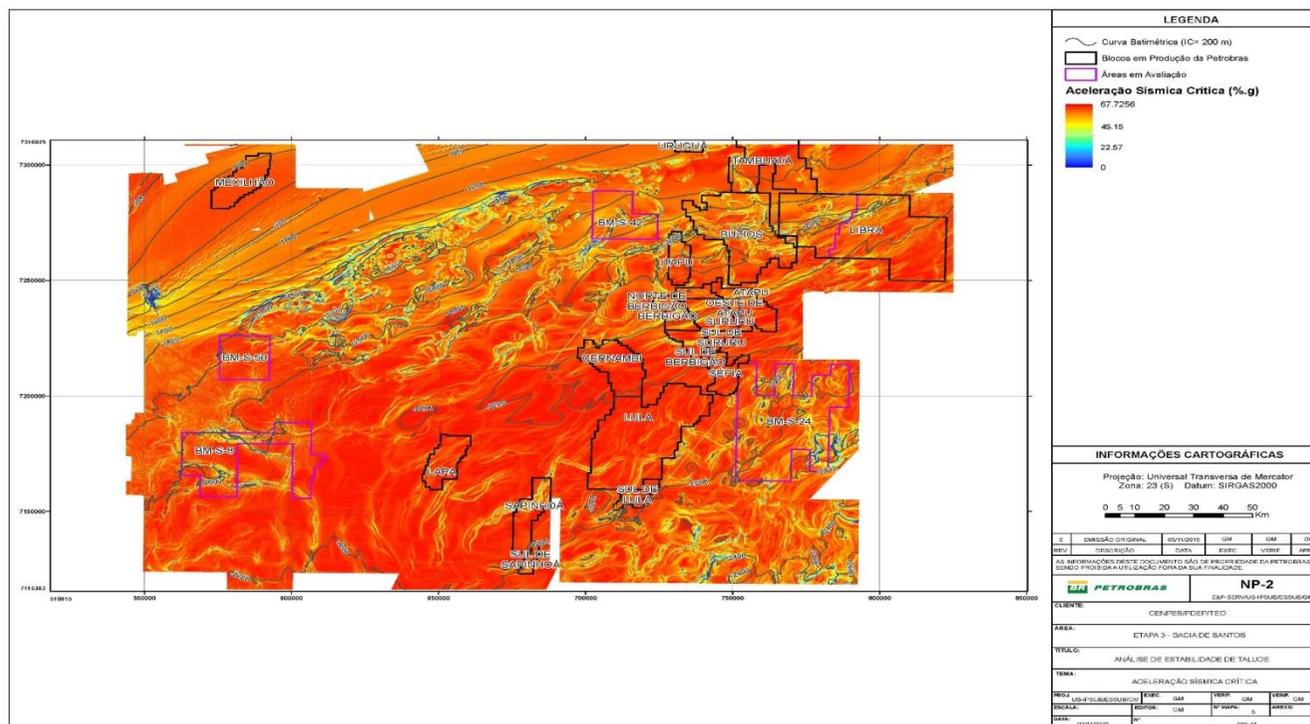
Revisão 00
09/2017

Para a determinação da aceleração crítica do talude a um potencial deslizamento, utilizou-se da análise pseudo-estática de estabilidade de taludes, onde a aceleração crítica é calculada iterativamente empregando diferentes acelerações sísmicas horizontais permanentes em uma análise estática de equilíbrio limite, até que um fator de segurança igual à unidade seja atingido ($FS = 1$). NEWMARK (1965) simplificou esta abordagem ao mostrar que a aceleração crítica para a ocorrência de um deslizamento é uma função simples do fator de segurança estático FS e da geometria do talude.

O mapa de acelerações críticas da **Figura II.5.1.4.1-33** a seguir retrata uma medida das propriedades intrínsecas do talude independente de qualquer cenário de abalo do piso; dessa maneira, é um mapa da susceptibilidade do fundo marinho da área à ocorrência de deslizamentos submarinos induzidos sismicamente. Nota-se que as áreas mais planas possuem elevados valores de aceleração crítica, enquanto que nas áreas mais íngremes, as acelerações críticas diminuem gradualmente com o aumento do ângulo do talude.

A aceleração horizontal crítica a_c representa o movimento do chão necessário para iniciar o processo de ruptura de talude. PGA é a aceleração sísmica de pico do piso, calculada ao nível do embasamento rochoso, abaixo do pacote sedimentar, que resulta de uma análise probabilística de ameaça sísmica. A aceleração crítica é então comparada com a aceleração de pico do piso que é esperada para a área para fornecer a razão de aceleração crítica.

A razão de a_c (susceptibilidade do piso à ruptura) à aceleração sísmica de pico PGA com uma probabilidade de excedência de 10% em 50 anos na área do Etapa 3 (oportunidade do piso à ruptura, **Figura II.5.1.4.1-34**), é uma medida da possibilidade para ocorrer a ruptura de taludes induzidos por terremotos. Valores mais baixos dessa razão correspondem à um maior potencial de ruptura da seção rasa com a iniciação de escorregamentos. Destacam-se as áreas mais deformadas pela tectônica salífera, já que o ângulo do talude é o fator mais importante que afeta a aceleração crítica dos taludes. Nas áreas mais planas, os resultados indicam que apenas movimentos fortes do chão poderiam induzir a ruptura de taludes. Os resultados dessa razão são apresentados no mapa da **Figura II.5.1.4.1-35**.



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-33 – Mapa mostrando a susceptibilidade do fundo marinho na área do Etapa 3 a deslizamentos disparados por sismos. A susceptibilidade é apresentada em termos da aceleração crítica a_c .



Coordenador da Equipe

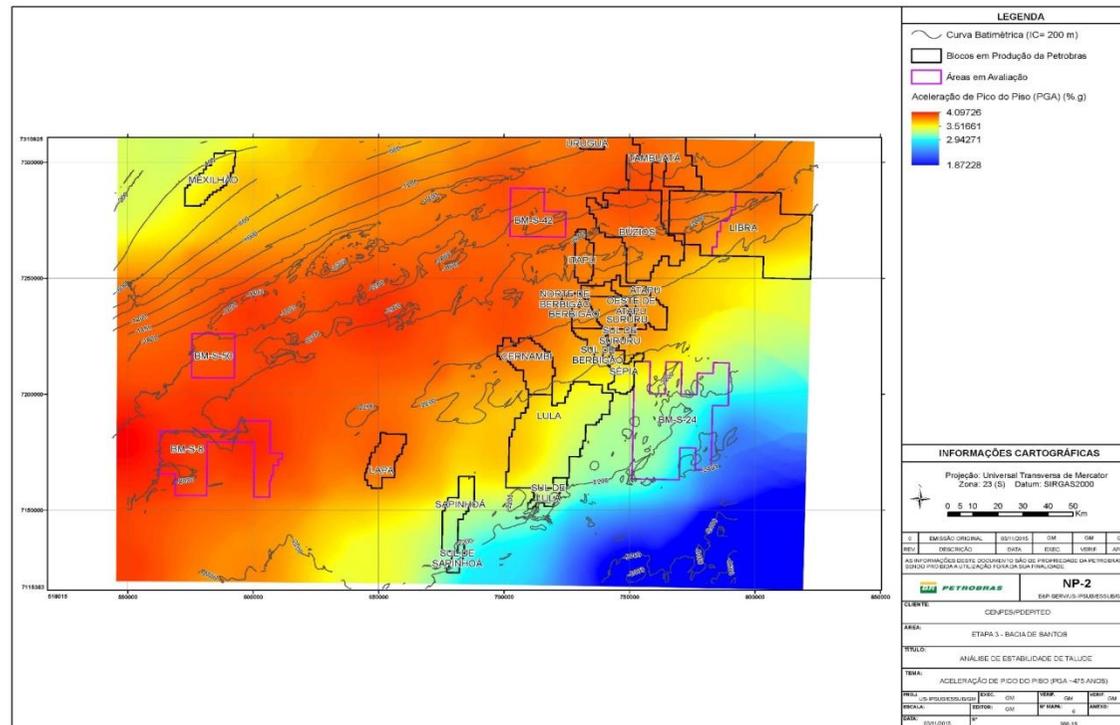


Dominga Fernandes Pimenta Ueta

Técnico Responsável

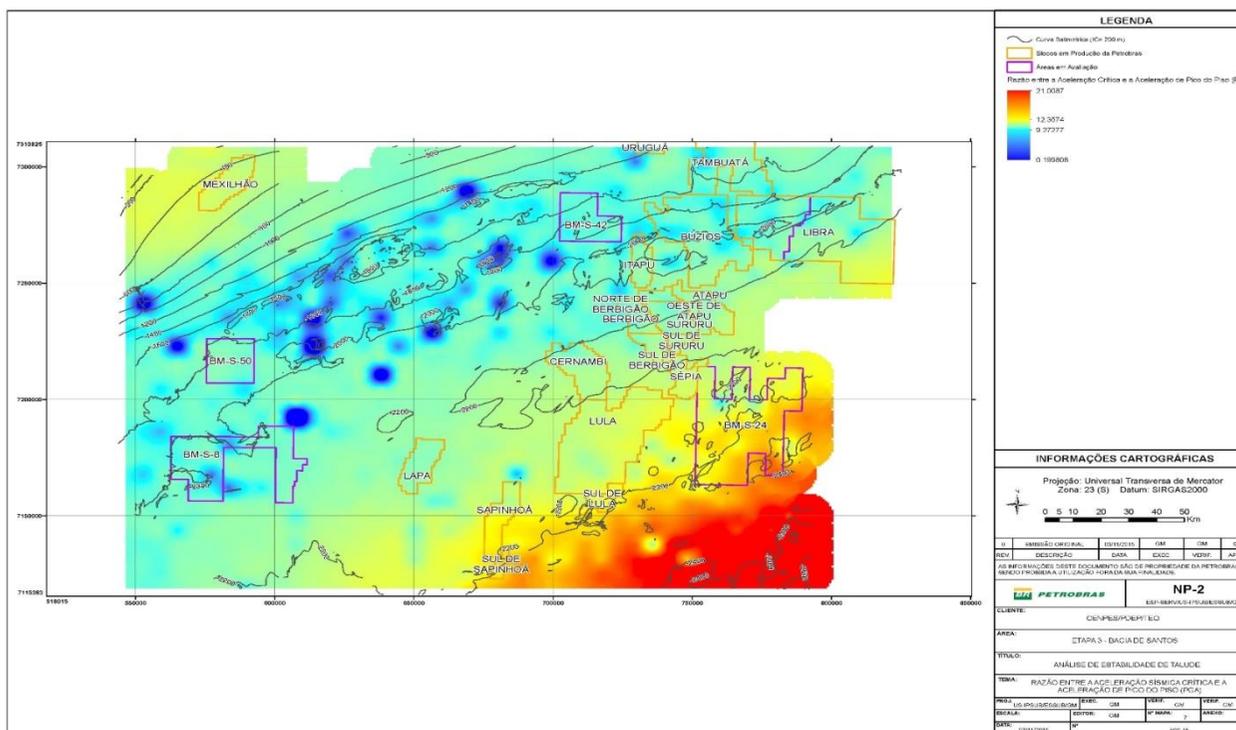
EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-34 – Mapa da aceleração sísmica de pico (em %.g) com uma probabilidade de excedência de 10% em 50 anos na área do Etapa 3.



Fonte: PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015).

Figura II.5.1.4.1-35 – Valores calculados da razão entre a_c (Figura II.5.1.4.1-33) e a aceleração de pico do piso PGA com uma probabilidade de excedência de 10% em 50 anos na área do Etapa 3 (Figura II.5.1.4.1-34). As cores mais quentes correspondem à maiores valores da razão, e cores mais frias correspondem à valores maiores. Os valores mais baixos dessa razão representam uma maior susceptibilidade à ruptura durante carregamento sísmico.

De uma forma geral, os dados obtidos nos estudos desenvolvidos pela PETROBRAS/CENPES/PDEP/TEO (2015) buscaram estimar o risco associado com deslizamentos submarinos induzidos por sismos, através da apresentação de um procedimento para lidar com a análise de ameaça, como parte da avaliação de risco relacionada com a instabilidade sísmica de talude submarinos na área do Etapa 3.

Em resumo, pode ser notado um perfil de adensamento normal dos sedimentos na maior parte da área estudada, com exceção das áreas mais íngremes com a exposição de estratos mais antigos e de maior resistência, onde ocorre um forte sobreadensamento dos sedimentos já próximo à superfície do fundo do mar.

Considerando apenas condições de poro-pressões hidrostáticas nos sedimentos, na ausência de mecanismos de disparo, a análise de estabilidade sugere que o piso marinho pode ser considerado estável sob carregamento estático na situação atual de nível de mar alto. São necessárias razões de sobrepressão maiores do que 0,43 para instabilizar taludes de 2° de inclinação. Altos excessos de poro-pressão são difíceis de serem gerados nessa área onde ocorre uma acumulação lenta de sedimentos (<15 cm/1.000 anos).

O carregamento produzido por tal deposição lenta de sedimentos não é nem rápido o suficiente para provocar excessos de poro-pressão significativa onde a sobrecarga é grande, nem para induzir fluxo de fluidos suficiente ou transferência de pressão para áreas de menor sobrecarga para diminuir a estabilidade nos pés de taludes. Apenas onde as propriedades de adensamento forem extremas, sobrepressão suficientemente elevada pode ser gerada.

Por isso, as recomendações desse estudo apontaram para a necessidade estudos adicionais de medição de poro-pressão in situ, os quais são necessários para melhor acessar a estabilidade de taludes da área mediante a aplicação da gravidade.

Entretanto, em algumas faixas mais inclinadas do fundo marinho bastante deformadas pela tectônica de sal, onde houve o efeito combinado de soerguimento e erosão subsequente em estratos de solo normalmente adensados sobrejacentes às rochas salinas, instabilidades localizadas induzidas gravitacionalmente podem ser esperadas.

Foi também estimada a razão entre a aceleração crítica e a aceleração de pico do piso, de modo a fornecer um parâmetro útil para expressar uma margem de segurança contra deslizamentos submarinos induzidos por terremotos. Os valores para essa razão resultaram em geral elevados, já que a ameaça sísmica na região pode ser considerada baixa, com acelerações de pico do piso de até 40,26 cm/s² previstas para um período de retorno de ~475 anos, o que corresponde a uma probabilidade de excedência do movimento do chão de 10% em um intervalo de tempo de 50 anos de exposição.

A.14. Mapa Batimétrico/Faciológico

O Mapa Batimétrico/faciológico regional referente à área do Polo Pré-Sal, bem como as feições geomorfológicas, estão apresentados na **Figura II.5.1.4.1-36**. Vale salientar que para a confecção deste mapa foram compiladas informações do Projeto REMAC (1979) e da Diretoria de Hidrografia e Navegação – DHN, de modo a garantir a confiabilidade dos dados apresentados ainda foram agregados ao mapa dados de amostras geológicas representativas.

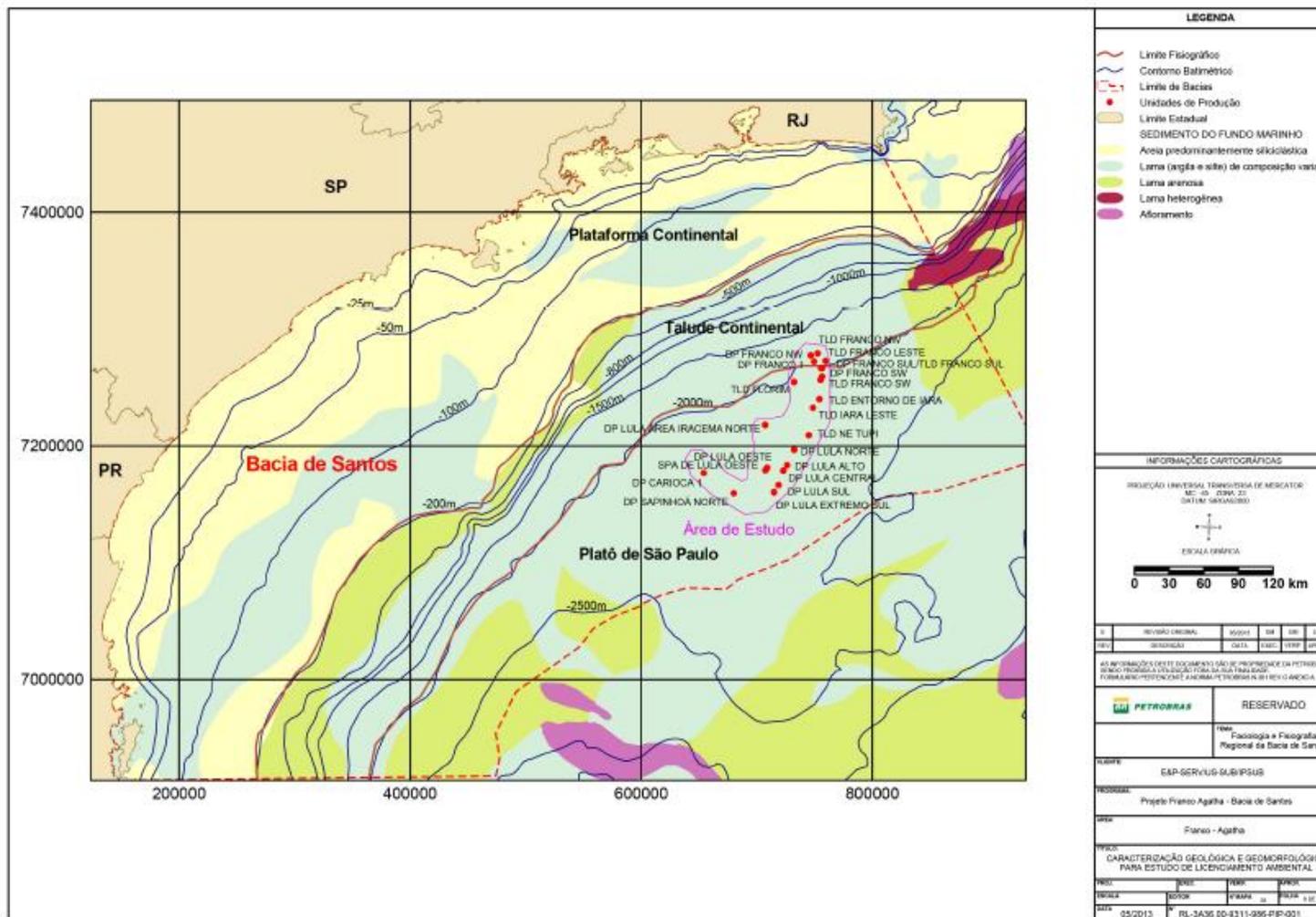


Figura II.5.1.4.1-36 – Caracterização geológica e geomorfológica.

II.5.1.4.2 – Geologia e Geomorfologia Local

A PETROBRAS encaminhou para CGPEG/IBAMA o Estudo Ambiental da Bacia de Santos, caracterizando de forma regional a Meteorologia, Oceanografia, Qualidade da Água e Sedimento, e Geologia e Geomorfologia da Bacia de Santos. Este Estudo foi protocolado em 02/02/2016 através da carta E&P-PRESAL 0027/2016 com objetivo de, conforme portaria MMA nº422/2011, aprovar previamente o Meio Físico para novos licenciamentos ambientais de seus empreendimentos na Bacia de Santos.

O presente documento foi elaborado de forma a complementar o Estudo Ambiental da Bacia de Santos para atender o TR nº11/2015.

A caracterização geológica e geomorfológica local foi realizada com base nos dados primários coletados durante a execução dos levantamentos geológico e geofísico da Região do Pré-Sal. Estes levantamentos visam detalhar a geologia do fundo e do sub-fundo marinho nas áreas onde serão desenvolvidas as atividades do Etapa 3.

As informações foram integradas e resumidas a partir dos seguintes estudos elaborados pela PETROBRAS:

- Geologia e Geomorfologia Regional, parte do Estudo Ambiental da Bacia de Santos (MINERAL/PETROBRAS, 2016);
- Caracterização Geológica e Geomorfológica para estudo de licenciamento ambiental – Polo Pré-Sal – Etapa 3 (PETROBRAS, 2017);
- Análise da Ameaça de Instabilidade Sísmica de Taludes Submarinos na área do Etapa 3 (PETROBRAS, 2015a).

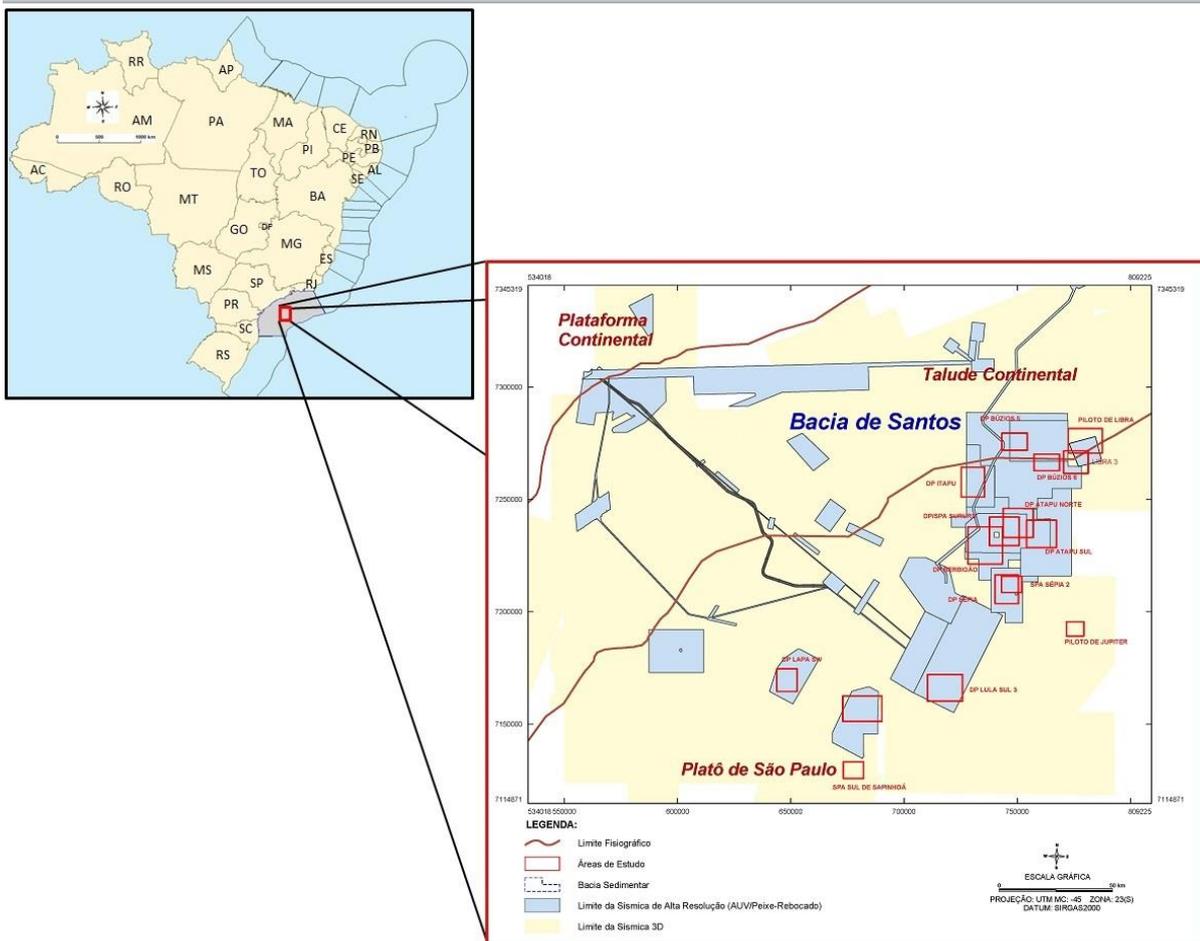
II.5.1.4.2.1 – Considerações Gerais

As atividades licenciadas no ETAPA 3 são 10 TLD/SPAs, 1 Piloto de Curta Duração, 1 Piloto de Longa Duração e 11 DPs. Os FPSOs e arranjos submarinos estão previstos para serem instalados em profundidades variando de 1800 a 2220 m. Os Pilotos e DPs a serem licenciados são:

- Piloto de Júpiter (Curta Duração)
- DP de Lula Sul 3

- DP de Lula Oeste
- DP de Sururu
- DP de Atapu 1
- DP de Atapu 2
- DP de Búzios 5
- DP de Búzios 6
- DP de Itapu
- DP de Sépia
- Piloto de Libra (Longa Duração)
- DP de Libra 2
- DP de Libra 3

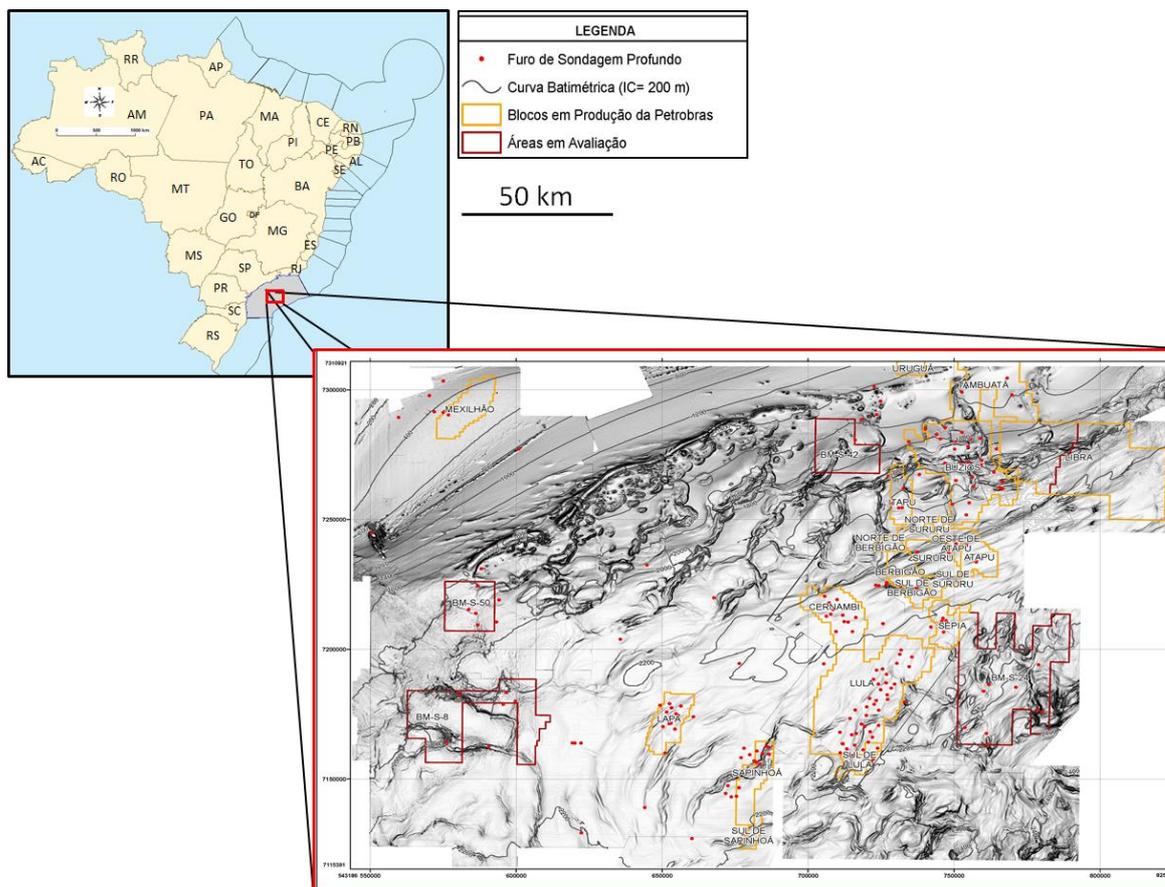
A área proposta para estes projetos (**Figura II.5.1.4.2.1-1**) foi caracterizada utilizando-se dado sísmico de reflexão 3D com resoluções de 18,75 X 18,75 m e 25 X 25 m. Adicionalmente foram caracterizados dados geofísicos de alta como sonar de varredura lateral (*Side Scan Sonar – SSS*), sísmica rasa (*Sub Bottom Profile – SBP*) e batimetria multifeixe (*Multibeam*), com resolução de 0,7 m, 0,3 m e 3 m respectivamente, nas áreas do DP de Lula Sul 3, DP de Lula Oeste, DP de Sururu, DP de Atapu 1 , DP de Atapu 2, DP de Búzios 5, DP de Búzios 6, DP de Itapu, DP de Sépia, DP de Libra 2 e DP de Libra 3.



Fonte: PETROBRAS, 2017.

Figura II.5.1.4.2.1-1 – Área de Estudo com respectivos limites das técnicas de levantamento de dados sísmicos utilizados para interpretação faciológica e fisiográfica. (Polo Pré-Sal Etapa 3).

Adicionalmente, foram utilizados dados provenientes de campanhas de investigação geológica e geotécnica (**Figura II.5.1.4.2.1-2**), tais como ensaios “*in situ*” do tipo PCPT e amostragens com ensaios de campo e laboratório.



Fonte: PETROBRAS (2015b).

Figura II.5.1.4.2.1-2 – Mapa da morfologia do fundo do mar utilizando a representação de edge detection da sísmica 3-D, com a localização de furos de sondagem geológico geotécnicos profundos.

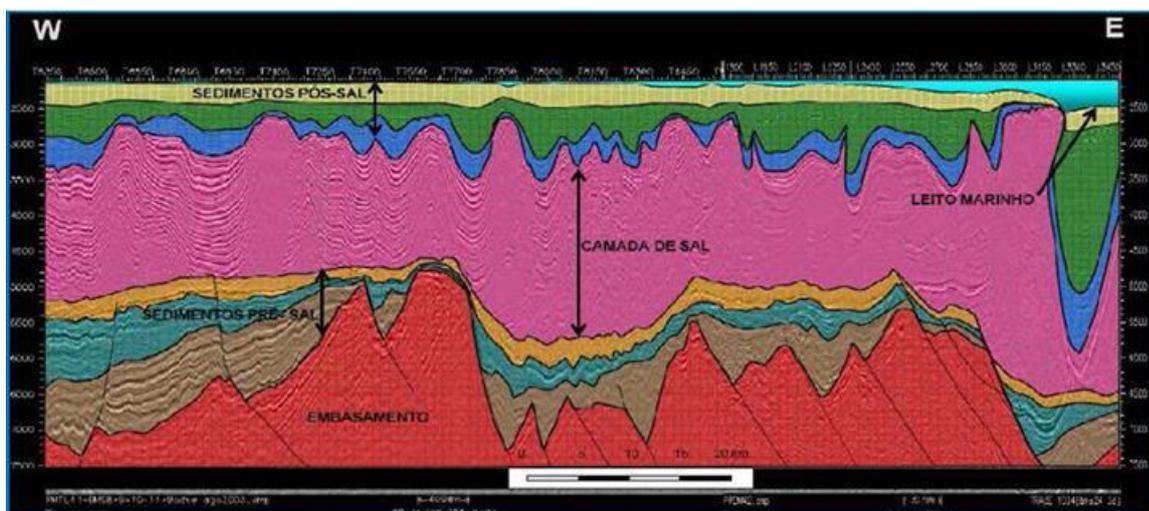
II.5.1.4.2.2 – Geologia Estrutural

A região do empreendimento está localizada na porção Central do Platô de São Paulo, próximo ao limite com o talude continental, no limite das sub-bacias denominadas de Embaiamento Norte e Embaiamento Sul, na Zona de Transferência de Curitiba (MINERAL/PETROBRAS, 2013).

As espessuras de *rift* podem atingir até 4 km, sendo que os depocentros formam uma trama em xadrez dos prismas formados pelos blocos de *meio-graben* preenchidos, intercalados por *horsts*. A grande maioria dos falhamentos da fase *rift* desaparece na sequência transicional (evaporitos do Aptiano) e na sequência pós-sal (sedimentos marinhos).

O traqueamento de petróleo é predominantemente de natureza estrutural. O selo é dado por uma espessa camada de sais evaporíticos, com cerca de 2.000 m de espessura. No alto estrutural, correspondente a acumulação de hidrocarbonetos da área de Tupi, não são visualizadas descontinuidades da camada de sal, que poderiam constituir-se em zonas de escape de hidrocarbonetos para os reservatórios superiores.

Com relação à tectônica salífera, a área está posicionada dentro do domínio compressional, com predomínio de grandes paredes de sal e minibacias na sua porção Noroeste e diápiros e estruturas compressionais com dobras assimétricas na porção Sudeste. Os domos nesta área chegam a ser perfurantes em relação às sequências posteriores, mas não afloraram no fundo do mar (**Figura II.5.1.4.2.2-1**).



Fonte: Modificado de Mohriak *et al* (1995).

Figura II.5.1.4.2.2-1 – Seção estratigráfica típica da área do Polo Pré-Sal, ilustrando feições halocinéticas relacionadas à progradação clástica maciça, formando diápiros de sal em águas profundas.

II.5.1.4.2.3 – Estratigrafia

A partir dos dados obtidos elaborados pela MINERAL/PETROBRAS (2016), pode-se caracterizar a estratigrafia da área de estudo pelas seguintes fácies sedimentares:

- Sedimentos de idade Terciária (Formação Marambaia), representados por uma espessa seção argilitos e folhelhos com intercalações de arenitos finos;
- Sedimentos de idade Senoniana (Fácies Itajaí predominantemente) caracterizados por espessa seção pelítica de idade Cenomaniana e Maastrichtiana;
- Sedimentos de idade Albiana/Cenomaniana representados por folhelhos, margas e calcilutitos de ambiente distal (Fácies Itanhaém e Guarujá);
- Sequência Evaporítica Aptiana (Formação Ariri);
- Calcilutitos e coquinas do topo da sequência *rift* correlatas as coquinas reservatórios da Formação Lagoa Feia (Bacia de Campos) sobrepostos a folhelhos e arenitos da formação Guaratiba;
- Basaltos da Formação Camboriú.

A coluna estratigráfica formal da Bacia de Santos e os Sistemas Petrolíferos associados encontram-se detalhados na **Caracterização Geológica e Geomorfológica Regional (MINERAL/PETROBRAS, 2016)**.

II.5.1.4.2.4 – Características Fisiográficas e Faciológicas

A Bacia de Santos situa-se na margem continental da região Sudeste do Brasil, entre os paralelos 23° e 28° Sul, ocupando uma área de cerca de 350.000 km² até a cota batimétrica de 3000 m. Abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao Norte com a Bacia de Campos, que apresentam muitas similaridades na evolução estrutural e estratigráfica, pelo Alto de Cabo Frio, e ao sul com a Bacia de Pelotas pela zona de fratura de Florianópolis.

A margem continental foi classificada por Zembruscki (1979) em três principais domínios fisiográficos: Plataforma Continental, Talude Continental e Platô de São Paulo.

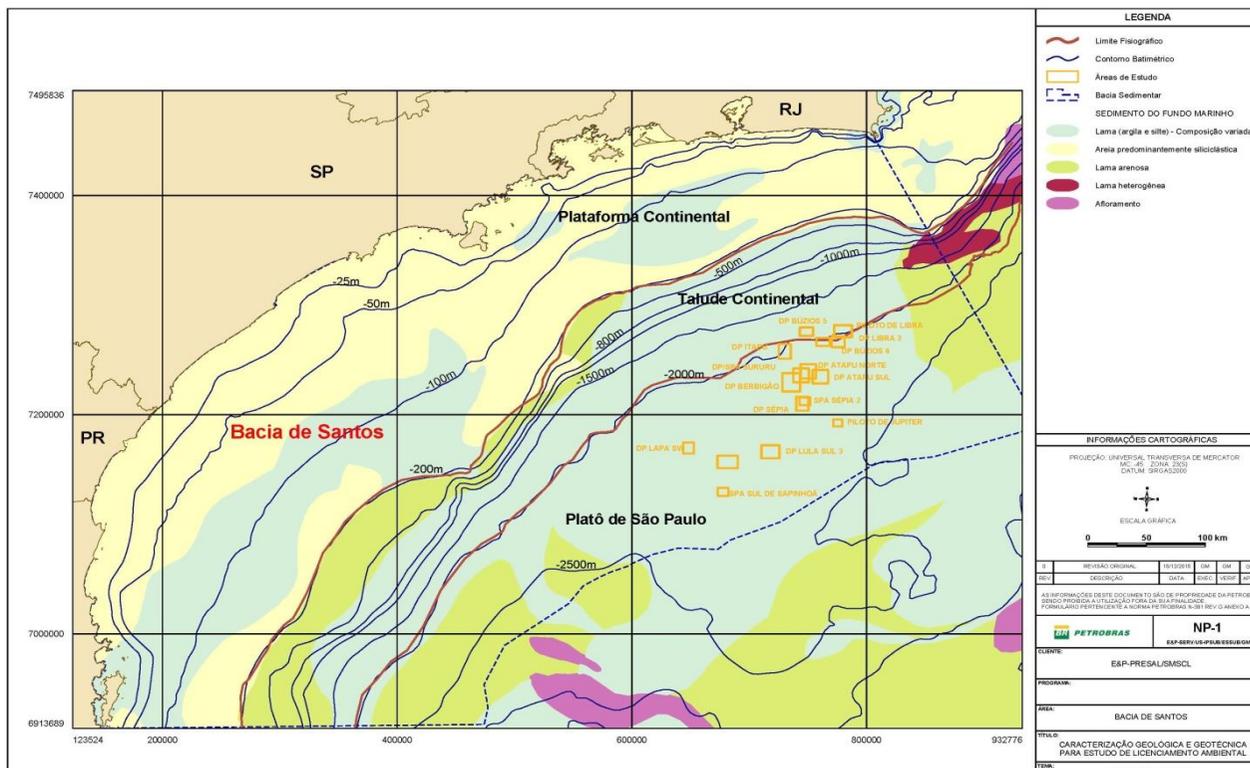
A Plataforma Continental apresenta largura média de 150 km, possui relevo suave e monótono, com declividade média em torno de 0,5 grau. O limite externo com o Talude Continental ocorre em média na cota batimétrica de 180 m. Essa

região é normalmente afetada por correntes submarinas que geram remobilização de sedimentos e localmente podem ocorrer feições erosivas.

O Talude Continental possui declividade média em torno de 2 graus, mas podem ocorrer declividades superiores a 30 graus. Declividades elevadas são provenientes da presença localizada de flancos de cânions e ravinas.

O Platô de São Paulo é uma província fisiográfica de grande envergadura regional e encontra-se localizado entre o Talude Continental e a Elevação Continental (Bacia oceânica). Apresenta uma área de aproximadamente 130.000 km² sendo dividido, segundo suas características fisiográficas, em porção norte e porção sul. A porção sul, onde está localizada a área de estudo, está limitada pelo talude continental inferior, à profundidade de 1800 m, e pelas escarpas externas leste (3200 m) e sul (3600 m). O micro relevo da porção sul é recortado, ondulado e intumescido, profundamente influenciado pela halocinese, ou seja, pela movimentação de corpos salinos (Zembruski, 1979).

Em relação à faciologia, tem-se que na Plataforma Continental predominam os sedimentos arenosos de composição siliciclástica mais próximo à costa, passando a areias bioclásticas/biodetríticas em direção à borda da plataforma. Ocorrem ainda localmente alguns corpos lamosos de origem fluvial. Na parte próxima à costa, alternam-se areias siliciclásticas e areias e/ou cascalhos carbonáticos, passando a areias bioclásticas e bioconstruções calcárias (rodolitos) próxima à quebra da plataforma. No restante do leito marinho da bacia (Talude Continental e Platô de São Paulo) são encontradas principalmente as margas (30 a 60% de CaCO₃) e as lamas de diversas natureza. Localmente pode ser encontrada a presença de areia fina interdigitando os sedimentos mais finos (**Figura II.5.1.4.2.4-1**).



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-1 – Faciologia e Fisiografia Regional da área de estudo (Polo Pré-Sal Etapa 3).



Coordenador da Equipe



Dominica Fernandes Pimenta Ueta

Técnico Responsável

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

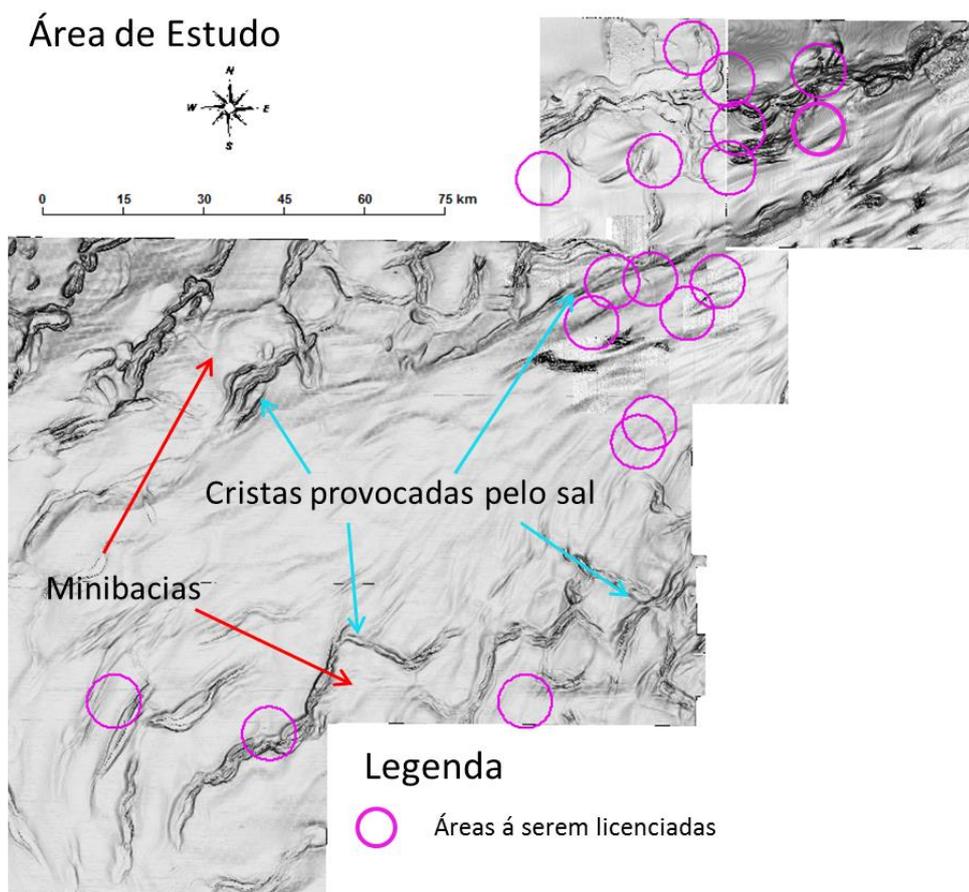
Dados de PETROBRAS (2015) indicam que a área de estudo está situada nos domínios fisiográficos denominados: Plataforma Continental, Talude Continental e Platô de São Paulo, entre as isóbatas (aproximadas) -1975 e -2220 m (área das instalações dos DPs, Pilotos, SPAs e TLDs). O relevo do fundo marinho na área é basicamente irregular, com altos e baixos topográficos (cristas e depressões), alinhados em várias direções produzidas por halocinese (corpos salinos originados em depósitos evaporíticos, penetrando e deformando camadas de rochas mais densas acima e produzindo estruturas dômicas), onde esses depósitos de sal são de Idade Aptiana (Viana, *et al* 2002).

A acomodação do pacote sedimentar, decorrente da movimentação do sal, produziu falhamentos que resultaram nas formações de *grabens*/depressões (pequenas bacias), que são blocos rebaixados de sedimentos delimitados por falhas predominantemente paralelas. Observa-se também a presença de cristas e lineamentos associados a essa deformação salífera.

As cristas e lineamentos normalmente ocorrem sob a forma de faixas que circundam pequenas bacias, sendo que estas feições podem ser facilmente visualizadas nas imagens de *edge* das áreas analisadas e estão distribuídas aleatoriamente (**Figura II.5.1.4.2.4-2**).

O solo marinho (faciologia) da área é composto predominantemente por uma sedimentação lamosa hemipelágica (lama normalmente adensada) e localmente lama pré-adensada (lama mais rija que apresentam pequena espessura de lama homogênea denominada *drape* e foram soerguidas devido à movimentação dos corpos salinos). Entende-se por lama como uma mistura em quaisquer proporções de sedimentos de granulometria nas frações argila e silte com maior ou menor percentual de CaCO₃ em sua composição.

De acordo com os diversos testemunhos adquiridos na área de estudo, esta lama tem composição variando entre rica a muito rica em carbonato (marga), ou seja, teor de CaCO₃ variando de 18 a 60% e apresenta Idade Pleistocênica Superior a Holocênica e está depositada em forma de camada homogênea (*drape*) contínua recobrendo sedimentos mais antigos, como por exemplo: lamas pré-adensadas.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-2 – Visão geral da área de estudo com as principais feições fisiográficas (Polo Pré-Sal Etapa 3).

A seguir serão descritas as características faciológicas e fisiográficas das áreas das instalações dos TLD, SPAs, Pilotos e DPs a serem licenciados:

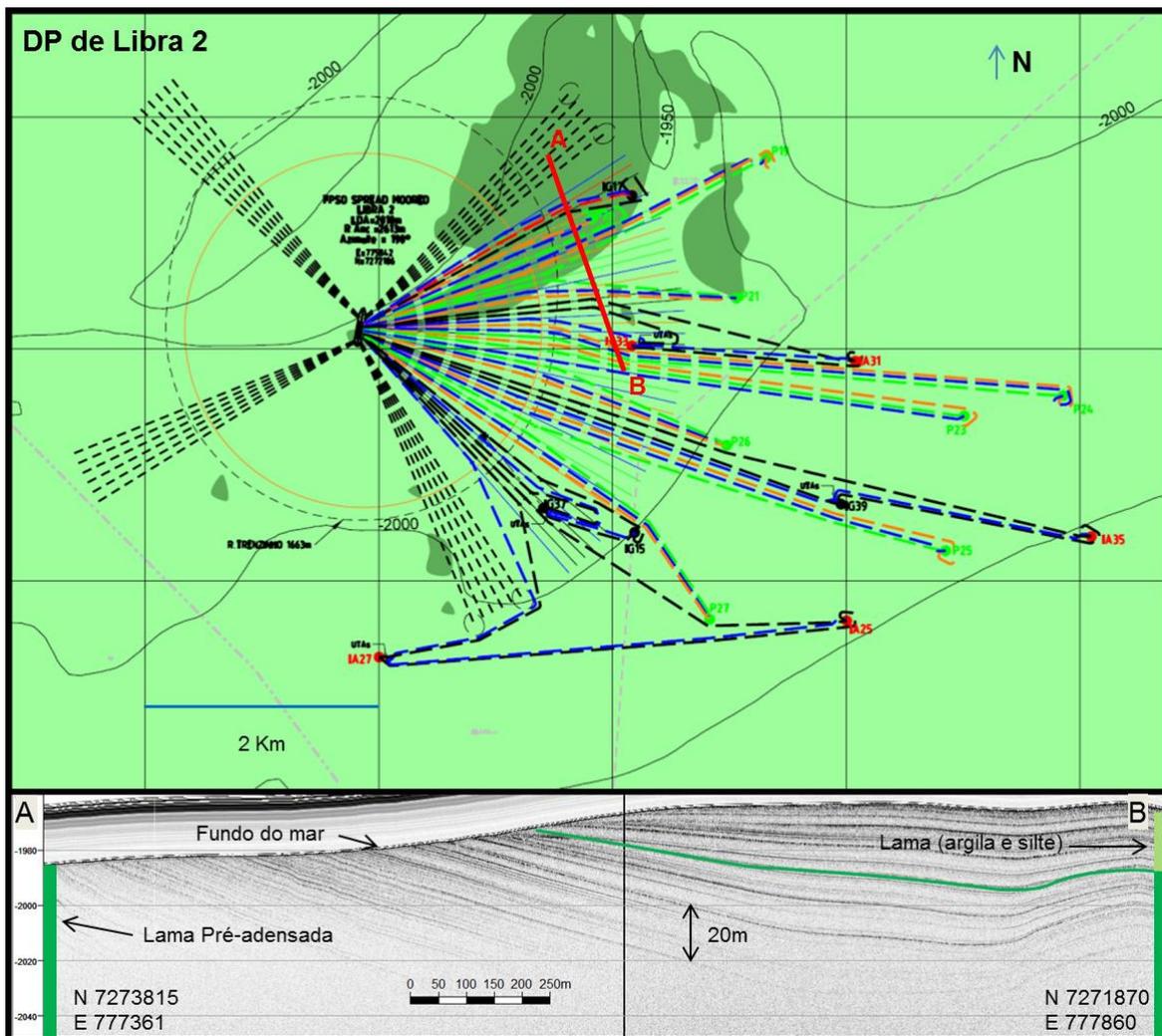
Área do DP de Libra 2

A área do DP de Libra 2 encontra-se localizada nos limites das províncias fisiográficas Talude Continental e Platô de São Paulo em uma região com cotas batimétricas que variam de -1943 até -2073 metros, declividades entre 0 e 13 graus (média 2.04°), com os maiores valores estando na porção centro norte da área e são representados pelas ocorrências de ondulações (cristas e lineamentos), grabens (depressões) no fundo marinho. Essas feições são

provenientes do soerguimento dos estratos sedimentares provocados pela tectônica salífera (halocinese) onde afloram as lamas pré-adensadas.

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área, sendo identificados, em perfis sísmicos 3D (resolução 25 X 25 metros) e também por SBP, por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 40 metros. Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica. A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho. Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não apresentam dificuldades para projetos submarinos. (**Figura II.5.1.4.2.4-3 / Seção A – B**).

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de água profunda ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de varredura, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-3 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Libra 2 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

Área do DP de Libra 3

A área do DP de Libra 3 encontra-se localizada nos limites das províncias fisiográficas Talude Continental e Platô de São Paulo em uma região com cotas batimétricas que variam de -1968,73 até -2164,65 metros, declividades entre 0 e 12,8 graus (média de 1,6°), com os maiores valores estando na porção central e noroeste da área e são representados pelas ocorrências de ondulações (cristas e lineamentos) de direção SW-NE, grabens (depressões) no fundo marinho. Essas

feições são provenientes do soerguimento dos estratos sedimentares provocados pela tectônica salífera (halocinese) onde afloram as lamas pré-adensadas.

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área, sendo identificados, em perfis sísmicos 3D (resolução 25 X 25 metros), por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 40 metros (**Figura II.5.1.4.2.4-4/** Seção A – B). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada da alta resolução. Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não apresentam dificuldades para projetos submarinos.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de água profunda ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de sísmica 3D e também por serem áreas de mesmo contexto geológico as áreas contendo dado de alta resolução.

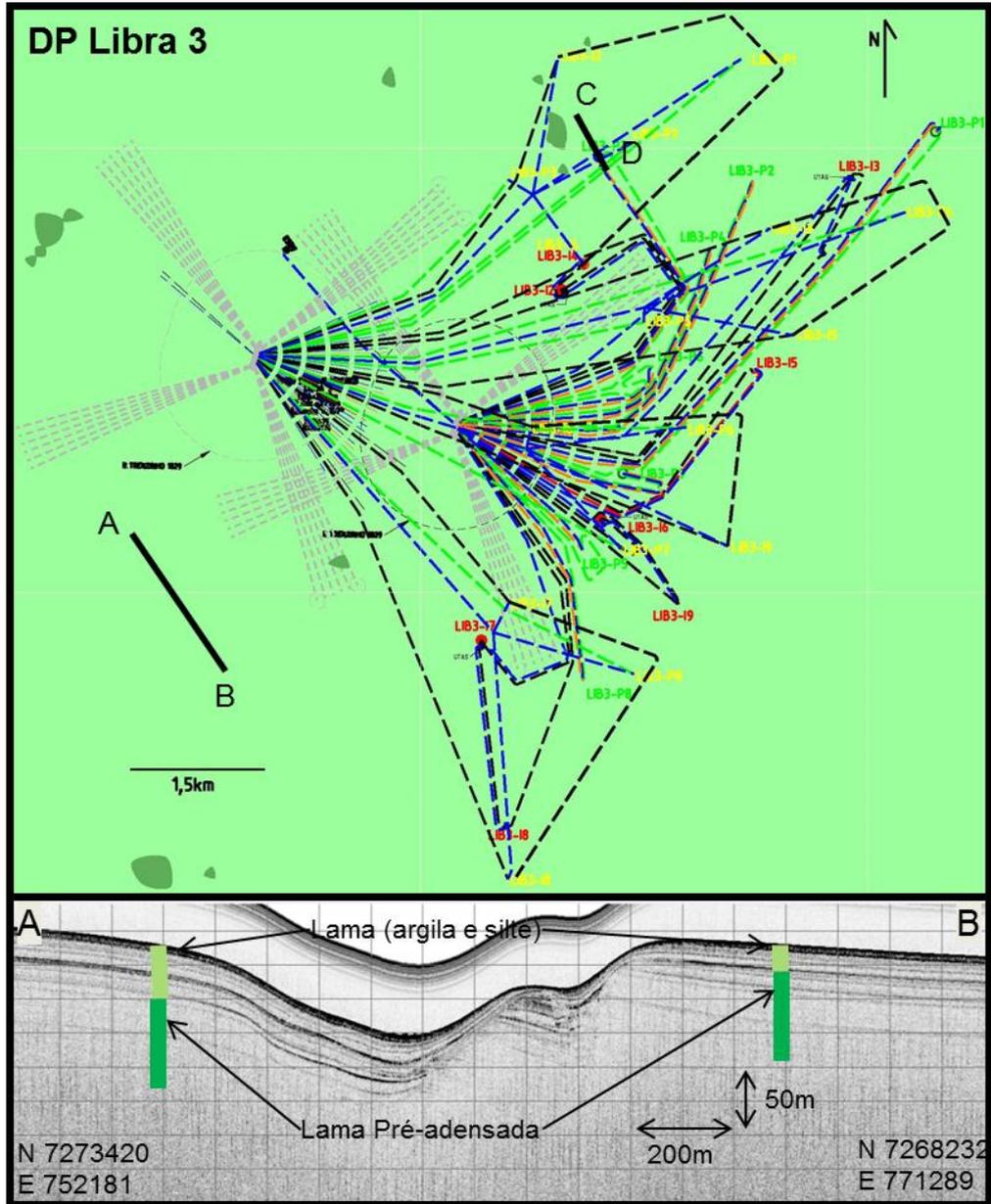


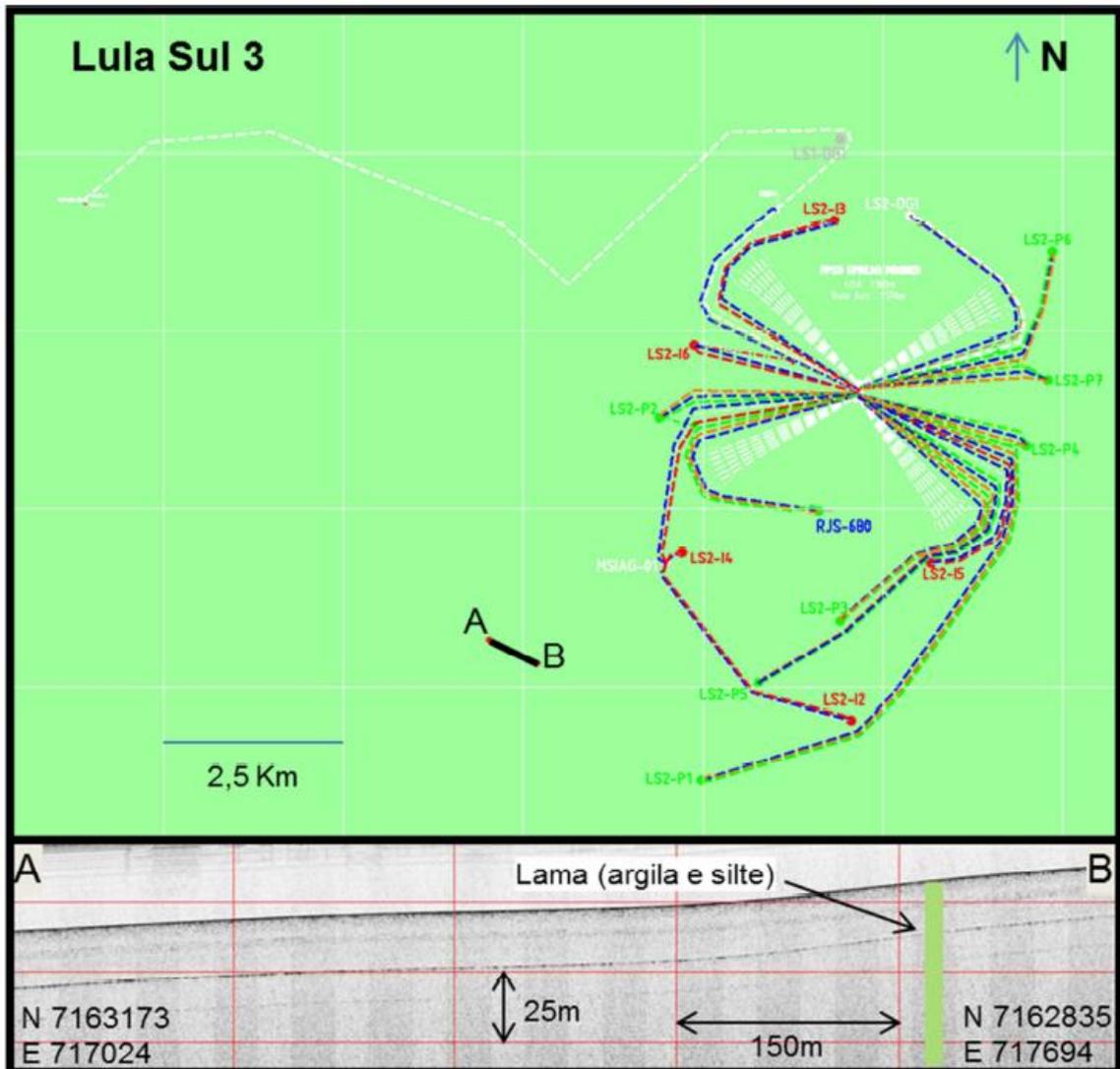
Figura II.5.1.4.2.4-4 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Libra 3 com seções representativas de sbp indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

Área do DP de Lula Sul 3

As cotas batimétricas da região do DP de Lula Sul 3 variam de -2125 m até -2195 m, as declividades são suaves entre 0 e 13 graus (média 0,75°), com os maiores valores estando na porção central da área e são dominadas por minibacias de relevo plano, circundadas por uma faixa com cristas e depressões (grabens), associadas à movimentação do sal em profundidade (halocinese).

A partir da interpretação da sísmica 3D, da sísmica de alta resolução (Sonar, SBP e Multifixe) e das amostras geológicas e geotécnicas existentes na área, foi identificada, na seção rasa, a predominância de uma fácies denominada de lama (argila e silte com areia bioclástica de pterópodes). Essa lama é representada por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 45 m (**Figura II.5.1.4.2.4-5/ Seção A – B**). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifixe, sonar de varredura lateral e SBP.

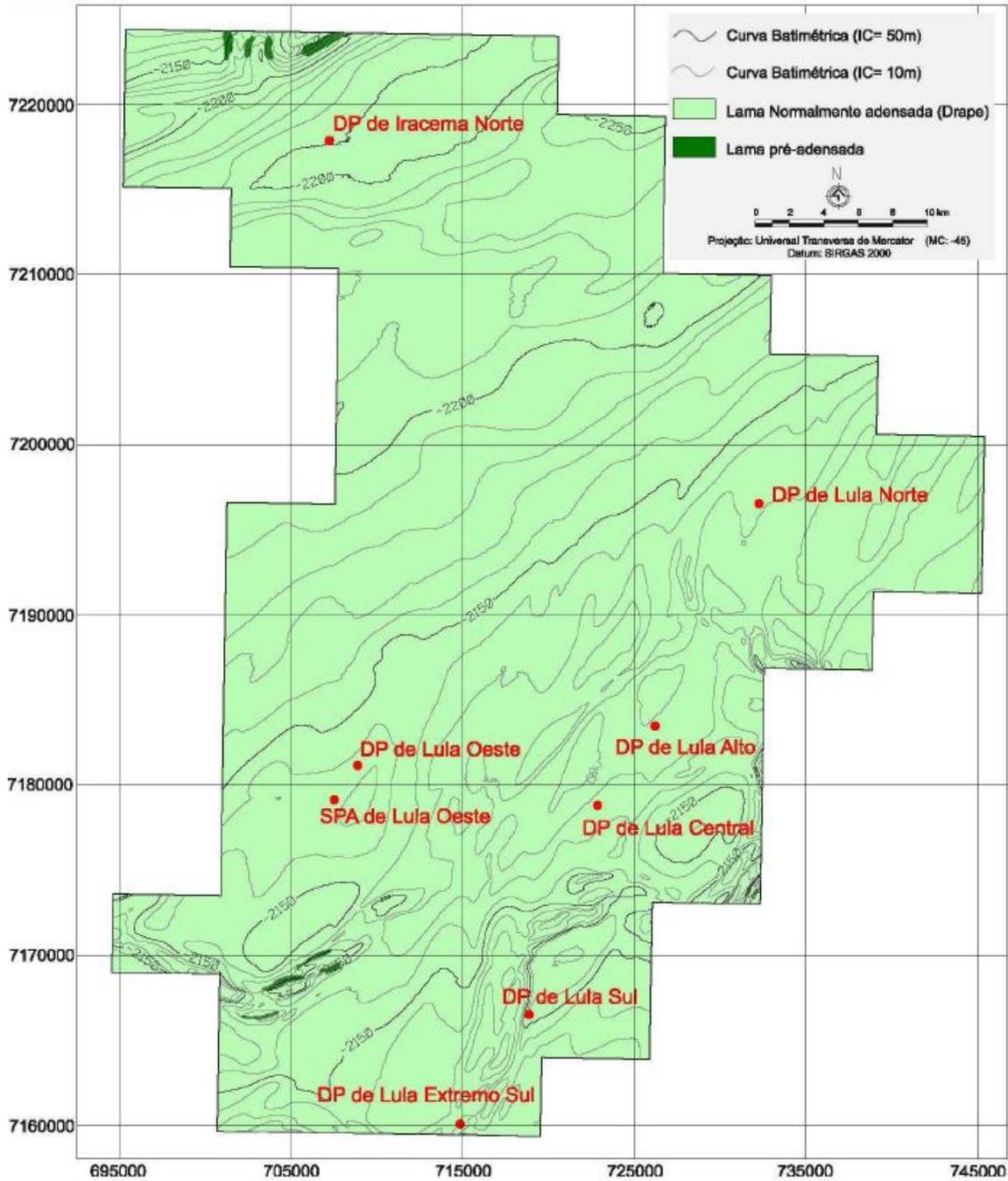


Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-5 – Faciologia do fundo marinho na área do DP de Lula Sul 3 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.

Área do DP de Lula Oeste

A **Figura II.5.1.4.2.4-6** mostra o mapa faciológico e a **Figura II.5.1.4.2.4-7** mostra o perfil sísmico 3D na área do DP de Lula Oeste. Tais imagens indicam a ausência de feições indicativas ou sugestivas (alvos refletivos) da presença de bancos de corais na região (PETROBRAS, 2013).



Fonte: PETROBRAS (2013b)

Figura II.5.1.4.2.4-6 – Faciologia do fundo marinho no campo de Lula, onde está identificado o DP de Lula Oeste.



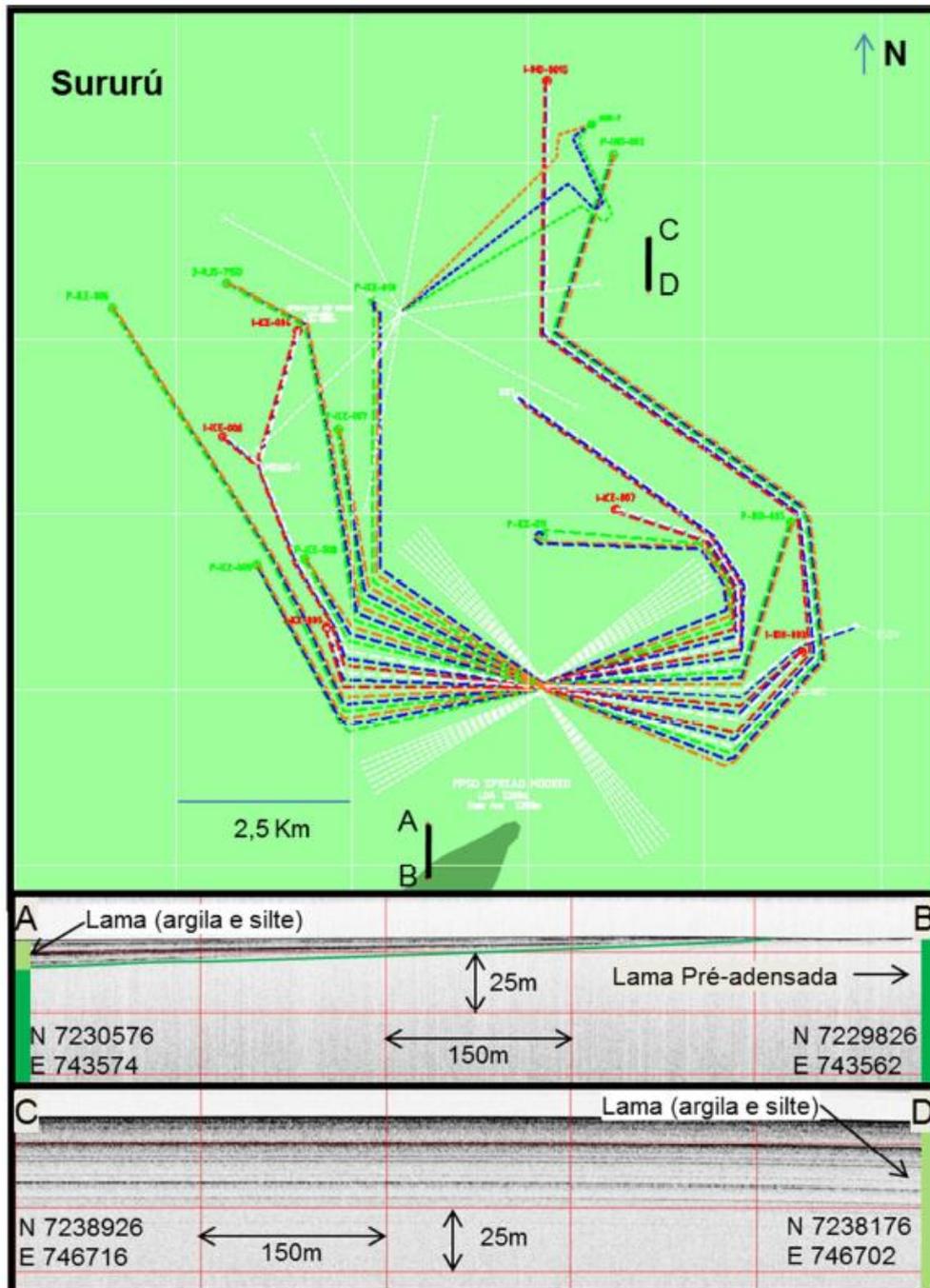
Fonte: PETROBRAS (2013b).

Figura II.5.1.4.2.4-7 – Perfil Sísmico 3D na Área do DP de Lula Oeste

Área do DP Sururu e SPA de Sururu 3

A área do SPA de Sururu 3 e do DP de Sururu encontra-se localizada na província fisiográfica do Platô de São Paulo em uma região marcada pela tectônica salífera (halocinese). O relevo no fundo marinho encontra-se parcialmente deformado, com ondulações provenientes do soerguimento dos estratos sedimentares. As cotas batimétricas variam de -2060 m até -2305 m, as declividades estão entre 0 e 35 graus (média 1,2°), com os maiores valores estando na porção sul da área e representados pelas ocorrências de ravinas com direção sudoeste associadas a afloramentos de lama pré-adensada. Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área (aproximadamente 96%), sendo identificados, em perfis de SBP, por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 40 m (**Figura II.5.1.4.2.4-8 / Seção C – D**). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Margas de idade holocênica.

A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada do dado sísmico SBP (**Figura II.5.1.4.2.4-8 / Seção A – B**). Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não costumam representar dificuldades para projetos submarinos. Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifeixe, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-8 – Faciologia do fundo marinho na área do DP de Sururu e SPA de Sururu 3 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.

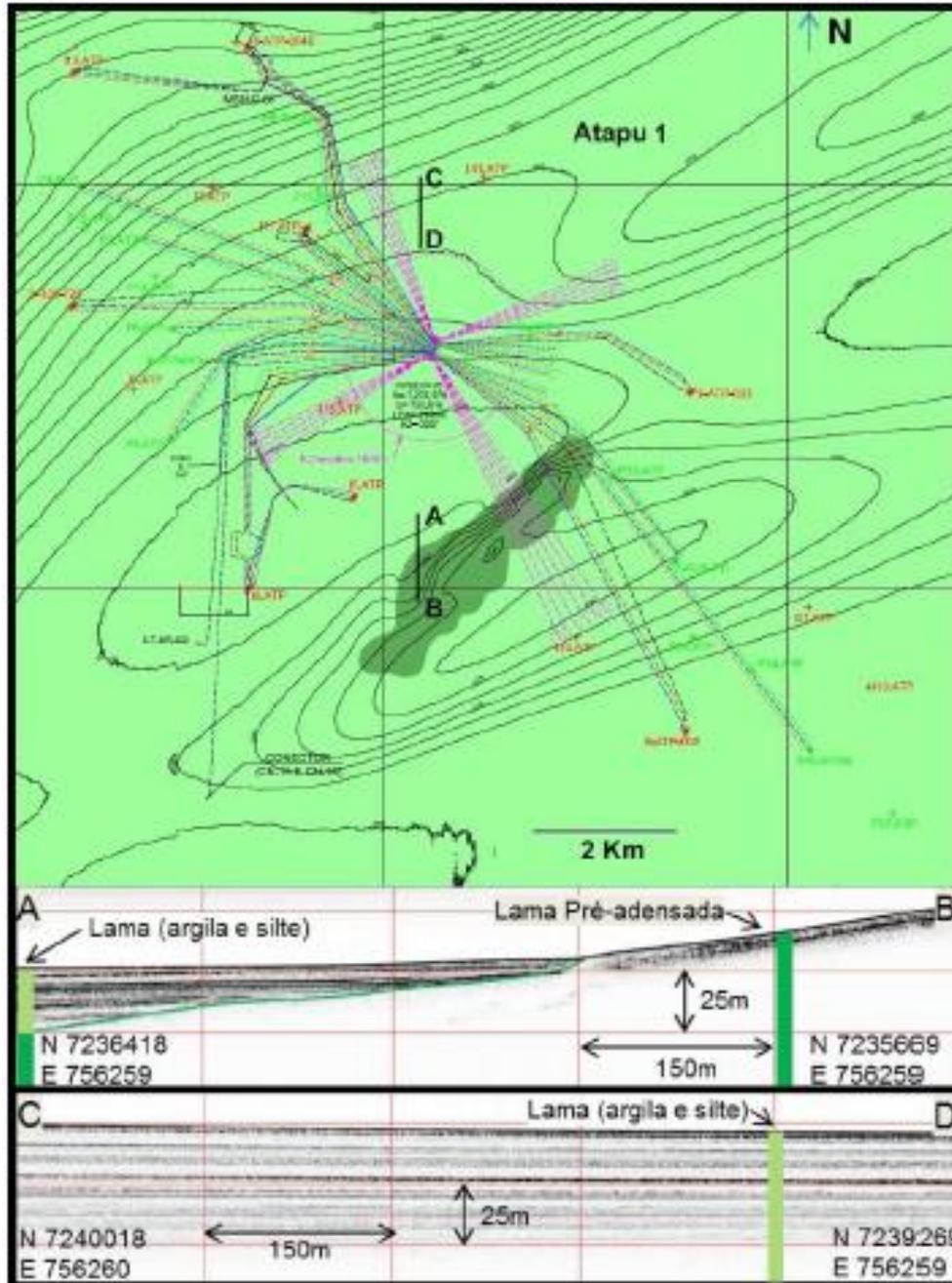
Área do DP de Atapu 1

A região do DP de Atapu 1 apresenta cotas batimétricas variando de -2245 m até -2300 m e declividades entre 0 e 27,5 graus (média 0,6°), com os maiores valores estando na porção oeste da área e são representados pelas ocorrências de cristas, lineamentos e depressões (provocados por halocinese) onde afloram as lamas pré-adensadas.

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área (aproximadamente 93%), sendo identificados, em perfis de SBP (*subbottom profile* – dado de alta resolução), por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 30 m (**Figura II.5.1.4.2.4-9** / Seção C – D). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada do dado sísmico SBP (**Figura II.5.1.4.2.4-9** / Seção A – B). Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não costumam representar dificuldades para projetos submarinos.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifeixe, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-9 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Atapu 1 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

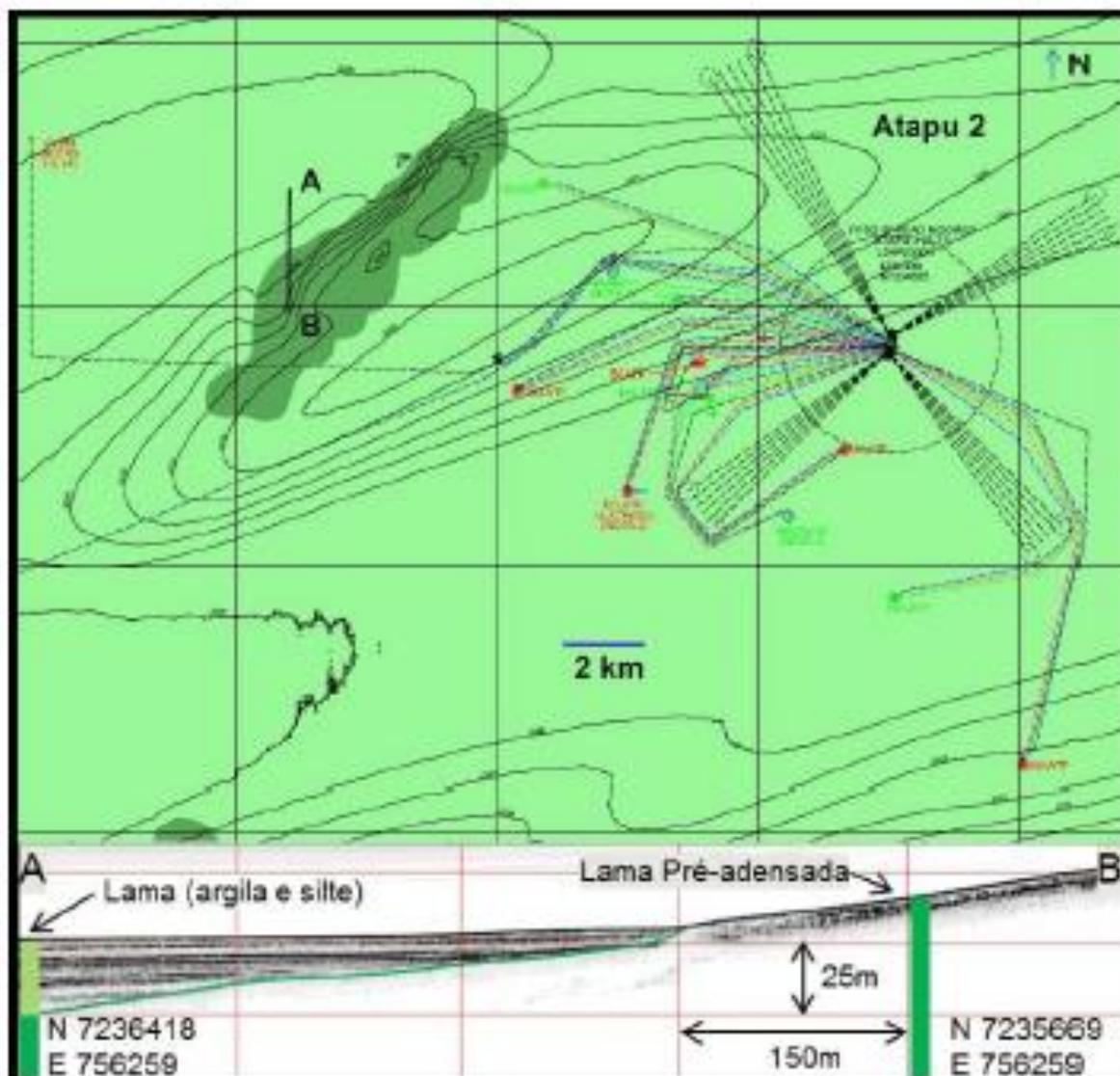
Área do DP de Atapu 2

A área do DP de Atapu 2 encontra-se localizada na província fisiográfica do Platô de São Paulo em uma região marcada pela tectônica salífera (halocinese). O relevo no fundo marinho encontra-se parcialmente deformado, com ondulações provenientes do soerguimento dos estratos sedimentares. As cotas batimétricas variam de -2060 m até -2300 m e declividades entre 0 e 29 graus (média 1,2°), com os maiores valores estando na porção sudeste da área e são representados pelas ocorrências de depressões com direção sudoeste associadas a afloramentos de lama pré-adensada.

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área (aproximadamente 94%), sendo identificados, em perfis de SBP (*subbottom profile* – dado de alta resolução), por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 30 m (**Figura II.5.1.4.2.4-10** / Seção C – D). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada do dado sísmico SBP (**Figura II.5.1.4.2.4-10** / Seção A – B). Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não costumam representar dificuldades para projetos submarinos.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifeixe, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-10 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Atapu 2 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

Área do DPs de Búzios 5 e 6

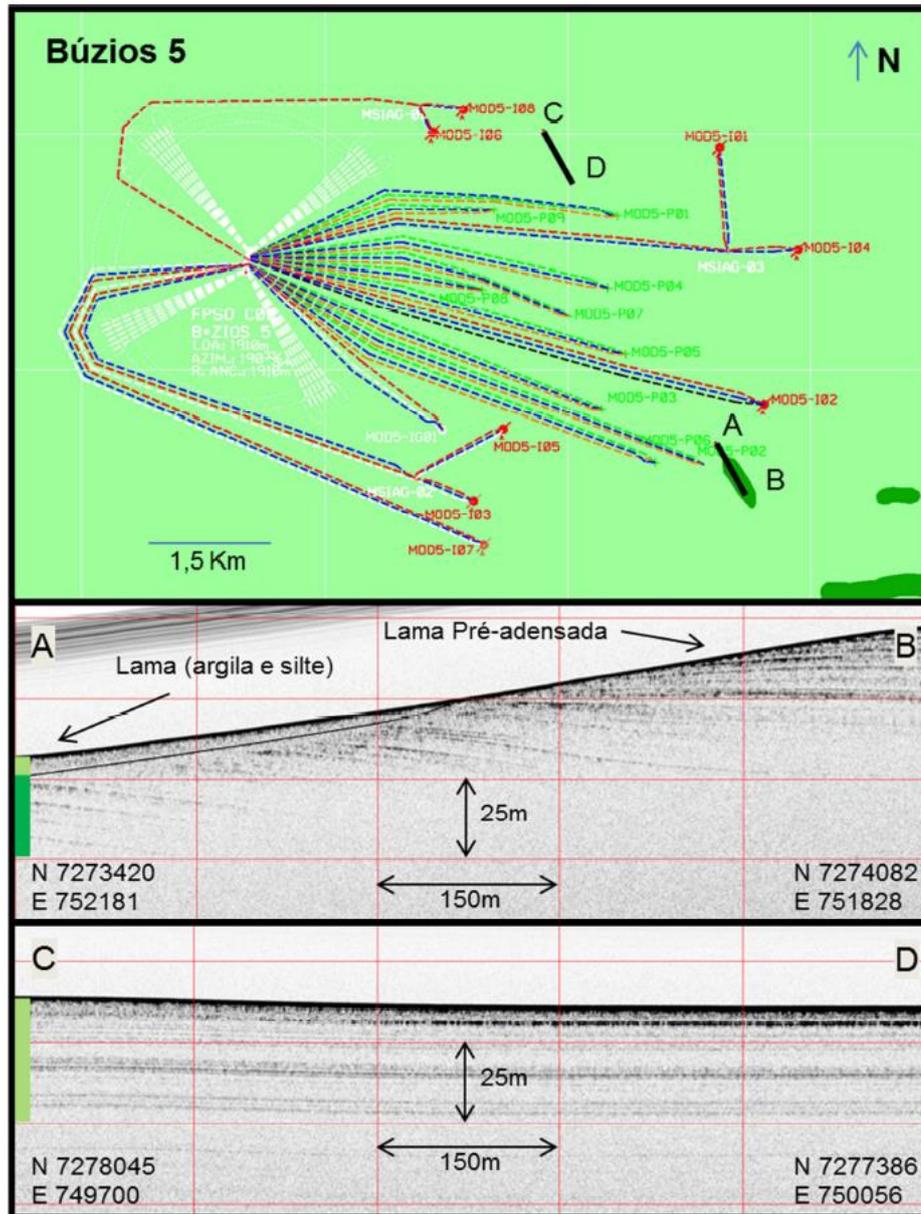
As cotas batimétricas da região do DPs de Búzios 5 e 6 variam de -1827 m até -2139 m e as declividades são suaves, entre 0 e 25 graus (média 2,20°), sendo dominada por minibacias de relevo plano, circundadas por uma faixa com cristas e depressões (grabens), associadas à movimentação do sal em profundidade (halocinese). Os maiores valores de declividades estão nas porções

central e sudeste da área e são representados pelas ocorrências de cristas, lineamentos, e associados a estas, ocorrem pequenas depressões. Localmente, sobre essas feições, observa-se a presença de afloramentos de lama pré-adensada (fácies não predominante na área).

A partir da interpretação da sísmica 3D, da sísmica de alta resolução (sonar, SBP e multifeixe) e das amostras geológicas e geotécnicas existentes nas áreas, foi identificada, na seção rasa, a predominância de uma fácies denominada de lama (argila e silte). Essa lama é representada por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 35 m (**Figura II.5.1.4.2.4-11** e **Figura II.5.1.4.2.4-12** / Seções C – D). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 18 e 30% e 30 e 60%, ou seja, são classificados como Lama Rica em Carbonato e Marga de idades holocênica.

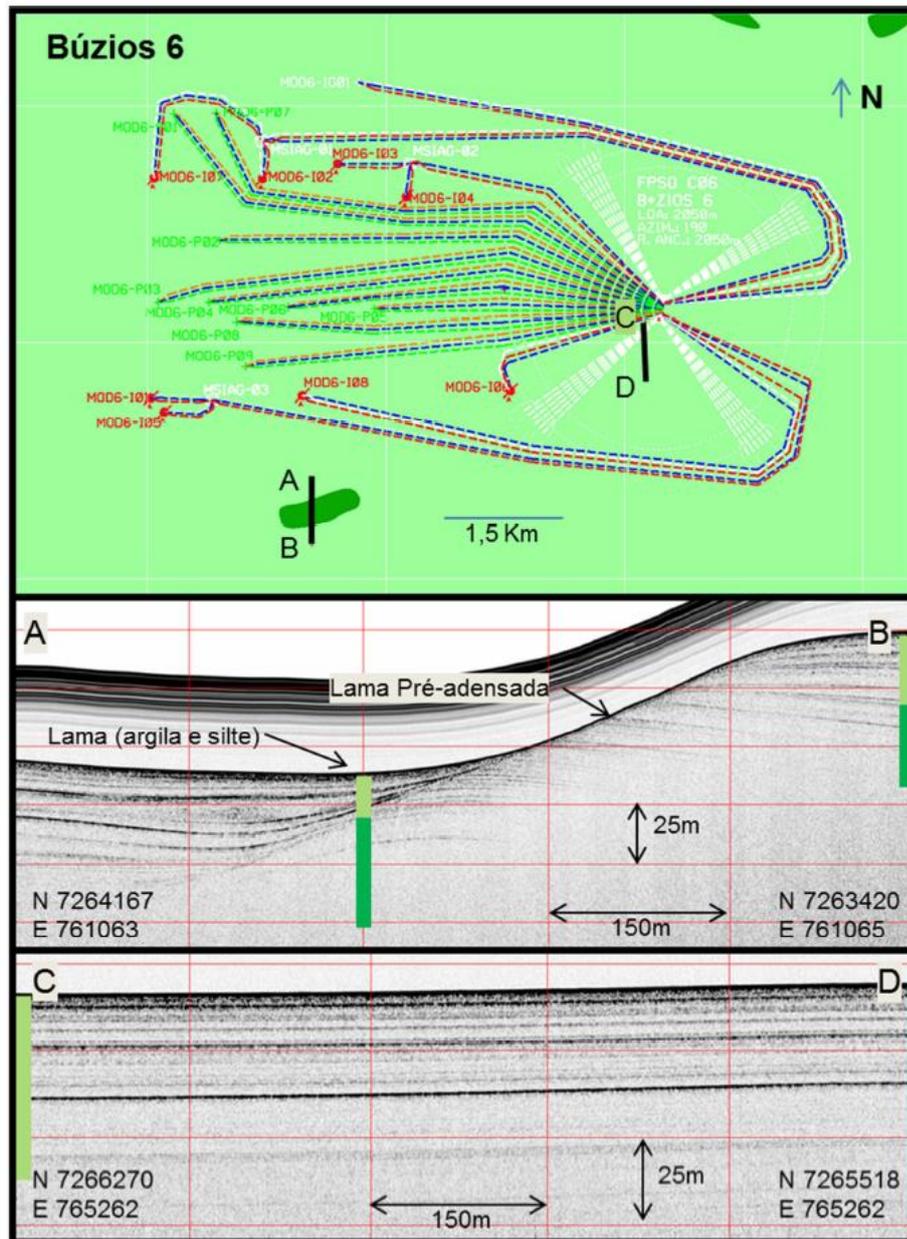
A lama pré-adensada localiza-se nas declividades mais elevadas apresentando padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada do dado sísmico SBP (**Figura II.5.1.4.2.4-11** e **Figura II.5.1.4.2.4-12** / Seções A – B). Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não costumam representar dificuldades para projetos submarinos.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifeixe, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-11 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Búzios 5 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-12 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Búzios 6 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

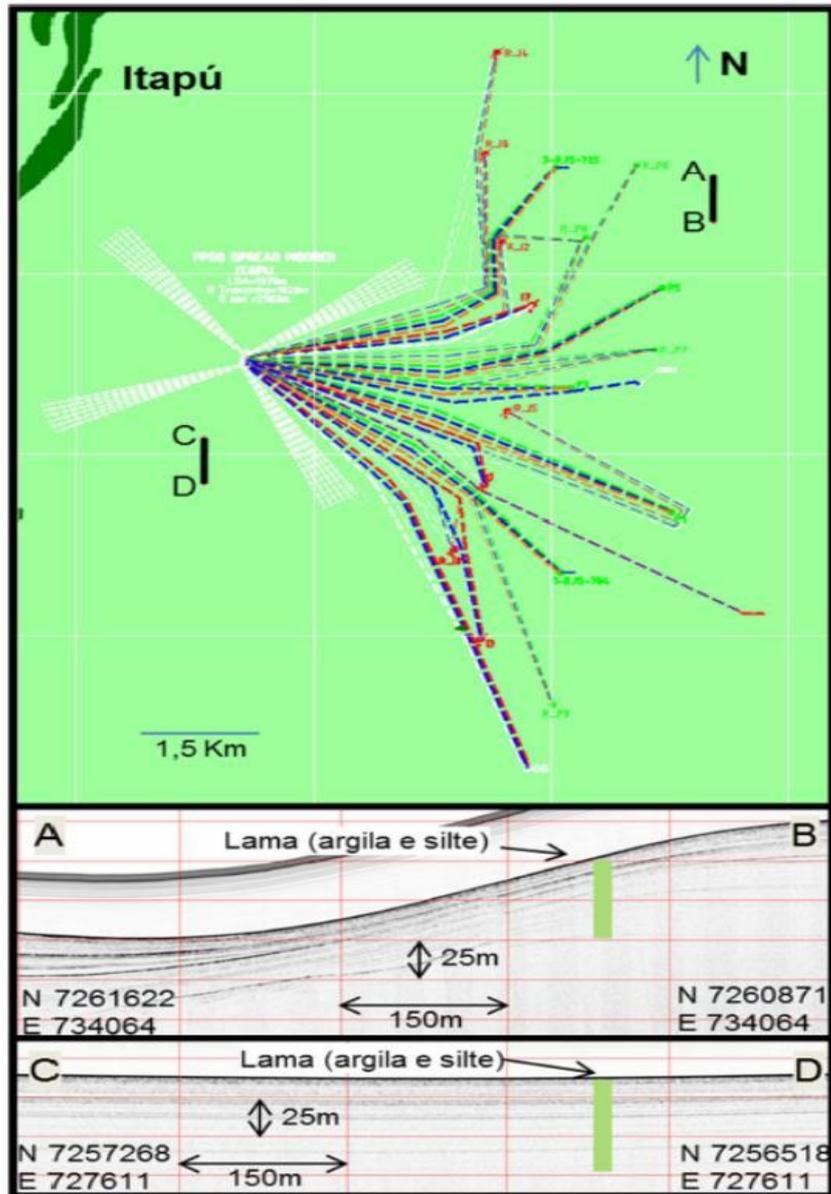
Área do DP de Itapu

A região do DP de Itapu apresenta cotas batimétricas variando de -1877 m até -2088 m e declividades entre 0 e 17.5 graus (média 1.3°), com os maiores valores estando na porção noroeste da área e são representados pelas ocorrências de cristas e lineamentos (provocados por halocinese) onde afloram as lamas pré-adensadas.

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área (aproximadamente 97%), sendo identificados, em perfis de SBP (subbottom profile – dado de alta resolução), por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 40 m (**Figura II.5.1.4.2.4-13** / Seções A – B e C – D). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada do dado sísmico SBP. Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não costumam representar dificuldades para projetos submarinos.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifeixe, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

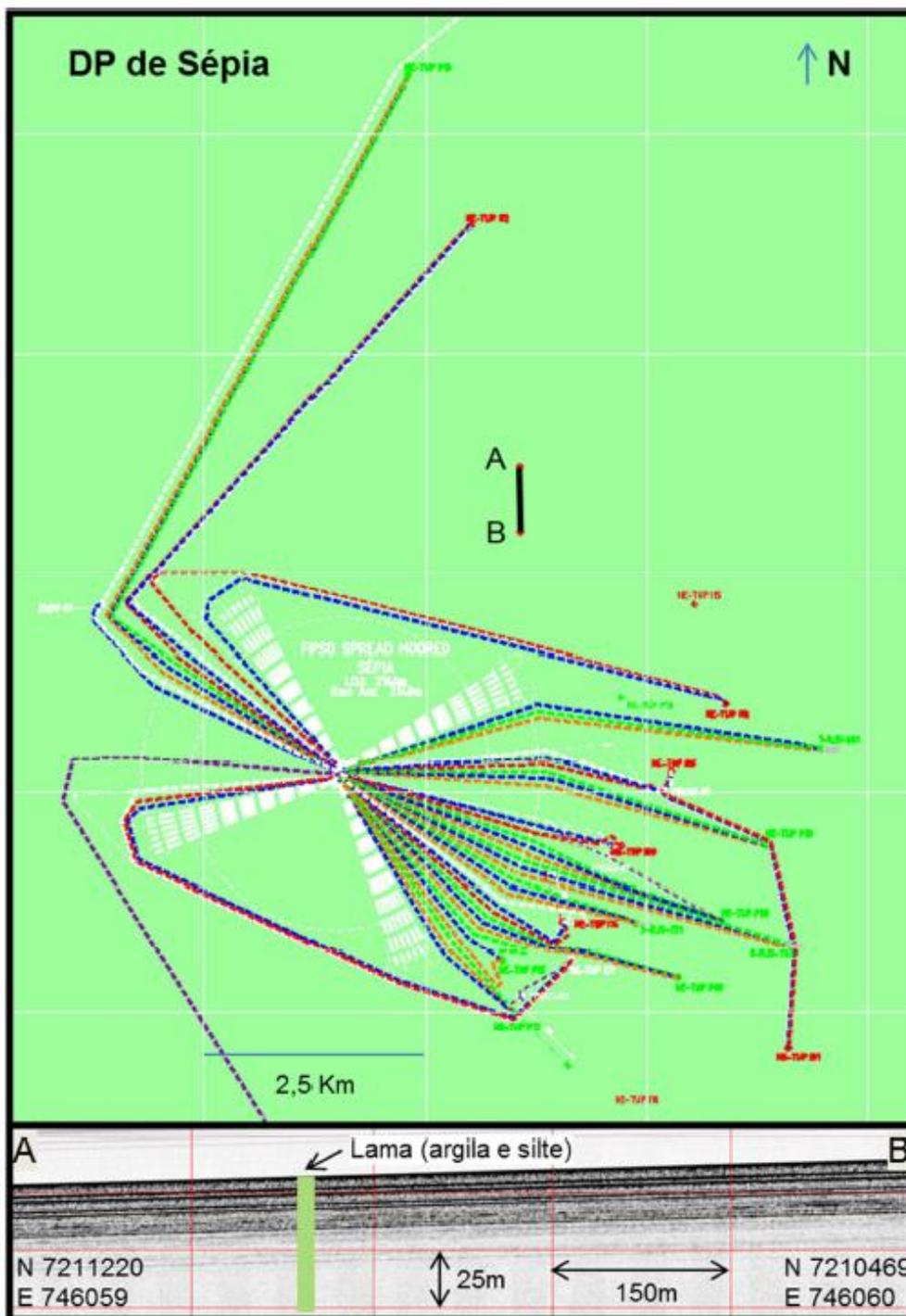
Figura II.5.1.4.2.4-13 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Itapú com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

Área do DP de Sépia

As cotas batimétricas da região do DP de Sépia variam de -2116 m até -2228 m e declividades são bastantes suaves, entre 0 e 2 graus (média 0,5°), com os maiores valores estando na porção sudoeste da área e são representados pelas ocorrências de cristas e lineamentos (provocados por halocinese).

A partir da interpretação da sísmica 3D, da sísmica de alta resolução (sonar, SBP e multifeixe) e das amostras geológicas e geotécnicas existentes na área, foi identificada, na seção rasa, a predominância de uma fácies denominada de lama (argila e silte). Essa lama é representada por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 45 m (**Figura II.5.1.4.2.4-14** / Seção A – B). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifeixe, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-14 – *Faciologia do fundo marinho na área do DP de Sépia com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

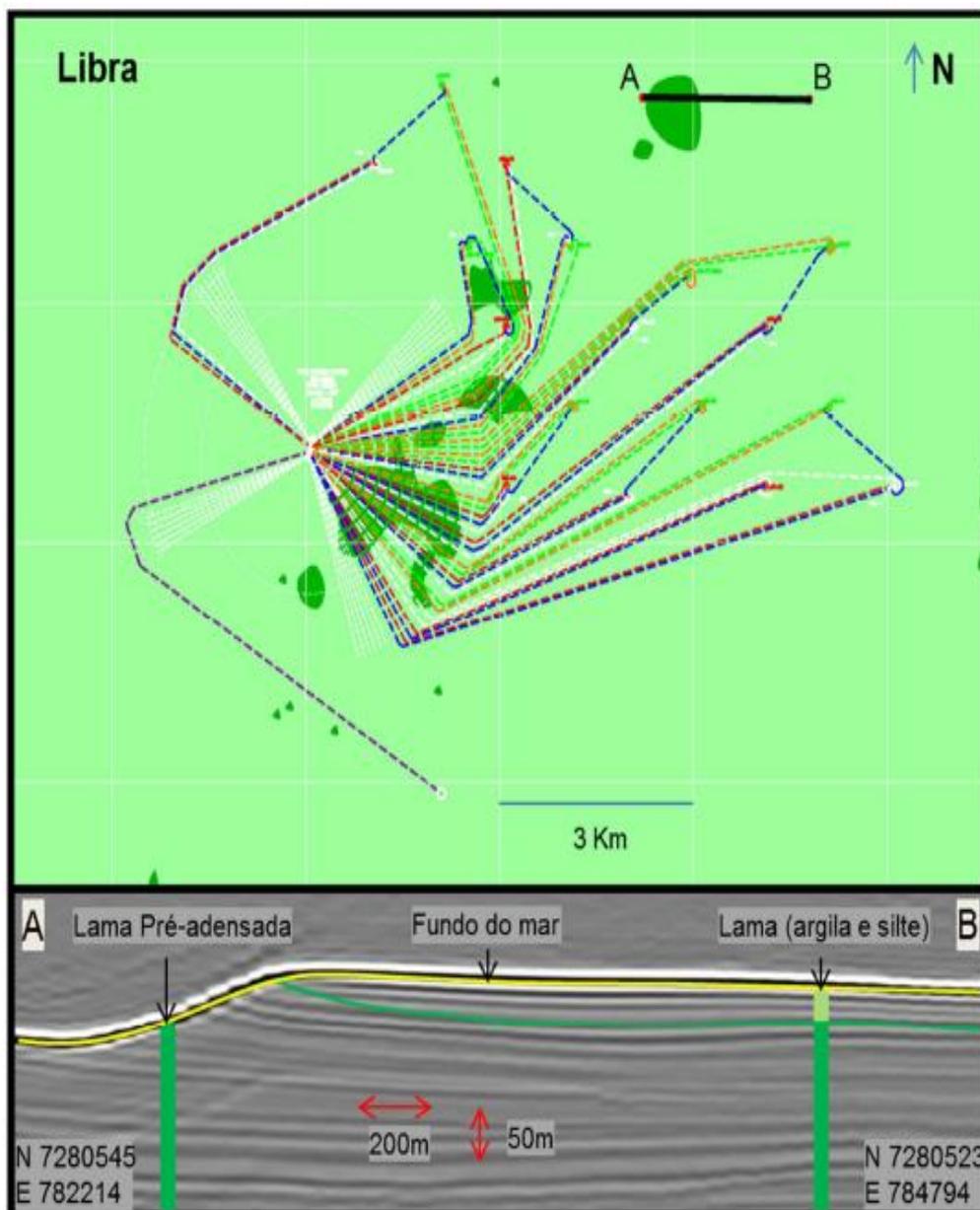
Área do Piloto de Libra

A área do Piloto de Libra encontra-se localizada nos limites das províncias fisiográficas Talude Continental e Platô de São Paulo em uma região com cotas batimétricas que variam de -1865 m até -2108 m, declividades entre 0 e 27 graus (média 2,15°), com os maiores valores estando na porção central da área e são representados pelas ocorrências de ondulações (cristas e lineamentos), grabens (depressões) no fundo marinho. Essas feições são provenientes do soerguimento dos estratos sedimentares provocados pela tectônica salífera (halocinese) onde afloram as lamas pré-adensadas.

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área, sendo identificados, em perfis sísmicos 3D (resolução 25 X 25 m), por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 40 m (**Figura II.5.1.4.2.4-15 / Seção A – B**). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada do dado sísmico 3D (**Figura II.5.1.4.2.4-15/ Seção A – B**). Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não costumam representar dificuldades para projetos submarinos.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de sísmica 3D e também por serem áreas de mesmo contexto geológico as áreas contendo dado de alta resolução.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-15 – Faciologia do fundo marinho na área do Piloto de Libra com sísmica 3D representativa indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.

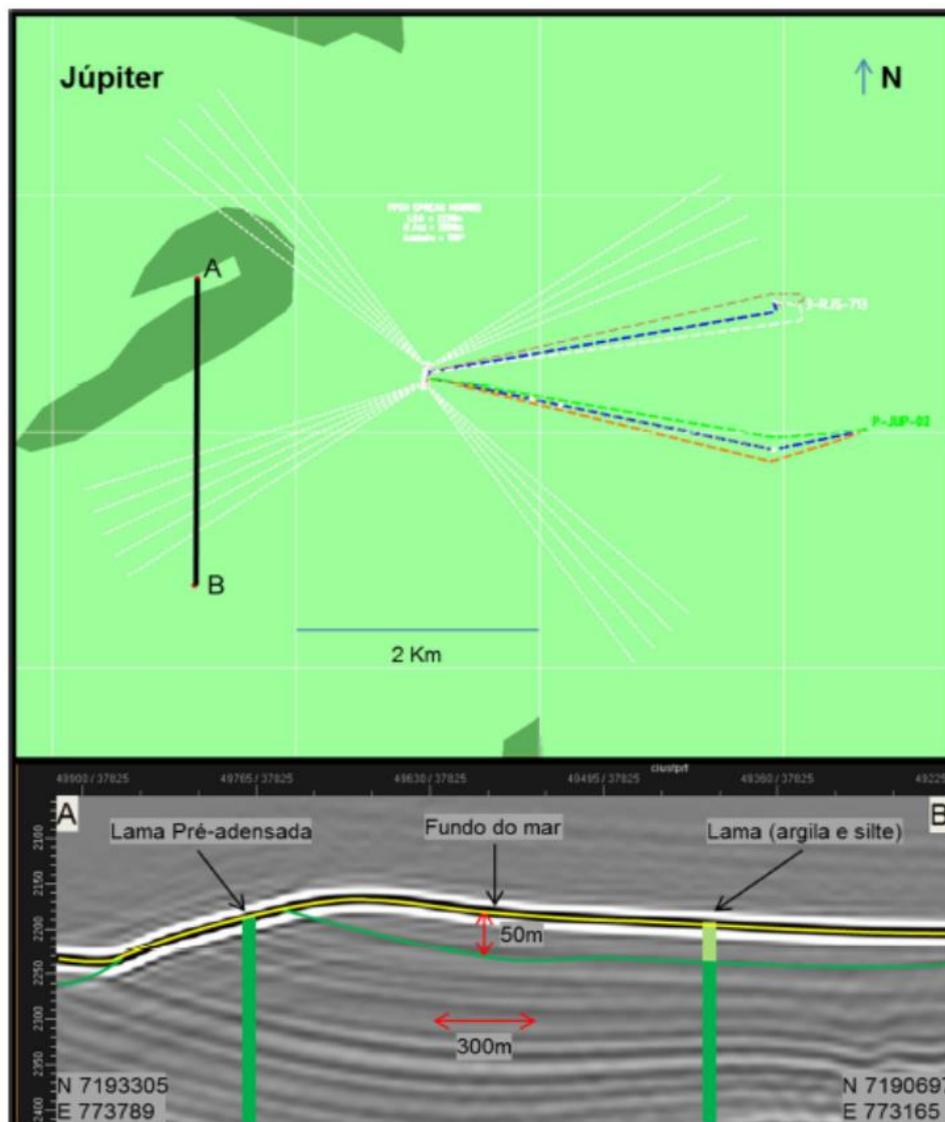
Área do Piloto de Júpiter

A região do Piloto de Júpiter apresenta cotas batimétricas variando de -2165 m até -2365 m e declividades entre 0 e 11,5 graus (média 1,95°), com os maiores valores estando na porção oeste da área e são representados pelas ocorrências de cristas, grabens (depressões) e lineamentos (provocados por halocinese) onde afloram as lamas pré-adensadas.

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área (aproximadamente 88%), sendo identificados, em perfis de SBP, por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 30 m (**Figura II.5.1.4.2.4-16** / Seção A – B). Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 18 e 30% e 30 e 60%, ou seja, são classificados como Lama Rica em Carbonatos e Marga de idades holocênica.

A lama pré-adensada apresenta padrão de reflexão truncando o fundo marinho, informação retirada do dado sísmico 3D (**Figura II.5.1.4.2.4-16** / Seção A – B). Normalmente a lama pré-adensada apresenta uma resistência mais elevada que a lama (argila e silte), porém não costumam representar dificuldades para projetos submarinos.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de sísmica 3D e também por serem áreas de mesmo contexto geológico daquelas que possuem dados de alta resolução.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-16 – *Faciologia do fundo marinho na área do Piloto de Júpiter com sísmica 3D representativa indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

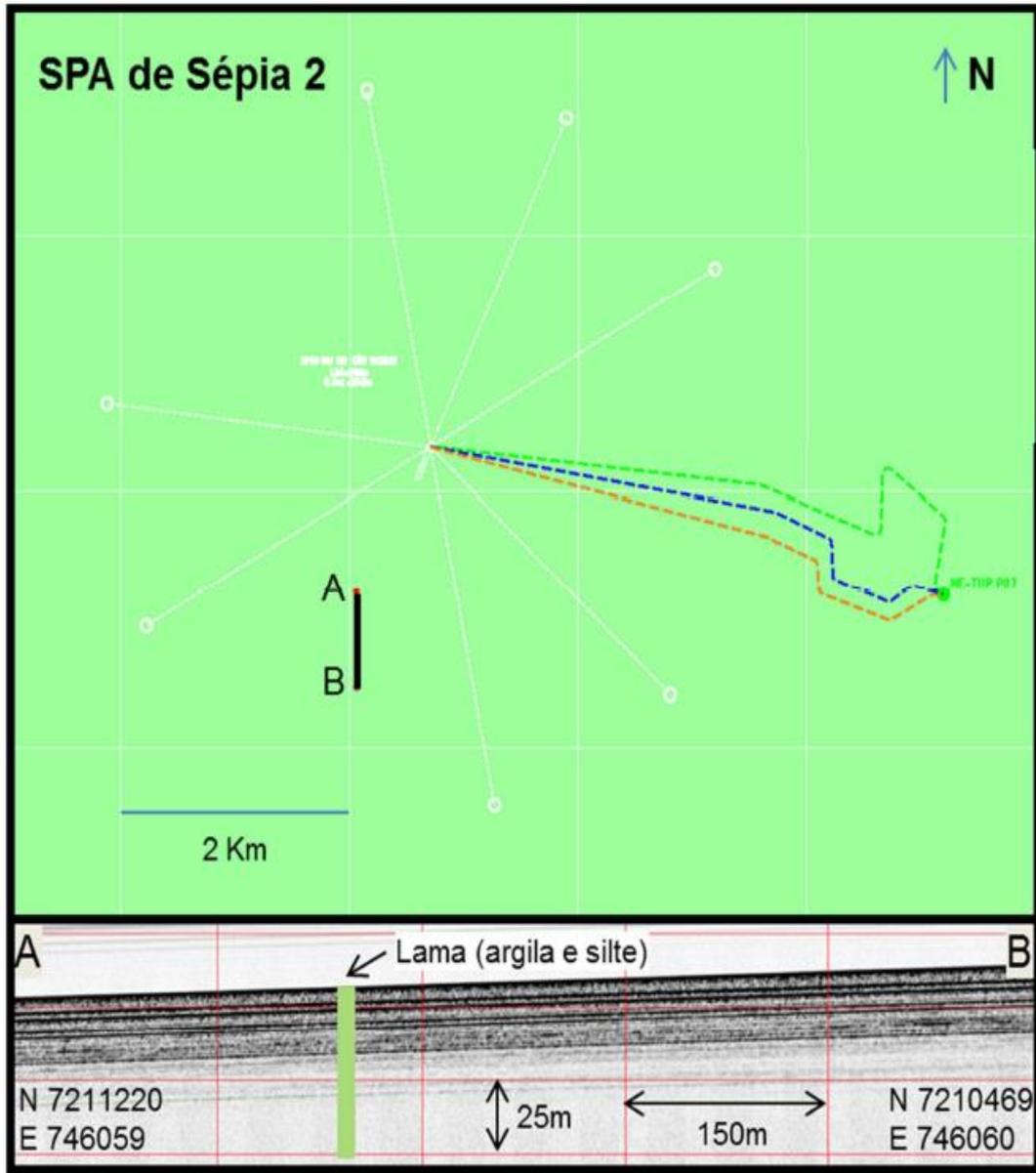
Área do SPA de Sépia-2

A área do SPA de Sépia 2 encontra-se localizada na província fisiográfica do Platô de São Paulo em uma região com cotas batimétricas que variam de -2132 m até -2213 m e declividades entre 0 e 1,7 graus (média 0,5°), com os maiores valores estando na porção sudeste da área e são representados pelas

ocorrências de suaves ondulações (pequenas cristas de grandes amplitudes) no fundo marinho. Essas cristas são provenientes do soerguimento dos estratos sedimentares provocados pela tectônica salífera (halocinese).

Os sedimentos lamosos (argila e silte) são predominantes na área, sendo identificados, em perfis de SBP, por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 45 m (**Figura II.5.1.4.2.4-17 / Seção A – B**). Os teores de CaCO_3 encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de batimetria de multifeixe, sonar de varredura lateral e SBP.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-17 – *Faciologia do fundo marinho na área do SPA de Sépia 2 com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

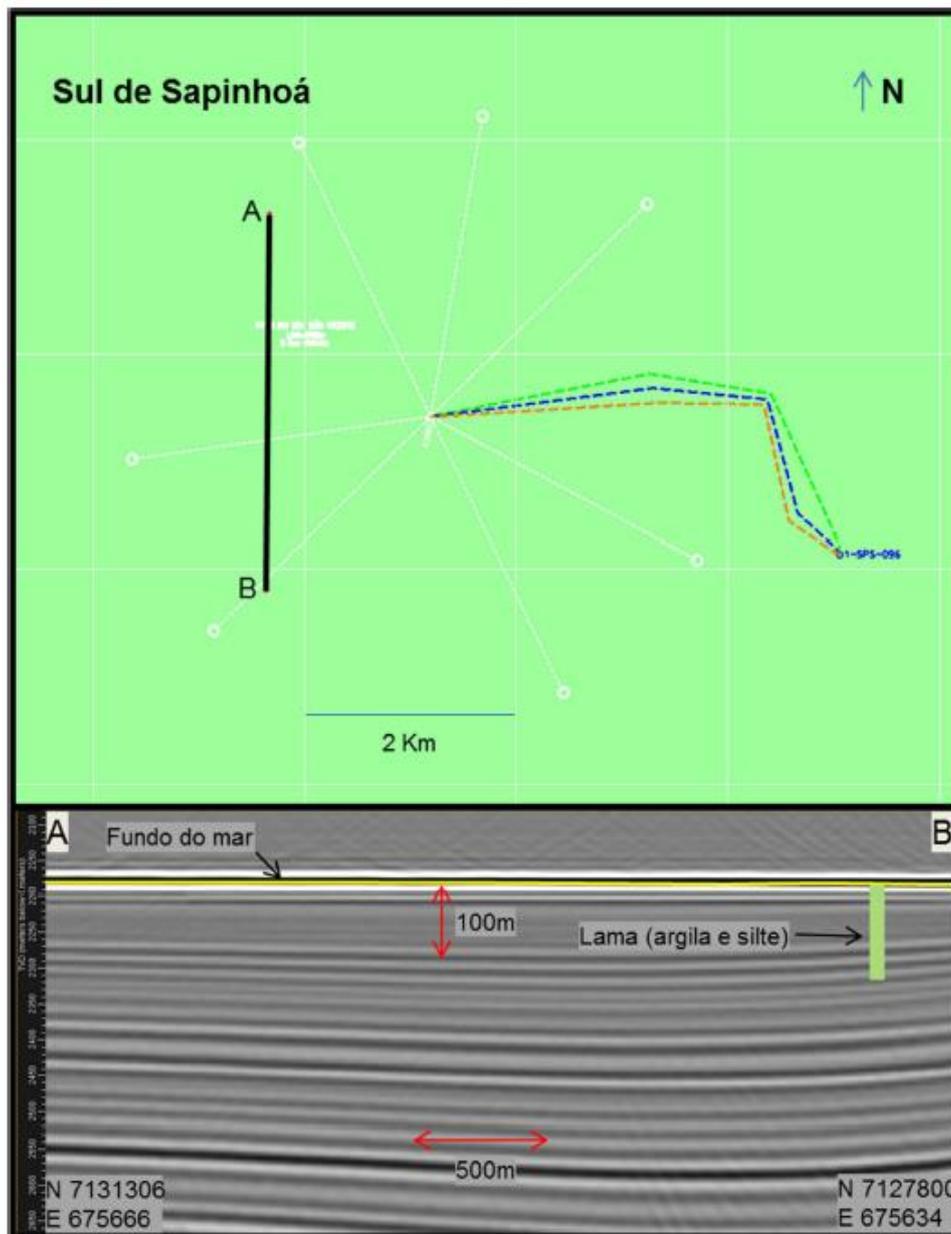
Área do SPA de Sul de Sapinhoá

As cotas batimétricas da região do SPA de Sul de Sapinhoá variam de -2162 m até -2220 m e declividades entre 0 e 9 graus (média 0,6°), com os maiores valores estando nas porção sul da área e são representados pelas ocorrências de cristas, grabens (pequenas depressões) e lineamentos (provocados por halocinese) onde afloram as lamas pré-adensadas.

A partir da interpretação da sísmica 3D (resolução 18,75 X 18,75 m) e das amostras geológicas e geotécnicas existentes na região circunvizinhas, foi identificada, na seção rasa, a predominância de uma fácies denominada de lama (argila e silte). Essa lama é representada por refletores plano-paralelos, contínuos caracterizados por uma deposição hemipelágica e apresentam espessura média de 50 m (**Figura II.5.1.4.2.4-18** / Seção A – B).

Os teores de CaCO₃ encontrados nas amostras da região estão entre 30 e 60%, ou seja, são classificados como Marga de idade holocênica.

Destaca-se que não foi observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de águas profundas ou bancos de algas. Essa observação foi constatada com base em dados de sísmica 3D e também por serem áreas de mesmo contexto geológico as áreas contendo dados de alta resolução.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Figura II.5.1.4.2.4-18 – *Faciologia do fundo marinho na área do SPA de Sul de Sapinhoá com seções representativas de SBP indicando espessura da lama e os padrões de reflexão encontrados na área do projeto submarino.*

II.5.1.4.2.5 – Mapa Batimétrico / Faciológico

Os Mapas Batimétricos/Faciológicos referente às áreas dos SPAs, DPs e Pilotos do Polo Pré-Sal Etapa 3 estão apresentados nas **Figuras II.5.1.4.2.5-1 a Figura II.5.1.4.2.5-15 (Anexo II.5.1.4.2.5-1)**.

II.5.1.4.2.6 – Caracterização Geotécnica

Para a caracterização geotécnica foi considerado o grande conjunto de dados de Geologia e Geotecnia atualmente disponíveis na área de estudo e que foram utilizados na Análise de Ameaça de Instabilidade Sísmica de Taludes Submarinos na área do Polo Pré-Sal – Etapa 3 (PETROBRAS, 2015a).

Na ocasião do estudo anteriormente citado, foram avaliados dados de solo provenientes de quatro campanhas de investigação geológico-geotécnicas de campo executadas pela PETROBRAS através da empresa contratada Fugro-McClelland Marine Geosciences, Inc.: três com o navio de perfuração geotécnica M/V “Explorer” (de 24 de abril a 31 de julho de 2005, de 26 de novembro de 2007 a 24 de fevereiro de 2008 e de 12 de março de 2011 a 08 de janeiro de 2013), e uma com o navio SRV “Bavenit” (ocorrida de 17 a 27 de abril de 2010).

Foram realizadas 122 (cento e vinte e duas) amostragens para finalidades geotécnicas com Jumbo Piston Corer (furos sigla JPC, SC e K) e 65 (sessenta e cinco) amostragens para fins de Geologia (furos sigla GL).

As amostragens feitas com STACOR® (furos SC) obtiveram recuperações entre 15,6 m (SC-904) e 17,2 m (locação do SC-903), ambos executados no Nordeste do Campo de Lula. E a amostragem geotécnica executada com o amostrador de gravidade Kullenberg (furo K-907 no Campo de Cernambi), obteve uma recuperação de 6,8 m.

Com exceção da campanha de 2010, as amostras recuperadas foram perfiladas usando o equipamento MSCL-S (Multi-Sensor Core Logger), da empresa GeoTek. Densidade (pelo método de atenuação de raio-gama), velocidade ultrassônica (onda-P), susceptibilidade magnética e resistividade elétrica foram medidas em intervalos de 2 cm em cada testemunho, fornecendo perfis altamente detalhados. O conjunto de resultados possibilitou que tanto

avaliações quantitativas quanto qualitativas fossem feitas sobre a qualidade das amostras, e também auxiliaram a interpretar as propriedades geotécnicas em cada localização.

Em geral, as condições do solo no leito marinho na área do Etapa 3 se mostraram aproximadamente uniformes de ponto a ponto, consistindo principalmente de argila de consistência muito mole no fundo do mar a média ou rija na profundidade de término das amostragens com JPC (principalmente margas – 30 a 60% de CaCO₃ – e lamas de diferentes tipos e naturezas). Localmente foi encontrada a presença de areia interdigitando os sedimentos mais finos.

Na área prevista para operação do TLD de Sagitário, Bloco BM-S-50 (nas localidades dos furos GL-1071, GL-1072, GL/JPC-1074, JPC-1075, JPC-1076, JPC-1112 e JPC-1113), as condições do solo consistiram de argila muito mole a média com lentes e camadas de areia a areia-siltosa, variando tanto em espessura quanto em profundidade. No Sul do Campo de Sapinhoá foram notadas lentes de areia na camada de argila (JPC-1193).

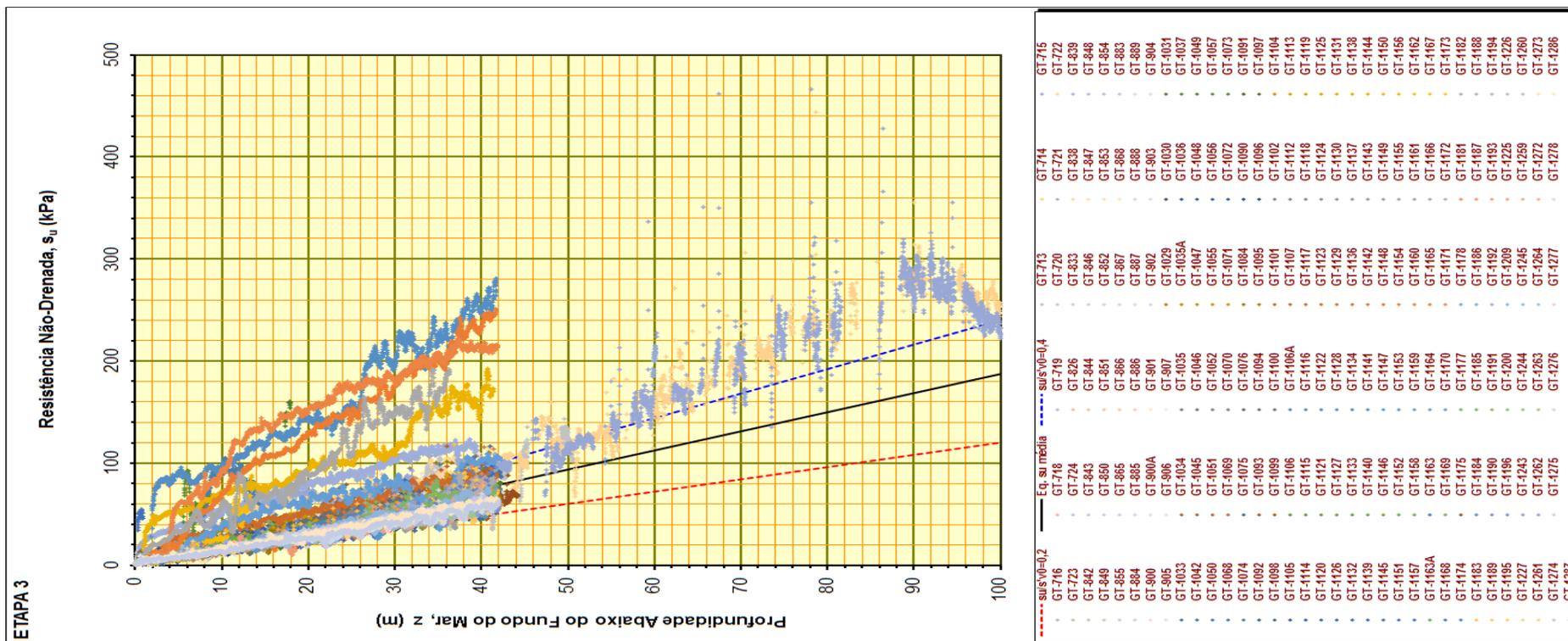
No estudo da PETROBRAS (2015b), apresentado em detalhes no item de **Sismicidade no Estudo Ambiental da Bacia de Santos**, obteve-se ainda o mapa de fatores de segurança (FS) e Aceleração Crítica (a_c) para a área do Etapa 3. Para isso foram integrados dados morfológicos, sedimentológicos, geotécnicos, geofísicos e sismológicos, complementados com a modelagem de estabilidade de taludes em um Sistema de Informações Geográficas, em uma abordagem multidisciplinar. Em resumo, foram apresentadas as propriedades geotécnicas de densidade e resistência ao cisalhamento não-drenada dos sedimentos, e uma análise de estabilidade do fundo marinho da área do Etapa 3.

Notou-se um perfil de adensamento normal dos sedimentos na maior parte da área estudada, com exceção das áreas mais íngremes com a exposição de estratos mais antigos e de maior resistência, onde ocorre um forte sobreadensamento dos sedimentos já próximo à superfície do fundo do mar (**Figura II.5.1.4.2.6-1**).

Alguns *geohazards* têm uma influência direta no layout do campo e projetos de Engenharia, devendo ser considerados no projeto do arranjo submarino. Há uma interrelação entre alguns *geohazards*, como por exemplo a associação de

pockmarks com falhas e estruturas de sal, que atuam como caminhos de fluxo para a expulsão de fluidos, assim como o diapirosmo de sal e a presença de argilas normalmente mais resistentes próximo ao fundo marinho.

O diapirosmo do sal não é considerado propriamente um *geohazard*. Entretanto, a morfologia afetada pela movimentação do sal pode influenciar o desenvolvimento do layout das estruturas de produção no campo e os projetos de fundações para início de poço e ancoragem de unidades flutuantes de produção. O soerguimento do sal e a erosão subsequente do fundo do mar fazem com que camadas de argila de consistência rija a muito rija de camadas mais antigas possam ser expostas na superfície.



Fonte: PETROBRAS (2015a).

Figura II.5.1.4.2.6-1 – Perfis em função da profundidade abaixo do piso marinho de resistência não-drenada estimados a partir dos ensaios de PCPT in situ executados na área de estudo.

Do ponto de vista de estabilidade de taludes é necessário avaliar a presença ou não dos potenciais mecanismos de detonação de movimentos de massa. Estes processos podem ser:

- Redução da resistência ao cisalhamento dos sedimentos induzido por deformação cisalhante – Deslizamento retrogressivo.
- Dissociação de hidratos de gás metano (induzida por mudanças climáticas que promovam aquecimento ou rebaixamento do nível do mar).
- Sobrecarga imposta pela taxa de sedimentação intensa capaz de gerar excessos de poro-pressão.
- Aceleração da gravidade, num processo estático.
- Mudança da inclinação do talude devido a processo de elevação de diápiros de sal.
- Carregamento dinâmico induzido por acelerações decorrentes de sismos.

O processo decorrente da redução da resistência ao cisalhamento dos sedimentos devido à deformação de cisalhamento induzida ao solo é um dos mecanismos que podem levar à redução no fator de segurança quanto ao escorregamento do talude. Caso a sensibilidade do material seja elevada, a redução no fator de segurança pode chegar a uma condição de ruptura generalizada no maciço. Se a sensibilidade do solo for alta, um evento inicialmente pequeno de deslizamento pode evoluir para um grande deslizamento retrogressivo. A sensibilidade do solo da região envolvida no Etapa 3, obtida através dos resultados das campanhas de investigação geológicas e geotécnicas, indica valores classificados como de baixa a média. Desta forma, podemos afirmar que este não é potencial mecanismo de movimento de massa na região do Etapa 3. Este processo somente ocorre em argilas de alta sensibilidade, normalmente classificadas como argilas sensíveis. Como as argilas existentes no local não podem ser consideradas como argilas sensíveis, conseqüentemente este mecanismo de disparo não apresenta pré-disposição de desencadear um processo de escorregamento na região da Etapa 3.

O segundo mecanismo a ser investigado refere-se a possibilidade de dissociação do hidrato de gás. O hidrato quando presente no subsolo cria uma coesão aparente no sedimento e, devido a isso, aumenta significativamente sua resistência. No caso de haver uma instabilização do hidrato que o faça sofrer um

processo de dissociação, mudando seu estado físico, movimentos de massa de grandes proporções podem ser verificados. Na porção superior da zona de estabilidade do hidrato de gás, a expulsão do gás livre devido a dissociação pode fazer com que o sedimento do talude fique instável, e isso pode ser considerado como uma causa potencial de risco de deslizamento.

A presença de hidratos de gás é frequentemente inferida devido à aparência em perfis sísmicos de um refletor forte, de amplitude negativa e subparalelo ao fundo do mar, conhecido como BSR – *Bottom Simulating Reflector*. Os dados existentes de sísmica 3D, e dos dados de sísmica de alta resolução como sonar de varredura lateral (SSS) e a sísmica rasa (SBP), não evidenciam, nas áreas do Etapa 3 da Bacia de Santos, a presença desse refletor subparalelo ao fundo marinho (BSR) característico de presença de hidratos de gás na região. Desta forma não existe potencial de flutuações rápidas na poro-pressão causadas pela dissociação de hidratos.

É de conhecimento que altas taxas de sedimentação sobre solos argilosos com baixa permeabilidade podem causar o desenvolvimento de excesso de poro-pressão e conseqüentemente instabilização de maciços. Elevadas taxas de sedimentação sobre maciços, funcionam como sobrecarga adicional no terreno criando esforços instabilizantes. Devido ao baixo coeficiente de adensamento dos solos argilosos, são gerados excessos de poro-pressões. As tensões efetiva e conseqüentemente a resistência ao cisalhamento dos solos, que são as responsáveis pela capacidade resistente do maciço, não crescem na mesma proporção ao longo do tempo. Em áreas mais inclinadas, a razão entre a tensão de cisalhamento e a tensão normal efetiva ao longo de superfícies de escorregamentos potenciais aumentará, e a margem de segurança contra a instabilidade do talude será reduzida.

A detonação de processos de movimento de massa por mecanismos decorrentes taxas de sedimentação são características de regiões próximas a desembocadura de rios volumosos, como, por exemplo, o delta do Rio Amazonas, do rio Mississipi e outros. Regiões com reduzidas taxas de sedimentação, como é o caso da região do Etapa 3 aqui analisado, não são acometidos por este risco de detonação de movimento de massa devido a este mecanismo .

Considerando apenas condições de poro-pressões hidrostáticas nos sedimentos e na ausência de outro mecanismos de disparo, a análise de estabilidade sugere que o piso marinho pode ser considerado estável sob carregamento estático na situação atual de nível de mar alto (Fatores de segurança superiores a 1.0). São necessárias razões de sobrepressão superiores a 0,43 para instabilizar taludes de 2° de inclinação. Elevados excessos de poro-pressão não são factíveis de serem gerados nessa área onde, no momento geológico que nos encontramos, ocorre uma acumulação lenta de sedimentos (< 15 cm/1.000 anos). A sobrecarga induzida pela taxa de sedimentação é extremamente baixa, não sendo suficiente para provocar o desenvolvimento de excesso de poro-pressão de magnitude expressiva.

Cabe aqui ressaltar que não existe na prática mundial da Engenharia Geotécnica uma normatização ou um critério pré-estabelecido quanto à definição do fator de segurança mínimo aceitável para empreendimentos de produção de petróleo e gás natural. Em geral as avaliações de segurança quanto a estabilidade dos taludes são calculados em fatores de segurança previamente estabelecidos pelos operadores ou órgãos reguladores, associados a datação dos sedimentos decorrentes de evidências de movimento de massa recente. Neste caso podemos dizer que todos os fatores de segurança estáticos mostram fatores de segurança bastante superiores a condição de instabilidade (FS = 1.0). Além disso foi observada a presença de uma camada holocênica ao longo de toda a região do Etapa 3 que corrobora a condição de estabilidade da região.

A **Figura II.5.1.4.2.6-2** ilustra o mapa de fatores de segurança obtido através da modelagem matemática na condição estática, considerando condições não-drenadas (tensões totais) para o comportamento do solo.

A estabilidade de taludes é fortemente influenciada pelo ângulo de inclinação do fundo do mar, como evidenciado pelos altos valores de fatores de segurança calculados nas áreas de baixa declividade. Pode ser notado que para o caso estático em condições de poro-pressão hidrostáticas, o fundo marinho na área de estudo pode em sua totalidade ser considerado estável na situação atual de nível de mar alto.

As áreas de menor fatores de segurança estão associados as áreas afetadas por halocinese, notadamente nos flancos de ravinas confinadas por falhas

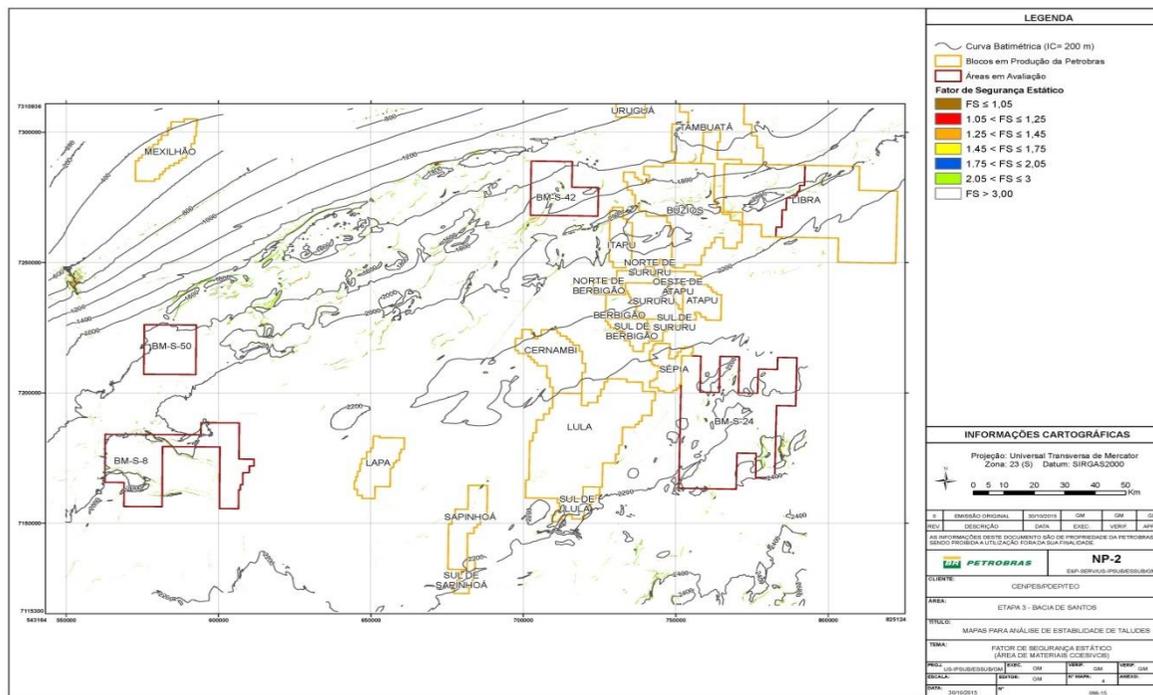
normais ancoradas no sal. Apenas algumas pequenas áreas muito localizadas e intensamente deformadas pelo diapirismo salino resultaram com um potencial para escorregamentos que pode ser classificado como mais elevado, mesmo assim apresentando coeficientes de ruptura superiores a unidade.

A área do Etapa 3 está localizada a uma distância significativa do limite entre as Placas Sul-Americana e Africana e, conseqüentemente, as falhas e movimentação decorrente do fundo marinho podem ser consideradas como não sendo de origem tectônica interplacas. Observa-se que a maioria das falhas existentes tem origem do processo de diapirização das camadas salinas. Na atualidade o movimento ascendente do sal é bastante lento (em torno de 0,025 mm/ano). Pode-se concluir a partir disso que há um baixo risco de deslocamento de falhas que impactem as estruturas submarinas a serem instaladas, mas há um risco residual devido à intervenção humana (como pela depleção de reservatórios), o que deve ser gerenciado de modo a evitar a ativação de movimentos ao longo de falhas pré-existentes.

Os resultados da análise de estabilidade sugerem ainda que as regiões com maior potencialidade de apresentar rupturas localizadas seriam as paredes de alguma minibacias de sal, no caso em que o processo de movimentação do sal ainda estivesse ativa. Conforme anteriormente dito as taxas de movimentação vertical ascendente calculadas para o sal são extremamente baixas (em torno de 0,025 mm/ano), tornando irrelevante a ameaça de escorregamentos por causa do aumento da inclinação do piso marinho decorrente do soerguimento do sal. Pode-se afirmar que o processo de diapirização na área do Etapa 3 pode ser considerado como congelado. Corroborando com esta avaliação, temos que as datações de sedimentos através do biozoneamento de foraminíferos planctônicos e de nanofósseis calcários sugerem que rupturas nestas áreas foram mais prevalentes há milhares de anos atrás durante períodos de nível de mar baixo, diferente do trato de sistema atual.

Por último, o outro mecanismo conhecido de disparo de movimento de massa é o decorrente de acelerações induzidas por sismos. No domínio marinho, o mecanismo de disparo reportado como mais frequente tem sido o carregamento proveniente de sismos.

As análises probabilísticas de ameaça sísmica realizadas para a Região do Etapa 3 da Bacia de Santos, estimou um valor de aceleração de pico do piso (PGA – *Peak Ground Acceleration*) de 5% da aceleração da gravidade, para uma probabilidade de excedência de 10% em um período de 50 anos de exposição a ameaça sísmica. Nesta condição verificou-se então que a ameaça sísmica é também irrelevante, não exigindo que sejam tomadas medidas mitigadoras ou as estruturas previstas de serem instaladas sejam projetadas para resistirem a este nível de ameaça.



Fonte: PETROBRAS (2015a).

Figura II.5.1.4.2.6-2 – Mapa de fatores de segurança estáticos contra escorregamentos rasos para a área do Etapa 3 (condições não-drenadas).



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

Dominga Fernandes Pimenta Ueta

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017