

ÍNDICE

II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE	3
II.2.1 – APRESENTAÇÃO.....	3
II.2.1.A – OBJETIVOS DAS ATIVIDADES	3
II.2.1.B – CRONOGRAMA PRELIMINAR DAS ATIVIDADES	3
II.2.1.C – LOCALIZAÇÃO E LIMITES DOS BLOCOS / CAMPOS	5
II.2.1.D – INFORMAÇÕES SOBRE OS POÇOS	12
II.2.1.E – LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO.....	16
II.2.1.F – CONTRIBUIÇÃO DA ATIVIDADE	31
II.2.2 – HISTÓRICO	32
II.2.2.A – HISTÓRICO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS.....	32
II.2.2.B – RELATO SUMÁRIO DOS PROJETOS.....	40
II.2.3 – JUSTIFICATIVAS.....	41
II.2.3.A – ASPECTOS ECONÔMICOS	41
II.2.3.B – ASPECTOS SOCIAIS.....	42
II.2.3.C – ASPECTOS AMBIENTAIS	43
II.2.4 – DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES	44
II.2.4.A - DESCRIÇÃO GERAL DOS PROCESSOS DE PRODUÇÃO	44
II.2.4.B - DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DE INSTALAÇÃO PARA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO	47
II.2.4.B.1 - PROCEDIMENTOS DE RECONHECIMENTO E ESCOLHA DE LOCAÇÕES E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO PARA OS RISCOS GEOLÓGICOS.....	47
II.2.4.B.2 - PROCEDIMENTOS PARA LANÇAMENTO, AMARRAÇÃO E ANCORAGEM DE LINHAS DE ESCOAMENTO	57
II.2.4.B.3 – MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE INTERAÇÃO ENTRE LINHAS DE ESCOAMENTO	57
II.2.4.C - DESCRIÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO.....	58
II.2.4.C.1 – INFORMAÇÕES GERAIS.....	70
II.2.4.D - DESCRIÇÃO DAS OPERAÇÕES DE INTERVENÇÃO	72
II.2.4.E - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE DUTOS SUBMARINOS	72
II.2.4.E.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS A SEREM TRANSPORTADOS	75
II.2.4.F - DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS ASSOCIADOS	76
II.2.4.F.1 - INSTALAÇÃO DO GASODUTO SUL CAPIXABA.....	76

II.2.4.F.2 - DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS PARA A REALIZAÇÃO DOS TESTES DE ESTANQUEIDADE DAS LINHAS.....	84
II.2.4.G - A CURVA PREVISTA PARA A PRODUÇÃO DE ÓLEO, ÁGUA E GÁS, DURANTE A EXPLOTAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS	89
II.2.4.H - CARACTERIZAÇÃO QUÍMICA, FÍSICO-QUÍMICA E TOXICOLÓGICA	100
II.2.4.H.1 – FLUORESCÊNCIA (FLUORENE R2).....	100
II.2.4.I - CARACTERIZAÇÃO QUALITATIVA E QUANTITATIVA DA ÁGUA PRODUZIDA	103
II.2.4.J - LAUDOS TÉCNICOS DAS ANÁLISES	103
II.2.4.K - CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES DECORRENTES DA OPERAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO	103
II.2.4.L - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA E DE PROTEÇÃO AMBIENTAL.....	109
II.2.4.L.1 - UNIDADES DE LANÇAMENTO DE LINHAS E DUTOS	109
II.2.4.M - PERSPECTIVAS E PLANOS DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO.....	117
II.2.4.N - IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA DE APOIO	123
II.2.4.N.1 - OPERAÇÃO DE BARCOS DE APOIO, CARACTERIZANDO O TERMINAL PORTUÁRIO DE APOIO MARÍTIMO	123
II.2.4.N.2 - LOCALIZAÇÃO DOS CENTROS ADMINISTRATIVOS	125
II.2.4.N.3 - ÁREA PARA O ARMAZENAMENTO TEMPORÁRIO DE RESÍDUOS.....	125
II.2.4.N.7 - INSTALAÇÕES DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS E ÁGUA	126
II.2.4.N.8- TERMINAL AÉREO A SER UTILIZADO PARA O EMBARQUE E DESEMBARQUE DOS TRABALHADORES	127
II.2.4.N.9 - LICENÇAS AMBIENTAIS DOS TERMINAIS EMITIDAS PELO ÓRGÃO AMBIENTAL COMPETENTE	127
II.2.4.O - PROCEDIMENTOS A SEREM UTILIZADOS NA DESATIVAÇÃO DA UNIDADE.....	127

II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 – APRESENTAÇÃO

II.2.1.A – OBJETIVOS DAS ATIVIDADES

O objetivo principal da atividade objeto deste EIA/RIMA é a instalação de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) e de infra-estrutura submarina associada visando a produção e escoamento de óleo e gás na área do Parque das Baleias e Campo de Catuá.

II.2.1.B – CRONOGRAMA PRELIMINAR DAS ATIVIDADES

É apresentado na Tabela II.2.1-1 a seguir o cronograma preliminar das atividades que compõem o desenvolvimento integrado da produção e escoamento de óleo e gás na área do Parque das Baleias e área do Campo de Catuá, sendo contempladas as etapas dos Projetos objeto deste estudo. Salientamos que tais informações podem sofrer alterações por se tratarem de previsões de longo prazo e em função da dinâmica inerente às atividades *offshore*. Neste caso, os devidos ajustes de cronograma serão informados à CGPEG/IBAMA.

II.2.1.C – LOCALIZAÇÃO E LIMITES DOS BLOCOS / CAMPOS

A área denominada como Parque das Baleias está localizada na porção norte da Bacia de Campos, sul do Estado do Espírito Santo e engloba os Campos de Baleia Anã, Cachalote, Jubarte, Baleia Franca, Baleia Azul, Caxaréu e Pirambú. É parte integrante deste estudo também o Campo de Catuá, antiga Área do poço ESS-130 (ver Figura II.2.1-1 abaixo). A área total do Parque das Baleias e área do Campo de Catuá, objeto deste EIA/RIMA, equivale a 547,095 Km².

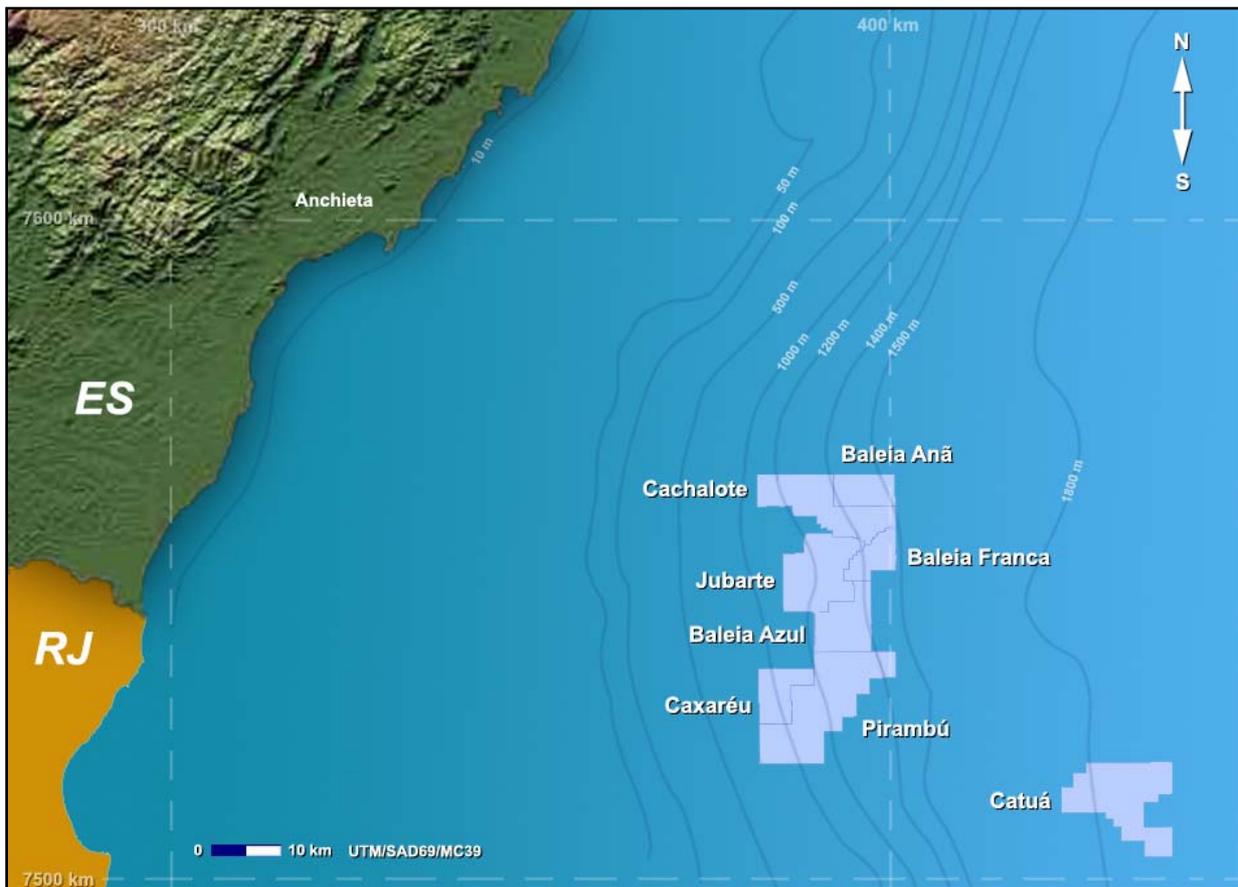


Figura II.2.1-1 – Localização da Área do Parque das Baleias e Campo de Catuá.

São apresentadas a seguir informações sobre a localização dos Campos que se pretende desenvolver na região supracitada:

PARQUE DAS BALEIAS - CAMPO DE BALEIA ANÃ

O Campo de Baleia Anã está localizado a cerca de 78 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna

d'água no local varia de 1.400 a 1.550 metros de profundidade. A Tabela II.2.1-2 apresenta as coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Baleia Anã.

Tabela II.2.1-2 – Coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Baleia Anã (Datum SAD69).

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°07'30,000" S	40°01'15,000" W
2	21°07'30,000" S	39°56'15,000" W
3	21°10'09,375" S	39°56'15,000" W
4	21°10'09,375" S	40°01'15,000" W
5	21°07'30,000" S	40°01'15,000" W

PARQUE DAS BALEIAS - CAMPO DE BALEIA AZUL

O Campo de Baleia Azul encontra-se localizado a cerca de 85 km da continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna d'água no local onde se encontra este Campo varia de 1.200 a 1.450 metros de profundidade. A Tabela II.2.1-3 apresenta as coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Baleia Azul.

Tabela II.2.1-3 – Coordenadas geográficas dos novos vértices da Concessão de Baleia Azul (Datum SAD69).

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°15'09,375" S	39°58'16,875" W
2	21°15'09,375" S	39°56'15,000" W
3	21°17'20,625" S	39°56'15,000" W
4	21°17'20,625" S	39°57'20,625" W
5	21°17'30,000" S	39°57'20,625" W
6	21°17'30,000" S	39°57'30,000" W
7	21°17'58,125" S	39°57'30,000" W
8	21°17'58,125" S	39°57'48,750" W
9	21°18'45,000" S	39°57'48,750" W
10	21°18'45,000" S	39°58'16,875" W
11	21°21'24,375" S	39°58'16,875" W
12	21°21'24,375" S	40°02'58,125" W
13	21°18'16,875" S	40°02'58,125" W
14	21°18'16,875" S	40°01'43,125" W
15	21°17'30,000" S	40°01'43,125" W
16	21°17'30,000" S	39°59'41,250" W
17	21°15'56,250" S	39°59'41,250" W
18	21°15'56,250" S	39°58'16,875" W
19	21°15'09,375" S	39°58'16,875" W

PARQUE DAS BALEIAS - CAMPO DE BALEIA FRANCA

O Campo de Baleia Franca encontra-se localizado a cerca de 82 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna d'água no local onde se encontra esse Campo varia de 1.400 a 1.550 metros de profundidade. A Tabela II.2.1-4 apresenta as coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Baleia Franca.

Tabela II.2.1-4 – Coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Baleia Franca (Datum SAD69).

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°15' 56,250" S	39°58'16,875" W
2	21°15' 56,250" S	40°00'28,125" W
3	21°15' 00,000" S	40°00'28,125" W
4	21°15' 00,000" S	40°00'00,000" W
5	21°14' 13,125" S	40°00'00,000" W
6	21°14' 13,125" S	39°59'41,250" W
7	21°13' 54,375" S	39°59'41,250" W
8	21°13' 54,375" S	39°59'22,500" W
9	21°13' 35,625" S	39°59'22,500" W
10	21°13' 35,625" S	39°58'54,375" W
11	21°13' 16,875" S	39°58'54,375" W
12	21°13' 16,875" S	39°58'45,000" W
13	21°13' 07,500" S	39°58'45,000" W
14	21°13' 07,500" S	39°58'16,875" W
15	21°12' 48,750" S	39°58'16,875" W
16	21°12' 48,750" S	39°58'07,500" W
17	21°12' 39,375" S	39°58'07,500" W
18	21°12' 39,375" S	39°57'58,125" W
19	21°12' 30,000" S	39°57'58,125" W
20	21°12' 30,000" S	39°57'48,750" W
21	21°12' 20,625" S	39°57'48,750" W
22	21°12' 20,625" S	39°57'39,375" W
23	21°12' 11,250" S	39°57'39,375" W
24	21°12' 11,250" S	39°57'11,250" W
25	21°12' 01,875" S	39°57'11,250" W
26	21°12' 01,875" S	39°57'01,875" W
27	21°11' 52,500" S	39°57'01,875" W
28	21°11' 52,500" S	39°56'43,125" W
29	21°11' 43,125" S	39°56'43,125" W
30	21°11' 43,125" S	39°56'15,000" W
31	21°15' 09,375" S	39°56'15,000" W
32	21°15' 09,375" S	39°58'16,875" W
33	21°15' 56,250" S	39°58'16,875" W

PARQUE DAS BALEIAS - CAMPO DE CACHALOTE

O Campo de Cachalote encontra-se a cerca de 80 km do continente, sendo a costa de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna d'água onde se encontra o Campo varia de 1.100 a 1.550 metros. A Tabela II.2.1-5 abaixo apresenta as coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Cachalote.

Tabela II.2.1-5 – Coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Cachalote (Datum SAD69).

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°10'09,375" S	40°07'30,000" W
2	21°07'30,000" S	40°07'30,000" W
3	21°07'30,000" S	40°01'15,000" W
4	21°10'09,375" S	40°01'15,000" W
5	21°10'09,375" S	39°56'15,000" W
6	21°11'43,125" S	39°56'15,000" W
7	21°11'43,125" S	39°56'43,150" W
8	21°11'52,500" S	39°56'43,150" W
9	21°11'52,500" S	39°57'01,875" W
10	21°12'01,875" S	39°57'01,875" W
11	21°12'01,875" S	39°57'11,250" W
12	21°12'11,250" S	39°57'11,250" W
13	21°12'11,250" S	39°57'39,375" W
14	21°12'20,625" S	39°57'39,375" W
15	21°12'20,625" S	39°57'48,750" W
16	21°12'30,000" S	39°57'48,750" W
17	21°12'30,000" S	39°57'58,125" W
18	21°12'39,375" S	39°57'58,125" W
19	21°12'39,375" S	39°58'07,500" W
20	21°12'48,750" S	39°58'07,500" W
21	21°12'48,750" S	39°58'16,875" W
22	21°13'07,500" S	39°58'16,875" W
23	21°13'07,500" S	39°58'45,000" W
24	21°12'48,750" S	39°58'45,000" W
25	21°12'48,750" S	39°59'13,125" W
26	21°12'39,375" S	39°59'13,125" W
27	21°12'39,375" S	39°59'41,250" W
28	21°12'30,000" S	39°59'41,250" W
29	21°12'30,000" S	40°01'24,375" W
30	21°12'01,875" S	40°01'24,375" W
31	21°12'01,875" S	40°01'52,500" W
32	21°11'52,500" S	40°01'52,500" W
33	21°11'52,500" S	40°02'20,625" W
34	21°11'33,750" S	40°02'20,625" W
35	21° 11'33,750" S	40°02'39,375" W
36	21°10'56,250" S	40°02'39,375" W
37	21°10'56,250" S	40°04'41,250" W
38	21°10'09,375" S	40°04'41,250" W
39	21°10'09,375" S	40°07'30,000" W

PARQUE DAS BALEIAS - CAMPO DE JUBARTE

O Campo de Jubarte encontra-se localizado a cerca de 77 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade no local onde se encontra esse Campo varia entre 1240 e 1350 metros. A Tabela II.2.1-6 apresenta as coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Jubarte.

Tabela II.2.1-6 – Coordenadas geográficas dos novos vértices da Concessão de Jubarte (Datum SAD69)

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°18'16,875" S	40°05'28,125" W
2	21°13'45,000" S	40°05'28,125" W
3	21°13'45,000" S	40°03'45,000" W
4	21°12'11,250" S	40°03'45,000" W
5	21°12'11,250" S	40°01'24,375" W
6	21°12'30,000" S	40°01'24,375" W
7	21°12'30,000" S	39°59'41,250" W
8	21°12'39,375" S	39°59'41,250" W
9	21°12'39,375" S	39°59'13,125" W
10	21°12'48,750" S	39°59'13,125" W
11	21°12'48,750" S	39°58'45,000" W
12	21°13'16,875" S	39°58'45,000" W
13	21°13'16,875" S	39°58'54,375" W
14	21°13'35,625" S	39°58'54,375" W
15	21°13'35,625" S	39°59'22,500" W
16	21°13'54,375" S	39°59'22,500" W
17	21°13'54,375" S	39°59'41,250" W
18	21°14'13,125" S	39°59'41,250" W
19	21°14'13,125" S	40°00'00,000" W
20	21°15'00,000" S	40°00'00,000" W
21	21°15'00,000" S	40°00'28,125" W
22	21°15'56,250" S	40°00'28,125" W
23	21°15'56,250" S	39°59'41,250" W
24	21°17'30,000" S	39°59'41,250" W
25	21°17'30,000" S	40°01'43,125" W
26	21°18'16,875" S	40°01'43,125" W
27	21°18'16,875" S	40°05'28,125" W

PARQUE DAS BALEIAS - CAMPO DE PIRAMBÚ

O Campo de Pirambú encontra-se localizado a cerca de 88,2 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade onde se encontra este Campo varia de 850 a 1500 metros. A Tabela II.2.1-7 apresenta as coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Pirambú.

Tabela II.2.1-7 – Coordenadas geográficas dos novos vértices da Concessão de Pirambú (Datum SAD69)

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°15'09,375"S	39°58'16,875"W
2	21°15'09,375"S	39°56'15,000"W
3	21°17'20,625"S	39°56'15,000"W
4	21°17'20,625"S	39°57'20,625"W
5	21°17'30,000"S	39°57'20,625"W
6	21°17'30,000"S	39°57'30,000"W
7	21°17'58,125"S	39°57'30,000"W
8	21°17'58,125"S	39°57'48,750"W
9	21°18'45,000"S	39°57'48,750"W
10	21°18'45,000"S	39°58'16,875"W
11	21°21'24,375"S	39°58'16,875"W
12	21°21'24,375"S	40°02'58,125"W
13	21°18'16,875"S	40°02'58,125"W
14	21°18'16,875"S	40°01'43,125"W
15	21°17'30,000"S	40°01'43,125"W
16	21°17'30,000"S	39°59'41,250"W
17	21°15'56,250"S	39°59'41,250"W

PARQUE DAS BALEIAS - CAMPO DE CAXARÉU

O Campo de Caxaréu, encontra-se localizado a cerca de 84,5 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade no local onde se encontra este Campo varia de 950 a 1200 metros. A Tabela II.2.1-8 a seguir apresenta as coordenadas geográficas dos vértices da Concessão de Caxaréu.

Tabela II.2.1-8 – Coordenadas geográficas dos novos vértices da Concessão de Caxarêú (Datum SAD69).

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°22'39,375" S	40°07'30,000" W
2	21°22'39,375" S	40°02'58,125" W
3	21°23'54,375" S	40°02'58,125" W
4	21°23'54,375" S	40°04'50,625" W
5	21°26'52,500" S	40°04'50,625" W
6	21°26'52,500" S	40°07'30,000" W
7	21°22'39,375" S	40°07'30,000" W

CAMPO DE CATUÁ

O Campo de Catuá (antigo poço ESS-130), está localizado a cerca de 128 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade no local onde se encontra este Campo varia de 1.700 a 1.950m. A Tabela II.2.1-9 a seguir apresenta as coordenadas dos vértices da Concessão do Campo de Catuá.

Tabela II.2.1-9 – Coordenadas geográficas da Concessão de Catuá (Datum SAD69).

PONTO	LATITUDE	LONGITUDE
1	21°30'00,000" S	39°40'46,875" W
2	21°30'00,000" S	39°33'45,000" W
3	21°32'30,000" S	39°33'45,000" W
4	21°32'30,000" S	39°34'50,625" W
5	21°33'07,500" S	39°34'50,625" W
6	21°33'07,500" S	39°36'05,625" W
7	21°35'00,000" S	39°36'05,625" W
8	21°35'00,000" S	39°33'45,000" W
9	21°37'20,625" S	39°33'45,000" W
10	21°37'20,625" S	39°36'05,625" W
11	21°36'05,625" S	39°36'05,625" W
12	21°36'05,625" S	39°37'58,125" W
13	21°35'00,000" S	39°37'58,125" W
14	21°35'00,000" S	39°38'35,625" W
15	21°34'22,500" S	39°38'35,625" W
16	21°34'22,500" S	39°39'13,125" W
17	21°33'54,375" S	39°39'13,125" W
18	21°33'54,375" S	39°42'48,750" W
19	21°31'52,500" S	39°42'48,750" W
20	21°31'52,500" S	39°41'52,500" W
21	21°30'46,875" S	39°41'52,500" W
22	21°30'46,875" S	39°40'46,875" W
23	21°30'00,000" S	39°40'46,875" W

II.2.1.D – INFORMAÇÕES SOBRE OS POÇOS

São apresentadas a seguir as informações básicas sobre os poços dos diferentes Projetos que pretende-se desenvolver na área do Parque das Baleias e no Campo de Catuá. As informações detalhadas dos poços quanto à profundidade final, diâmetro e inclinação por fase, além de métodos suplementares de recuperação serão apresentadas nos estudos complementares de cada Projeto.

Cabe ressaltar que todas as perfurações previstas se darão no âmbito do Termo de Ajustamento de Conduta - TAC de Perfuração da Área Geográfica do Espírito Santo ou de processo de licenciamento ambiental específico.

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE BALEIA ANÃ

A produção durante o Piloto do Campo de Baleia Anã se dará através de um (1) poço. A Tabela II.2.1-10 abaixo apresenta as coordenadas UTM da cabeça do poço e a lâmina d'água na sua localização.

Tabela II.2.1-10 - Identificação do poço do Campo Baleia Anã, sua localização e lamina d'água.

POÇO PRODUTOR	CABEÇA DO POÇO		
	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
BLAP-01 & BLAP-02 Poço Bilateral	400507	7659845	1500

Obs. Datum das coordenadas em SAD69

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE, BALEIA FRANCA E BALEIA ANÃ

O desenvolvimento integrado da produção nestes três Campos se dará através de doze (12) poços produtores, sendo que seis (6) serão perfurados no Campo de Cachalote, quatro (4) no Campo de Baleia Franca e um (1) em Baleia Anã. Estão previstos também sete (7) poços injetores, sendo quatro (4) em Cachalote, dois (2) em Baleia Franca e um (1) em Baleia Anã.

A Tabela II.2.1-11 a seguir apresenta as coordenadas UTM (SAD 69) da cabeça dos poços produtores e poços injetores, bem como a lâmina d'água em suas localizações.

Tabela II.2.1-11 - Identificação dos poços dos Campos de Baleia Cachalote/Franca e Ana, sua localização e lamina d'água.

POÇO PRODUTORES	CABEÇA DOS POÇOS		
	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
CHTP-01	400.392	7.655.868	1.481
CHTP-02	398.958	7.654.111	1.346
CHTP-03	400261	7655110	1.372
CHTP-04	399193	7654940	1.455
CHTP-05	398243	7654330	1.422
CHTP-06	399141	7654496	1.452
CHTP-07	393187	7658255	1.351
BFRP-01	398823	7651788	1.439
BFRP-02	400292	7654720	1.375
BFRP-03	399245	7652886	1.346
BFRP-04	401366	7655379	1.391
BLAP-01 & BLAP-02 (Poço Bilateral)	400507	7659845	1500
POÇOS INJETORES	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
CHTI-01	399960	7658139	1.380
CHTI-02	399490	7657741	1.471
CHTI-03	396488	7657935	1.409
CHTI-04	400929	7655522	1.484
BRFI-01	400355	7653740	1.472
BRFI-02	400564	7653224	1.472
BLAI-01	398.513	7.660.766	1.470

Obs. Datum das coordenadas em SAD 69

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA AZUL E PIRAMBÚ

O desenvolvimento da produção nestes Campos ocorrerá através de dez (10) poços produtores, sendo oito (8) no Campo de Baleia Azul e dois (2) no Campo de Pirambú. Estão previstos também quatro (4) poços injetores, sendo três (3) localizados no Campo de Baleia Azul e um (1) em Pirambú. A Tabela II.2.1-12 a seguir apresenta as coordenadas UTM das cabeças dos poços produtores e injetores, bem como a lâmina d'água em suas locações.

Tabela II.2.1-12 - Identificação dos poços dos Campos de Baleia Azul e Pirambú, sua localização e lamina d'água.

POÇOS PRODUTORES	CABEÇA DOS POÇOS		
	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
BAZP-01	393.755	7.640.447	1.289
BAZP-02	394.019	7.641.002	1.298
BAZP-03	395.997	7.642.299	1.350
BAZP-04	396.144	7.642.092	1.352
BAZP-05	395.988	7.641.870	1.341
BAZP-06	397.181	7.642.852	1.391
BAZP-07	399.049	7.644.896	1.428
BAZP-08	399.945	7.645.713	1.453
PRBP-01	394.995	7.634.689	1.275
PRBP-02	398.518	7.638.442	1.378
POÇOS INJETORES	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
BAZI-01	396.131	7.644.285	1.352
BAZI-02	397.527	7.644.863	1.389
ESS-155	398.201	7.641.658	1.383
PRBI-01	396.217	7.636.628	1.335

Obs. Datum das coordenadas em SAD69

FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE

O desenvolvimento da produção neste Campo se dará por meio de quinze (15) poços produtores e sete (7) poços injetores. Os poços produtores atualmente interligados ao FPSO P-34, como parte do empreendimento Jubarte Fase 1 serão conectados a uma outra UEP, também do tipo FPSO, que será objeto de estudo complementar para o desenvolvimento de Jubarte Fase 2. A Tabela II.2.1-13 abaixo apresenta as coordenadas UTM das cabeças dos poços produtores e injetores, bem como a sua lâmina d'água.

Tabela II.2.1-13 - Identificação dos poços do Campo de Jubarte, sua localização e lamina d'água.

POÇOS PRODUTORES	CABEÇA DOS POÇOS		
	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
Prod A	394.560	7.652.120	1365
Prod B	395.078	7.650.663	1377
Prod C	394.126	7.651.044	1357
Prod D	393.303	7.651.479	1335
Prod E	393.435	7.650.867	1335
Prod F	395.056	7.650.131	1376

POÇOS PRODUTORES	CABEÇA DOS POÇOS		
	X (UTM)	X (UTM)	LA (m)
Prod G	392.896	7.650.412	1284
Prod H	392.942	7.649.820	1323
Prod I	394.818	7.650.194	1365
Prod J	391.308	7.648.070	1280
Prod L	390.904	7.647.624	1295
POÇOS JUBARTE FASE 1	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
3-ESS-110HPA	393.764	7.649.697	1.323
7-JUB-2HPA-ESS	395.429	7.651.279	1.365
7-JUB-4HP-ESS	391.999	7.648.538	1.283
7-JUB-6HB-ESS	391.664	7.649.132	1.268
POÇOS INJETORES	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
Inj A	393.794	7.652.841	1345
Inj B	392.623	7.652.355	1327
Inj C	393.530	7.650.675	1342
Inj D	389.368	7.649.319	1245
Inj E	388.270	7.647.778	1215
Inj F	393.563	7.647.928	1304
Inj G	388.821	7.646.128	1246

Obs. Datum das coordenadas em SAD69

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CAXARÉU

A produção durante o Piloto de Produção de Caxaréu se dará apenas através de um (1) poço. A Tabela II.2.1-15 abaixo apresenta as coordenadas UTM da cabeça do poço e sua lâmina d'água

Tabela II.2.1-14 - Identificação do poço do Campo de Caxaréu, sua localização e lamina d'água.

POÇO PRODUTOR	CABEÇA DOS POÇOS		
	X (UTM)	X (UTM)	LA (m)
4 ESS 0172 ES	386016	7633374	1.011

Obs. Datum das coordenadas em SAD69

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CATUÁ

A produção durante o Piloto de Catuá se dará apenas através de um (1) poço. A Tabela II.2.1-15 a seguir apresenta as coordenadas UTM da cabeça do poço e sua lâmina d'água.

Tabela II.2.1-15 - Identificação do poço do Campo de Catuá, sua localização e lamina d'água.

POÇO PRODUTOR	CABEÇA DO POÇO		
	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
PROD 01	437.007	7.620.233	1.883

Obs. Datum das coordenadas em SAD69

DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUÁ

O desenvolvimento definitivo da produção no Campo de Catuá se dará através de cinco (5) poços produtores e três (3) poços injetores. A Tabela II.2.1-16 a seguir apresenta a lâmina d'água e as coordenadas UTM das cabeças dos poços produtores e injetores do Campo de Catuá.

Tabela II.2.1-16 - Identificação dos poços do Campo Catuá, sua localização e lamina d'água.

POÇO PRODUTORES	CABEÇA DOS POÇOS		
	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
1-ESS-130	436.371	7.620.242	1.870
PROD 01	437.007	7.620.233	1.883
PROD 02	434.638	7.619.534	1.847
PROD 03	439.481	7.620.769	1.917
PROD 04	432.875	7.619.271	1.811
POÇOS INJETORES	X (UTM)	Y (UTM)	LA (m)
INJ 01	432.559	7.620.191	1.819
INJ 02	437.918	7.621.352	1.900
INJ 03	435.212	7.620.702	1.857

Obs. Datum das coordenadas em SAD69

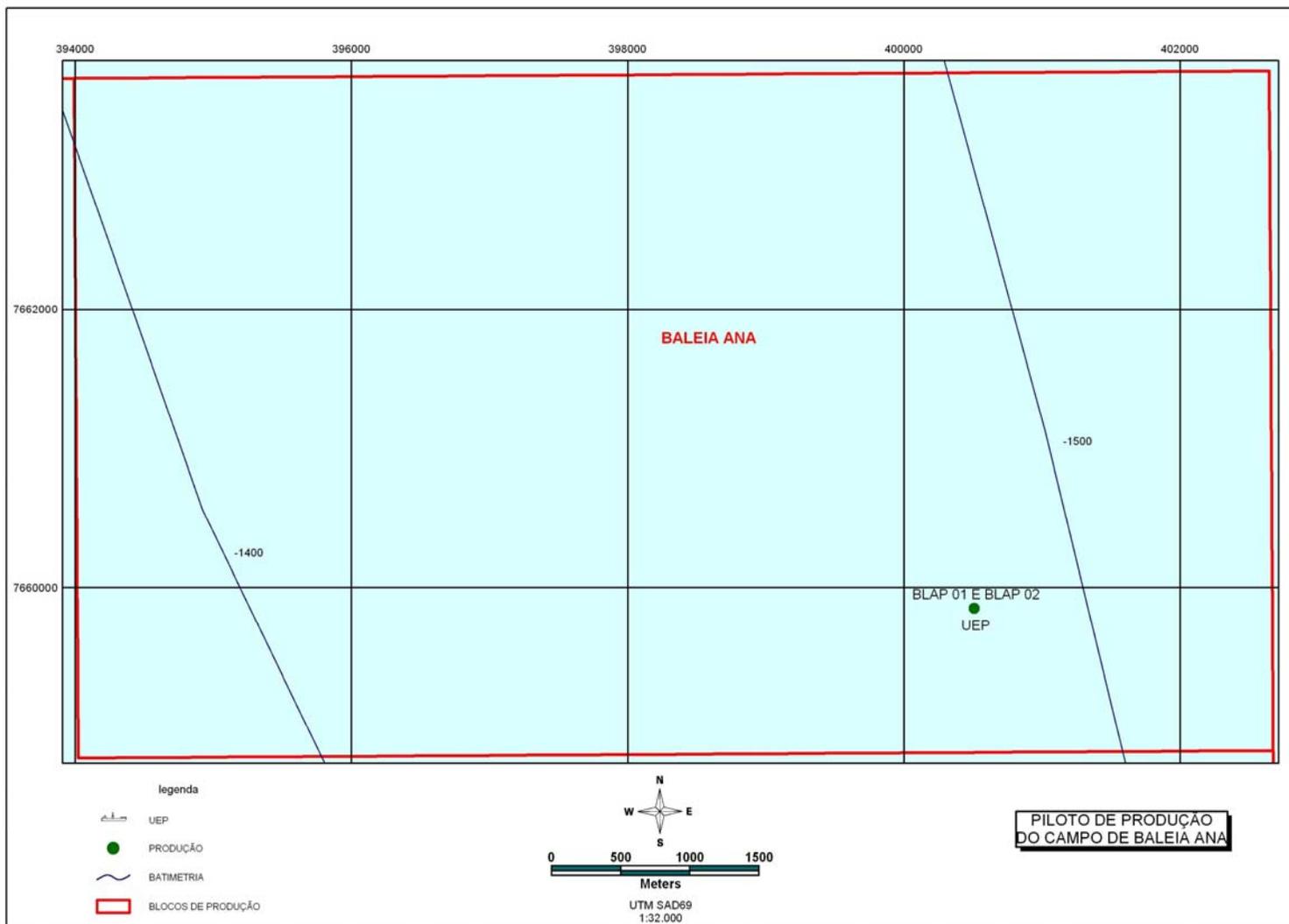
II.2.1.E – LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

São apresentadas a seguir as Figuras com a previsão de localização das unidades de produção na área de implantação dos projetos. Para uma melhor visualização, estas Figuras também se encontram no Anexo II.2-12 em formato A3. Salienta-se que os estudos complementares apresentarão as informações definitivas quanto à localização de cada Projeto.

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE BALEIA ANÃ

A unidade de produção FPSO *Seillean*, quando realizar o Piloto de Produção no Campo de Baleia Anã, estará localizada nas coordenadas UTM N=7659845 m e L=400507 m (Datum SAD69). A Figura II.2.1-2 a seguir apresenta a localização da unidade de produção e do poço no Campo de Baleia Anã.

Figura II.2.1-2 Localização da unidade de produção e do poço no Campo de Baleia Anã

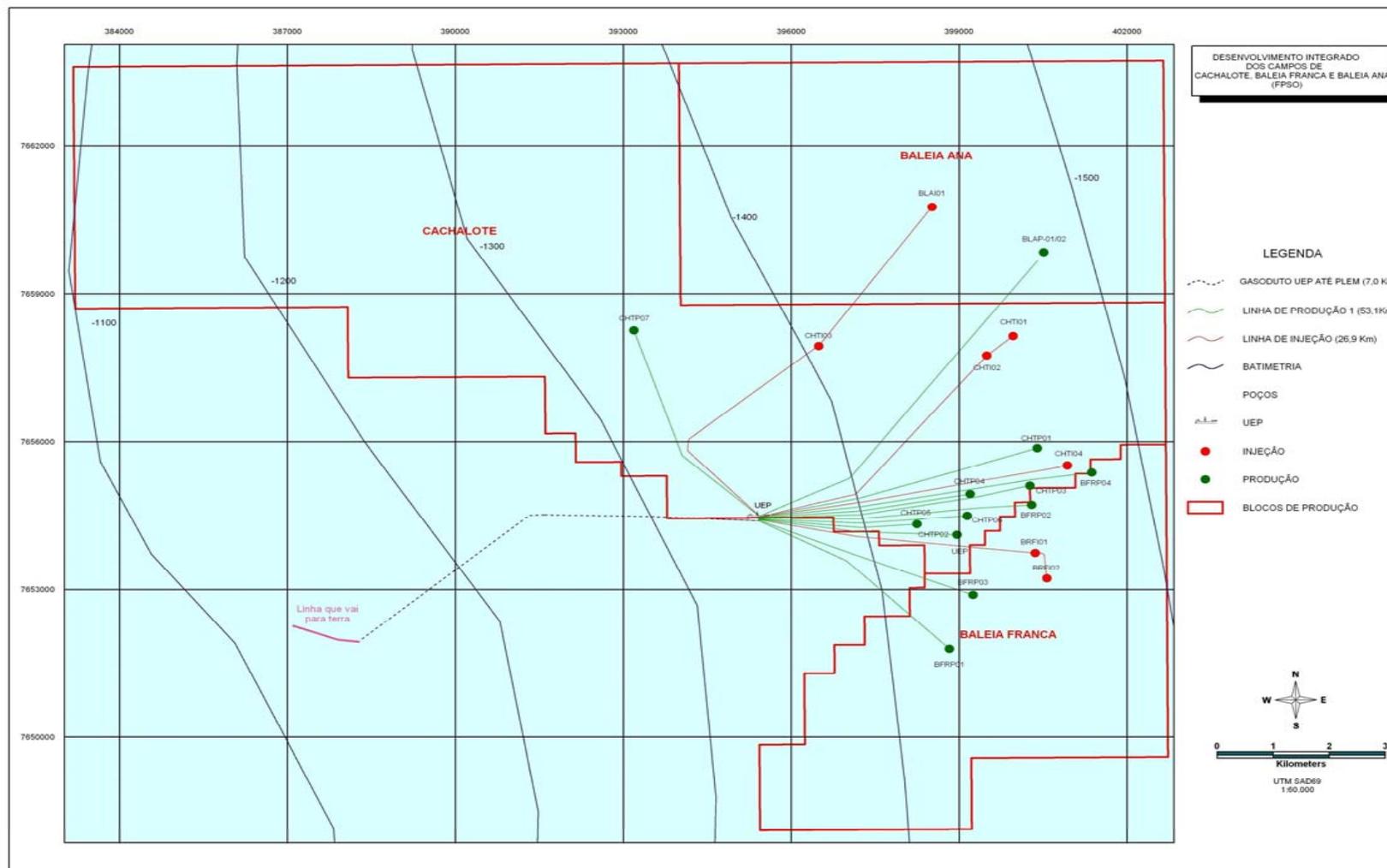


DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CHACHALOTE, BALEIA FRANCA E BALEIA ANÃ

A unidade de produção a ser utilizada na fase definitiva dos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã estará localizada nas coordenadas UTM N N=7654477 m e L=396398 m (Datum SAD69). A Figura II.2.1-3 a seguir apresenta a localização da unidade de produção e dos poços nos Campos supracitados.

O posicionamento dos dutos submarinos exibidos na Figura II.2.1-3 a seguir representa um exemplo que poderá ser modificado na concepção final do Projeto. Entretanto, todo o arranjo submarino final será detalhadamente especificado no estudo complementar.

Figura II.2.1-3 Localização da unidade de produção e dos poços e dutos nos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã.

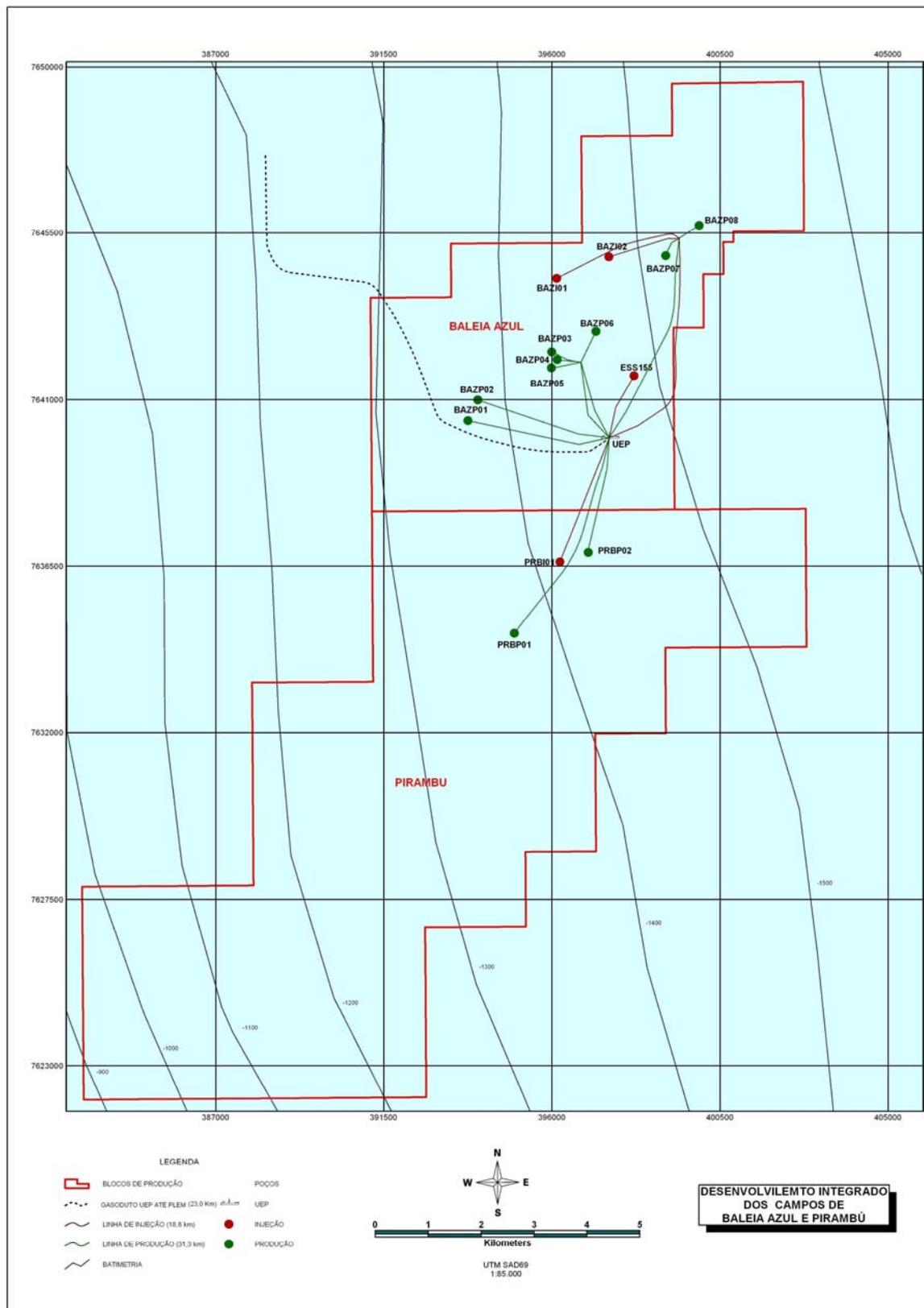


DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA AZUL E PIRAMBÚ

A localização prevista para a unidade de produção que será utilizada no Projeto definitivo de Baleia Azul e Pirambú corresponde às coordenadas UTM N 7639919 e E 397538 (Datum SAD 69). A Figura II.2.1-4 a seguir apresenta a localização da unidade de produção e dos poços nos Campos supracitados.

O posicionamento dos dutos submarinos exibidos na Figura II.2.1-4 representa um exemplo que poderá ser modificado na concepção final do Projeto. Entretanto, todo o arranjo submarino final será detalhadamente especificado no estudo complementar.

Figura II.2.1-4: Localização da unidade de produção e dos poços e dutos nos Campos de Baleia Azul e Pirambú.

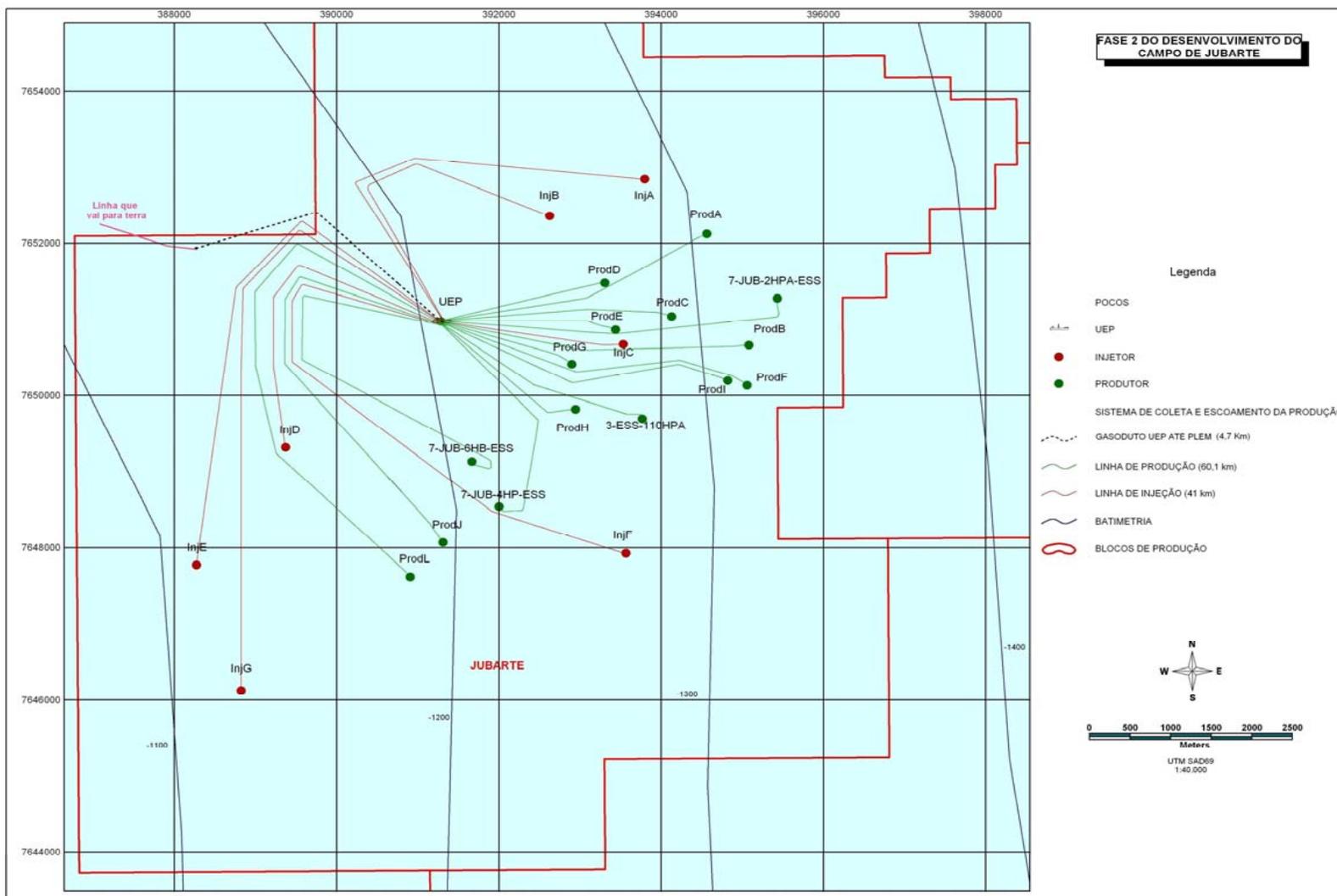


FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE

A unidade de produção do Projeto definitiva no Campo de Jubarte estará localizada nas coordenadas UTM N 7650978 m e E 391285m (Datum SAD 69). A Figura II.2.1-5 a seguir apresenta a localização da unidade de produção e dos poços no Campo de Jubarte.

O posicionamento dos dutos submarinos exibidos na Figura supracitada representa um exemplo que poderá ser modificado na concepção final do projeto. Entretanto, seguindo o mesmo procedimento dos demais Projetos, todo o arranjo submarino final será detalhadamente especificado em estudo complementar.

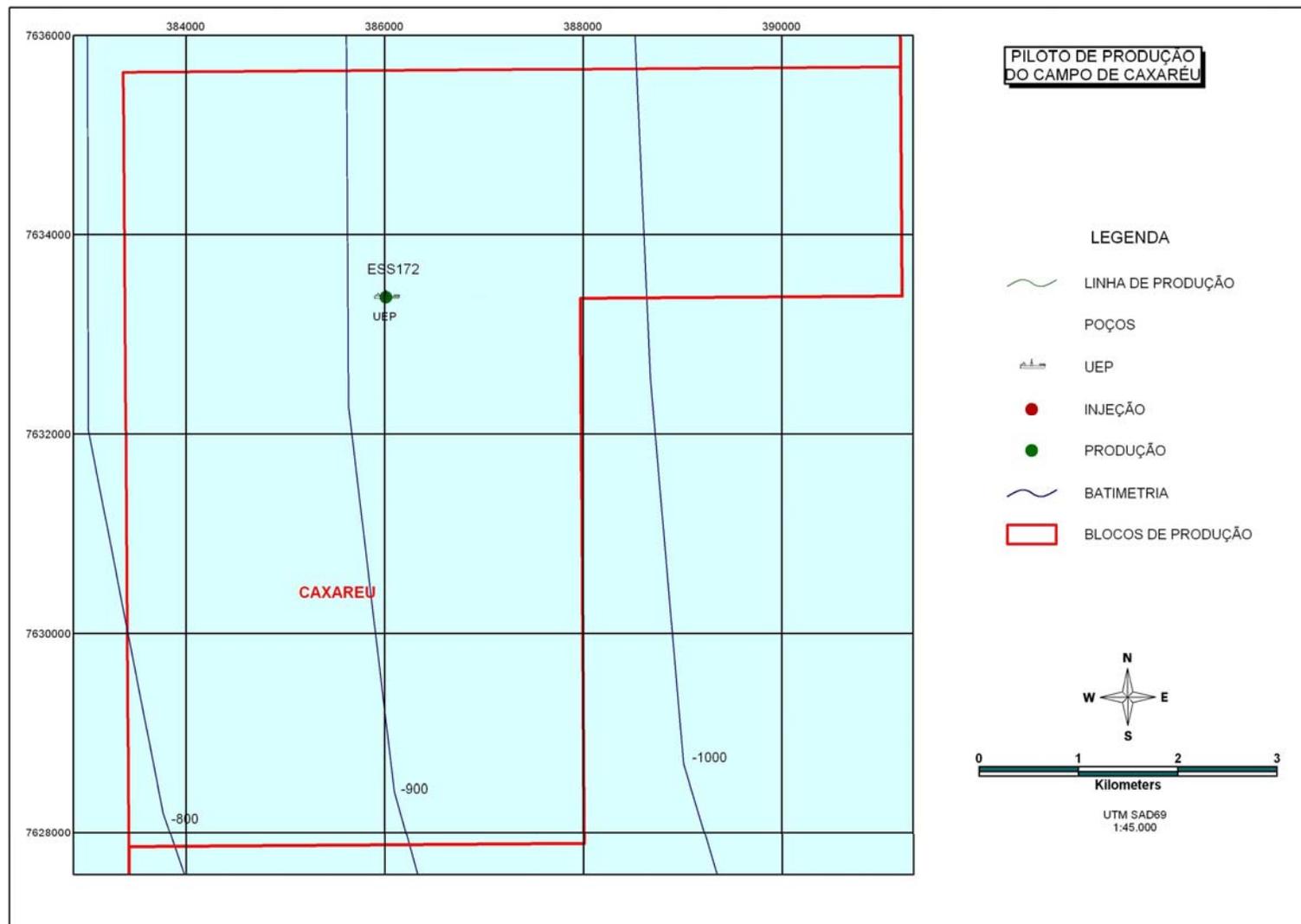
Figura II.2.1-5: Localização da unidade de produção e dos poços e dutos no Campo de Jubarte



PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CAXARÉU

A localização prevista para a unidade de produção que será utilizada no Piloto de Caxaréu corresponde às coordenadas UTM N 7633374 e L 386016 (Datum SAD 69). A Figura II.2.1-6 a seguir apresenta a localização da unidade de produção e do poço no Campo de Caxaréu.

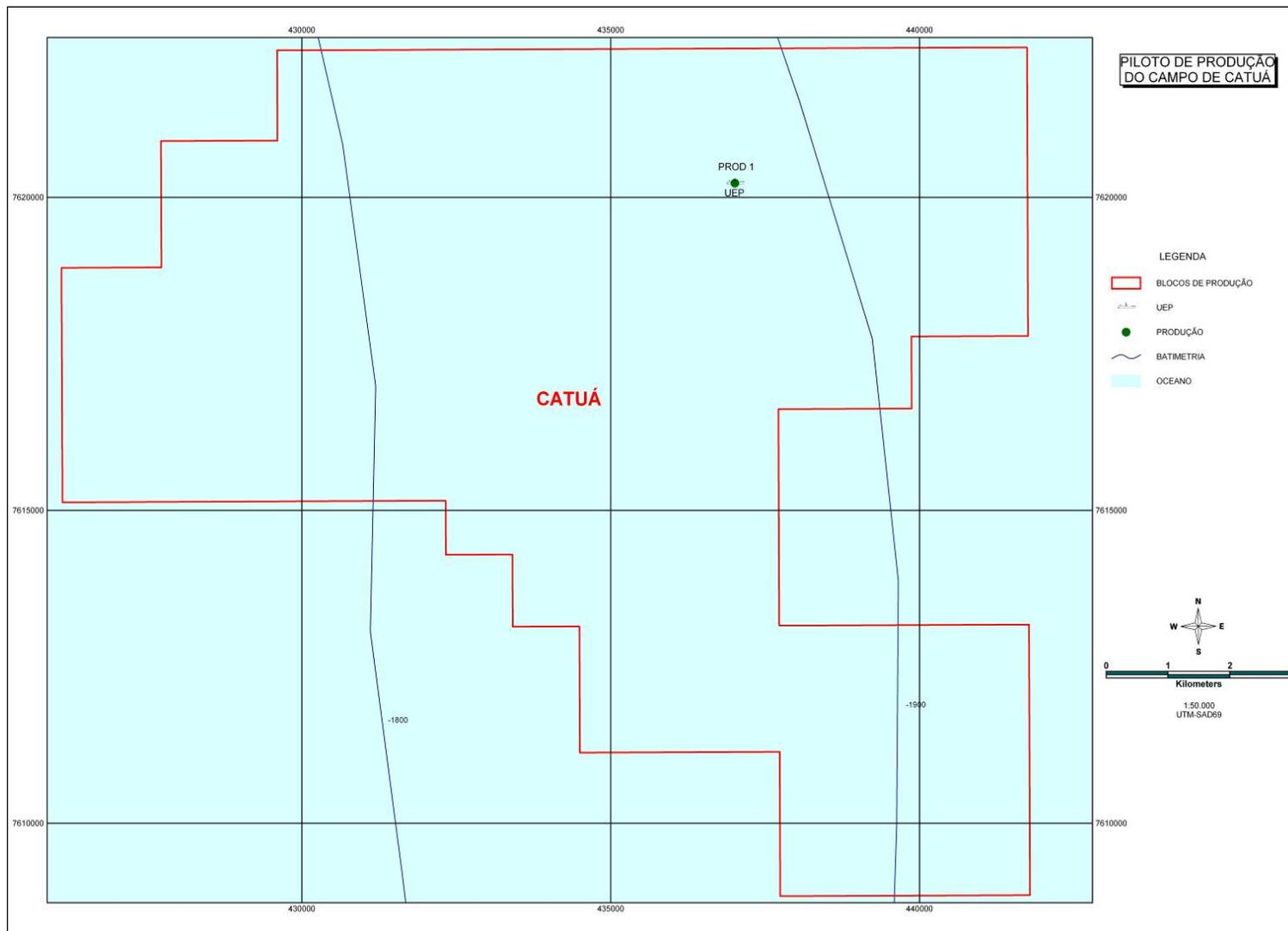
Figura II.2.1-6: Localização da unidade de produção e do poço no Campo de Caxaréu



PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CATUÁ

A unidade de produção FPSO *Seillean*, ao realizar o Piloto de Produção no Campo de Catuá, estará localizada nas coordenadas UTM N=7.620.233 m e E=437.007 m (Datum SAD69). A Figura II.2.1-7 a seguir apresenta a localização da unidade de produção e do poço no Campo de Catuá

Figura II.2.1-7: Localização da unidade de produção e do poço no Campo de Catuá

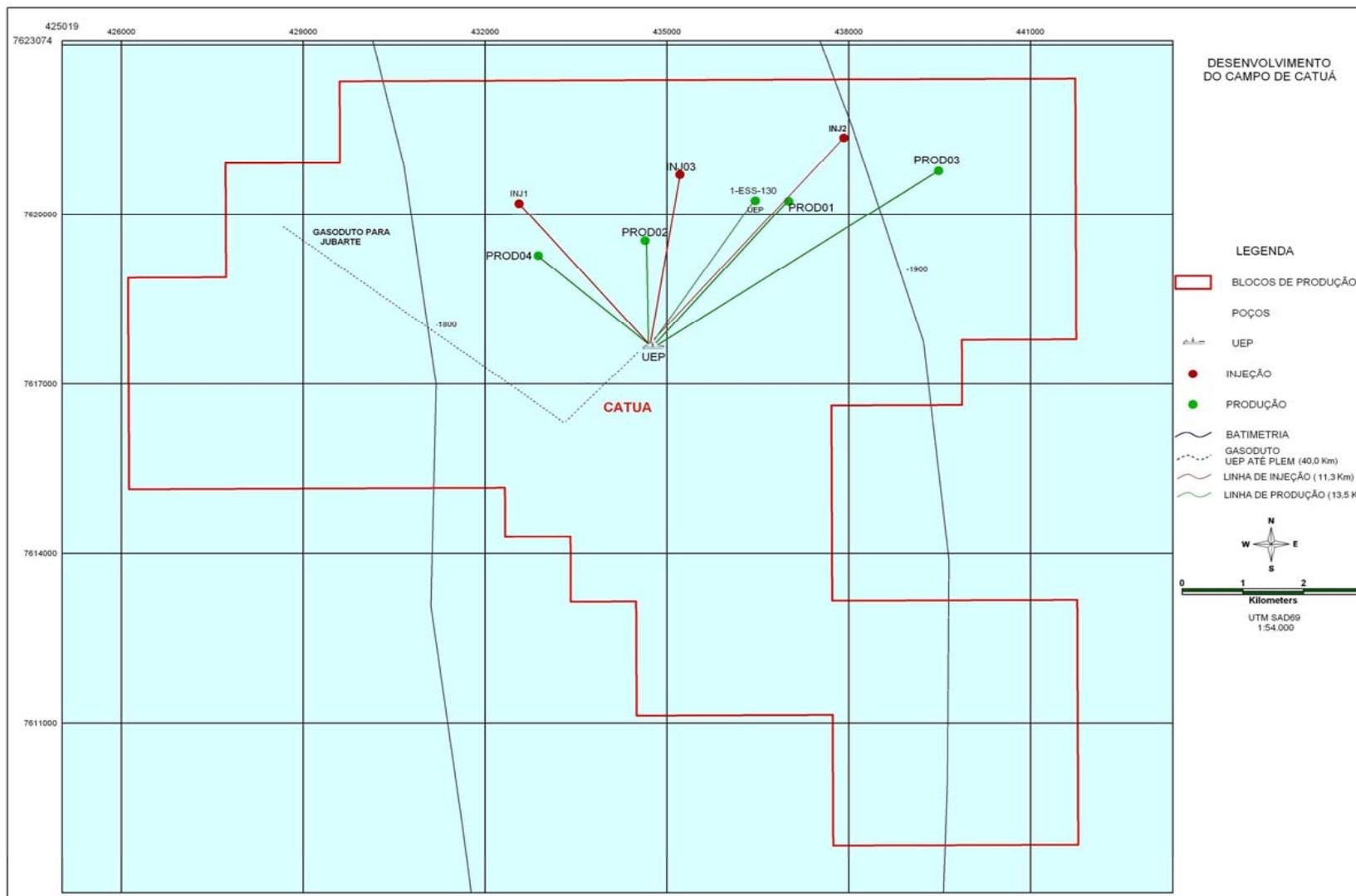


DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUÁ

A unidade de produção a ser utilizada na fase definitiva do Campo de Catuá, estará localizada nas coordenadas UTM N 7.617.642 m e E 434.760 m (Datum SAD69). A Figura II.2.1-8 a seguir apresenta a localização da unidade de produção e dos poços no Campo de Catuá.

O posicionamento dos dutos submarinos exibidos na figura representa um exemplo que poderá ser modificado na concepção final do projeto. Entretanto, todo o arranjo submarino final será detalhadamente especificado no estudo complementar.

Figura II.2.1-8: Localização da unidade de produção e dos poços e dutos no Campo de Catuá.



II.2.1.F – CONTRIBUIÇÃO DA ATIVIDADE

Utilizando-se os dados referentes ao mês de janeiro de 2007 (Fonte: PETROBRAS), as Unidades de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos, da Bahia, do Solimões, de Sergipe/Alagoas, do Rio Grande do Norte/Ceará e do Espírito Santo, produziram respectivamente 0,1%, 2,7%, 3,0%, 3,1%, 4,5% e 5,1% da produção nacional. A Bacia de Campos produziu neste mesmo mês referenciado 81,3 % da produção nacional, incluindo a UN-BC e UN-RIO.

Considerando-se a produção nacional em cerca de 1.785.690 barris/dia em janeiro de 2007 e mantendo-se este volume fixo para efeito comparativo, a produção das UEP a serem utilizadas nos Projetos contemplados neste estudo - Piloto de Produção do Campo de Baleia Anã, Desenvolvimento Integrado dos Campos de Cachalote / Franca / Anã, Desenvolvimento Integrado dos Campos de Baleia Azul / Pirambú, Fase 2 do Desenvolvimento do Campo de Jubarte, Piloto de Produção do Campo de Caxaréu, Piloto de Produção do Campo de Catuá e o Desenvolvimento do Campo de Catuá – na totalidade representarão aproximadamente 25% de todo o petróleo produzido atualmente no Brasil. Cabe ressaltar que este percentual representa uma situação hipotética de todos os campos produzindo simultaneamente em condição de vazão máxima.

A Figura II.2.1-9 a seguir apresenta a contribuição de cada um dos Projetos supracitados para o setor industrial petrolífero, em termos de percentuais de produção.

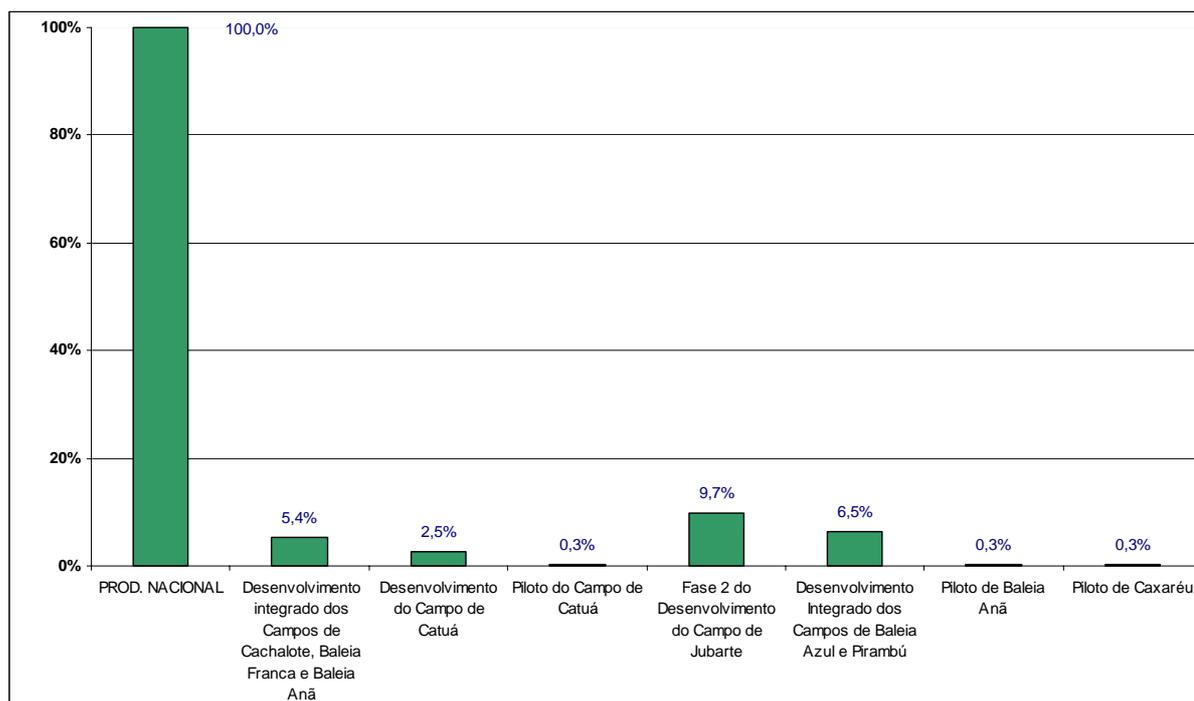


Figura II.2.1-9 – Contribuição de cada projeto objeto deste EIA/RIMA para o setor industrial petrolífero, em termos de percentuais de produção

Para a produção do Estado do Espírito Santo, que atualmente corresponde a 5,1% da produção nacional, totalizando cerca de 91.070 barris/dia, a produção futura das UEP que atuarão nos Projetos do Parque das Baleias e na área do Campo de Catuá, representará, aproximadamente, um incremento de 4 vezes a produção atual do Estado.

II.2.2 – HISTÓRICO

II.2.2.A – HISTÓRICO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS

CAMPO DE BALEIA ANÃ

O Campo foi descoberto em abril de 2003, através do poço pioneiro 1-ESS-122 (1-BRSA-196-ESS), onde foi identificado um intervalo portador de óleo de 18° API nos arenitos da Formação Carapebus, de idade Eocênica.

As estimativas atuais apontam para reservas totais da ordem de 4,45 milhões de metros cúbicos de óleo e 208 milhões de metros cúbicos de gás.

Para ampliar o grau de conhecimento sobre as características e a distribuição dos reservatórios, foi perfurado, em março de 2005, um poço de extensão denominado 3-ESS-157 (3-BRSA-339-ESS), a 4.830 metros a oeste do pioneiro.

Esta extensão constatou a presença dos reservatórios da Zona CO140, entretanto, com uma coluna de óleo muito reduzida e contato óleo/água diferente daquele constatado pelo descobridor, indicando a compartimentação da acumulação.

CAMPO DE BALEIA AZUL

O Campo de Baleia Azul foi descoberto em maio de 2003, através do poço pioneiro 1-BRSA-200-ESS (1-ESS-121-ESS), no antigo bloco exploratório BC-60. Foi constatada a presença de hidrocarbonetos em 6 intervalos diferentes, com 5 contatos óleo/água, em reservatórios terciários depositados durante o Oligoceno superior / Mioceno inferior (1 intervalo), Oligoceno inferior (1 intervalo), Oligoceno inferior (1 intervalo) e Eoceno médio (3 intervalos), todos da Fm. Carapebus.

O poço localiza-se em lâmina d'água de 1.338 metros, tendo alcançado a profundidade final de 3.429 metros (-3406 m), dentro dos folhelhos da Fm. Ubatuba / Cretáceo. Além do poço 1-BRSA-200-ESS, mais sete poços verticais foram perfurados na área.

Além das ocorrências descritas nos parágrafos anteriores, foi descoberto no poço 4-BRSA-262-ESS (4-ESS-136-ESS) um intervalo no Oligoceno inferior/superior que comprovou ser a principal jazida do Campo. Finalmente, duas novas ocorrências marginais no Paleoceno e no Cretáceo superior foram identificadas pelo poço 3-BRSA-322-ESS.

No ano de 2006, após a perfuração do ESS-166, integrante do PA do 1-ESS-125, foram descobertos 3 intervalos com óleo nas zonas MRL500 (Oligoceno superior), CRT200 (Oligoceno inferior) e na zona CRT100 (Eoceno médio). Ao final do ano de 2006 foi declarada a comercialidade da área remanescente, sendo incorporada ao Campo de Baleia Azul. Também ao final do mesmo ano (2006) foi declarada a comercialidade dos Campos de Caxaréu e Pirambú, em área remanescente do BC-60.

CAMPO DE BALEIA FRANCA

O Campo foi descoberto em abril de 2003, através do pioneiro 1-ESS-119-ESS (1-BRSA-192-ESS), onde foram identificados dois intervalos portadores de óleo de 19° e 22° API nos arenitos da Formação Carapebus, de idade Eocênica.

As estimativas atuais apontam para reservas totais da ordem de 25,7 milhões de metros cúbicos de óleo e 2,0 bilhões de metros cúbicos de gás.

Em 2003, para aumentar o grau de conhecimento sobre a distribuição dos reservatórios, foi perfurado o poço de extensão 3-CHT-02-ESS (3-BRSA-240-ESS), a 2.200 metros do pioneiro, tendo sido confirmado o prolongamento da acumulação para nordeste.

Também foi perfurado, no ano de 2004, o poço 4-JUB-07D-ESS (4-BRSA-291D-ESS), que tinha como objetivo principal constatar os reservatórios do Campo de Jubarte, em bloco estrutural adjacente. Possui também como objetivo secundário definir a continuidade oeste dos reservatórios do Campo de Baleia Franca. Entretanto, nenhum dos dois objetivos foi atingido, pois tanto os reservatórios do Campo de Jubarte quanto os reservatórios do Campo de Baleia Franca não foram constatados na área.

CAMPO DE CACHALOTE

O Campo de Cachalote foi descoberto em novembro de 2002, através do poço pioneiro 1-ESS-116 (1-BRSA-171-ESS), quando foram identificados dois intervalos portadores de óleo de 15,5° a 19° API nos arenitos da Formação Carapebus, de idade Eocênica.

Para aumentar o grau de conhecimento sobre as características e a distribuição dos reservatórios, ainda em novembro de 2002, foi perfurado um poço de extensão denominado 3-ESS-118 (3-BRSA-177-ESS), localizado a 3.167 metros do pioneiro. Entretanto, o mesmo não constatou a presença de rochas reservatório, limitando a acumulação na direção sul.

A boa capacidade de produção constatada no Teste de Formação a poço revestido (TFR-01) do poço 1-ESS-116 (1-BRSA-171-ESS) permitiu a antecipação da Declaração de Comercialidade da acumulação, ocorrida em dezembro de 2002.

Em 2003 foi perfurado o poço 9-CHT-01A-ESS com o objetivo de comprovar a distribuição dos reservatórios a oeste do Campo.

Em 2004 foi perfurado o poço 9-CHT-03-ESS com objetivo de avaliar a qualidade e extensão dos reservatórios a sudoeste do Campo. Também em 2004 foram perfurados os poços 4-ESS-149 (4-BRSA-310-ESS) e 4-ESS-150 (4-BRSA-297-ESS) na área oeste da concessão de Cachalote.

As estimativas atuais apontam para reservas totais da ordem de 33,0 milhões de metros cúbicos de óleo e 2,16 bilhões de metros cúbicos de gás.

Atualmente a PETROBRAS solicitou à ANP a realização de um Piloto de Produção no Campo de Cachalote visando obter um melhor conhecimento do comportamento do reservatório, sobretudo quanto à sua permeabilidade relativa, ao estabelecimento de um modelo de fluxo, à obtenção de respostas quanto à atuação do aquífero sobre o reservatório e permitir uma melhor caracterização dos fluidos ali existentes. Essas informações subsidiarão as decisões para implantação do sistema definitivo de produção nessa área.

CAMPO DE JUBARTE

O Campo foi descoberto em janeiro de 2001, através do pioneiro 1-ESS-100, no bloco exploratório BC-60, onde foi identificado um intervalo portador de óleo de 17°API nos arenitos da Formação Carapebus, de idade Neo-maastrichtiano.

Ao longo do ano de 2002 foi realizado o Plano de Avaliação desta área. Neste sentido, perfurou-se um poço no ápice da estrutura, 6-ESS-109D e também um poço com extensão horizontal de 1.082 metros nos reservatórios superiores da acumulação, para realização de um teste de longa duração (3-ESS-110HPA). Tendo em vista os resultados alcançados no Plano de Avaliação da área, a PETROBRAS optou pela Declaração de Comercialidade concomitante à solicitação, junto a Agência Nacional do Petróleo - ANP, da transformação do teste de longa duração em Piloto de Produção para obtenção de dados.

A fase “Piloto de Produção” foi iniciada em dezembro de 2002 e concluída em janeiro de 2006. Constituiu-se, conforme informação acima, num módulo temporário de produção para obtenção de dados, informações técnicas de geologia, reservatórios e demais tecnologias que tem dado subsídio à concepção das fases seguintes.

Foram também perfurados dois poços de extensão, 3-ESS-112 e 3-ESS-114. O primeiro constatou 64 metros e o segundo 38 metros de arenitos saturados de hidrocarbonetos da Formação Carapebus, de idade Maastrichtiano (resultados obtidos através da análise de perfis).

Além dos poços citados, também foi perfurado o poço pioneiro 1-ESS-103A, a cerca de 5.500 metros a sudeste do 1-ESS-100. Esse poço teve por objetivo testar, em bloco estrutural adjacente, uma grande feição estrutural positiva da

seqüência rifte, tanto em calcarenitos da Formação Macaé quanto em arenitos maastrichtianos correlacionáveis aos reservatórios portadores de óleo no 1-ESS-100. Embora o poço tenha encontrado óleo em diversos níveis estratigráficos, a interpretação dos dados sísmicos reprocessados indicou que apenas o intervalo correspondente ao Oligoceno pode vir a ser produtor de petróleo. Estudos de economicidade do intervalo deverão ser executados no futuro para um possível aproveitamento para a produção e incorporação na reserva.

Com o objetivo de se obter informações mais precisas para o Projeto definitivo do Campo, foi planejada uma fase intermediária de produção, denominada “Fase1”. O projeto da Fase 1 consistiu na perfuração de dois poços-piloto, um poço ADR (Aquisição de Dados de Reservatório) e três poços produtores horizontais. Os dois poços piloto foram perfurados em 2003 (6-JUB-1D-ESS e 9-JUB-3D-ESS). O poço ADR foi perfurado em 2004 (9-JUB-5-ESS) e os três horizontais em 2005 (7-JUB-2HPA-ESS, 7-JUB-4HP-ESS e 7-JUB-6HB-ESS).

A produção deste Campo foi planejada em três etapas: iniciou-se com o projeto Piloto, com um poço em produção (3-ESS-110HPA). A Fase 1 (2006-2012) consiste na perfuração e completação de mais 3 poços horizontais para produção, enquanto que para a Fase 2 (2011-2029) os estudos atuais sinalizam a necessidade de perfuração e completação de 11 poços produtores adicionais e 7 poços injetores de água, todos horizontais.

As estimativas atuais apontam para reservas totais da ordem de 97,6 milhões de metros cúbicos de óleo e 4,4 bilhões de metros cúbicos de gás.

CAMPO DE PIRAMBÚ

O Campo de Pirambú foi descoberto em fevereiro de 2004, pelo poço 3-ESS-135, dentro dos limites da área do Plano de Avaliação de Descoberta de Petróleo do poço 1-ESS-121 (pertencente ao antigo bloco exploratório BC-60).

O poço pioneiro 3-ESS-135 constatou a presença de hidrocarbonetos em dois intervalos diferentes, em reservatórios terciários depositados durante o Eoceno, na Fm. Carapebus. O poço localiza-se em lâmina d'água de 1.316 metros e a cerca de 85 quilômetros da costa, tendo alcançado a profundidade final de 3.325 metros (-3301 m), dentro dos folhelhos da Fm. Ubatuba (Cretáceo).

Ao final do ano de 2004, 7 poços já haviam sido perfurados e 4 TFR's realizados, resultando na Declaração de Comercialidade do Campo de Baleia Azul, com acumulações ao nível do Mioceno inferior e Oligoceno, na porção norte da área. O restante da área continuou como uma concessão exploratória.

No ano de 2006, dando continuidade à campanha exploratória, a PETROBRAS perfurou 3 novos poços na área retida, resultando na identificação de novas acumulações e na Declaração de Comercialidade dos Campos de Pirambú e Caxaréu.

A área da acumulação e toda a região adjacente estão cobertas por sísmica 3D, totalizando 594 km².

A Tabela II.2.1-2 apresenta a relação dos poços já perfurados na área do Campo de Pirambú.

Tabela II.2.2-1 - Histórico e coordenadas dos poços perfurados.

POÇO	ANO	TIPO	GEOMETRIA	LAT.	LONG.	SITUAÇÃO
1-ESS-115*	2002	pioneiro	vertical	21° 21' 44,625" S	39° 57' 57,452" W	Abandono definitivo
3-ESS-135	2004	extensão	vertical	21° 22' 59,316" S	40° 00' 11,279" W	Abandono provisório
3-ESS-169	2006	extensão	vertical	21° 25' 03,185" S	40° 02' 02,338 W	Abandono provisório
4-ESS-175	2006	pioneiro adjacente	vertical	21° 24' 16,249" S	40° 00' 21,678" W	Abandono provisório

Obs.Coordenadas referentes ao Datum SAD-69).
(* – poço anterior ao Plano de Avaliação).

O poço pioneiro 1-ESS-115, cuja perfuração ocorreu antes mesmo da criação do Plano de Avaliação, tinha como objetivo testar os arenitos maastrichtianos da Fm. Carapebus, em *rollover* suave, seccionado por falha lítrica. Esses reservatórios ocorreram secos, sem indícios. Ao nível do Eoceno Médio, entretanto, foi atravessada apenas uma delgada zona portadora de óleo. Em decorrência de sua pequena espessura e distribuição lateral, esse intervalo foi considerado sem interesse econômico, justificando o abandono definitivo do poço.

O segundo poço perfurado foi o 3-ESS-135, já durante a fase de delimitação das descobertas do 1-ESS-121. Os alvos, mais uma vez, foram os arenitos da Fm. Carapebus, sendo que os resultados foram melhores, com a identificação de um intervalo do Eoceno inferior com boa espessura com óleo, em flanco de alto

estrutural. Outro nível com óleo foi encontrado no Eoceno superior, entretanto com espessura muito reduzida, sem interesse econômico. Delineava-se, dessa maneira, um bom potencial do *play* Eoceno na porção sul e leste do bloco.

O poço de extensão 3-ESS-169 teve como finalidade testar uma anomalia de amplitude associada a arenitos do Oligoceno e, adicionalmente, verificar a continuidade, para SW, da acumulação do poço 3-ESS-135, em arenitos do Eoceno inferior. Os reservatórios do Oligoceno ocorreram saturados por água e sem indícios de hidrocarbonetos. Os arenitos do Eoceno inferior mostraram-se saturados por óleo, com espessura significativa. Na base desse intervalo foi constatado o contato óleo/água a 2.746 metros (-2734m), diferente daquele constatado pelo poço 3-ESS-135, revelando uma desconexão entre as acumulações desses 2 poços.

O poço 4-ESS-175 teve como objetivo de testar os arenitos do Eoceno inferior, em posição mergulho acima, em relação aos poços anteriores (ESS-135 e ESS-169), e de verificar a presença de óleo em arenitos albianos da Fm. Goitacás. Nos reservatórios do Eoceno ocorreram apenas 8 m de reservatório com óleo, com contato óleo/água a 2.696 metros (-2684m), também mostrando uma descontinuidade hidráulica com as acumulações dos outros poços.

A área do Campo foi extraída do antigo bloco exploratório BC-60, contrato de número 48.000.003560/97-49, assinado junto à Agência Nacional de Petróleo - ANP.

As estimativas atuais apontam para reservas totais da ordem de 12,198 milhões de metros cúbicos de óleo e 0,203 bilhões de metros cúbicos de gás.

CAMPO DE CAXARÉU

O Campo de Caxaréu foi descoberto com a perfuração do poço 3-ESS-172-ESS. Apesar de ainda se encontrar em perfuração, os resultados motivaram a declaração da comercialidade do Campo em dezembro de 2006. Testado o poço na Fm. Macaé nos meses de janeiro e fevereiro de 2007, foi confirmada a presença de óleo de 30° API.

CAMPO DE CATUÁ

O Campo foi descoberto em dezembro de 2003, através do pioneiro 1-ESS-130, no bloco exploratório BC-60, onde foi identificado um intervalo portador de óleo de 42°API nos carbonatos albianos da Formação Macaé.

Ao longo dos anos de 2004 a 2006 foi executado o Plano de Avaliação desta área. Neste sentido, foram perfurados mais 3 poços, buscando avaliar e delimitar a acumulação.

A perfuração do poço de extensão 3-ESS-158-ES, localizado a 3.300 metros a W/SW do descobridor, visava à extensão da acumulação e, principalmente, a determinação do contato óleo/água dentro do reservatório carbonático. Por este motivo foi locado numa posição estrutural mais baixa que o 1-ESS-130-ES. Mesmo a base do reservatório tendo sido alcançada 120 metros abaixo do observado no poço descobridor, não foi observado o contato, estando o intervalo totalmente dentro da zona do óleo. O *net pay* é de 71,4 metros descontínuos, tendo sido realizado um TFR somente no reservatório carbonático inferior.

O poço 3-ESS-162-ES distancia-se 4,8 km do descobridor e 1,6 km do poço 3-ESS-158-ES e localiza-se a W/SW de ambos. Esta segunda extensão apresentou uma coluna de óleo de 511 metros, dentro do reservatório carbonático, que demonstrou características permo-porosas inferiores aquelas observadas nos poços anteriores, resultando em 120 metros de *net pay*.

O poço 4-ESS-165-ESS distancia-se 5.300 metros do descobridor e encontra-se ao sul de todos os poços mencionados até aqui. Foram observados indícios em quatro intervalos distintos, todos dentro da Formação Macaé. Apesar disso, as análises de perfis mostraram subsaturação em óleo. Este poço não se mostrou eficaz na determinação do contato óleo/água, uma vez que, aparentemente, o contexto estrutural, neste ponto, difere daquele observado a norte do domo de sal.

De forma resumida, os quatro poços perfurados neste Plano de Avaliação possibilitaram classificar como comerciais as acumulações dos carbonatos da Formação Macaé (Albiano), ainda que não tenha sido possível determinar o contato óleo/água em poço.

Tendo em vista os resultados alcançados no Plano de Avaliação da área, a PETROBRAS optou pela Declaração de Comercialidade. As estimativas atuais

apontam para reservas totais da ordem de 17,8 milhões de metros cúbicos de óleo e 2,8 bilhões de metros cúbicos de gás.

II.2.2.B – RELATO SUMÁRIO DOS PROJETOS

Os relatos sumários dos diferentes Projetos previstos para o Parque das Baleias e área do Campo de Catuá serão apresentados nos estudos complementares pertinentes. Neste EIA/RIMA será apresentado o relato sumário do Gasoduto Sul Capixaba, visto que este documento deverá subsidiar, além de uma Licença Prévia - LP para toda a área, a Licença de Instalação - LI para tal sistema de escoamento.

GASODUTO SUL CAPIXABA

Em poucos anos, como vimos acima, foram descobertos vários Campos de petróleo e gás na porção sul do Estado do Espírito Santo. Atualmente novos Campos continuam sendo descobertos nesta região, gerando uma crescente demanda de serviços e empreendimentos para todo o Estado.

O projeto Gasoduto Sul Capixaba consiste na construção de um gasoduto marítimo de 12 polegadas, com extensão de 78,7 Km que será interligado a um gasoduto terrestre de 5,25 km; além da aquisição e instalação de um PLEM (*Pipeline End Manifold*) com 5 entradas, permitindo o escoamento do gás dos Campos da porção sul do Estado do Espírito Santo para a Unidade de Tratamento de Gás Sul Capixaba (UTG-Sul Capixaba), que disponibilizará o gás especificado de acordo com os padrões vigentes através do Gasene. A UTG-Sul Capixaba será construída no município de Anchieta/ES.

A diretriz do gasoduto foi definida baseada nas informações de batimetria (relevo e gradiente), sonar de varredura lateral (distribuição superficial de sedimentos) e sísmica (estruturas geológicas subsuperficiais). Tal definição se deu de forma a evitar qualquer obstáculo de caráter geológico que pudesse representar riscos para o assentamento do gasoduto. Informações detalhadas sobre a escolha do traçado do duto (trecho marítimo até o ponto de chegada do furo direcional) serão apresentadas no item II.2.4. B desta seção.

Para o trecho do gasoduto na costa (praia até o ponto de chegada do furo direcional), foram realizadas sondagens geotécnicas nas diretrizes das praias do Além e Parati, ambas no município de Anchieta-ES, tendo sido encontradas rocha

sã (gnaisse) predominantemente na primeira diretriz e areia e argila na segunda. Considerando aspectos técnicos e possíveis impactos ambientais, optou-se pela execução de um furo direcional através da rocha encontrada na diretriz da praia do Além, não havendo neste caso necessidade de enterramento ou arraste do gasoduto no leito marinho. Cabe ressaltar que a atividade de instalação do gasoduto da UTG-Sul Capixaba até o ponto de chegada do furo direcional está sendo tratada no âmbito de um processo estadual de licenciamento ambiental. A Figura II.2.2-2 a seguir demonstra uma visão geral do Gasoduto Sul Capixaba.

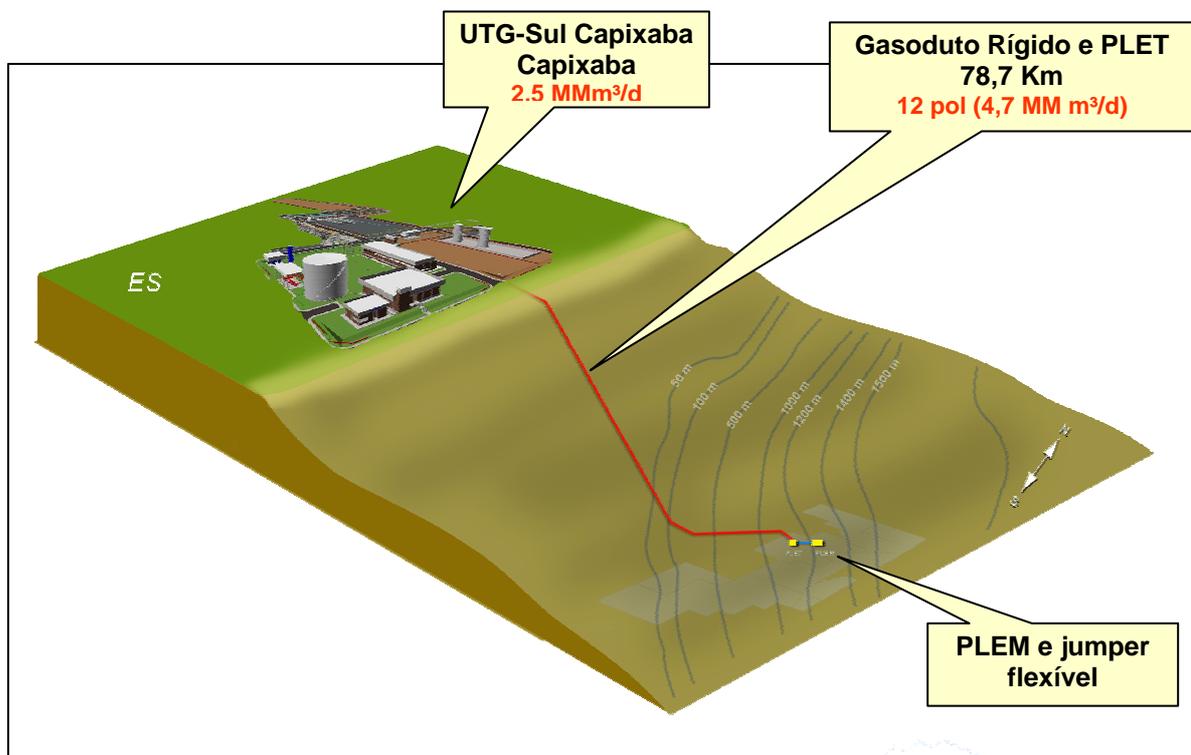


Figura II.2.2-1 – Visão geral do Gasoduto Sul Capixaba, mostrando a integração do Gasoduto Sul Capixaba com a UTG-Sul Capixaba

II.2.3 – JUSTIFICATIVAS

II.2.3.A – ASPECTOS ECONÔMICOS

Inicialmente deve ser considerado o fato de que a implantação de qualquer sistema de produção de hidrocarbonetos, envolvendo ou não a construção e montagem de novas unidades de produção (UEP) e de sistema de escoamento, já representa um forte estímulo para o fortalecimento da indústria petrolífera e naval do país.

Adicionalmente, a contratação de serviços e de mão-de-obra, na fase de operação de unidades de produção, envolve recursos significativos, capazes de promover a dinamização da renda na região onde se inserem estes tipos de empreendimento. Como comprovação deste fato, pode-se citar como exemplo o desempenho industrial do Estado do Rio de Janeiro nos anos de 1998 e 1999, superiores a média do país, e que novamente se repetiu nos anos de 2000 e 2001, em grande parte proporcionada pela sua forte indústria petrolífera.

No entanto, deve-se enfatizar como principal justificativa econômica para a implantação definitiva dos Projetos de que trata este estudo o próprio aumento da produção nacional de hidrocarbonetos, cujas conseqüências imediatas se refletem na redução do volume importado com vistas a suprir a demanda interna nacional. Conseqüentemente, esta redução do volume importado representa economia de divisas para o país em uma época de esforços para melhoria da balança comercial da nação.

Deve ser ainda enfatizado que o aumento da produção de hidrocarbonetos será acompanhado do aumento de impostos e taxas (ICMS, *royalties* e Imposto de Renda) a serem arrecadados por municípios, estados e pelo governo. Isto se dará por meio da compra de produtos e serviços, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

Finalmente, destaca-se que a futura produção de gás natural do Parque das Baleias e do Campo de Catuá proporcionará a ampliação da disponibilidade deste combustível para consumo industrial/residencial. Esta ampliação configura-se como uma excelente alternativa para que diversos setores industriais venham a se instalar no Estado do Espírito Santo.

A maior disponibilidade de gás natural no Estado, por sua vez, segue a demanda estratégica de incremento da produção de gás natural no país, gerada pelo atual cenário geopolítico da América do Sul.

II.2.3.B – ASPECTOS SOCIAIS

Dentre as justificativas sociais da instalação e operação dos Projetos previstos para a área do Parque das Baleias e do Campo de Catuá, destaca-se,

além da manutenção no nível de emprego no segmento da indústria de petróleo, a geração de novos postos de trabalho, tanto diretos quanto indiretos.

O aumento da produção nacional de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento às demandas internas de derivados cujos reflexos sociais são muito significativos. Além disso, a necessidade de pessoal qualificado se constituirá em um estímulo à capacitação profissional no setor petrolífero, uma vez que se espera um crescimento das atividades neste Campo.

A crescente produção de hidrocarbonetos aliada à continuidade do sucesso exploratório na costa do Estado do Espírito Santo permitirá, em um futuro próximo, o desenvolvimento de um pólo de produção de petróleo, auxiliando o desenvolvimento sócio-econômico regional. Atualmente o Estado já ocupa a posição de 2º maior produtor de petróleo do país.

Outro aspecto a ser considerado refere-se ao pagamento de *royalties* a Estados e municípios. Sua aplicação, prevista em lei (federal), deverá ser direcionada para as áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação (Lei nº 7525/86), revertendo em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

Ainda com relação aos *royalties* a serem pagos, deve-se ressaltar a legislação que destina, de forma direta, uma parte significativa dos recursos para o Ministério da Ciência e Tecnologia (Leis Federais nº 9478 de 06/08/1997 e nº 11.097, de 13/01/2005). Esta destinação tem o objetivo de financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

II.2.3.C – ASPECTOS AMBIENTAIS

Para implantação dos empreendimentos do Parque das Baleias e Campo de Catuá, a PETROBRAS utilizará, tanto na fase de instalação como na fase de operação, tecnologia totalmente conhecida e dominada, fruto de ampla experiência obtida em concessões voltadas para produção de óleo e gás em áreas *offshore*.

As unidades de produção (UEP), as serem utilizadas na produção de hidrocarbonetos nos Campos objeto deste EIA/RIMA, serão dotadas de equipamentos capazes de tratar os efluentes de forma a descartá-los em

conformidade com as condições de enquadramento estabelecidas na legislação vigente.

Uma importante justificativa ambiental a ser considerada nestes empreendimentos refere-se ao aumento da disponibilidade de gás natural ao mercado consumidor, por ser esta uma fonte energética mais barata e ambientalmente mais limpa que as demais fontes fósseis utilizadas comercialmente no país. Adicionalmente, é possível prever os ganhos ambientais a serem obtidos a com a instalação de usinas termelétricas a base de gás natural.

Com relação ao gasoduto, embora sejam vislumbrados impactos durante a fase de implantação, este tipo de transporte é limpo e seguro, com baixa interferência na paisagem.

Adicionalmente, pode-se destacar que durante a operação das UEP's, as mesmas contarão com projetos de Controle da Poluição, Educação Ambiental dos Trabalhadores, Plano de Emergência Individual, além da contínua gestão certificada da UN-ES (ISO-14001 e OHSAS-18001) em assuntos de Saúde, Meio Ambiente e Segurança - SMS.

II.2.4 – DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

II.2.4.A - DESCRIÇÃO GERAL DOS PROCESSOS DE PRODUÇÃO

Este item apresenta uma descrição sucinta dos Projetos de piloto de produção e de desenvolvimento a serem implantados na área do Parque das Baleias e do Campo de Catuá, sendo que seus detalhes serão apresentados oportunamente nos estudos complementares pertinentes.

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE BALEIA ANÃ

O sistema de produção proposto, representado pela unidade FPSO *Seillean*, consiste em uma unidade flutuante de posicionamento dinâmico, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado. O escoamento deste óleo se dará por meio de navios aliviadores para terminais da PETROBRAS localizados em terra e o gás produzido será em parte consumido na operação da própria UEP, sendo o restante enviado para queima no *flare*.

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE, BALEIA FRANCA E BALEIA ANÃ

O sistema de produção proposto para o desenvolvimento integrado dos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã prevê a instalação de uma UEP do tipo FPSO denominada P-58. Esta UEP será dotada de equipamentos capazes de processar, tratar, armazenar e transferir o petróleo. O óleo produzido será escoado por meio de navios aliviadores, enquanto o gás natural será exportado por um duto até o PLEM do Gasoduto Sul Capixaba.

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA AZUL E PIRAMBÚ

O sistema de produção proposto para o desenvolvimento integrado dos Campos de Baleia Azul e Pirambú prevê a instalação de uma UEP dotada de equipamentos capazes de processar, tratar, armazenar e transferir o petróleo produzido. O óleo será escoado por meio de navios aliviadores, enquanto o gás natural será exportado por um duto até o PLEM do Gasoduto Sul Capixaba.

FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE

O sistema de produção proposto para o desenvolvimento do Campo de Jubarte também prevê a instalação de uma UEP do tipo FPSO. Tal unidade flutuante, a ser denominada P-57, será dotada de equipamentos capazes de processar, tratar, armazenar e transferir o petróleo. O óleo produzido será escoado por meio de navios aliviadores, enquanto o gás natural será exportado por um duto até o PLEM do Gasoduto Sul Capixaba.

Ainda no âmbito deste projeto, está prevista a instalação de equipamentos de monitoramento sísmico 4D na área do Campo de Jubarte, cuja descrição sucinta é apresentada a seguir. O detalhamento desta atividade será apresentado no estudo complementar da Fase 2, a ser encaminhado oportunamente.

O monitoramento sísmico 4D no Campo de Jubarte consiste em um estudo sísmico que retrata diferentes momentos da produção do reservatório. Para se atingir tal objetivo pretende-se instalar cabos sísmicos no fundo oceânico da área do Campo de Jubarte, de forma que este monitoramento do reservatório seja efetuado permanentemente até o final do período da concessão de produção.

O projeto compreende a instalação de cabos sísmicos e receptores (hidrofonos e geofones), conectados ao longo dos cabos no fundo oceânico, em

uma área correspondente, em subsuperfície, à região do contato óleo/água do Campo.

Os cabos serão lançados de uma embarcação preparada para tal operação e serão enterrados a cerca de um (1) metro no assoalho marinho, através do apoio de um robô (ROV) provido de um sistema de jatos de água. Os cabos serão interligados a uma UTA (*under water termination assembly*), equipamento que possui uma função similar à de um *manifold* para as linhas de fluxo. Da UTA sairá um *riser* que interligará todo o sistema à plataforma de produção da Fase 2 de Jubarte. Os parâmetros da instalação se encontram apresentados na Tabela II.2.4-1.

Tabela II.2.4-1 - Parâmetros de instalação dos cabos sísmicos enterrados no fundo do mar para o Campo de Jubarte.

CONFIGURAÇÃO	PARÂMETROS
Profundidade de soterramento dos cabos	1 m
Área de cobertura dos cabos	40 km ²
Espaçamento entre cabos	300 m
Espaçamento entre módulos de receptores	50 m
Cabos de extensão	20 km
Umbilical Riser	2 km

A fase de operação da atividade de monitoramento sísmico 4D no Campo de Jubarte será tratada por meio de um processo de licenciamento ambiental específico para atividade sísmica.

PILOTO DO CAMPO DE CAXARÉU

O sistema de produção proposto para este Projeto é representado por uma UEP do tipo FPSO similar ao *Seillean*, que consiste em uma unidade flutuante de posicionamento dinâmico, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado. O escoamento deste óleo se dará por meio de navios aliviadores para terminais da PETROBRAS e o gás produzido será em parte consumido na operação da própria UEP, sendo o restante enviado para queima no *flare*.

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CATUÁ

O sistema de produção proposto, representado pela unidade FPSO *Seillean*, como já vimos nos itens anteriores, consiste em uma unidade flutuante de posicionamento dinâmico, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado. O escoamento deste óleo também se dará por meio de navios aliviadores para terminais da PETROBRAS localizados em terra e o gás produzido será em parte consumido na operação da UEP, sendo o restante enviado para queima no *flare* da unidade.

DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUÁ

O sistema de produção proposto é representado, assim como nos demais Projetos, por uma unidade flutuante capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado (FPSO). O escoamento deste óleo se dará por meio de navios aliviadores para terminais da PETROBRAS localizados em terra e o gás produzido será em parte consumido na operação da UEP, sendo o restante enviado por meio de um duto até o PLEM (*PipeLine End Manifold*) do Gasoduto Sul Capixaba.

II.2.4.B - DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DE INSTALAÇÃO PARA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO

II.2.4.B.1 - Procedimentos de Reconhecimento e Escolha de Locações e Medidas de Mitigação para os Riscos Geológicos

Este item apresenta as informações solicitadas apenas para o Gasoduto Sul Capixaba. As informações inerentes aos demais Projetos serão tratados de forma oportuna nos estudos complementares pertinentes.

A PETROBRAS realizou um levantamento geofísico durante os períodos de 15 de outubro de 2004 a 15 de fevereiro de 2005 e de 9 de novembro a 12 de dezembro de 2005 visando à investigação da geologia, bem como a avaliação das condições de estabilidade do fundo marinho entre a área do Campo de Jubarte e a localidade de Ubu, município de Anchieta, litoral do Estado do Espírito Santo.

A primeira fase consistiu em um levantamento batimétrico ao longo da diretriz teórica inicial. Essa diretriz geralmente consiste em uma linha reta entre a unidade

de produção e o ponto de chegada em terra por representar a opção de menor custo (Figura II.2.4-1). Esse levantamento preliminar mostrou que há presença de diversas estruturas associadas à cânions submarinos (Figura II.2.4-2). Nestes cânions observam-se, de uma maneira geral, gradientes bastantes íngremes relacionados aos seus flancos. Além disso, estas estruturas devem ser evitadas, pois representam os principais caminhos de transporte de sedimentos da plataforma continental para o fundo dos oceanos. Essa combinação de fatores fez com que a diretriz originalmente proposta fosse inviabilizada.

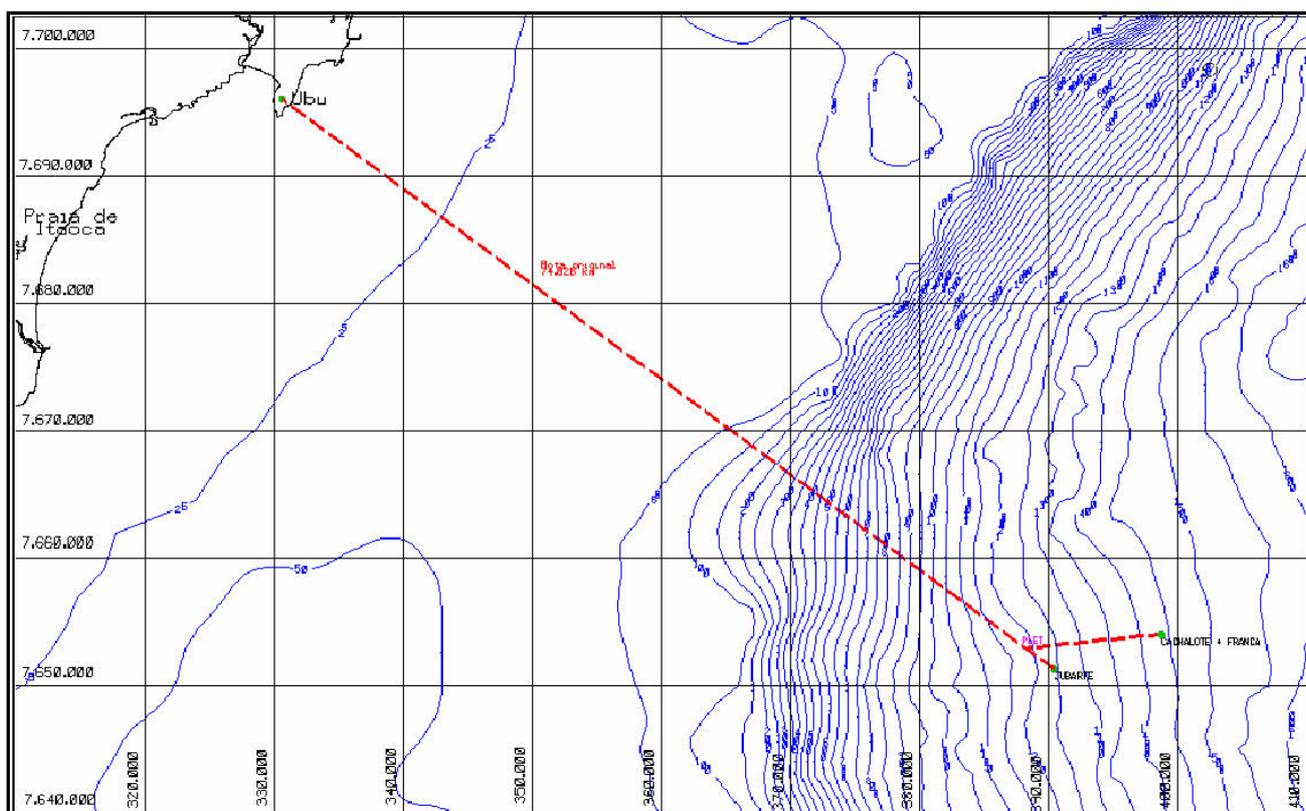


Figura II.2.4-1 – Diretriz teórica de Jubarte.

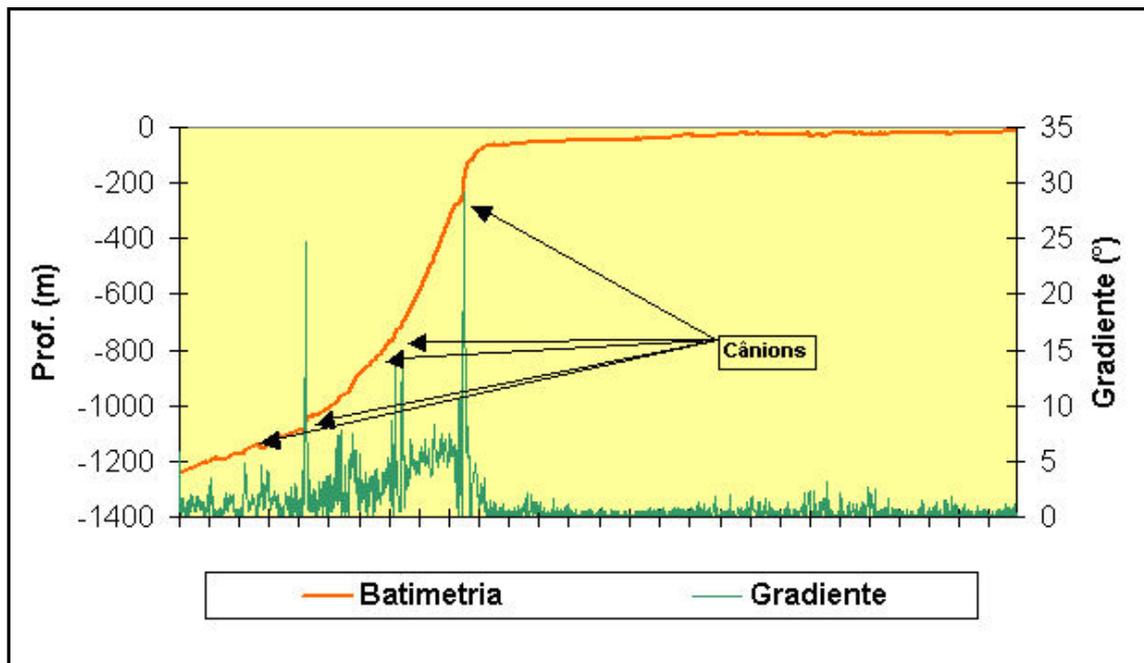


Figura II.2.4-2 – Perfil batimétrico ao longo da diretriz teórica de Jubarte.

Dessa maneira, optou-se por levantar um trecho localizado entre os cânions principais e uma área maior na região do talude superior para que a nova diretriz pudesse ser traçada, evitando-se qualquer obstáculo de caráter geológico que representasse riscos para o assentamento do gasoduto. A área no talude continental foi levantada perfazendo três etapas distintas em áreas adjacentes à originalmente planejada. A área tem seus vértices definidos pelas seguintes coordenadas UTM (Datum SAD 69):

- A: 367.362/ 7.659.506 B: 373.233/ 7.658.317
- C: 372.221/ 7.653.862 D: 391.252/ 7.653.889
- E: 391.353/ 7.650.877 F: 371.588/ 7.650.851
- G: 371.386/ 7.649838 H: 365.590/ 7.651.028

Durante o levantamento foram utilizados os métodos de batimetria de feixe único (trecho de talude) e multi-feixe (trecho de plataforma continental), sonar de varredura lateral, sísmica de alta resolução e amostragem direta utilizando-se amostrador de pistão estacionário tipo “Kullemborg”. Ao todo foram coletados 1.960 km de batimetria, 658 km de sonar de varredura e sísmica de

alta resolução e 16 testemunhos geológicos – geotécnicos. O trecho mapeado foi separado em 7 setores distintos em função das características geológicas e geofísicas do fundo marinho. Para o ponto de chegada, foram selecionados dois pontos: Praia do Além e, mais ao sul, Praia de Parati. A diretriz final foi traçada com base nas informações de batimetria (relevo e gradiente), sonar de varredura lateral (distribuição superficial de sedimentos) e de sísmica (estruturas geológicas subsuperficiais). As características de cada setor ao longo da diretriz estão resumidas na Tabela II.2.4-2 abaixo. A Figura II.2.4-3 a seguir apresenta a batimetria na área de Ubu demonstrando o relevo associado à presença do embasamento rochoso.

Tabela II.2.4-2 – Resumo das características geológicas ao longo da diretriz teórica.

SETOR	COORDENADAS INÍCIO / FIM	EXTENSÃO	INTERVALO PROFUNDIDADE	CARACTERÍSTICAS
1	390614/ 7651176 376448/ 7652239	15,8 km	745 a 1245 m	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fundo marinho com gradiente suave da ordem de 1,9° e morfologia plana. ➤ Cobertura sedimentar dominada por argila siltosa. ➤ Seqüência sedimentar superior depositada sobre camada com indícios de movimentação na parte mais profunda da área levantada. ➤ Área dominada por processos sedimentares deposicionais.
2	376448/ 7652239 373554/ 7651900	1,5 km	656 a 745 m	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fundo marinho com gradiente da ordem de 3,5° e morfologia plana. ➤ Cobertura sedimentar dominada por argila siltosa. ➤ Presença de fortes reflexões pontuais que podem estar associadas à bioconstruções carbonáticas.
3	373554/ 7651900 368652/ 7652140	5,0 km	656 a 226 m	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fundo marinho com gradiente da ordem de 5,2° e morfologia plana. ➤ Presença de ravinas com até 40 metros de profundidade dispostas transversalmente a direção do talude, evidenciando ação de processos erosivos relativamente recentes. ➤ Cobertura sedimentar dominada por argila siltosa.

4	368652/ 7652140 367841/ 7652541	0,9 km	226 a 97 m	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fundo marinho caracterizado pela presença de uma escarpa em degrau. ➤ Escarpa apresenta gradientes diferenciados: 97 m a 133 m = 4,8° 133 m a 146 m = 3,2° 146 m a 226 m = 8,9° ➤ Trecho que apresenta os maiores gradientes. ➤ Topo da escarpa (isóbata de 97 m) representa o limite externo da plataforma continental. ➤ Faixa de transição na cobertura sedimentar do fundo marinho. Passa de sedimentação lamosa do talude para sedimentos arenolamosos com biodetrítos e crostas de algas calcárias da plataforma externa. ➤ Presença de falhamentos na seqüência sedimentar inferior cujos rejeitos podem chegar a 30 m.
5	367841/ 7652541 355592/ 7671968	23,2 km	97 a 35 m	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fundo marinho caracterizado por baixos gradientes ($< 0,1^\circ$) e morfologia plana. ➤ Presença de degraus batimétricos nas profundidades de 35 m - 43 m e 63 m - 71 m provavelmente associados a níveis de estabilização do nível do mar durante a última transgressão. ➤ Cobertura sedimentar dominada por areia bastante grosseira, rico em cascalho biodetrítico, com nódulos e crostas de algas calcárias.
6	355592/ 7671968 338957/ 7699508	32,1 km	35 a 15 m	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fundo marinho caracterizado por apresentar morfologia irregular com depressões batimétricas de até 8 m. ➤ Gradientes são baixos da ordem de $0,2^\circ$. ➤ Textura sonográfica do tipo "sand patches" indica retrabalhamento dos sedimentos por correntes de fundo. ➤ Cobertura sedimentar composta por areia siliciclástica média a fina.

7 338957/ 7699508 3,1 km 15 a 0 m
 Praia do Além

- Fundo marinho apresentando morfologia bastante irregular devido à presença de afloramentos de rocha (Figura 3).
- Embasamento rochoso encontra-se a profundidades menores do que 4 m na maior parte da área.
- Cobertura sedimentar composta por areia grossa rica em cascalho bioclástico.

Obs. Datum das coordenadas em SAD 69

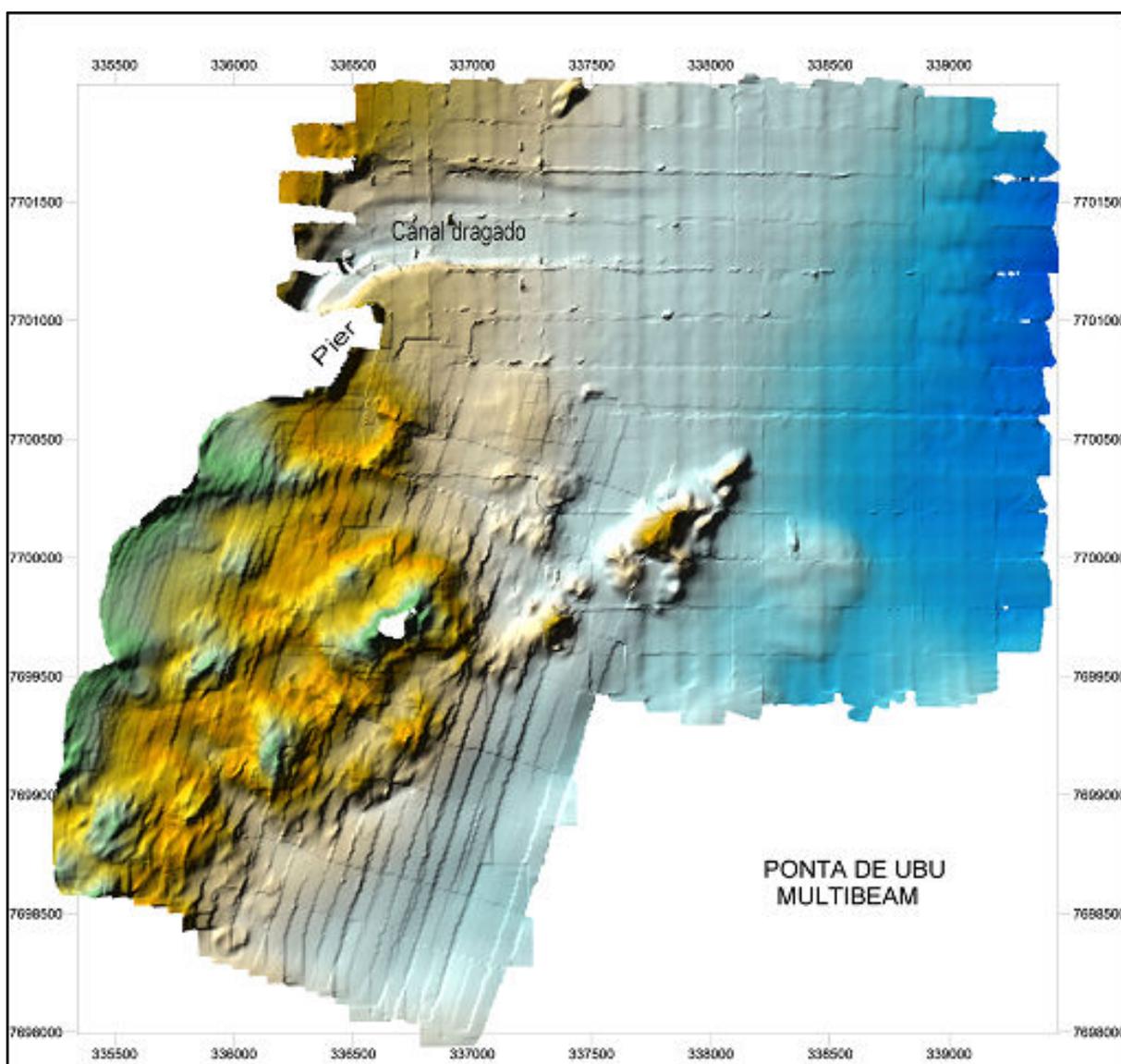


Figura II.2.4-3 – Batimetria na área de Ubu mostrando relevo associado à presença do embasamento rochoso.

A identificação de afloramentos do embasamento rochoso ao largo da praia do Além (vide características do Setor 7), fez com que um levantamento complementar mais detalhado fosse executado neste trecho. A finalidade deste levantamento foi mapear a posição do embasamento abaixo do fundo marinho (Isópaca) a fim de se verificar qual a melhor metodologia para a passagem do gasoduto. Neste levantamento foram utilizadas as mesmas ferramentas do levantamento anterior (batimetria multi-feixe, sonar de varredura e sísmica de alta resolução). O resultado mostrou que o embasamento rochoso encontra-se distribuído em toda a região mapeada e a cotas de enterramento (profundidade abaixo do solo marinho) variando entre zero (aflorante) e 22 metros, conforme mostrado na Figura II.2.4-4 abaixo.

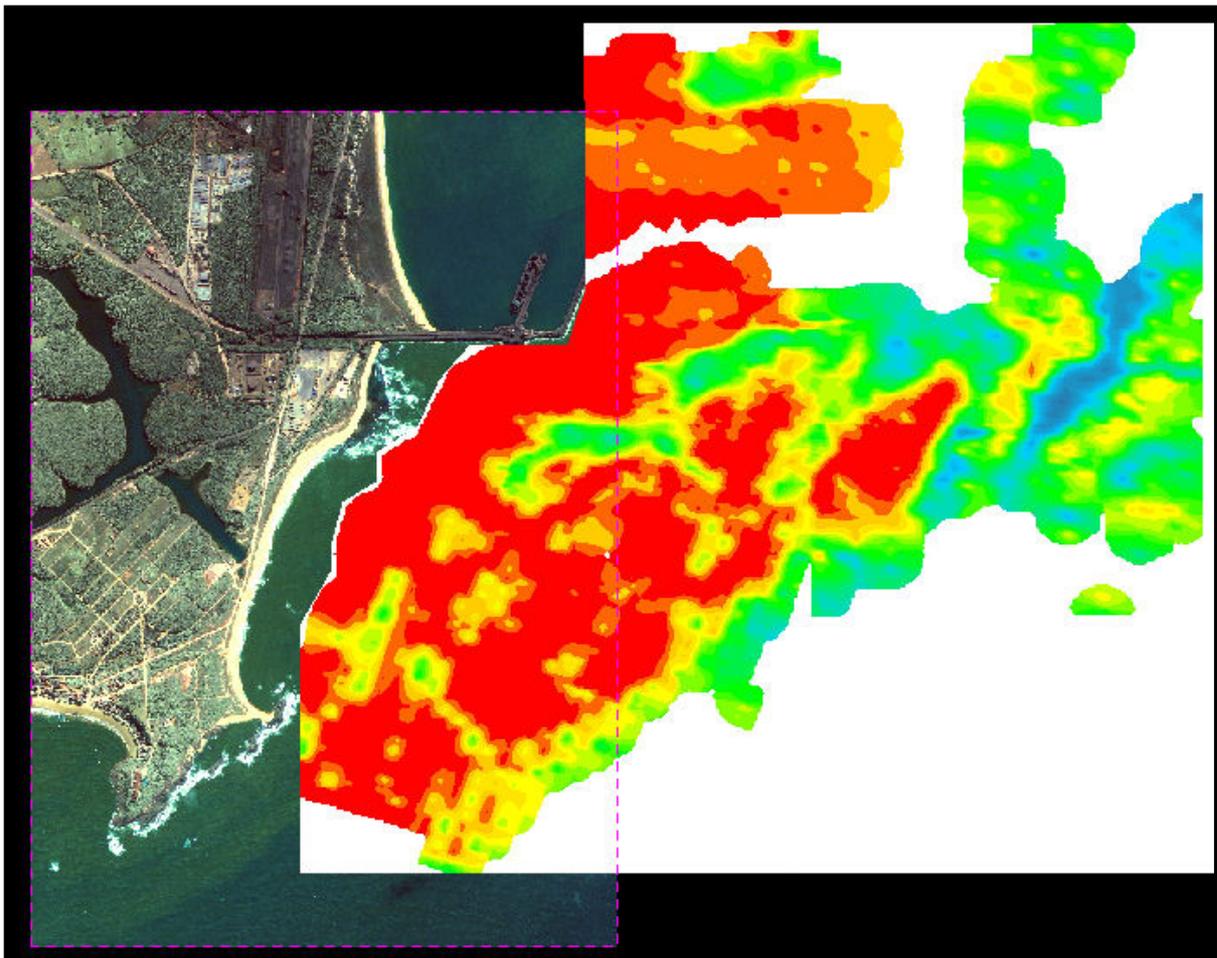


Figura II.2.4-4 – Mapa de isópacas do embasamento rochoso na área de Ubu..

Para a avaliação das condições de estabilidade do fundo marinho ao longo da diretriz foi realizado um estudo utilizando-se a formulação clássica de talude infinito. Nesta modelagem a condição de estabilidade é definida através do Fator de Segurança (FS). Matematicamente esse fator é definido como a expressão do balanço entre as forças resistivas (que tendem a manter o sedimento imóvel) e as forças cisalhantes (que forçam os sedimentos a se movimentarem talude abaixo). Valores de FS maiores que um (1) indicam estabilidade, valores de FS menores do que um (1) indicam instabilidade e valores de F igual a um (1) indicam condições limites de estabilidade (meta-estabilidade). No entanto, deve-se observar que a probabilidade de ocorrência de um deslizamento não é função linear do fator de segurança, sendo o valor de $FS = 1,3$ considerado como limite mínimo de segurança.

Foi analisado um total de 22 pontos ao longo dos aproximadamente 83 km da diretriz resultando, na média, um ponto a cada 3,7 km. Além disso, foi realizado um estudo da evolução geológica da área, em função da observação nos registros sísmicos de dois eventos de instabilidade, evidenciados pela presença de camadas escorregadas e falhadas em subsuperfície e pequenos canais erosivos já em fase de colmatagem no atual fundo marinho (Figura II.2.4-5 abaixo). A datação por método bioestratigráfico posicionou estes eventos em 84 mil e 11 mil anos BP. Nos dois casos, as idades identificadas representam períodos de grandes mudanças climáticas na história da terra, sugerindo que os processos de instabilidade observados na área do talude estariam mais relacionados a variações de larga escala do nível do mar e não a mecanismos disparadores locais.

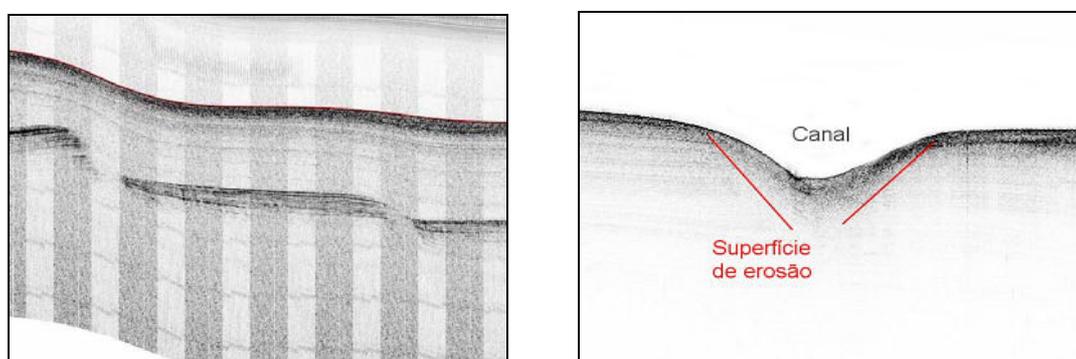


Figura II.2.4-5 – Registros sísmicos mostrando evidências de antigos movimentos de massa.

A análise quantitativa mostrou que os valores de FS são bastante altos (ver Tabela II.2.2-3 a seguir), mesmo na região do talude continental onde os maiores gradientes são observados.

Tabela II.2.4-3 – Fatores de segurança ao longo da diretriz teórica.

COORDENADAS		FATOR DE SEGURANÇA	CONDIÇÃO / AMBIENTE
E	N		
390614	7651179	13,7	
388586	7651820	6,1	
388270	7651936	13,4	
387915	7651967	22,8	
386765	7652375	22,1	
385774	7652615	17,6	
383456	7652679	8,5	
381165	7652786	6,5	
376066	7652193	3,0	
376108	7652208	3,4	
374278	7652043	8,0	
372009	7651875	6,9	
369371	7651826	5,4	
368276	7652347	ND	
366318	7653359	ND	
363050	7658505	1360,8	
360475	7663130	971,8	
357855	7667880	364,7	
355033	7673173	70,8	
352316	7677881	66,9	
349604	7682818	57,3	
346996	7687518	87,0	
341565	7697326	28,4	

Obs. Datum das coordenadas em SAD 69

Um estudo complementar para a avaliação da importância dos dois principais mecanismos disparadores de movimentos de massa submarinos (terremotos e ondas de tempestades) mostraram que ambos são pouco representativos na área. No primeiro caso, a área está localizada em uma região de sismicidade baixa, típica de uma região intraplaca, com eventos sísmicos significativos ($M_b > 5$) com intervalo de recorrência superior a 100 anos. Da mesma forma, a influência de ondas de tempestades só se torna importante na parte mais rasa da área onde os valores de FS são

extremamente altos basicamente em função dos gradientes muito pequenos e da composição arenosa do sedimento de fundo que permite uma rápida dissipação da pressão de poro.

Os estudos realizados tiveram como principal finalidade escolher o melhor traçado para o gasoduto submarino, conforme ilustrado na Figura II.2.4-6, considerando não somente as condições atuais, mas também, a evolução geológica da área. Os resultados evidenciaram que os riscos associados aos processos naturais presentes na área são muito pouco representativos dentro do período de vida de um Campo de petróleo, o que indica uma pequena possibilidade de que imprevistos aconteçam.

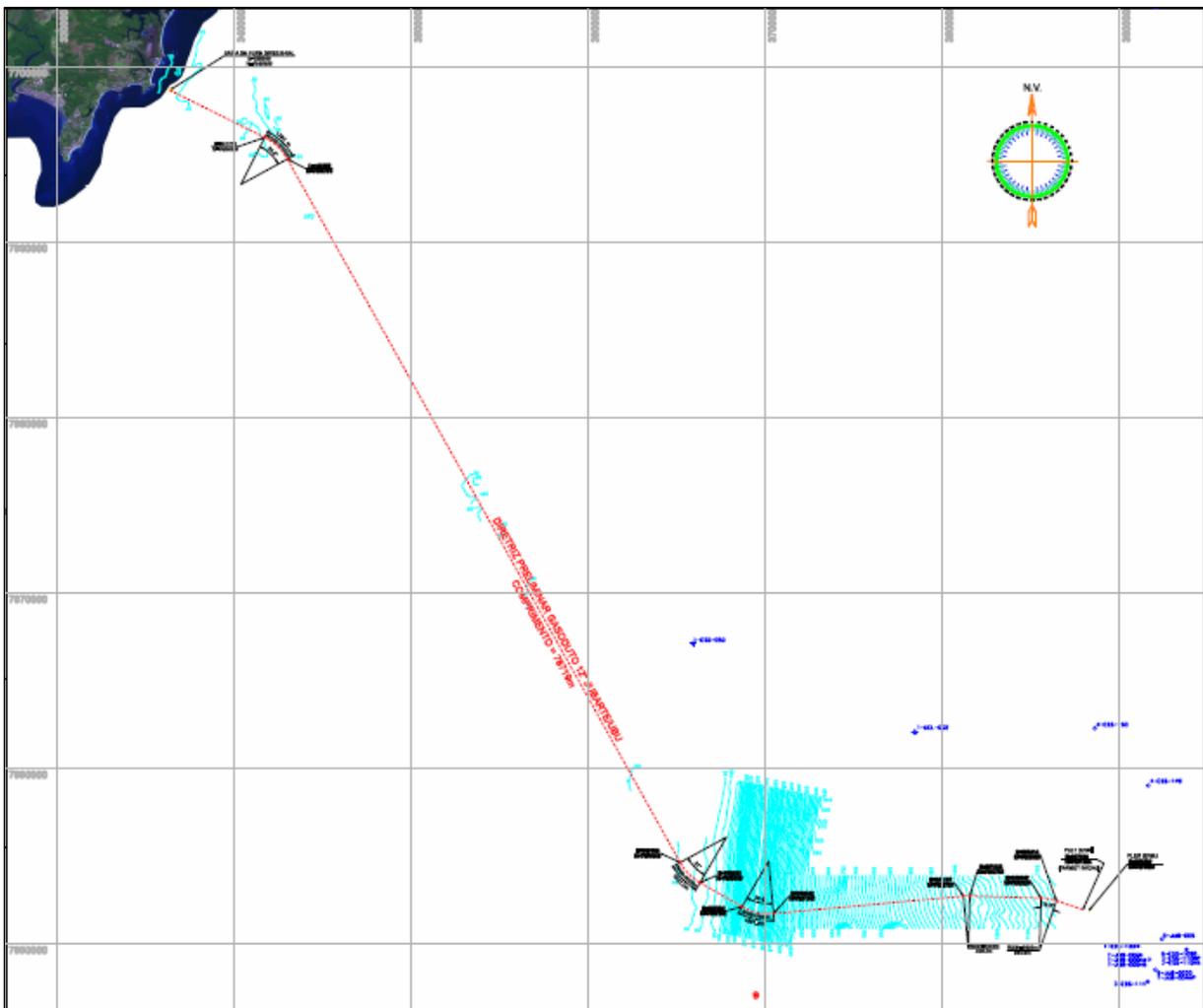


Figura II.2.4-6 – Diretriz do gasoduto.

De acordo com o apresentado acima, não haverá necessidade de aplicação de procedimentos e/ou medidas mitigadoras referentes ao risco de instabilidade geológica.

II.2.4.B.2 - Procedimentos para Lançamento, Amarração e Ancoragem de Linhas de Escoamento

Conforme anteriormente descrito, não foram encontradas regiões morfológicamente acidentadas na diretriz do gasoduto que justificassem a adoção de procedimentos especiais para transposição de obstáculos geológicos.

Os procedimentos para lançamento, amarração e ancoragem do gasoduto serão descritas no subitem II.2.4.F.

II.2.4.B.3 – Mitigação dos Riscos de Interação entre Linhas de Escoamento

A definição do arranjo submarino envolvendo a locação do Gasoduto Sul Capixaba foi subsidiada por análises geológicas, geotécnicas e estruturais de forma a garantir a integridade do sistema, assim como, minimizar os impactos ambientais e a exposição ao risco.

Quanto ao risco de interação do Gasoduto Sul Capixaba com outras linhas ou instalações na área, pode-se afirmar que este risco é praticamente inexistente, uma vez que a região onde se encontra este Campo e seu entorno não possui ainda qualquer sistema de produção implantado. O sistema de produção mais próximo, associado ao FPSO P-34, se encontra distante cerca de 7 Km.

No entanto, com o objetivo de mitigar o risco de interação entre estes equipamentos, o posicionamento do Gasoduto Sul Capixaba será incluído no Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), que é um banco de dados da PETROBRAS onde estão todas as informações sobre os equipamentos (obstáculos) fixos existentes, estejam eles submersos ou na superfície. Com este sistema, têm-se a localização exata e o controle de todas estas singularidades, bem como a lâmina d'água em que as mesmas se encontram.

II.2.4.C - DESCRIÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

Este item apresenta uma descrição sucinta das UEP a serem utilizadas nos Projetos de pilotos de produção e de desenvolvimento, sendo que seus detalhes serão apresentados nos estudos complementares pertinentes.

Cabe destacar que, em função dos cronogramas diferenciados de cada projeto, algumas UEP já apresentam maior detalhamento de informações.

PILOTOS DE PRODUÇÃO DOS CAMPOS DE BALEIA ANÃ, CATUA e CAXARÉU

Para os Projetos Piloto de Produção do Campo de Baleia Anã e o Piloto de Produção do Campo de Catuá, conforme informado anteriormente, a UEP a ser utilizada será o FPSO *Seillean*, cuja descrição é apresentada de forma consolidada nas Tabelas II.2.4-4 a II.2.4-6 a seguir.

Para o Projeto Piloto do Campo de Caxaréu, está previsto a utilização de uma UEP com as mesmas características do FPSO *Seillean*, sendo considerada neste estudo a mesma descrição de UEP para ambos os projetos.

Tabela II.2.4-4 - Dimensões do FPSO Seillean.

CONVÉS	
Comprimento	249,70 metros
Boca moldada	37,00 metros
Pontal	20,50 metros

Tabela II.2.4-5 - Dados adicionais para a unidade FPSO Seillean.

CARACTERÍSTICAS

Calado (max)	11.54 m
Deslocamento	79.600 t
Alojamento (leitos)	72 pessoas
Heliponto	Sikorski – S-61 com facilidades para abastecimento e dimensões de 27
Capacidade Operacional	m x 24 m
Salvagem	Lâmina d'água de 75 a 2.000 metros 2 baleeiras, ambas com capacidade para 72 pessoas 173 unidades de coletes salva-vidas 10 balsas infláveis, sendo 6 para 25 pessoas e 4 para 10 pessoas, 18 bóias salva-vidas

Tabela II.2.4-6 - Capacidade de Processamento do FPSO Seillean.

PROCESSAMENTO	
Capacidade de separação de óleo	14.600 bpd
Capacidade de processamento de gás	340.000 m ³ /d
Capacidade de tratamento de água produzida	10.000 bpd
Capacidade de descarregamento	1.400 m ³ /h

Além dos tanques de armazenamento de carga, a unidade FPSO *Seillean* possui tanques para armazenamento de outros insumos, conforme consta na Tabela II.2.4-7 abaixo.

Tabela II.2.4-7 - Tancagem do FPSO Seillean para outros insumos.

PRODUTO ARMAZENADO	CAPACIDADE (m ³)
Óleo combustível	2.810
Óleo diesel	707
Óleo lubrificante	159
Água de lastro	36.141
Slop tanks	2.556
Água potável	260
Tanques de estabilização para amortecimento do <i>roll</i>	8.045

A unidade FPSO *Seillean* possui também, 3 escritórios, 4 salas de recreação (sala de jogos, academia, sala de televisão e cinema), 1 cozinha industrial, 1 auditório, sala de refeições, 1 despensa para mantimentos, 1 lavanderia, 1 enfermaria, paióis de mantimentos, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e painéis.

A Figura II.2.4-7 apresentada na próxima página registra o convés principal da unidade.



Figura II.2.4-7 – Convés principal da unidade.

Na casa de máquinas encontram-se bombas de incêndio, geradores auxiliares, caldeira principal e auxiliar, bombas de transferência e sistemas diversos.

A unidade possui ainda ponte (sala) de comando, vestiário, banheiros, oficinas, sala de baterias e sistema de *no break*, almoxarifados, gerador de emergência, sistema de gás inerte, ventilação da casa de máquinas, bote de resgate, sala de CO₂, turbo compressores, módulo de utilidades (água de resfriamento e aquecimento), áreas de movimentação de cargas, guindastes, baleeiras e balsas infláveis.

A unidade apresenta uma grande capacidade de carga sob todas as condições de mar previstas, e algumas áreas no convés para manusear e estocar diversos tipos de carga.

Apresenta-se a seguir uma listagem contendo os principais equipamentos da unidade FPSO *Seillean*:

- 3 Turbo Geradores principais de 3,3 MW, a Gás;
- 3 Diesel – Geradores de 4,2 MW;
- 1 Diesel – Gerador de Emergência de 500 kW;
- 1 Heliponto;

- 4 Guindastes de manuseio de carga - 1 de 50 t, 2 de 20t e 1 de 10t;
- Sistema de Propulsão;
- Sistema de manuseio da coluna de *riser*;
- ROV;
- Lavanderia;
- Enfermaria;
- *Flare* de alta sônico;
- *Flare* de baixa sub-sônico.

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE, BALEIA FRANCA E BALEIA ANÃ

O sistema de produção proposto para o desenvolvimento integrado dos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã corresponde a uma unidade estacionária flutuante (UEP) do tipo FPSO, capaz de produzir, processar, armazenar e transferir o óleo armazenado. Esta UEP será projetada para atender, no mínimo, as seguintes características: capacidade de processar e tratar 200.000 bbl/d de líquido com o máximo de óleo de 100.000 bbl/d, compressão de 3,1 MM m³/d de gás e estocagem de 1.000.000 bbl de óleo.

Seguindo o modelo de outras UEP habitadas, estão previstas facilidades como salas de recreação (sala de jogos, academia, sala de televisão, cinema), cozinha industrial, auditório, sala de refeições, despensa para mantimentos, lavanderia, enfermaria, paióis de mantimentos, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e painéis.

A unidade possuirá ainda ponte (sala) de comando, vestiário, banheiros, oficinas, sala de baterias e sistema de *no break*, almoxarifados, gerador de emergência, sistema de gás inerte, ventilação da casa de máquinas, bote de resgate, sala de CO₂, turbo compressores, módulo de utilidades (água de resfriamento e aquecimento), áreas de movimentação de cargas, guindastes, baleeiras e balsas infláveis.

Apresenta-se abaixo uma listagem contendo os principais equipamentos de uma UEP.

- Turbo Geradores principais;
- Diesel – Geradores auxiliares;
- Diesel – Gerador de Emergência;
- Heliponto;
- Guindastes para manuseio de carga;
- Sistema de manuseio da coluna de *riser*;
- ROV;
- Lavanderia;
- Enfermaria;
- *Flare* de alta sônico;
- *Flare* de baixa sub-sônico.

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA AZUL E PIRAMBÚ

O sistema de produção proposto para o desenvolvimento dos Campos de Baleia Azul e Pirambú corresponderá a uma unidade estacionária flutuante (UEP) com capacidade de produzir e armazenar o petróleo produzido após realizar o seu processamento. Possuirá capacidade de produção de aproximadamente 100.000 barris de óleo/dia, 180.000 barris de líquido por dia, compressão de 1.000 Mm³/d, desidratação do gás e injeção de água do mar dessulfatada.

Embora o desenvolvimento destes Campos faça parte do objeto deste EIA/RIMA, o Projeto de produção e exploração ainda se encontra na fase de planejamento. Desta forma, a descrição desta UEP será fornecida em estudo complementar futuro que irá subsidiar a licença de instalação.

Entretanto, as características gerais da unidade a ser definida serão semelhantes ao apresentado anteriormente para as outras UEP.

FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE

O sistema de produção proposto para a Fase 2 de desenvolvimento do Campo de Jubarte também prevê a instalação da Unidade Estacionária de Produção do tipo FPSO. A produção prevista para a UEP no Campo de Jubarte será de aproximadamente 180.000 mil barris de óleo/dia e 300.000 mil barris de

líquido por dia, com compressão de 3,2 milhões m³/d, desidratação do gás de , 2,0 milhões m³/d, injeção de água do mar dessulfatada, bem como apresentando um sistema de tratamento da água produzida.

Para o dimensionamento da planta foram consideradas as seguintes condições de projeto:

- 2 Trens de separação e tratamento;
- Temperatura de chegada dos poços: 37,6 °C;
- Range de densidade do óleo: 16,2 a 17,2 °API;
- Lâmina d'água da UEP: Até 1300m;
- 7 poços injetores de água e mais 2 esperas;
- 15 poços produtores operantes e mais 4 esperas;
- Capacidade de estocagem de óleo 1.600.000 bbl;
- Capacidade máxima de *gas lift*: 1.600.000 m³/d;
- Capacidade de Compressão de gás: 2un x 1.600.000 m³/d;
- Consumo de gás: 450.000 m³/d;
- Capacidade total do sistema de injeção de água: 57.500 m³/d;
- Capacidade de injeção de água do mar: 36.000 m³/d.

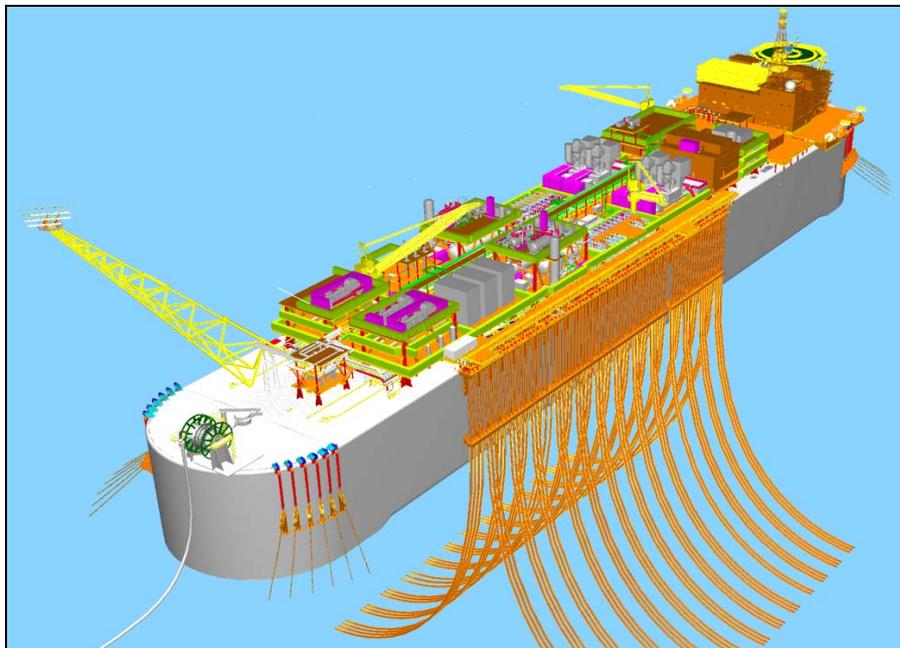


Figura II.2.4-8 –Visão esquemática da UEP.

Processamento de Óleo e Gás

O processamento do óleo será realizado através de 2 trens de separação constituídos de bateria de aquecedores, separador de água livre, separador trifásico e tratador eletrostático.

O óleo proveniente dos poços produtores passará por *manifolds* de produção, em direção aos separadores de água livre para remoção da água não emulsionada (BSW > 40% e pressão de operação de ~15 Kgf/cm²), sem a necessidade de aquecimento. O gás liberado nesta etapa será direcionado para a unidade de compressão.

Após os separadores de água livre, a bateria de aquecedores deverá elevar a temperatura do óleo de 37,6°C para 120°C, seguindo o mesmo para os separadores trifásicos (pressão de operação de 4,5 kgf/cm²). Após os separadores trifásicos o óleo será aquecido a uma temperatura de 140°C, seguindo para o vaso de *flash* (pressão de estabilização) e em seguida para o tratador eletrostático.

O óleo proveniente do tratador eletrostático, enquadrado nas especificações da ANP, será bombeado para os tanques de carga, passando antes por um trocador de calor de placas para reduzir a temperatura de 140°C para 50°C. A energia térmica do óleo tratado será utilizada para aquecer o óleo proveniente dos poços.

Parte do gás efluente dos separadores de água livre seguirá para o vaso depurador (*safety gas k.O.Drum*) da plataforma que tem como finalidade retirar as partículas de líquido arrastadas pelo gás, a fim de evitar a presença de líquido no sistema de compressão e gás combustível.

Os gases efluentes dos separadores e tratadores eletrostáticos deverão ser resfriados passando por um coalescedor eletrostático e depois conduzido ao compressor de recuperação de vapor (*booster*) de onde seguirá para o depurador (*safety gas*).

Tratamento de Águas Oleosas

A água proveniente dos separadores de água livre, separadores e tratadores eletrostáticos será encaminhada para o sistema de tratamento composto de: baterias de hidrociclones dedicados e flotadores.. O sistema de

tratamento da água produzida será projetado para atender à CONAMA 20 (TOG <20 ppm @ 40°C).

Movimentação de Gás

O gás oriundo do processo de separação e do sistema de recuperação de vapor será utilizado principalmente como gás combustível (450.000 m³/d) e para circulação de gás *lift* (250.000 m³/d/poço). Considerou-se uma perda equivalente a 3% no processo e o excedente é exportado para terra por gasoduto até uma Unidade de Tratamento de Gás, que será interligada ao GASENE.

Sistema de Depuração de Gás

O sistema tem como finalidade retirar as partículas de líquido arrastadas pelo gás, a fim de evitar a presença de líquido nos sistemas de compressão e de gás combustível, contando com dois vasos em série para retenção de condensado.

A capacidade máxima do depurador (*safety gas ko drum*) existente na plataforma é de 2.000.000 m³/d de gás (@ 20°C e 1 atm) e atenderá as necessidades para o Campo de Jubarte. O condensado será enviado para o vaso *slop*.

Sistema Principal de Compressão

Parte do fluxo de gás oriundo do depurador (*safety gas*), será encaminhado ao sistema de compressão de *gas lift*/exportação/combustível. O sistema será composto por duas unidades de compressão com capacidade de movimentação de 3.200.000 m³/d (2un x 1.6000 m³/d) (@ 20°C e 1 atm - 2X100 %). Os compressores serão de 3 estágios, operando com pressão de descarga de 200 kgf/cm².

Sistema de Tratamento de Gás

O gás oriundo do último estágio de compressão, a uma pressão de 200 kgf/cm², será encaminhado para a unidade de desidratação de gás, que utiliza

o processo de absorção por trietilenoglicol (TEG), de modo a especificar o ponto de orvalho do *gas lift*.

A unidade de desidratação foi dimensionada para uma vazão de 2.000.000 m³/dia de gás e pressão de 200 kgf/cm².

Sistema de Recuperação de Vapor

O gás liberado no Separador e Tratador Eletrostático passa por um coalescedor eletrostático para evitar a formação de espuma e depois de resfriado, é encaminhado para um vaso com capacidade de 500.000 m³/d, para retirada de condensado e enviado posteriormente para o compressor de Recuperação de Vapor (*booster* – 2 x 50% - 100.000 m³/d), para atingir a pressão de sucção do sistema principal de compressão.

Sistema de Gás Combustível

No sistema de gás combustível, uma fração do fluxo de descarga do gás efluente do compressor principal é submetida a uma quebra de pressão com a finalidade de especificá-lo tanto quanto à pressão de operação das máquinas a serem alimentadas, como à alta pressão como a baixa pressão. Em seguida, o gás deverá passar por processo de resfriamento, sendo o condensado coletado em vaso com capacidade de 612.000 m³/d de gás (@ 20°C e 1 atm).

Sistema de Tocha

O sistema é constituído por um vaso de alta com capacidade de 4.000.000 m³/d, um vaso de baixa com capacidade de 500.000 m³/d e um queimador do tipo *multiflare*.

Injeção de Produtos Químicos

Estão previstas facilidades para injeção de produtos químicos como antiespumante, antiincrustante, biocida, inibidor de hidrato, desemulsificante, polímeros, inibidores de corrosão para gases e seqüestrante de oxigênio nos poços e na planta de processo, utilizando-se tanques de armazenamento e bombas de injeção.

Injeção de Água do Mar

Está prevista a injeção de água, inicialmente, captada do mar e tratada em sistema projetado para reduzir o teor de sulfato para limites inferiores a 100 ppm. Para isto a unidade conterá, a saber: dessulfadora, desaeradora, filtros, bombas e sistema de injeção de produtos químicos.

Geração de Energia

O sistema principal de geração de energia será composto por geradores principais (2x100%, 3x50% ou 4x33%), geradores auxiliares e gerador de emergência.

Sistema Diesel

O sistema de suprimento de diesel será composto por tanques de armazenamento, com capacidade mínima de 3.500 m³, filtros, bombas de transferência, centrífugas, tanques de distribuição, tanques de estocagem para intervenção em poços com bombas de alta pressão e tanques diários para os geradores principais, auxiliares e de emergência.

DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUÁ

A concepção de produção proposta para o Campo de Catuá prevê a instalação de uma Unidade Estacionária de Produção do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), dotada de facilidades de produção com capacidade de processar e tratar 50.000 bbl/d de líquido com o máximo de óleo de 40.000 bbl/d, compressão de 2 MM m³/d de gás e estocagem de 400.000 bbl de óleo. A concepção prevista pode ser visualizada através das Figuras II.2.4-9 e II.2.4-10 a seguir.

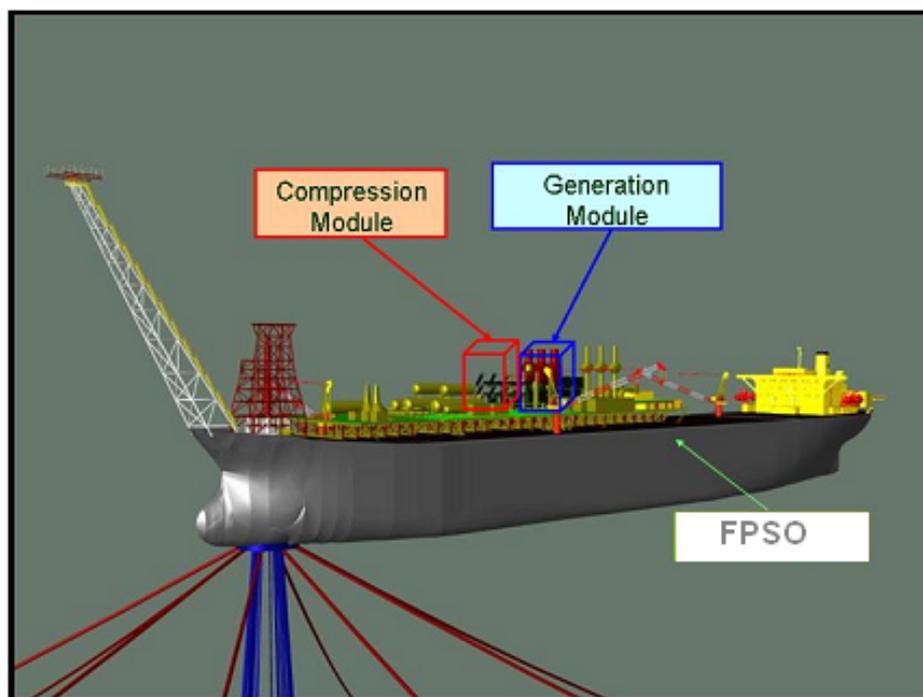


Figura II.2.4-9- Esboço do Sistema de produção do Campo de Catuá.



Figura II.2.4-10 - Tipo de Unidade de Produção prevista para o Campo de Catuá.

Considerando que o FPSO que atuará neste Campo ainda não foi definido, apresentaremos a seguir as características de uma outra UEP com características e capacidades similares.

Tabela II.2.4-8 - Dimensões do FPSO.

CONVÉS	
Comprimento entre perpendiculares	231,10 metros
Comprimento Total	240,30 m
Boca moldada	26,00 metros
Pontal	16,87 metros

Tabela II.2.4-9 - Dados adicionais para a UEP.

CARACTERÍSTICAS	
Calado	12,84 m
Alojamento (leitos)	90 pessoas
Heliponto	Sikorski – S-61 com facilidades para abastecimento e dimensões de 30 m x 27 m 2 baleeiras, ambas com capacidade para 50 pessoas. 1 bote de resgate com capacidade para 6 pessoas
Salvatagem	4 balsas-infláveis com capacidade agregada 80 pessoas. 2 balsas infláveis com capacidade para 6 pessoas.

Tabela II.2.4-10 - Capacidade de Processamento do FPSO.

PROCESSAMENTO	
Capacidade de Processamento de Líquidos	50.000 barris de líquido/dia
Capacidade de processamento de gás	2 MM m ³ /d
Capacidade de descarregamento	2.400 m ³ /h
Capacidade de Estocagem de óleo	400.000 bbl

Além das instalações e capacidades acima descritas, a unidade FPSO que atuará no Campo de Catuá possuirá também escritórios, salas de recreação (sala de jogos, academia, sala de televisão, cinema), cozinha industrial, auditório, sala de refeições, despensa para mantimentos, lavanderia, enfermaria, paióis de mantimentos, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e painéis.

Apresenta-se a seguir uma relação contendo os principais equipamentos previstos para a unidade FPSO.

- 3 Guindastes;
- Moto geradores;
- 1 Heliponto;
- 2 Flares;
- Aquecedores água-óleo;

- Aquecedores óleo-óleo;
- *Swivel* de gás;
- Separadores trifásicos;
- Tratadores;
- Bombas de transferência;
- Resfriadores;
- Compressores;
- Desidratadores do gás;
- Sistema de tratamento de água produzida;
- Sistema de ar comprimido;
- Bombas de captação de água;
- Dessalinizador do tipo destilador a vácuo;
- Sistema de tratamento de esgoto;
- *Scrubber*;
- Lavanderia;
- Enfermaria;

II.2.4.C.1 – Informações Gerais

De um modo geral, todos os tipos de UEP utilizados na PETROBRAS utilizam alguns sistemas convencionais para embarcações desta natureza, descritos sucintamente a seguir:

Sistema de Lastro

Tem como objetivo controlar o peso a bordo visando alterar condições de calado, equilíbrio, estabilidade e distribuição de esforços na embarcação. Independente do tipo (Lastro fixo, variável, etc.), o sistema envolve equipamentos como bombas centrífugas de alta capacidade, caixas de mar, tanques, válvulas e tubulações.

Sistema de Drenagem e Esgotamento

Permite drenar e esgotar todos os espaços da unidade em caso de existência de vazamento por colisões, etc. O sistema envolve bombas geralmente menores que as de lastro, porém mais baixas e com maior capacidade de sucção. O Sistema é interligado ao sistema de lastro para se ter maior poder de evacuação em caso de emergência. Todo líquido drenado

passa pela planta de tratamento de água oleosa para poder ser descartada atendendo a legislação vigente.

Sistema de Combate de Incêndio

Envolve toda estrutura necessária para combater o fogo, a saber: equipamentos e sistemas (CO₂, espuma, dilúvio, etc.), treinamento, planos e procedimentos. Dentre os principais equipamentos cita-se: alarmes, bombas, cilindros, válvulas, tubulações, etc.

Sistema de óleo diesel

Destinado a suprir diesel de qualidade para os geradores, bombas, guindastes, unidades de perfuração, etc. Contempla tanques, bombas, purificadores, linhas, etc.

Sistema de água industrial

Engloba água doce não tratada (água industrial) geralmente recebida por *supply boats* para atender aos sistemas de resfriamento, serviços gerais, fabricação de fluidos, etc. Envolvem tanques de armazenamento, bombas, trocadores de calor, linhas, etc.

Sistema de captação de água salgada

Consiste em captar água salgada do mar para o sistema de combate a incêndio, circuito de resfriamento de equipamentos, injeção nos reservatórios, etc. A captação é geralmente feita por caixa de mar ou tubulão e o sistema também envolve: tanques, bombas, linhas e terminais de descarte.

Sistema de água potável

Corresponde ao suprimento de água potável para consumo humano, que pode ser fornecido por *supply boats* ou produzido na própria unidade (a segunda opção é geralmente preferível devido ao menor risco de contaminação). Envolve unidades destilatórias e de cloração, bombas, tanques hidrofólicos, etc.

Sistema de Ar Comprimido

Destinado a prover ar para serviços gerais (limpeza, etc.), sistemas de controle e partida de motores diesel (geradores principais e auxiliares). O sistema envolve compressores de partida a frio, reservatórios acumuladores, filtros, etc.

Outros Sistemas

Sistema de medição de calado e nível dos tanques, sistema de suspiro e sondagem de tanques, sistema de ventilação, etc.

II.2.4.D - DESCRIÇÃO DAS OPERAÇÕES DE INTERVENÇÃO

Até o presente momento não foram definidas as operações de intervenção que eventualmente poderão vir a ocorrer em cada um dos Projetos a serem implantados na área do Parque das Baleias e no Campo de Catuá. Porém, o referido conteúdo será oportunamente apresentado quando da elaboração dos estudos complementares pertinentes.

II.2.4.E - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE DUTOS SUBMARINOS

PILOTOS E DESENVOLVIMENTOS DA PRODUÇÃO

A descrição de todo o sistema submarino que será utilizado para escoamento e transferência da produção (ANM's, *manifolds*, dutos, etc.), caracterizando os dutos de diferentes tipos, diâmetros e fluidos a serem transportados, além da extensão total do conjunto, os pontos de interligação com sistemas pré-existentes e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos, a serem utilizados nos projetos piloto e de desenvolvimento da produção serão oportunamente descritos e apresentados nos estudos complementares pertinentes a cada Projeto.

Todavia, com a finalidade de subsidiar a análise de risco e a avaliação de impactos ambientais, foram apresentados nos mapas constituintes do subitem II.2.1.E desta seção, uma estimativa da extensão total de dutos que irão compor os diversos arranjos submarinos referentes a cada Projeto.

GASODUTO SUL CAPIXABA

O Gasoduto Sul Capixaba terá capacidade de escoar o equivalente a um volume diário máximo de 4.250.000 m³, representado por um gasoduto marítimo de 78,7 Km de extensão e 12 polegadas de diâmetro, que interligará o PLEM (*Pipeline End Manifold*) do Sistema até o início do Furo Direcional na Praia do Além, localizado no município de Anchieta - ES.

Este gasoduto, em sua extremidade inicial do trecho de águas profundas, será interligado aos seguintes componentes:

- *Pipeline End Termination* (PLET);
- *Jumper* flexível de 9,13 polegadas, ligando o PLET a um *Pipeline End Manifold* (PLEM) do Gasoduto Sul Capixaba.

Na outra extremidade, será interligado a um gasoduto terrestre de 4 km, mais 1,25 km de gasoduto instalado no furo direcional, que levará o gás para a Unidade de Tratamento Sul Capixaba, também localizado no município de Anchieta. O licenciamento ambiental desta sessão do gasoduto (furo direcional e trecho terrestre) esta sendo conduzido junto ao órgão estadual de meio ambiente, e não faz parte do objeto deste EIA/RIMA.

A Figura II.2.4-11 a seguir apresenta esquematicamente todo o sistema, desde o PLEM de Gasoduto Sul Capixaba até o ponto de chegada do gasoduto em terra (B1), na Praia do Além. O ponto (1) indica o PLEM (receptor de linhas), (2) o *Jumper* flexível de 9,13 polegadas (linha de conexão), (3) o PLET (conector), (4) trecho rígido submarino do gasoduto e (5) o furo direcional (saída).

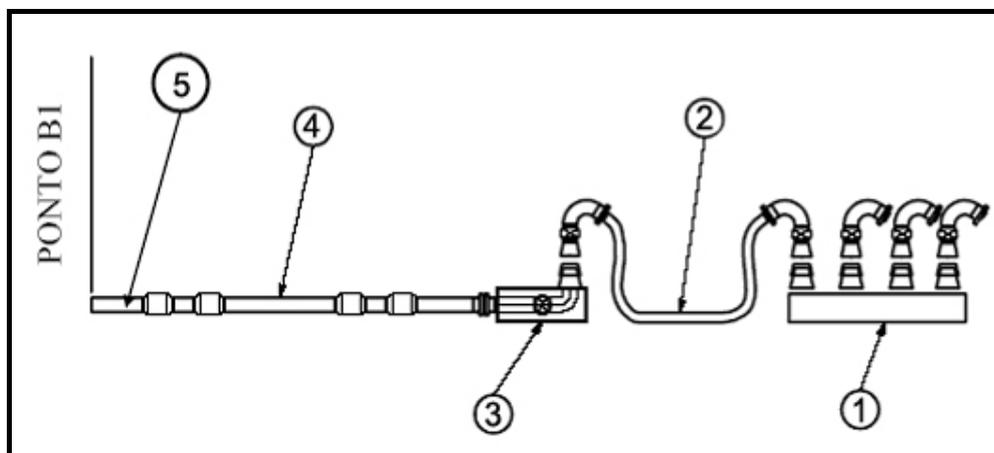


Figura II.2.4-11- Esquema geral do Gasoduto Sul Capixaba.

Em terra, este gás será tratado na UTG-Sul Capixaba, de onde será comprimido para o GASENE (Gasoduto Sudeste Nordeste).

A operação do Gasoduto Sul Capixaba, composto por gasoduto marítimo e terrestre, será executada remotamente pelo sistema supervisorio da UTG-Sul Capixaba.

Uma válvula de fechamento automático (SDV – “*Shut Down Valve*”), dotada com atuador de gás-hidráulico e sistema de detecção de rompimento de duto (“*linebreak detection system*”), será instalada nos trechos aéreos na chegada do gasoduto na praia do Além e na UTG-Sul Capixaba, atuando na ocorrência de pressão baixa, pressão alta e alta velocidade de queda de pressão. Estas válvulas contarão também com comando de fechamento remoto.

As SDVs serão do tipo esfera, de passagem plena, montagem interna “*trunnion*” do tipo pistão de duplo efeito (“*double piston effect*”), corpo aparafusado, extremidades flangeadas, com sinalização de estado no sistema SCADA e gás-hidráulico com comando de abertura e fechamento local, que permita sua manutenção com o duto em operação.

Os recebedores de “*pig*” deverão ser locados em posicionamento elevado que facilite o escoamento de líquido para o coletor de condensado. O tampão será do tipo abertura e fechamento rápido, com dispositivo de segurança que impeça a abertura enquanto a câmara estiver pressurizada. Os recebedores de “*pig*” serão projetados para possibilitar o recebimento de “*pigs*” do tipo copo e instrumentado com acionamento local.

Cabe observar que, para o gasoduto, além do sistema de controle através da SDV (válvula de bloqueio), haverá um Sistema de Monitoramento através da passagem de “*pig*” instrumentado, em campanhas a cada cinco anos.

A Tabela II.2.4-11, a seguir, apresenta as principais características do gasoduto entre as unidades de produção e a UTG-Sul Capixaba, considerando sua parte marítima.

Tabela II.2.4-11 - Características do gasoduto interligando a unidade de produção à UTG-Sul Capixaba.

GASODUTO INTERLIGANDO A UNIDADE DE PRODUÇÃO À UTG-SUL CAPIXABA	
Extensão total da parte marítima do duto	78,7 Km
Diâmetro da parte rígida do duto	12 polegadas
Diâmetro da parte flexível do duto	9,13 polegadas
Pressão de projeto	214 kgf/cm ²
Pressão de teste	268 kgf/cm ²
Vida útil prevista para o duto na parte marítima	30 anos
Tipo de duto a ser utilizado	Aço

II.2.4.E.1 – Caracterização dos Fluidos a Serem Transportados

A partir dos dados existentes é possível prever a utilização de cinco UEP compartilhando a infra-estrutura do gasoduto, a saber: a UEP do Campo de Jubarte, uma UEP para os Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã, uma terceira unidade para a área do bloco BC-10 (bloco exploratório em que a PETROBRAS tem parceria com a Shell e Exxon Mobil), uma outra UEP para os Campos de Baleia Azul e Pirambú e a última UEP para o Campo de Catuá. Dessa forma, a composição final dos fluidos exportados (gás) será função da composição de cada um dos reservatórios produzidos, assim como da contribuição destes nas curvas de produção. As composições finais dos fluidos a serem exportados pelas unidades supracitadas se encontram no Anexo II.2-1 deste estudo.

A UEP que operará nos Campos de Cachalote, de Baleia Franca e de Baleia Anã irá produzir seis diferentes reservatórios. De posse da composição dos fluidos e da curva de produção de cada um dos reservatórios, foi gerada a composição da mistura ponderando-se o percentual molar de cada um dos componentes em função de sua respectiva vazão.

De forma a caracterizar as “alterações” na composição dos fluidos destes três reservatórios, também foram selecionados momentos distintos da vida do Projeto, a saber: 2013 (início), 2026 (meio) e 2040 (fim). Para cada um destes momentos foi obtida a composição do gás nas condições de separação das UEPs. Os resultados obtidos (Anexo II.2-1) mostraram, como já esperado, concentrações de CO₂ muito elevadas.

A mitigação dos altos teores de CO₂ verificados será realizada através da instalação de uma planta de remoção de CO₂ para reduzir a concentração molar

deste elemento a valores inferiores a 2%. De posse dessa informação foi obtida a composição do gás após o sistema de compressão, já com o devido enquadramento do percentual de CO₂. Como as alterações não serão significativas optou-se por adotar a composição com a maior riqueza (início da produção) para caracterizar o gás a ser exportado.

Passando à UEP do Campo de Jubarte, onde existe somente um reservatório, a composição do gás exportado é unívoca, o mesmo ocorrendo com o Campo de Catuá

Para a UEP da área do bloco BC-10, cuja operadora é a Shell, existem algumas composições para os fluidos, porém há também indefinições e dificuldades de obtenção de dados que apresentem maior confiabilidade. Assim, fez-se a opção de adotar a composição do gás com maior riqueza.

Por sua vez, a UEP a ser utilizada nos Campos de Baleia Azul e Pirambú produzirá em diferentes reservatórios. De posse da composição dos fluidos e da curva de produção de cada um dos reservatórios, foi gerada a composição da mistura ponderando-se o percentual molar de cada um dos componentes em função de sua respectiva vazão.

Como salientado no início deste subitem, as composições finais dos fluidos a serem exportados a partir dos diferentes Projetos se encontra no Anexo II.2-1 deste EIA/RIMA.

II.2.4.F - DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS ASSOCIADOS

As informações a seguir referem-se exclusivamente ao Gasoduto Sul Capixaba. Para os Projetos piloto e de desenvolvimento de produção contemplados neste estudo, as informações pertinentes serão apresentadas nos estudos complementares.

II.2.4.F.1 - Instalação do Gasoduto Sul Capixaba

Furo Direcional na Praia

Trata-se de parte da atividade para a implantação do trecho terrestre do gasoduto, objeto de licenciamento ambiental estadual e que precede os trabalhos da parte marítima.

Os resultados dos levantamentos de dados geofísicos (interpretação sonográfica, sísmica e batimétrica) indicaram um embasamento rochoso presente

em praticamente toda a extensão da Praia do Além, Anchieta – ES. Fato este que torna complexa a chegada do duto na praia (*shore approach*) utilizando o arraste convencional como método de lançamento, com o posterior enterramento nesta área. Também problemas relacionados à estabilidade do gasoduto sobre o fundo marinho e excessivo número de vãos-livres comprometeriam a integridade estrutural do duto. Além disso, a presença de rochas impossibilitaria uma maior aproximação e ancoragem da balsa de lançamento, dificultaria o enterramento e, dessa forma, elevaria consideravelmente o risco de todo o processo de lançamento, enterramento e instalação do duto na região de *shore approach*. Por isso, será utilizada a chegada do gasoduto submarino na Praia do Além através de um furo direcional de aproximadamente 1.250 metros (C0 a C5), conforme Figura II.2.4-12 abaixo.

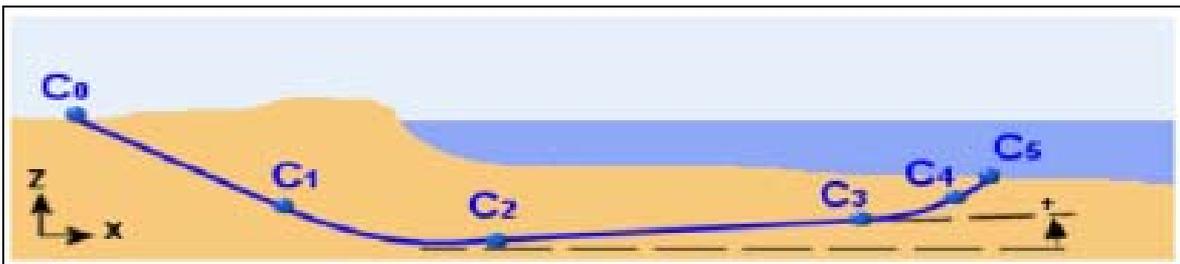


Figura II.2.4-12 - Trajeto do furo direcional na região de *shore approach*.

O detalhamento deste furo direcional é apresentado no Estudo Ambiental da UTG-Sul Capixaba, visto que, conforme informado acima, o mesmo está incluído no escopo do Licenciamento Ambiental Estadual deste empreendimento.

Instalação do Gasoduto Rígido na Porção Marinha

A instalação da parte marítima do gasoduto de exportação está dividida em dois cenários: o cenário de águas rasas, correspondendo ao trecho desde a extremidade do furo direcional, próximo à praia, até a lâmina d'água de 40 metros, totalizando aproximadamente 36 km e o cenário de águas profundas, correspondendo ao trecho iniciado na cota batimétrica de 40 metros até aproximadamente 1.183 metros de profundidade, totalizando 42 km aproximadamente.

Cenário de Águas Rasas

Instalação do Trecho do Gasoduto Rígido em Águas Rasas

O lançamento do trecho raso do gasoduto será executado pelo método “s-lay” de modo convencional, utilizando a embarcação denominada Balsa Guindaste de Lançamento (BGL-1), que irá se deslocar em conjunto com seus rebocadores de apoio e embarcação de movimentação de âncoras (denominada AHTS). A seguir apresentam-se as etapas de instalação do trecho de águas rasas do Gasoduto Sul Capixaba.

- **Recuperação e *Tie-in* Intermediário**

Após a instalação do duto na região de *shore approach* (furo direcional), a embarcação responsável pelo lançamento do gasoduto recuperará a extremidade do gasoduto nas proximidades da saída do furo direcional através do *cap* soldado na linha, realizará o *tie-in* intermediário (emenda) após o corte do trecho do tubo com o *cap* de abandono e prosseguirá o lançamento.

- **Lançamento Convencional do 1º Segmento do Gasoduto**

Nas proximidades da saída do furo direcional, após da execução do *tie-in* intermediário, a embarcação responsável realizará o lançamento do primeiro trecho do gasoduto. A embarcação começará a se deslocar acompanhando à diretriz do duto até uma lâmina d’água - LDA de 40m.

O lançamento do segmento da praia até a profundidade de água de 40 metros ocorre com o contínuo deslocamento da BGL-1, através da movimentação de suas âncoras com auxílio de rebocadores do tipo AHTS.

A Figura II.2.4-13 apresenta a imagem da BGL-1 em operação, a Figura II.2.4-14 mostra o estaleiro de tubos na interior da BGL-1 e a Figura II.2.4-15 apresenta a embarcação do tipo “*pipe carrier*” que transporta os dutos do continente até a BGL-1. Todas estas figuras se encontram apresentadas a seguir.



Figura II.2.4-13 - Balsa Guindaste para lançamento do gasoduto em águas rasas.



Figura II.2.4-14- Estaleiro de dutos no interior da BGL-1.



Figura II.2.4-15 - Embarcação Pipe Carrier que transporta dutos para a BGL-1.

A Figura II.2.4-16 abaixo mostra uma embarcação do tipo AHTS para movimentação das âncoras da Balsa Guindaste de Lançamento (BGL-1).



Figura II.2.4-16 - Embarcação tipo AHTS para movimentação das âncoras da BGL-1.

Neste trecho serão lançados aproximadamente 36 km de duto. A Figura II.2.4-17 abaixo apresenta o esquema básico para lançamento convencional com a BGL-1.

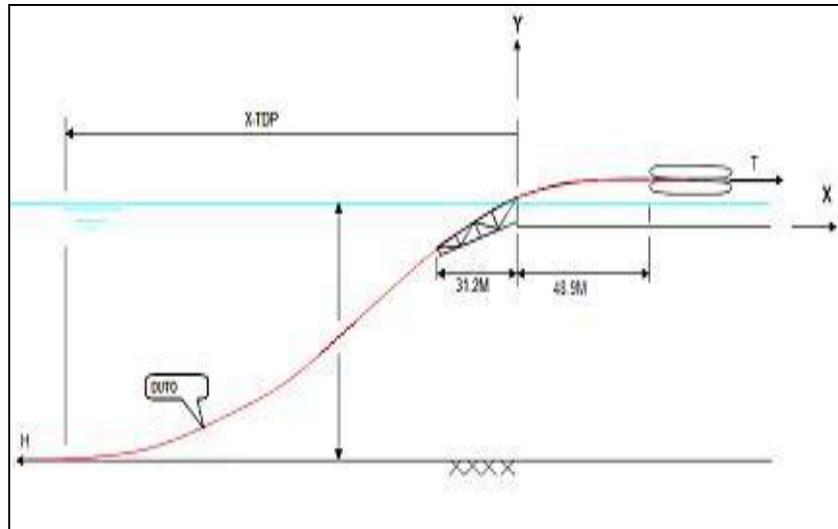


Figura II.2.4-17 - Esquema para lançamento do duto com a BGL-1.

- **Abandono do Trecho Raso do Gasoduto**

Esta etapa irá se processar após o término do lançamento convencional em águas rasas, correspondente ao abandono da extremidade do gasoduto com “cap” soldado para execução futura do “tie in” de superfície. Este processo ocorre após a montagem da cabeça de abandono na extremidade do duto e sua conexão ao cabo de abandono. A Figura II.2.4-18 apresenta o esquema utilizado para abandono.

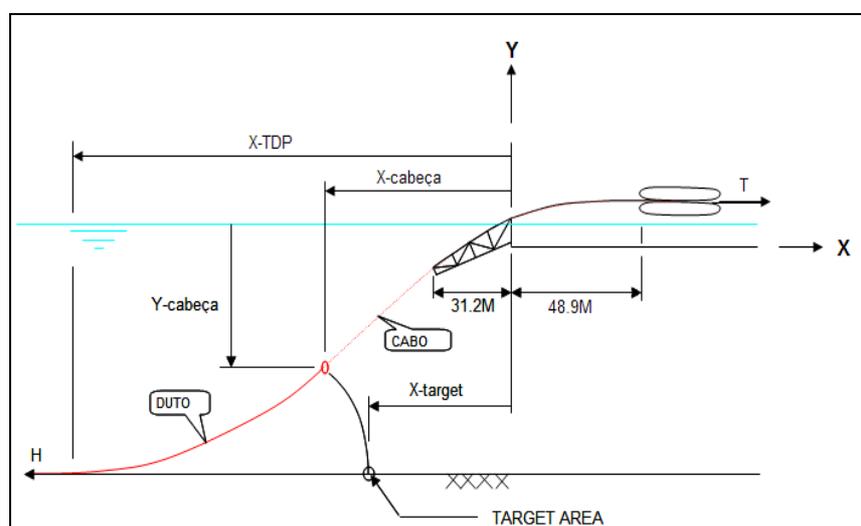


Figura II.2.4-18 - Esquema para abandono do duto em profundidade de 100 metros.

Cenário de Águas Profundas

Lançamento do Trecho do Gasoduto Rígido em Águas Profundas

O lançamento do trecho do gasoduto em águas profundas será executado pelo método “*reel*”, utilizando-se a embarcação de lançamento de dutos *Skandi Navica*. A seguir apresentam-se as etapas de instalação do gasoduto do Gasoduto Sul Capixaba, no trecho de águas profundas.

- **Recuperação do Trecho Raso para “*Tie-in*” de Superfície**

Esta etapa, a ser realizada pela embarcação *Skandi Navica*, consiste na recuperação da extremidade abandonada pela BGL-1 para realização, em superfície, de “*tie-in*” que consiste na conexão do novo segmento do duto ao trecho de água rasa. Esta conexão se dará através do corte no trecho da extremidade do duto, onde se encontra o “*cap*” de abandono, soldando-se a conexão para o trecho de águas profundas.

- **Lançamento do Trecho Profundo**

Após a operação de “*tie-in*” inicia-se o lançamento do trecho profundo através do deslocamento da embarcação *Skandi Navica* até a profundidade aproximada de 1.183 metros, totalizando cerca de 42 km, sempre acompanhando a diretriz do duto. A diretriz a ser utilizada para o lançamento se encontra apresentada no Anexo II.2-2 deste estudo, que apresenta o conteúdo do desenho DE-3668.00-6521-941-PPR-001.

A parte final deste trecho será lançada com o PLET (*Pipeline End Termination*) instalado em sua extremidade. A Figura II.2.4-19 a seguir apresenta a embarcação *Skandi Navica* a ser utilizada para lançamento do duto em seu trecho de águas profundas.



Figura II.2.4-19 - Embarcação Skandi Navica para lançamento em águas profundas.

- **Abandono do trecho profundo do gasoduto**

Após a montagem do PLET na extremidade final do duto e conexão do cabo de abandono, será iniciada a operação de abandono.

Instalação das linhas flexíveis do Gasoduto Sul Capixaba

A linha flexível (*Jumper*) a ser lançada e os seus acessórios serão carregados na Base de Vitória e transportados pela Embarcação de Lançamentos de Linha (LSV) - *Sunrise 2000* ou *Seaway Condor* ou *Komandor 3000* ou *Lochnagar*. Após a chegada à área de lançamento será realizada a inspeção da rota prevista para o lançamento da linha flexível do gasoduto.

Em seguida, seguindo a rotina, faz-se a Conexão Vertical Direta (CVD) da primeira extremidade do gasoduto flexível (385m) no PLEM (*Pipeline End Manifold*) previamente instalado no leito marinho e procede-se o lançamento da linha flexível do gasoduto até o PLET (*Pipeline End Termination*), instalado durante o lançamento do trecho rígido, onde se realiza a Conexão Vertical Direta (CVD) de segunda extremidade.

- **Conexão entre os Trechos Marítimo e Terrestre**

A conexão do trecho marítimo com o trecho terrestre ocorrerá na Praia do Além, nas coordenadas aproximadas de UTM N 7.699.247 / E 336.349 (Datum

SAD 69 MC 39°). A conexão entre estes trechos será realizada através de “*golden welds*” que não serão submetidos aos testes de estanqueidade, mas serão integralmente avaliados por inspeção ultra-sônica, radiográfica e de partículas magnéticas ou com o uso de líquido penetrante.

II.2.4.F.2 - Descrição dos procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade das linhas

Para os Projetos piloto e de desenvolvimento de produção contemplados neste estudo, os procedimentos para realização de testes de estanqueidade nas linhas flexíveis e umbilicais são apresentados, de forma geral, para todos os projetos devido a sua similaridade. Quanto ao duto rígido (gasoduto), a descrição dos procedimentos é apresentada à parte em virtude de suas características.

Testes de Estanqueidade das Linhas Flexíveis:

- **Testes realizados a bordo do PLSV**

Os testes de vedação de conexões intermediárias flangeadas montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e com a conexão ainda a bordo do PLSV.

- **Testes Pneumáticos**

Realizados preferencialmente com nitrogênio em todas as conexões intermediárias das linhas de fluxo. Caso haja vazamento de nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação, seguido de novo teste pneumático.

- **Testes Hidrostáticos (com água do mar)**

Caso não seja possível realizar o teste das conexões com nitrogênio, deverá ser feito teste hidrostático com água do mar. A verificação da estanqueidade se dará através do monitoramento da pressão injetada (carta registradora). Caso haja vazamento as conexões serão refeitas.

- **Teste Final das Linhas**

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade das linhas e de suas conexões flangeadas consistirão de testes hidrostáticos com o uso de água do mar, sendo realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas ANMs. A detecção do local do vazamento, caso ocorra, é feita sem utilização de um corante traçador. O procedimento de detecção é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

Etapa 1

Verificação da queda da pressão no Registrador instalado na Plataforma;

Etapa 2

Mantendo-se a linha pressurizada, o ROV percorre o duto buscando sinais de vazamento (borbulhamento e/ou jatos de água), principalmente nas conexões;

Etapa 3

Na hipótese de localização do vazamento, a linha deverá ser recolhida (*pull-out*) pelo PLSV e a conexão ou ponto da linha que apresentou vazamento deverá ser reparado;

Etapa 4

Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;

Etapa 5

É realizado um novo teste de estanqueidade.

Quando houver necessidade do uso do corante traçador, este será descrito no procedimento do teste de estanqueidade. O uso deste produto, normalmente está vinculado ao teste de linhas rígidas.

➤ **Procedimentos dos Testes Hidrostáticos**

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado na UEP por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que gera registros de forma contínua. O teste hidrostático somente poderá ser iniciado após a estabilização da pressão.

Etapa 1

Pressurização: a linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições: a taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 Mpa/h (2.610 PSI/h) e a pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 x PMP (Pressão Máxima de Projeto) para tubos flexíveis novos e 1,10 x PMP para tubos flexíveis usados.

Etapa 2

Estabilização: o tempo de estabilização da pressão para se realizar o teste hidrostático é igual a 1 (uma) hora.

Etapa 3

Manutenção da pressão: o tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de no mínimo 4 (quatro) horas.

Etapa 4

Despressurização: a taxa de despressurização não poderá ultrapassar 108 Mpa/h (15.664 psi/h).

Testes de Estanqueidade dos Umbilicais

• Testes realizados a bordo do PLSV

Os testes de vedação das conexões montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e com a conexão ainda a bordo do PLSV. O teste realizado nos umbilicais é o Teste Hidrostático com HW525.

• Testes Hidrostáticos

Os umbilicais são lançados com suas mangueiras cheias de HW525, sendo através deste fluido no interior do umbilical que se realiza o teste hidrostático. A verificação da estanqueidade se dará através do monitoramento da pressão injetada (carta registradora). Caso haja vazamento as conexões serão refeitas.

• Teste Final das Linhas

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade de todo o umbilical consistirão de testes hidrostáticos utilizando como fluido o HW525, sendo realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas

ANMs. O procedimento de detecção de vazamento, caso ocorra, é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

Etapa 1

Verificação da queda da pressão no registrador instalado na unidade;

Etapa 2

Mantendo-se a linha pressurizada, o ROV percorre o umbilical buscando sinais de vazamento (HW-525 contém corante) principalmente nas conexões;

Etapa 3

Na hipótese de localização do vazamento, a linha deverá ser recolhida (*pull-out*) pelo PLSV e a conexão ou ponto da linha que apresentou vazamento deverá ser reparado;

Etapa 4

Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;

Etapa 5

É realizado um novo teste de estanqueidade.

➤ Procedimentos do Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que registra os valores de pressão continuamente. O teste hidrostático somente poderá ser iniciado após a estabilização da pressão.

Etapa 1

Pressurização: a linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições: a taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 Mpa/h (2.610 PSI/h) e a pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 x PMP (Pressão Máxima de Projeto) para umbilicais novos e de 1,10 x PMP para umbilicais usados.

Etapa 2

Estabilização: o tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é igual a 1 (uma) hora.

Etapa 3

Manutenção da pressão: o tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de no mínimo 4 (quatro) horas.

Etapa 4

Despressurização: a taxa de despressurização não poderá ultrapassar 108 Mpa/h (15.664 psi/h).

Testes de Estanqueidade do Duto Rígido

Para o gasoduto, a etapa final consiste na limpeza com passagem de *pigs* e na execução do teste de estanqueidade de todo o sistema, incluindo as interligações (“*tie-ins*”) e a linha submarina, utilizando-se a fluoresceína para localização de vazamentos. Este teste irá assegurar a completa estanqueidade e integridade da tubulação e de suas conexões flangeadas nos limites de pressão de operação previstos no projeto.

O produto a ser utilizado no teste de estanqueidade corresponde à água do mar filtrada e aditivada com o produto Fluorene R2 Etílico Traçador Químico, que consiste em um produto à base de agente corante do tipo fluoresceína sódica de natureza orgânica e de caráter aniônico, biodegradável, atóxico e fluorescente, adequado para emprego em condições marítimas, plenamente solúvel em meios aquosos, notadamente em água do mar, eficiente em concentrações reduzidas e com pH ligeiramente alcalino (7 a 9), sendo ainda monitorável através de instrumentos óticos e/ou com auxílio de métodos analíticos convencionais. A diluição requerida do concentrado para o teste é de 40ppm.

O desalagamento do gasoduto será realizado a partir de terra com o descarte do líquido no PLET em apenas uma operação de desalagamento. Considerando todo o gasoduto, o volume total do fluido será de aproximadamente 5.044 m³ de líquido.

A vazão máxima de descarte com passagem de *pig* será de 0,1422 m³/s (correspondente a 1m/s de velocidade do *pig*). O desalagamento do duto será executado descartando-se o fluido do teste de estanqueidade a partir do convés de uma embarcação LSV, que ficará posicionada sobre o PLET. Um tubo flexível de 2 polegadas será conectado no PLET e conduzirá o fluido até a embarcação.

Será utilizado um mangote para realizar o descarte a uma profundidade em torno de 10 metros, objetivando uma dispersão mais efetiva do fluido.

Com relação ao produto fluoresceína (Fluorene R2), a PETROBRAS, através do CENPES, avaliou a toxicidade e biodegradabilidade do mesmo, cujos resultados encontram-se no subitem II.2.4.H deste documento e os resultados dos laudos técnicos do laboratório no subitem II.2.4.J.

Quanto a sua forma de descarte, o volume contido nos dutos de exportação serão descartados diretamente no mar a partir do desalagamento dos dutos, após a realização dos testes de estanqueidade. Apresenta-se no Anexo II.2-3 as principais informações técnicas dos produtos químicos e fichas de segurança do Fluorene R2.

II.2.4.G - A CURVA PREVISTA PARA A PRODUÇÃO DE ÓLEO, ÁGUA E GÁS, DURANTE A EXPLOTAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE BALEIA ANÃ

Durante o Piloto de Produção do Campo de Baleia Anã serão produzidos óleo, gás e água do reservatório. A Tabela II.2.4-12, a seguir, mostra a produção prevista para o poço durante o Piloto de Produção deste Campo, enquanto as Figuras II.2.4-20 a II.2.4-22 apresentam as curvas de produção para óleo, gás e água, respectivamente.

Tabela II.2.4-12 - Volumes previstos durante a produção do Campo.

TEMPO [mês/ano]	VAZÃO DE ÓLEO [m³/dia]	VAZÃO DE GÁS [E3m³/dia]	VAZÃO DE ÁGUA [m³/dia]
01/2011	1.998,82	92,59	0,54
02/2011	1.968,75	91,19	31,25
03/2011	1.756,79	81,37	243,21
04/2011	1.574,85	72,95	425,15
05/2011	1.448,96	67,12	551,04
06/2011	1.351,99	62,62	648,01
07/2011	1.269,98	58,83	730,02
08/2011	1.204,82	55,81	795,18
09/2011	1.155,14	53,51	844,86
10/2011	1.111,42	51,48	888,58

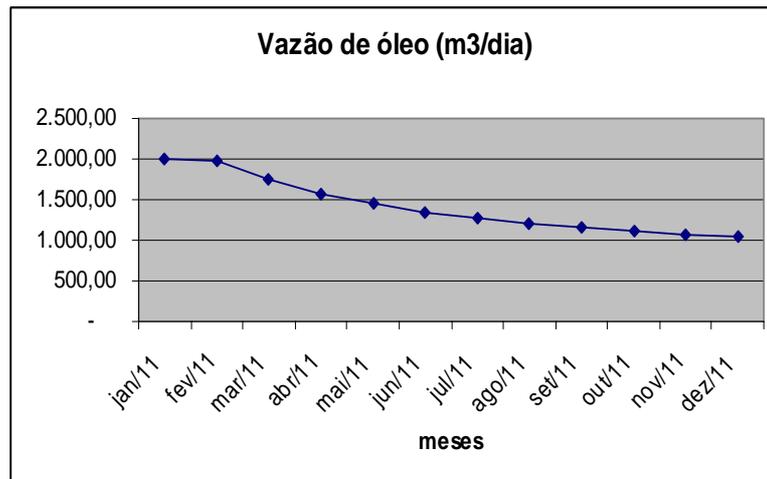


Figura II.2.4-20 – Curva de produção de óleo.

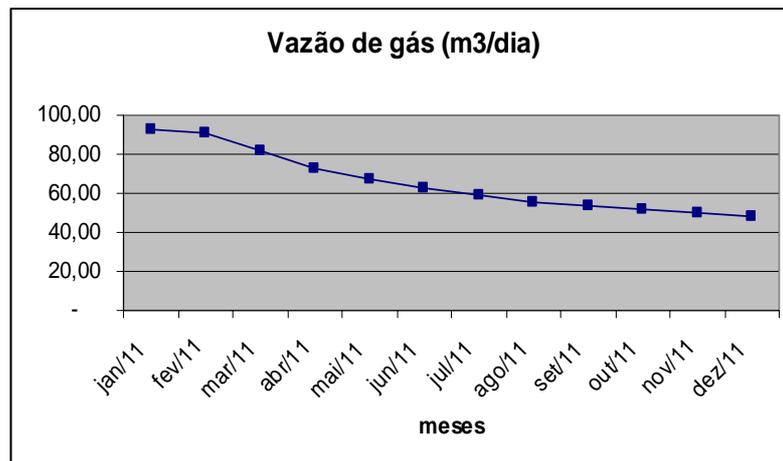


Figura II.2.4-21 – Curva de produção de gás.

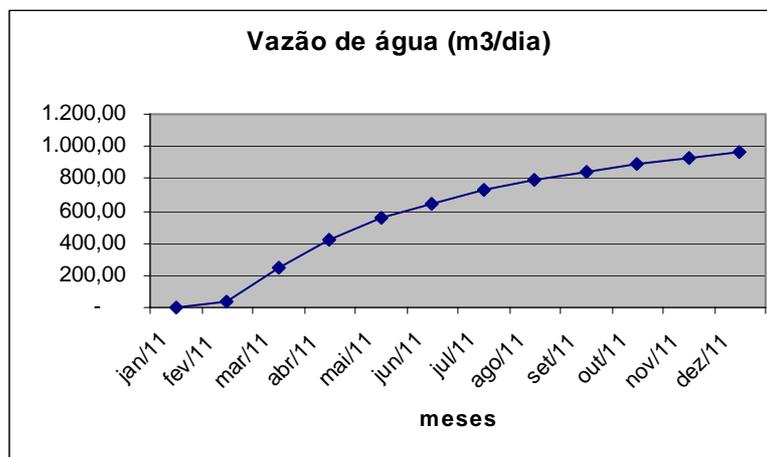


Figura II.2.4-22 – Curva de produção de água.

**DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE, BALEIA
FRANCA E BALEIA ANÃ**

Durante a vida útil do projeto será produzido óleo, gás e água dos reservatórios. A Tabela II.2.4-13, a seguir, mostra a produção prevista durante o período de concessão, enquanto as Figuras II.2.4-23 a II.2.4-25 apresentam, respectivamente, as curvas de produção para óleo, gás e água.

Tabela II.2.4-13 - Volumes previstos para a produção do Projeto Integrado de Cachalote/Franca/Anã, durante o período de concessão.

TEMPO [ano]	VAZÃO DE ÓLEO - Q _o [1000 m ³ /dia]	VAZÃO DE GÁS - Q _g [m ³ /dia]	VAZÃO DE ÁGUA - Q _a [m ³ /dia]
2012	9.423	642.000	250
2013	14.387	988.000	2.721
2014	14.557	1.005.000	5.911
2015	14.479	1.035.000	10.786
2016	12.523	883.000	14.920
2017	10.471	723.000	17.721
2018	9.085	627.000	19.498
2019	8.216	573.000	20.916
2020	7.099	492.000	22.145
2021	6.154	427.000	23.027
2022	5.427	375.000	23.662
2023	4.933	340.000	24.141
2024	4.546	313.000	24.546
2025	4.279	296.000	24.964
2026	4.037	281.000	25.215
2027	3.807	268.000	25.445
2028	3.591	253.000	25.661
2029	3.415	239.000	25.837
2030	3.262	228.000	25.990

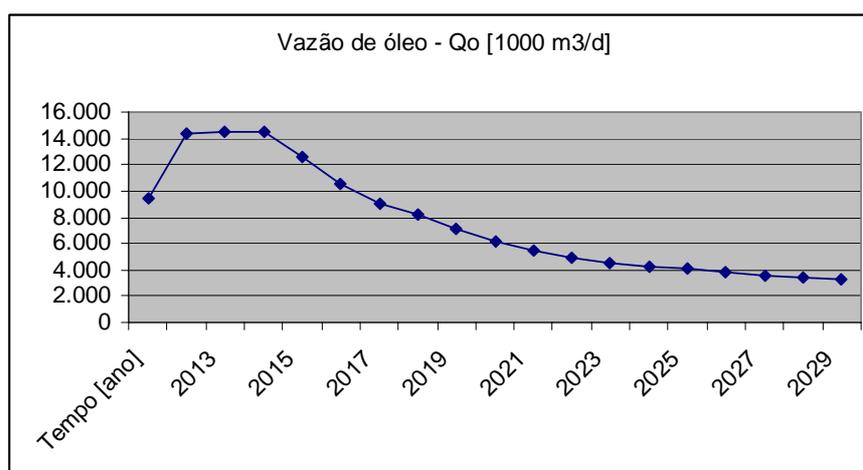


Figura II.2.4-23 - Curva de Produção de Óleo

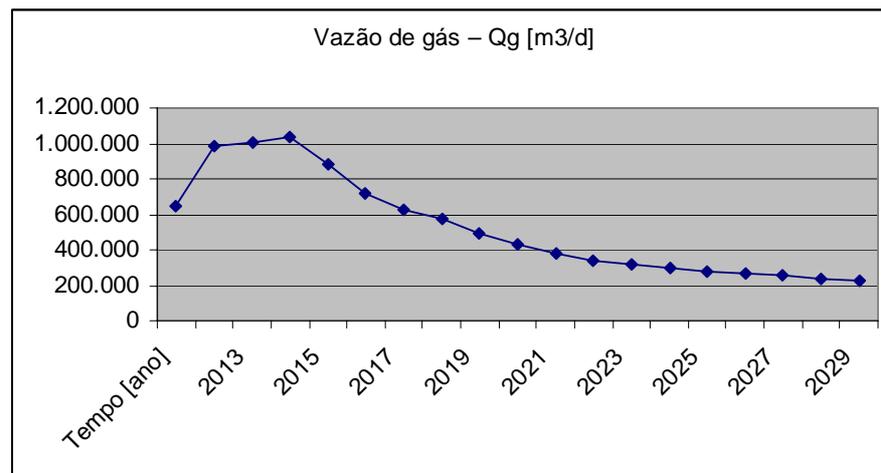


Figura II.2.4-24 - Curva de Produção de Gás.

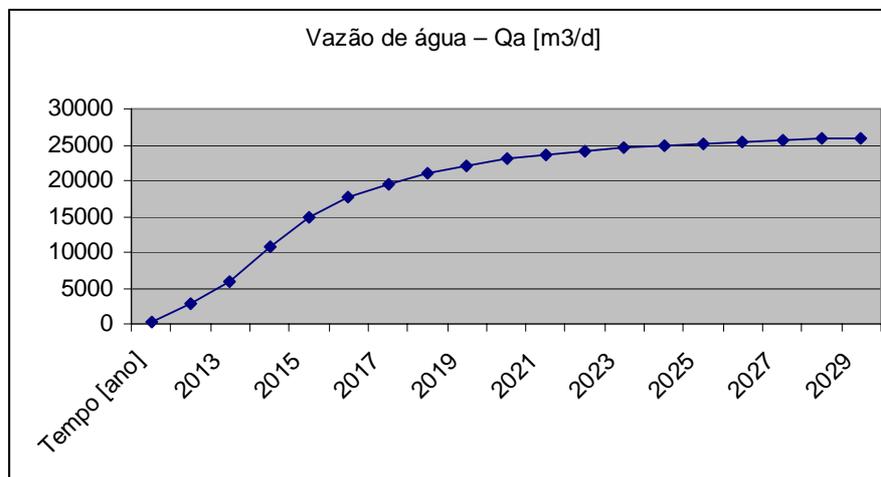


Figura II.2.4-25- Curva de Produção de Água.

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA ANA E PIRAMBÚ

Durante a vida útil do Projeto será produzido óleo, gás e água do reservatório. A Tabela II.2.4-14, a seguir, mostra a produção prevista de óleo, gás e água durante o período de concessão, enquanto as Figuras II.2.4-26 a II.2.4-28 apresentam as curvas de produção para óleo, gás e água, respectivamente.

Tabela II.2.4-14 - Volumes previstos para a produção do Projeto integrado de Baleia Azul e Pirambú, durante o período de concessão.

TEMPO [ano]	VAZÃO DE ÓLEO - Qo [m ³ /dia]	VAZÃO DE GÁS - Qg [m ³ /dia]	VAZÃO DE ÁGUA - Qa [m ³ /dia]
2014	4.345	198.470	179
2015	15.017	622.384	3.867
2016	11.763	556.896	10.319
2017	9.333	506.451	13.352
2018	7.004	362.942	14.682
2019	5.918	468.468	15.615
2020	4.667	274.661	15.081
2021	3.933	128.444	14.009
2022	3.454	114.115	14.142
2023	2.979	97.389	14.558
2024	2.587	86.189	12.509
2025	2.366	79.470	11.985
2026	1.818	55.540	10.133
2027	1.576	46.782	10.373
2028	1.410	41.930	9.807
2029	1289	38.084	9.653
2030	1.206	35.627	9.845
2031	1.063	33.613	9.143
2032	1.022	31.935	9.409
2033	941	30.386	8.872
2034	828	28.962	7.517

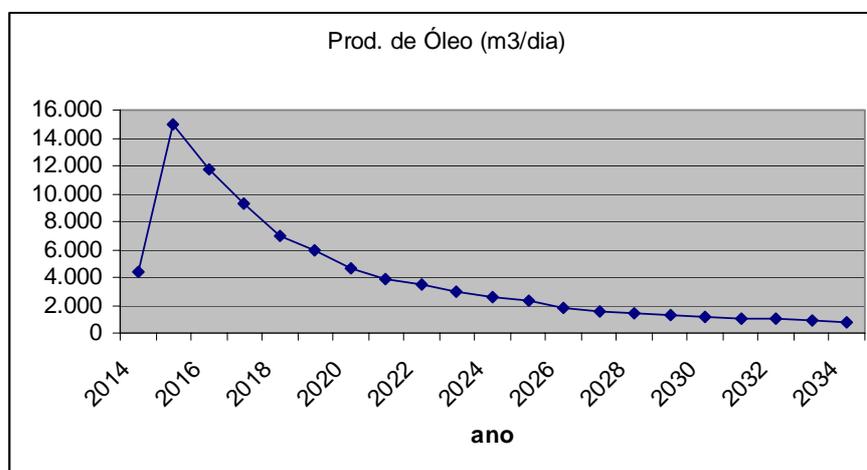


Figura II.2.4-26 - Curva de Produção de Óleo

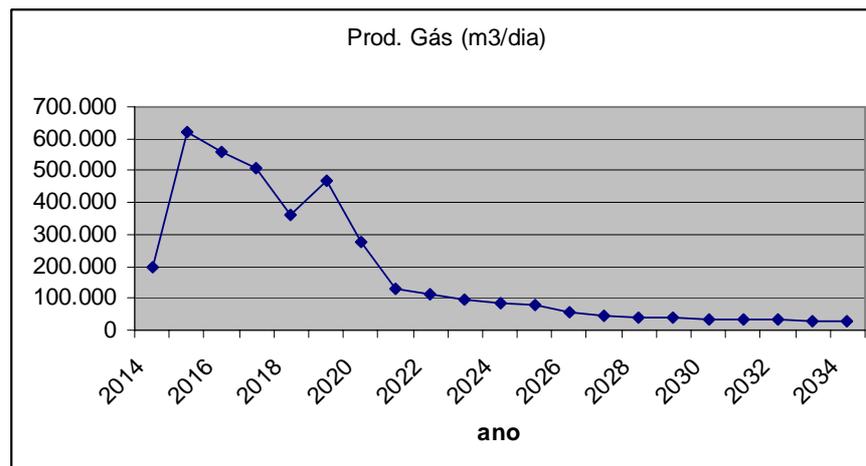


Figura II.2.4-27- Curva de Produção de Gás.

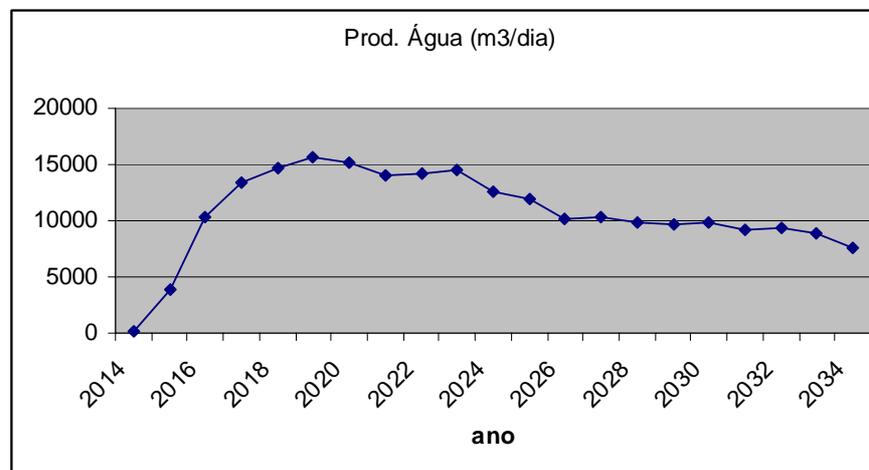


Figura II.2.4-28 - Curva de Produção de Água.

FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE

Durante a Fase 2 de Jubarte será produzido óleo, gás e água do reservatório. A Tabela II.2.4-15, a seguir, mostra a produção prevista para os poços durante o período de concessão deste Campo, enquanto as Figuras II.2.4-29 a II.2.4-31 apresentam as curvas de produção para óleo, gás e água, respectivamente.

Tabela II.2.4-15 - Volumes previstos para a produção do Campo de Jubarte Fase 2.

TEMPO [ano]	VAZÃO DE ÓLEO - Qo [m ³ /dia]	VAZÃO DE GÁS - Qg [1000 m ³ /dia]	VAZÃO DE ÁGUA - Qa [m ³ /dia]
2010	207	10	-
2011	21.019	988	1.448
2012	26.428	1.242	12.645
2013	22.217	1.044	20.719
2014	17.039	801	28.037
2015	13.305	625	32.040
2016	11.023	518	34.285
2017	9.564	449	35.736
2018	8.462	398	36.839
2019	7.611	358	37.689
2020	6.918	325	38.364
2021	6.338	298	38.951
2022	5.892	277	39.382
2023	5.519	260	39.769
2024	5.143	242	40.075
2025	4.908	231	40.352
2026	4.650	219	40.636
2027	4.427	208	40.857
2028	4.233	199	41.067
2029	4.051	191	41.244
2030	3.886	183	41.407
2031	3.747	177	41.318
2032	3.620	170	40.828
2033	3.478	163	40.998
2034	3.309	155	40.347
2035	3.073	144	38.138
2036	2.928	138	37.465
2037	2.595	122	32.831
2038	2.478	116	32.157
2039	2.405	113	32.245
2040	2.337	110	32.327
2041	2.231	105	31.599
2042	2.051	96	29.311
2043	2.000	94	29.365
2044	1.826	88	26.386
2045	1.692	80	24.798
2046	1.254	59	16.993
2047	1.107	52	14.652
2048	924	43	11.539
2049	777	36	9.163
2050	512	24	4.446

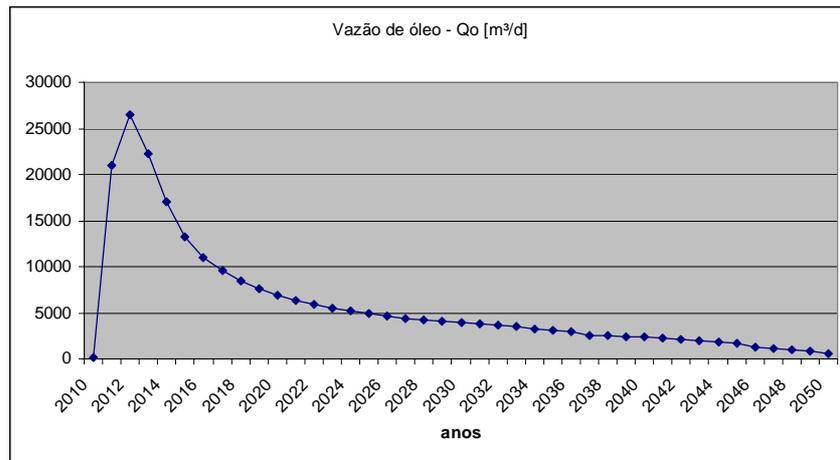


Figura II.2.4-29 – Curva de Produção de Óleo.

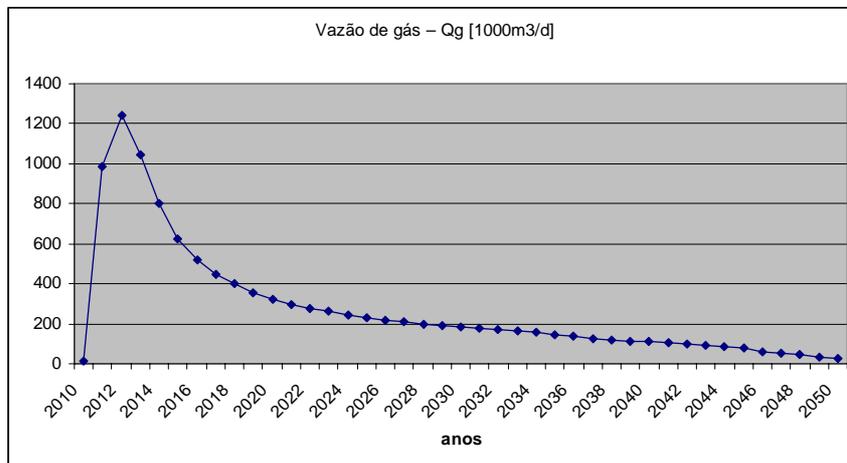


Figura II.2.4-30 – Curva de Produção de gás.

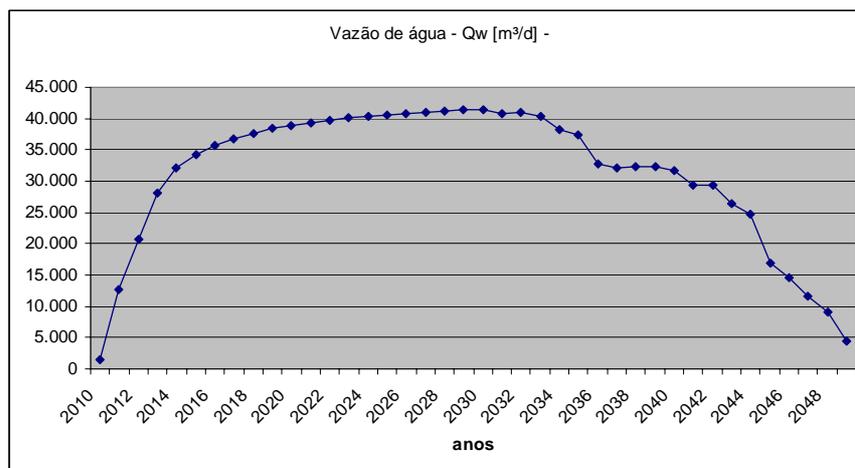


Figura II.2.4-31 – Curva de produção de água.

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CAXARÉU

Durante a Fase Piloto de Produção do Campo Caxaréu será produzido óleo e gás no reservatório, não existindo a produção de água. A Tabela II.2.4-16, a seguir, mostra a produção prevista para o poço deste empreendimento durante a sua fase de Piloto de Produção, enquanto as Figuras II.2.4-32 e II.2.4-33 a seguir apresentam as curvas de produção para óleo e gás, respectivamente.

Tabela II.2.4-16 - Volumes previstos durante a produção do Campo de Caxaréu

TEMPO [data]	VAZÃO DE ÓLEO - Qo [m ³ /dia]	VAZÃO DE GÁS - Qg [m ³ /dia]
31/3/2009	0	0
30/4/2009	2404,22	299879
31/5/2009	2395,96	298848
30/6/2009	1984,92	247580
31/7/2009	1749,06	218161
31/8/2009	1541,98	192331
30/9/2009	1316,92	164259
31/10/2009	0	0
30/11/2009	0	0
31/12/2009	0	0
31/1/2010	0	0
28/2/2010	0	0
31/3/2010	0	0
30/4/2010	0	0
31/5/2010	0	0
30/6/2010	0	0
31/7/2010	0	0
31/8/2010	0	0
30/9/2010	0	0

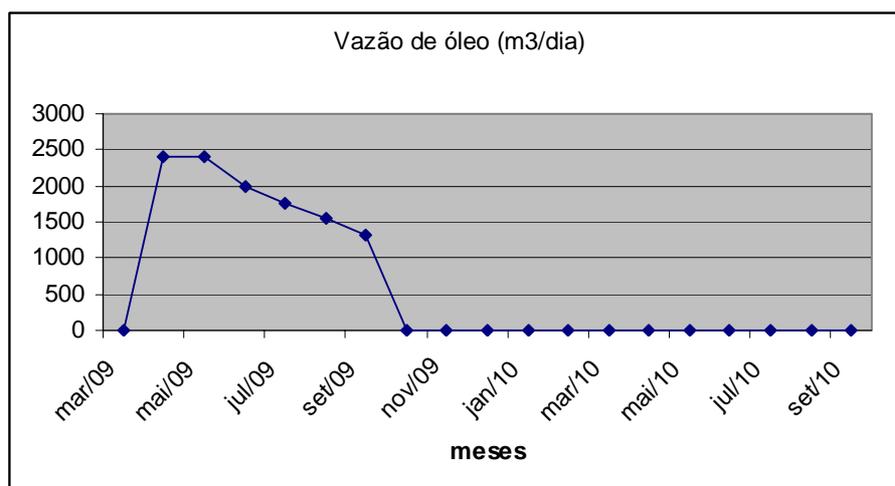


Figura II.2.4-32 – Curva de produção de óleo.

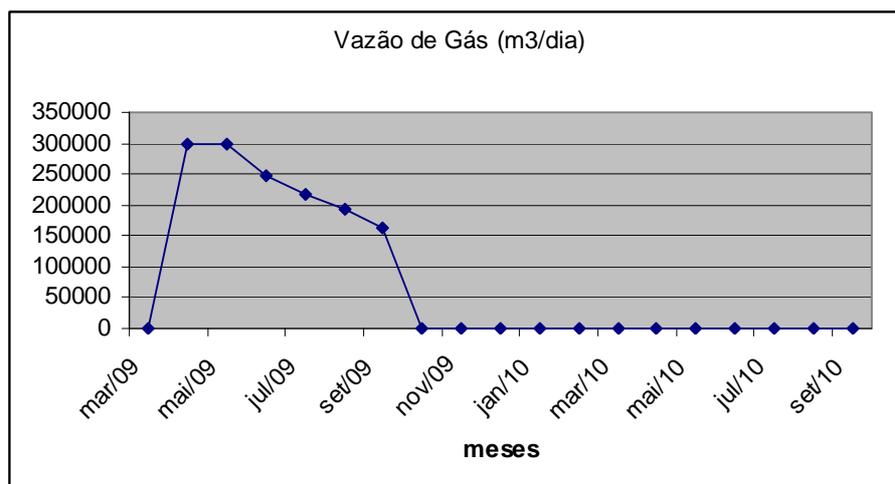


Figura II.2.4-33 – Curva de produção de gás.

PILOTO DE PRODUÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUÁ

Durante a Fase Piloto de Produção e a Fase Definitiva de produção de Catuá serão produzidos óleo, gás e água do reservatório Quissamã. A Tabela II.2.4-17, a seguir, mostra a produção prevista para os poços durante o período de concessão deste Campo, enquanto as Figuras II.2.4-34 a II.2.4-36 apresentam as curvas de produção para óleo, gás e água, respectivamente.

Tabela II.2.4-17 - Volumes previstos durante a produção do Campo de Catuá.

TEMPO [data]	VAZÃO DE ÓLEO - Qo [m³/dia]	VAZÃO DE GÁS – Qg [m³/dia]	VAZÃO DE ÁGUA – Qa [m³/dia]
31/8/2008	0	0	0
30/9/2008	868,49	136,9	8,95
31/10/2008	968,6	152,7	6,24
30/11/2008	945,25	149	5,71
31/12/2008	930,59	146,7	5,62
31/1/2009	917,22	144,6	5,54
28/2/2009	905,71	142,8	5,56
31/12/2009	0	0	0
31/12/2010	0	0	0
31/12/2011	0	0	0
31/12/2012	3.246,70	512	8,02931
31/12/2013	6.906,50	1.089,20	38,0076
31/12/2014	5.515,40	869,8	56,072
31/12/2015	4.759,60	750,6	227,556
31/12/2016	4.072,30	642,2	628,062
31/12/2017	3.623,40	571,4	984,489
31/12/2018	3.196,40	504,1	1366,7
31/12/2019	2.732,40	430,9	1799,7
31/12/2020	2.350,80	370,7	2232,77
31/12/2021	2.022,60	319	2551,55
31/12/2022	1.808,00	285,1	2826,6

TEMPO [data]	VAZÃO DE ÓLEO - Qo [m ³ /dia]	VAZÃO DE GÁS – Qg [m ³ /dia]	VAZÃO DE ÁGUA – Qa [m ³ /dia]
31/12/2023	1.606,00	253,3	3009,95
31/12/2024	1.410,40	222,4	3169,79
31/12/2025	1.208,00	190,5	3198,89
31/12/2026	1.100,20	173,5	3355,84
31/12/2027	1.019,60	160,8	3520,28
31/12/2028	947,7	149,5	3648
31/12/2029	894,8	141,1	3775,63
31/12/2030	842,6	132,9	3889,84
31/12/2031	782,1	123,3	3981,75
31/12/2032	712,2	112,3	4079,07
31/12/2033	656,3	103,5	4193,03
31/12/2034	607,6	95,8	4305

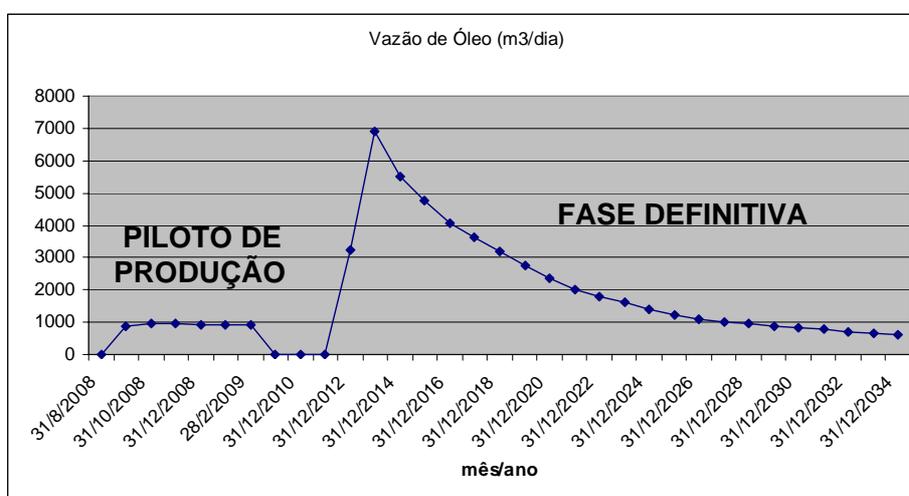


Figura II.2.4-34 – Curva de Produção de Óleo.

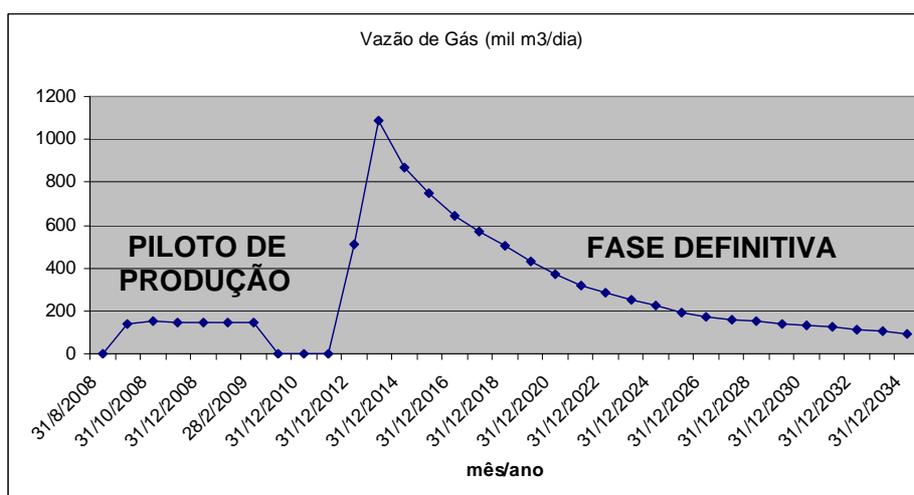


Figura II.2.4-35 – Curva de Produção de Gás.

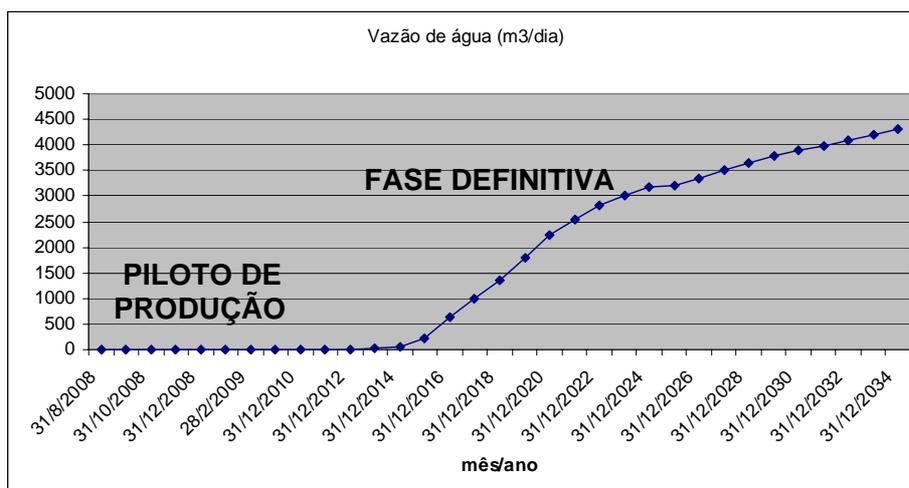


Figura II.2.4-36 – Curva de produção de água.

II.2.4.H - CARACTERIZAÇÃO QUÍMICA, FÍSICO-QUÍMICA E TOXICOLÓGICA

As informações a seguir referem-se exclusivamente ao Gasoduto Sul Capixaba e, portanto, tratará apenas do aditivo utilizado para o teste de estanqueidade do gasoduto. Para os Projetos piloto e de desenvolvimento de produção contemplados neste estudo, as informações solicitadas serão apresentadas oportunamente nos estudos complementares.

Conforme anteriormente informado no subitem II.2.4.F, o único composto que será utilizado na fase de teste de estanqueidade do gasoduto será a Fluoresceína, associada à água do mar. A seguir são apresentadas as informações e as análises correspondentes a este produto.

II.2.4.H.1 – Fluoresceína (Fluorene R2)

Para o produto Fluorene R2 (Fluoresceína), que poderá vir a ser utilizado nos testes de estanqueidade das linhas de produção e que será utilizado nos testes de estanqueidade do gasoduto, foram realizados testes em laboratórios especializados para avaliação de sua toxicidade. Apresenta-se neste item a caracterização toxicológica para o produto Fluorene R2, obtida através de testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*.

A fluoresceína é um composto orgânico de caráter não iônico, solúvel em água, utilizado na composição de produtos usados como marcadores para fase aquosa, chamados Traçadores Químicos Hidrofílicos e como corante em medicamentos. Estes produtos marcadores têm sido amplamente utilizados na

indústria petrolífera para testes de hermeticidade de dutos, tanques de armazenamento e de reservatórios.

O produto Fluorene R2 é composto de fluoresceína e é utilizado como traçador químico na composição de fluidos de testes de estanqueidade realizados em sistemas de dutos. Para a avaliação da toxicidade deste produto foram empregados, como normatizado, os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus* que funcionaram como organismos-teste com a finalidade de obter e reunir uma gama de dados ecotoxicológicos.

Os testes de toxicidade estimam os efeitos tóxicos de amostras de águas, efluentes, produtos formulados, substâncias puras, solos e sedimentos, a partir de organismos. Estes testes consistem na exposição de organismos vivos a diferentes concentrações da amostra, sob condições de laboratório, controladas especificamente para cada espécie.

Os efeitos sobre os organismos vivos incluem ações sinérgicas, antagônicas e aditivas de todos os componentes físicos, químicos e biológicos que compõem a amostra. Os efeitos observados no teste diferem para cada sistema-teste e podem estar baseados na mortalidade ou efeitos adversos sobre o comportamento ou metabolismo. A sensibilidade na detecção da toxicidade de uma amostra depende do organismo-teste e do sistema-teste empregado.

Os testes de toxicidade aguda expressam o efeito de uma amostra sobre uma fase curta do ciclo de vida do organismo-teste, enquanto o teste de toxicidade crônica expressam o efeito de uma amostra sobre o organismo durante seu ciclo de vida completo ou uma parte importante deste.

Os resultados de testes de toxicidade aguda são expressos como CL50 ou CE50, que é a concentração que causou efeito letal ou efeito adverso, respectivamente, para 50 % dos organismos expostos à amostra. Testes de toxicidade crônica são expressos em CENO, que corresponde a maior concentração testada onde não foi observado efeito adverso. Desta forma, a toxicidade de uma amostra é inversamente proporcional ao valor de CE50, CL50 ou CENO, ou seja, quanto menor o valor da CE50, CL50 ou CENO mais tóxica é a amostra.

O controle do teste é feito mantendo-se um grupo de organismos sob as mesmas condições daquelas expostas à amostra, mas apenas com água isenta

de qualquer contaminante. Além disso, cada teste ou lote de testes deve ser acompanhado de um teste de sensibilidade com uma substância de referência padrão, que tem sua toxicidade conhecida, para verificar se os organismos estão respondendo dentro da faixa de sensibilidade previamente estabelecida para as condições de laboratório.

São consideradas tóxicas amostras que, diluídas ou não, causam efeitos em 50% dos organismos-teste em qualquer concentração. Amostras não diluídas, ou seja, na concentração 100%, que causam efeitos aos organismos-teste inferior a 50% e superior ao limite de aceitação para o controle são classificadas como amostras com indícios de toxicidade. São consideradas não tóxicas amostras que, sem qualquer diluição, ou seja, na concentração 100% não apresentam efeitos adversos superior ao limite de aceitação para controle.

Os resultados dos testes de toxicidade do Fluorene R2 indicaram a existência de toxicidade aguda para o organismo *Mysidopsis juniae*, cuja CL50 96h foi de 705,08 ppm. No teste com embriões de *Lytechinus variegatus* foram observados efeitos de toxicidade crônica na concentração de 300 ppm de Fluorene R2 e não foram mais observados efeitos significativos na concentração de 200 ppm.

Deve ser destacado que o efeito observado para *Lytechinus variegatus* se deu em uma concentração de 300 ppm, e a CL50 para *Mysidopsis juniae*, em uma concentração de 705.08 ppm, que correspondem a concentrações muito superiores aquela utilizada na composição do fluido de preenchimento do duto, cuja concentração será de 50 ppm, conforme dosagem recomendada nas Informações Técnicas do Fluorene R2. Desta forma, pode-se concluir que a concentração de uso do Fluorene R2 é seis vezes inferior aquela em que foram observados efeitos tóxicos para *Lytechinus variegatus* e cerca de 14 vezes inferior para *Mysidopsis juniae*.

Portanto o Fluorene R2 apresentou uma baixa toxicidade para os organismos avaliados e, caso o mesmo venha a ser utilizado no empreendimento, não são esperados efeitos adversos em decorrência do produto para a biota analisada, nas concentrações em que este produto é usado como traçador no fluido de preenchimento para testes de tubulação (ver Anexo II.2-4).

II.2.4.I - CARACTERIZAÇÃO QUALITATIVA E QUANTITATIVA DA ÁGUA PRODUZIDA

As informações referentes a este item serão oportunamente encaminhadas nos estudos complementares referentes a cada Projeto piloto ou de desenvolvimento de produção contemplado neste EIA/RIMA.

II.2.4.J - LAUDOS TÉCNICOS DAS ANÁLISES

Apresentam-se nos Anexos II.2-4a e II.2-4b os laudos técnicos completos contendo os resultados dos testes e análises realizadas com o produto Fluorene R2. Os laudos apresentam as metodologias, as condições de teste, os resultados e as conclusões de cada teste realizado.

Tabela II.2.4-18 - Código de entrada dos produtos no laboratório

PRODUTO	CÓDIGO DA AMOSTRA
Fluorene R2	Let 2364

II.2.4.K - CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES DECORRENTES DA OPERAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

Emissões Atmosféricas

O gás produzido pelas UEP que irão atuar na produção de hidrocarbonetos no Parque das Baleias e no Campo de Catuá será em parte consumido internamente nos diversos equipamentos das unidades, a exemplo dos turbo geradores, sendo o excedente exportado para o continente através do gasoduto. Além do consumo interno na unidade, também se deve considerar a queima eventual de gás no *flare*, que consiste em medida de segurança do processo.

Durante as atividades de produção e armazenamento a serem desenvolvidas, estão ainda previstas outras fontes geradoras de emissões decorrentes da queima dos gases, conforme especificado a seguir.

- **Emissões do Sistema de Gás Inerte:**

Este sistema gera gases para inertização dos tanques de armazenamento de petróleo, sendo obtido através da queima de combustível (gás natural ou óleo

diesel) com ar soprado de ventiladores em uma câmara resfriada com água, onde os gases resultantes da queima geram o gás inerte, produzindo, principalmente, dióxido de carbono e água, sendo esta última condensada. Desta forma, o gás a ser liberado consistirá basicamente de Nitrogênio e CO₂, sendo liberado para a atmosfera à medida que ocorre o enchimento dos tanques com petróleo. Este sistema visa assegurar a inexistência de atmosfera explosiva no interior dos tanques de armazenagem de petróleo, que serão permanentemente preenchidos por gás inerte.

- **Emissões de Descarga de Motores de Combustão Interna:**

Serão emitidos gases provenientes do funcionamento dos motores, turbinas e caldeiras que utilizam como combustível óleo diesel e gás combustível. As emissões resultantes destes equipamentos são decorrentes da combinação da combustão desses combustíveis. As emissões características para estes tipos de mistura são CO₂, NO_x, CO, hidrocarbonetos parcialmente oxidados, traços de SO₂ e alguns carbonilados minoritários como aldeídos e cetonas.

- **Emissão do Sistema de Gás Combustível:**

O sistema de gás combustível poderá liberar gás natural em reduzidos volumes por ocasião de despressurizações em emergências ou mesmo para manutenção. A liberação em operação normal para purga do sistema pode ser considerada irrelevante. Quanto à qualidade, estas emissões se caracterizam por serem hidrocarbonetos, cujo componente principal é o metano.

- **Emissão do Sistema de Queima no Flare:**

O sistema de *flare* tem a finalidade de coletar todos os alívios de segurança da planta de processo (todos os gases residuais que sejam liberados de válvulas de segurança de sobre-pressão - PSV, válvulas de sangria *blowdown valves* – BDV etc.) conduzindo-os para queima em local seguro e sem emissão de fumaça durante a operação normal ou em situações de emergência. Basicamente CO₂ e NO₂ serão emitidos pelo sistema de chamas piloto devido às características de queima completa e com excesso de ar.

A PETROBRAS irá implantar um programa de controle das emissões atmosféricas de forma a melhor identificar e avaliar o impacto atmosférico associado à queima do gás natural.

Efluentes Líquidos

Durante a operação das UEP que irão atuar na produção de hidrocarbonetos no Parque das Baleias e no Campo de Catuá, estima-se que serão gerados diversos tipos de efluentes líquidos, podendo-se destacar os efluentes sanitários, a água de produção, efluentes de unidade de remoção de sulfatos, efluentes do sistema de drenagem e lavagem dos tanques de óleo e água salgada utilizada no resfriamento de equipamentos.

- **Água de Produção:**

Estima-se que as UEP previstas para os Projetos contemplados neste estudo iniciarão a produção de água a partir do primeiro ano de produção de cada unidade, havendo incremento ao longo do tempo até que se atingir um volume máximo, conforme apresentado na Tabela II.2.4-19 abaixo:

Tabela II.2.19 – Geração de água de produção no Parque das Baleias e Campo de Catuá

EMPREENHIMENTO	VOLUME MÁXIMO (m ³ /dia) PICO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA
Piloto de Produção do Campo de Baleia Anã	888,58
Piloto de Produção do Campo de Catuá	8,95
Desenvolvimento integrado dos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã	25.990
Desenvolvimento do Campo de Catuá	4.305
Desenvolvimento Integrado dos Campos de Baleia Azul e Pirambú	15.615
Fase 2 do Desenvolvimento do Campo de Jubarte	41.407
Piloto de Produção de Caxaréu	0

A água de produção será descartada na superfície oceânica, em fluxo contínuo, após o tratamento, não permanecendo na unidade. Ressalta-se que as unidades possuirão sistema de tratamento para a água de produção resultante da separação trifásica, permitindo que toda a água produzida seja tratada e descartada ao mar obedecendo às normas ambientais vigentes.

Como a produção de água se dará somente após o início da operação das UEP, atualmente não há disponibilidade de amostras de água de produção para caracterização.

Para fins ilustrativos, é apresentada nos Anexos II.2-5a ao II.2.5f a caracterização da água de produção (efluente) de uma UEP similar às que serão utilizadas nos Campos do Parque das Baleias e de Catuá.

- **Água Salgada de Resfriamento:**

As unidades poderão ser equipadas com bombas de captação de água salgada do oceano, utilizada no resfriamento dos equipamentos da planta de processo, sistemas de utilidades e produtos. Nestes casos a água percorrerá circuito fechado na unidade, não se contaminando com qualquer tipo de produto, tendo apenas sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água não será superior a 40°C, obedecendo às normas ambientais vigentes.

- **Efluentes do Sistema de Lavagem de Tanques dos FPSOs:**

A lavagem dos tanques de armazenamento, efetuada para remover depósitos e sedimentos de fundo dos tanques de carga, pode ser realizada utilizando-se óleo COW (*crude oil washing* - lavagem com óleo cru), proveniente de uma derivação do óleo exportado pelas bombas de transferência de óleo ou água dos tanques de decantação.

Os resíduos de lavagem, contendo óleo, serão reciclados para o sistema de carregamento de óleo e transferidos para os navios aliviadores, enquanto os resíduos de lavagem contendo água retornam para os tanques de decantação até a realização de sua limpeza de fundo, quando se faz um bombeio para o navio aliviador.

Predominam as lavagens com COW, sendo utilizada água nas lavagens somente quando os tanques da embarcação são inspecionados. Para isso é necessário realizar a lavagem dos mesmos com água, que se processa através do aquecimento da água nos tanques de decantação e circulando-a pelos tanques de carga.

- **Água do Sistema de Drenagem:**

Os efluentes decorrentes da água de chuva e do sistema de combate a incêndio das áreas classificadas são direcionados diretamente para o mar. Um outro sistema contemplará os drenos das áreas classificadas, onde os efluentes contendo partículas de hidrocarbonetos (água oleosa) são alinhados para o tanque de óleo sujo (*Slop*) do navio, para segregação dos contaminantes de óleo antes de serem descartados ao mar. Nesse tanque, os contaminantes oleosos são separados da água, recuperados e enviados novamente para a planta de processo.

- **Efluentes Sanitários:**

Considerando as UEP que futuramente estarão em atividade na área do Parque da Baleias e Campo de Catuá, estima-se que, em média, os volumes diários de efluentes sanitários a serem gerados em cada unidade serão equivalentes a uma população de 100 pessoas embarcadas, com uma taxa de geração de 200L/pessoa/dia. Desta forma os volumes esperados são de 20m³/dia para cada UEP em atividade.

- **Efluente do Teste de Estanqueidade:**

Para os Projetos piloto e de desenvolvimento de produção previstos, as informações referentes a este efluente serão detalhadas nos estudos complementares.

Para o Gasoduto Sul Capixaba, o teste de estanqueidade será realizado uma única vez após a montagem do gasoduto, de forma a verificar eventuais vazamentos nas interligações. Este teste irá assegurar a completa estanqueidade e integridade da tubulação e de suas conexões nos limites de pressão de operação previstos em projeto.

Como informado no subitem II.2.4.F, o único produto a ser utilizado no teste de estanqueidade do gasoduto será a Fluoresceína diluída em água do mar. O produto a ser utilizado (Fluorene R2), que contém a Fluoresceína, encontra-se caracterizado no Anexo II.2-4 deste documento, inclusive com a realização de testes de toxicidade, cujos laudos encontram-se nos Anexos II.2-4 a e II.2-4 b.

O descarte do volume contido no gasoduto, após a realização dos testes, se dará diretamente no ambiente marinho. A Tabela II.2.4-20 apresenta o volume a ser utilizado no teste de estanqueidade.

Tabela II.2.4-20 -Volume de efluente a ser descartado no teste de estanqueidade

VOLUME A SER DESCARTADO NO TESTE DE ESTANQUEIDADE		
Linha	Volume	Produto
Gasoduto	5.044 m ³ de líquido.	Água do mar e Fluoresceína

- **Efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos:**

Esta unidade tem como objetivo remover sulfatos naturalmente presentes na água do mar, reduzindo o seu teor para valores menores de 100 ppm. A unidade será alimentada pelo sistema de captação de água do mar, sendo filtrada por filtros de cartuchos que permitem uma concentração máxima de 10 partículas de sólidos por ml, com tamanho maior do que 5 micra. Após o processo de filtragem será feita a injeção de inibidor de incrustação (VITEC 3000 - injeção contínua a 3,0 ppm) e seqüestrante de cloro (ANTICHLOR – injeção intermitente a 3,0 ppm) com a finalidade de proteger as membranas. O Anexo II.2-6 apresenta as fichas técnicas dos produtos utilizados

A corrente de água será bombeada para os bancos de membranas onde ocorrerá a redução dos sulfatos, perfazendo dois estágios de permeação. No primeiro estágio todo o fluxo será submetido às membranas. Cerca de 50% da água será permeada e seguirá para saída da SRP, enquanto a outra metade, o rejeito, será direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de água, sendo o restante, 25%, descartado para o mar em linha independente no costado das UEP.

Para apreciação desta CGPEG/IBAMA, os laudos das análises de toxicidade dos produtos supracitados e do efluente de uma unidade similar, que equipa o FPSO Brasil, são apresentados no Anexo II.2-7 deste documento. De forma a simular, o comportamento do citado efluente no meio é apresentado no Anexo II.2-8, onde se apresenta a modelagem do descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos do FPSO Capixaba (Módulo I). Tal apresentação ocorre

para fins comparativos, considerando a similaridade do equipamento, do efluente e das condições hidrodinâmicas do ambiente de descarte.

II.2.4.L - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA E DE PROTEÇÃO AMBIENTAL

Apresentam-se neste item, na forma de tabelas, as principais informações sobre os sistemas de segurança e de proteção ambiental das embarcações que poderão atuar no lançamento do Gasoduto Sul Capixaba. As informações referentes às UEP que estarão em atividade nos demais Projetos (pilotos de produção e de desenvolvimento) serão apresentadas oportunamente nos estudos complementares.

II.2.4.L.1 - Unidades de lançamento de linhas e dutos

As embarcações de lançamento de linhas que irão atuar na fase de instalação do Gasoduto Sul Capixaba são do tipo PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*). As possíveis embarcações a serem utilizadas são:

- PLSV *Lochnagar*;
- PLSV *Seaway Condor*;
- PLSV *Sunrise*;
- PLSV *Kommandor 3000*;

O descritivo das embarcações PLSV's *Lochnagar*, *Seaway Condor*, *Sunrise* e *Kommandor 3000*, citadas acima, não foi incluído neste documento pois as mesmas encontram-se contempladas no âmbito dos Projetos Continuados da UN-BC, Processo IBAMA 02022.008099/02-18.

A embarcação de lançamento do gasoduto será a Balsa Guindaste e de Lançamento – BGL e o navio *Skandi Navica*. Apresentam-se neste item as principais informações sobre os sistemas de segurança e de proteção ambiental destas embarcações. Os certificados e registros legais destas embarcações encontram-se nos Anexos II.2-9a até II.2-9c deste estudo.

- **Navio *Skandi Navica***

Sistema de Posicionamento

A embarcação opera com sistema de posicionamento dinâmico (*Kongsberg Simrad*), possuindo os seguintes sistemas de referência permanentemente instalados: 1 sistema acústico HIPAD USBL, 1 sistema *Tautwire* LTW Mk.7 e dois aparelhos DGPS. O sistema permite ainda operação com robôs submarinos – ROV e lançamento e recuperação de linhas rígidas.

Sistema de Manutenção

O controle de manutenção de todos os equipamentos de bordo (propulsão, geração elétrica, salvatagem, segurança e etc.) é gerenciado por um sistema eletrônico de manutenção preventiva – TM MASTER (para os equipamentos marítimos) e SAP (para os pertencentes à planta de lançamento) que indicam pendências, históricos, validades e sobressalentes, além de outros dados fundamentais para o processo. Todo este gerenciamento de bordo é acompanhado pelos responsáveis em terra, na base da empresa.

Sistema de Medição e Monitoramento

O monitoramento e controle de motores e unidades geradoras de energia é feito pelo Sistema de Controle *Simrad* a bordo. O sistema *Simrad* PMS supervisiona os motores e fornece um aviso prévio se algum problema acontecer. O PMS também garante que a distribuição e o consumo de energia se dêem de maneira homogênea, prevenindo assim sobrecarga em qualquer gerador. A embarcação *Scandi Navica* segue as diretrizes da IMO no que diz respeito às normas de saúde e análise de riscos ambientais. O sistema de monitoramento dos resíduos gerados a bordo é consolidado mensalmente pelo Departamento HSEQ.

Sistema de Geração de Energia de Emergência

Um sistema diesel gerador da Volvo Penta/Siemems de 460 KVA, 690 V que alimenta os bancos de baterias, está disposto na embarcação para suprimento de energia reserva às iluminações de emergência, sistema de alarmes da praça de máquinas, sistema de governo dos motores principais e etc. A embarcação tem instalado unidades de suprimento ininterrupto de energia – UPS, que atende ao

sistema de posicionamento dinâmico da embarcação. Havendo falha de suprimento principal 220 V AC, o inversor é automaticamente acionado, fornecendo energia do banco de baterias, com capacidade de manutenção do sistema UPS durante aproximadamente trinta minutos.

Sistema de Tratamento de Efluentes - Esgotos e Águas Residuais

O sistema de tratamento de efluentes da embarcação é composto por tanques de sedimentação – com $1 \times 6 \text{ m}^3$ (*holding tank*) e 115 m^3 . A água residual é descartada no mar, obedecendo aos requisitos da Convenção MARPOL – Anexo II.2-10. Durante os períodos de atracação, todo o efluente fica acondicionado nos tanques de sedimentação e é retirado de bordo pela facilidade portuária, sempre que necessário.

Sistema de Tratamento de Efluentes e Drenagem de Águas Pluviais

A água de chuva captada no convés da embarcação é drenada para os embornais existentes e escorrem para o costado.

Sistema de Geração de Tratamento de Efluentes – Águas Oleosas

O sistema de drenagem de óleo recolhe os líquidos provenientes dos drenos dos motores e das bandejas de contenção, localizados em diversos pontos da embarcação, encaminha-os posteriormente para os tanques de armazenamento de óleo sujo (*waste oil tank* – $20,3 \text{ m}^3$). As águas oleosas provenientes dos pocetos da praça de máquinas são coletadas pelo sistema de drenagem da embarcação e encaminhadas para o tanque de esgoto (*bilge tank*) ou para o separador de água e óleo de 15 ppm. Este equipamento está de acordo com as regras internacionais (Certificado IOPP). O óleo residual é transferido para um tanque de borra (*sludge tank*), sendo posteriormente incinerado ou descarregado para uma instalação de apoio, via *offshore* ou durante a estadia no porto.

Caracterização e Disposição de Resíduos Sólidos

O gerenciamento de resíduos sólidos de bordo segue as recomendações da Convenção MARPOL – Anexo V, descrevendo todo o processo de coleta seletiva, identificação dos materiais, armazenamento adequado e destinação final a bordo (incineração consciente do material não reciclável, em incinerador apropriado,

buscando reduzir a quantidade de lixo armazenada que não necessite reciclagem) ou em terra, para as facilidades portuárias.

A embarcação possui um incinerador homologado pela Sociedade Classificadora, atendendo aos requisitos internacionais de operação e controle.

De maneira a reduzir o volume gerado e aumentar a autonomia da embarcação quanto ao armazenamento dos resíduos sólidos, todo resíduo de papel e plástico é compactado e enviado para reciclagem.

Os resíduos são armazenados em locais específicos e em coletores adequados para esta finalidade.

Sistema de Segurança e Salvatagem

O sistema de salvatagem/segurança de bordo segue todas as determinações internacionais (Convenção SOLAS), onde inspeções e verificações periódicas são realizadas e arquivadas a bordo. Além disto, reuniões de Segurança com representantes de todos os Departamentos de bordo são realizadas mensalmente, buscando a melhoria contínua do processo no que diz respeito à Qualidade, Saúde, Segurança e Meio Ambiente.

O programa de manutenção preventiva de bordo – TM MASTER controla todos os históricos referentes a tais inspeções e data de validade de equipamentos ou testes.

A embarcação dispõe de ferramentas de suporte a gestão de segurança que visam, principalmente a prevenção de acidentes.

Todos os funcionários da empresa, embarcados ou em terra, são contemplados no programa corporativo de treinamento em Segurança, Saúde e Meio Ambiente - SMS.

Todos os equipamentos de salvatagem e segurança a bordo estão indicados no Plano de Segurança da embarcação.

Sistema de Incêndio

O sistema de combate a incêndio segue todos os requisitos específicos da Convenção SOLAS, como por exemplo: sistemas de detecção e alarme, saídas de emergência, rotas de fuga, exercícios de combate a incêndio, manuais de treinamento etc. Todos os equipamentos de combate a incêndio estão identificados no Plano de Segurança da embarcação.

Os compartimentos da Praça de Máquinas estão protegidos por sistema fixo de CO₂ e o heliponto é protegido por um sistema de combate a incêndio (espuma e CO₂). Um sistema Central de Alarme de Incêndio monitora os compartimentos críticos e notifica o Passadiço sobre a exata localização de um incêndio a bordo. Um total de 8 conjuntos de respiradores autônomos é mantido a bordo, bem como roupas de proteção química.

- **Balsa Guindaste e de Lançamento – BGL-1**

Sistema de Posicionamento

A BGL-1 não possui sistema de posicionamento dinâmico, mas sim um sistema de ancoragem composto pelos equipamentos citados abaixo. As âncoras são movimentadas por embarcação de apoio

- Guinchos: 10 *American*;
- Diâmetro cabo de aço: 2,5 pol-63mm;
- Capacidade: 2250 KN na 1ª camada;
- Comprimento cabo de aço: 1500m;
- Ancoras: 10 ton;
- Guinchos tempestade: 1;
- Diâmetro corrente: 73mm;
- Comprimento corrente: 275m;
- Âncora sem cepo: 15,9 ton.

Sistemas de Detecção de Vazamentos e Dispositivos para Contenção e Bloqueio

A BGL-1 possui uma rede de esgoto oleoso, dotada de pocetos instalados em pontos extremos do fundo das praças de máquinas. Todos os compartimentos do convés inferior possuem fundo duplo. Os pocetos são drenados pela bomba de esgoto oleoso para o tanque de aspiração do Separador de Água e Óleo (SAO).

A BGL-1 possui um plano para contenção de óleo a bordo, em caso de vazamentos acidentais, denominado *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* (SOPEP). Há uma brigada de emergência, composta por funcionários treinados para atuar em casos de incêndio, encalhe, abalroamento, vazamentos e outras avarias, onde o uso de material adequado a cada situação é passado para toda a

tripulação. O abastecimento de óleo diesel é feito através de mangueira, interligada à tomada de óleo Diesel. Essa tomada está localizada no convés principal e possui bandeja de contenção. O Diesel é bombeado de uma balsa ou de um rebocador. Nesta operação são destacados dois observadores que verificam as conexões das extremidades da mangueira, portando rádios para troca de comandos da operação.

Sistema de Manutenção

A manutenção de todos os equipamentos da BGL-1 é planejada. Baseia-se em inspeções e manutenções preventivas periódicas, controladas por um Programa Informatizado de Manutenção. Estão incluídos todos os sistemas e equipamentos fixos de detecção e de combate a incêndio; equipamentos fixos de controle de avarias; e equipamentos de tratamento de efluentes sanitários e de efluentes oleosos.

A manutenção de equipamentos portáteis de combate a incêndio, de segurança, de salvatagem e o SOPEP é planejada. Baseia-se em inspeções e manutenções preventivas periódicas, também controladas por um Programa Informatizado de Manutenção de Equipamentos de Segurança.

Sistema de Medição e Monitoramento

A BGL-1 possui um Separador de Água e Óleo, que separa a borra oleosa do efluente com concentração residual de óleo permitida (menor que 15 ppm, de acordo com o Regulamento da IMO MEPC 60(33)). A borra oleosa é armazenada em um tanque próprio, de onde poderá ser transferida para o incinerador de resíduos ou transportada para destinação final adequada.

Sistema de Geração de Energia de Emergência

A Balsa Guindaste de Lançamento é equipada com 3 Geradores de 1.000 Kva cada, acionado por motor Caterpillar 399 com potência máxima de 3000 Kva.

Possui dois compressores de emergência para partida dos motores dos geradores: 5m³/h (3 CFM) e para máquinas de tração de 6m³/h (3,6 CFM).

Sistema de Tratamento de Efluentes - Esgotos e Águas Residuais

A BGL-1 possui uma Unidade de Tratamento de Efluentes (UTE), composta basicamente por sistema de decantação dos efluentes, onde opera o processo de aeração e posterior cloração da água residual para descarte no mar. Existe uma programação periódica da análise dos efluentes.

Sistema de Tratamento de Efluentes e Drenagem de Águas Pluviais

A drenagem de águas pluviais das áreas limpas não é contida, sendo descartada ao mar.

Sistema de Geração de Tratamento de Efluentes – Águas Oleosas

A BGL-1 possui um sistema separador de água e óleo que processa a separação da borra oleosa e do efluente com concentração residual de óleo permitida (menor que 15 ppm, de acordo com o Regulamento da IMO MEPC 60(33)). O que não pode ser descartado no mar é encaminhado para o tanque de óleo sujo.

Caracterização e Disposição de Resíduos Sólidos

A BGL-1, como uma grande unidade de serviços, irá gerar uma série de resíduos e efluentes, dentre eles, uma série de resíduos classificados como perigosos, além das águas servidas e efluentes oleosos. No entanto, esta unidade possui um Plano Diretor de Resíduos, no qual se encontram identificados os tipos de resíduos e definidas as formas de acondicionamento, armazenamento temporário e gerenciamento dos mesmos a bordo da unidade. Ressalta-se ainda a presença de instrumentos de controle ambiental, como separador água/óleo, unidade de tratamento de efluentes e coleta seletiva de resíduos.

No entanto, a disposição final para estes resíduos, segundo o Plano Diretor, compete à unidade empreendedora para a qual a BGL-1 esteja operando, no caso a UN-ES, que deverá proceder ao descarte dos resíduos, se responsabilizando pelos mesmos após o desembarque destes resíduos na CPVV. Neste sentido o Plano Diretor de Resíduos da BGL-1 deverá ser aplicado na unidade, passando a vigorar o Plano Diretor de Resíduos da UN-ES somente após o desembarque. A coleta final ficará a cargo da Empresa Vitória Ambiental.

Sistema de Segurança e Salvatagem

O sistema de salvatagem da BGL-1 é composto por 234 salva-vidas individuais, distribuídos nos alojamentos, 126 salva-vidas individuais no convés e 08 bóias salva-vidas com retenidas (27,5 m), sendo 4 com iluminação automática, das quais duas com sinal de fumaça.

Para uso coletivo há 18 balsas infláveis com capacidade de 25 pessoas cada, da marca ANGEVENIERE.

Sistema de Incêndio

O sistema de combate a incêndio com água é abastecido pelas bombas de lastro de vante e tem as seguintes tomadas:

- 02 tomadas de heliponto;
- 01 tomada na praça de máquinas de vante;
- 01 tomada na praça de máquinas de ré;
- 04 tomadas na convés lado BB.

Junto a cada tomada há uma caixa de incêndio com os seguintes acessórios abaixo itemizados:

- 01 mangueira de 3.1/2" e 15m;
- 01 ralo de limpeza de 2.1/2";
- 01 esguicho universal de 2.1/2";
- 01 chave de mangueira de 2.1/2";
- 01 aplicador de neblina de 10 pés.

Com relação aos extintores de incêndio portáteis, a BGL-1 apresenta e conta com os seguintes equipamentos:

- 01 extintor de CO₂, sobre rodas, 45Kg - entrada da casaria dos geradores;
- 01 extintor de CO₂, 6Kg - interior da casaria dos geradores;
- 01 extintor de espuma, 10 litros, corredor primeiro pavimento do alojamento;
- 02 extintores de espuma 10 litros, interior do refeitório;
- 01 extintor de CO₂, 6Kg, interior da lavadeira;
- 01 extintor de CO₂, 6Kg, corredor segundo pavimento;
- 02 extintores de CO₂, 6Kg, próximo compressores de ar;

- 02 extintores de CO₂, 6 Kg – cobertura;
- 02 extintores de pó-químico, 12 Kg na cobertura;
- 01 extintor de espuma, 10 litros, corredor de segundo pavimento do alojamento;
- 02 extintores de espuma, 45 litros praça de máquinas de vante;
- 01 extintor de espuma, 10 litros praça de máquinas de vante;
- 02 extintores de CO₂, praça de máquinas de vante;
- 01 extintor de espuma, 10 litros praça de máquina de ré.

A BGL-1 conta ainda com sistema detector de incêndio, com painel indicador (escritório) e 12 detectores (sensores) tipo fumaça distribuídos nas diversas praças de máquinas e 68 sensores tipo térmico distribuídos nos alojamentos.

II.2.4.M - PERSPECTIVAS E PLANOS DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO

PILOTO DE PRODUÇÃO DE BALEIA ANA E DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE /FRANCA/ ANA

A descoberta de óleo pelo poço pioneiro 1-ESS-116 (1-BRSA-171-ESS), em 2002, encontrou uma jazida do Eoceno Médio portadora de óleo, que deu origem ao Campo de Cachalote. A partir dessa descoberta a PETROBRAS intensificou as atividades de exploração na área, tendo como resultado a descoberta de dois novos Campos em abril de 2003, denominados Baleia Franca e Baleia Anã.

Após a descoberta desses Campos a empresa vem desenvolvendo estudos e estratégias para o início da produção comercial, culminando com o estabelecimento de duas fases distintas para o pleno aproveitamento dos hidrocarbonetos. Para os Campos de Cachalote e Baleia Anã estão previstas duas fases de desenvolvimento, sendo a primeira a partir de um Piloto de Produção em cada um desses dois Campos e a seguinte considerada como a Fase Definitiva.

Na Fase definitiva será utilizado o FPSO P-58 como unidade única para recebimento e tratamento dos fluidos provenientes dos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã.

Até o momento, os dados obtidos permitem um nível de conhecimento que pode ser considerado baixo sob o ponto de vista da produção, uma vez que não

são conhecidos diversos aspectos importantes. A experiência demonstra que somente através da observação da produção, sob um período de tempo mais longo, pode diminuir as incertezas acerca do potencial produtivo do reservatório.

O Piloto de Produção se constitui, assim, em um módulo temporário de produção que visa obter informações sobre o comportamento do reservatório com a finalidade de subsidiar a concepção do projeto de desenvolvimento de produção do Campo. Portanto, a realização do Piloto de Produção propiciará maior segurança no dimensionamento do número de poços produtores e injetores interligados a Unidade de Produção, assim como o seu porte.

A Fase Piloto de Produção no Campo de Cachalote está planejada para ser iniciada em junho de 2008 e está prevista para se estender por um período de doze meses, enquanto a Fase Piloto de Produção do Campo de Baleia Anã está planejada para ter início em junho de 2009, com duração de 180 dias.

A Tabela II.2.4-21 a seguir apresenta as características das Fases do Desenvolvimento dos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã:

Tabela II.2.4-21 – Fases de Desenvolvimento da Produção dos Campos do Projeto Integrado Cachalote/Baleia Franca/Baleia Anã.

FASES DE DESENVOLVIMENTO DO PROJETO INTEGRADO	PILOTO DE PRODUÇÃO BALEIA ANÃ	DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE, BALEIA FRANCA E BALEIA ANÃ
Nº de poços produtores horizontais	1	12
Nº de poços injetores horizontais	0	7
Esquema de completação	<i>Gravel Pack</i>	<i>Gravel Pack</i>
Comprimento médio do trecho horizontal em metros	1000	1000
Mecanismo de elevação	BCSS	<i>Gas Lift/BCSS</i>
Q óleo - Máx. em m ³ /d	3000	15.900
Q gás - Máx. em Mm ³ /d	138	1.097
Exportação do óleo	<i>Offloading</i>	<i>Offloading</i>
Exportação do gás	-	Gasoduto 6"

A desativação das instalações (abandono) dos Campos deste Projeto integrado está prevista para o ano de 2041.

Na área desses Campos já foram identificadas algumas oportunidades e ainda estuda-se a possibilidade de perfuração de alguns poços exploratórios, com a finalidade de buscar a constatação de acumulações em níveis mais profundos

do que aquelas já encontradas até o momento. Caso em alguma destas perfurações realmente se constate alguma acumulação, possivelmente serão desenvolvidos novos projetos de desenvolvimento, com a perfuração de novos poços produtores e injetores.

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA AZUL E PIRAMBÚ

O Projeto de desenvolvimento dos Campos de Baleia Azul e Pirambú será efetuado através de uma UEP que receberá a produção de 10 poços produtores com o auxílio de 4 poços injetores.

Em função de existirem horizontes mais profundos na área do *ring fence* de Baleia Azul, que ainda não foram avaliados, poderão ser perfurados novos poços. Dependendo dos resultados a serem obtidos, podem ser implantados outros sistemas de produção, com novos poços produtores e injetores, bem como com novas linhas de escoamento e de transferência.

Após a descoberta do Campo de Pirambú a empresa vem desenvolvendo estudos e estratégias para o início da produção comercial e para o pleno aproveitamento dos hidrocarbonetos presentes em Pirambú. A descoberta de novos volumes de hidrocarbonetos certamente dará mais robustez a este Projeto, além de prolongar o período previsto de produção do Campo.

Na área desse Campo já foram identificadas algumas oportunidades exploratórias e ainda estuda-se a possibilidade de perfuração de novos poços com a finalidade de buscar a constatação de acumulações em níveis mais profundos do que aquelas já encontradas. Caso alguma dessas perfurações realmente constate alguma acumulação desconhecida até o momento, possivelmente serão desenvolvidos novos Projetos de desenvolvimento.

A desativação das instalações (abandono) do Campo de Baleia Azul e de Pirambú está prevista para o ano de 2035.

FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE

As estimativas de reservas do Campo de Jubarte, realizadas em 2006, apontavam para reservas totais (soma das reservas provadas, prováveis e possíveis) da ordem de 98 milhões m³ de óleo.

Até o momento, os dados obtidos permitem um bom nível de conhecimento sob o ponto de vista da produção, uma vez que são conhecidos diversos aspectos

importantes. A experiência demonstra que os resultados obtidos com o Piloto de Produção e a implantação da Fase 1 deste projeto foram fundamentais na redução das incertezas acerca do potencial produtivo do reservatório.

A Tabela II.2.4-22 apresenta as características das Fases de Desenvolvimento do Campo de Jubarte. A Figura II.2.4-37 mostra a concepção esquemática deste desenvolvimento.

Tabela II.2.4-22 – Fases de Desenvolvimento do Campo de Jubarte.

FASES DE DESENVOLVIMENTO CAMPO DE JUBARTE	PILOTO DE PRODUÇÃO	DESENVOLVIMENTO FASE 1	DESENVOLVIMENTO FASE 2
Status	Executado	Em execução	Futura
Nº de poços produtores horizontais	1	4	15
Nº de poços injetores horizontais	0	0	7
Esquema de completação	Gravel Pack	Gravel Pack	Gravel Pack
Comprimento médio do trecho horizontal em metros	1000	1000	1000
Mecanismo de elevação	BCS	BCS / Gas Lift	BCS / Gas Lift
Q óleo - Máx. em m³/d	3.500	9000	28.000
Q gás - Máx. em Mm³/d	164	450	1.300
Exportação do óleo	Offloading	Offloading	Offloading
Exportação do gás	-	-	Gasoduto 12"

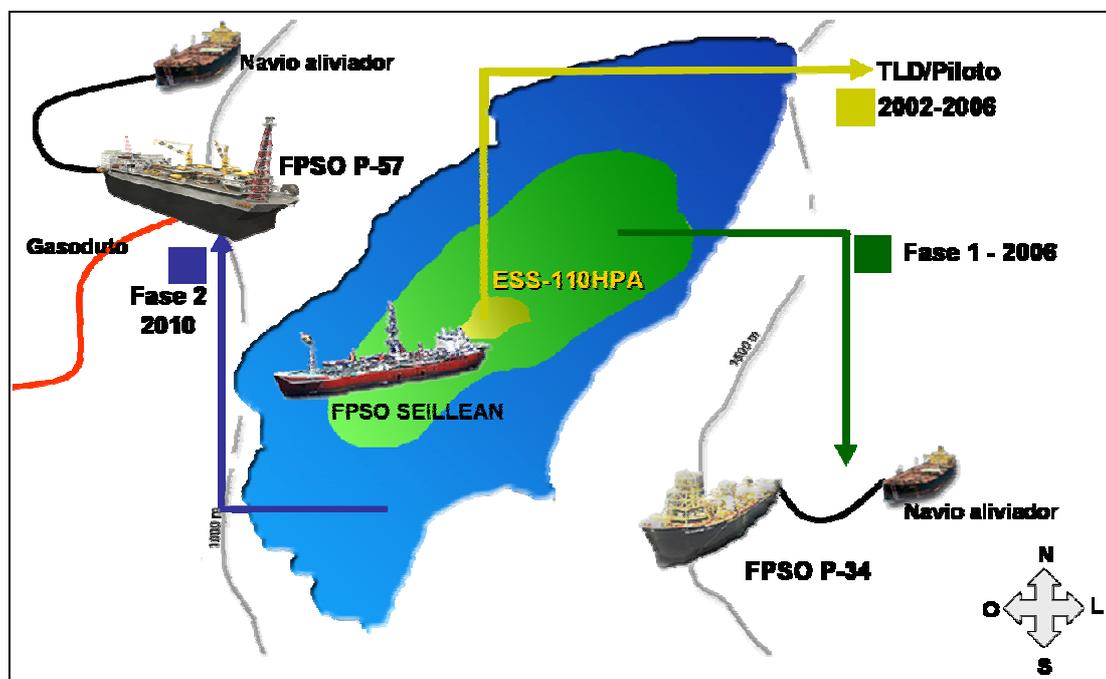


Figura II.2.4-37 – Concepção esquemática para o desenvolvimento do Campo de Jubarte.

A Fase Piloto de Produção foi iniciada em 11 de dezembro de 2002 e finalizada em 12 de janeiro de 2006. Este piloto constituiu-se em um módulo temporário de produção para obtenção de dados de reservatórios e demais dados para subsidiar a concepção das fases seguintes.

A Fase 1, em andamento, visa aprofundar o conhecimento sobre a atuação do aquífero para otimização do projeto de injeção de água para a Fase 2. Também é objetivo desta fase obter informações sobre o desempenho dos sistemas de elevação mais adequados para utilização no projeto da Fase 2. Para tanto serão testados o bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS) e o *gas lift*.

Durante a Fase 2 de desenvolvimento, o gás natural será transferido para a costa do Estado do Espírito Santo, através de um gasoduto com dimensionamento de 12”.

A desativação das instalações (abandono) do Campo de Jubarte está prevista para o ano de 2051.

PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CAXARÉU

O Campo de Caxaréu se encontra na fase inicial de delimitação, tendo sido perfurado, até agora, somente um poço. Com a perfuração do ESS-172 foi encontrado óleo na Fm. Lagoa Feia/ Membro Macabu e testado neste reservatório com resultados promissores. Existe a possibilidade de ocorrência de óleo em horizonte mais profundo (Lagoa Feia/Mb. Coqueiros), mas ainda não foi testado.

Será efetuado um Piloto de Produção com o objetivo de avaliar a produtividade do reservatório superior (Mb. Macabu), a atuação do aquífero, o volume de óleo conectado ao poço, dentre outros. Os resultados deste piloto poderão indicar a viabilidade de implantação de um novo projeto de desenvolvimento para o Campo de Caxaréu, com a perfuração de novos poços, instalação de unidades de produção, de linhas de escoamento e etc.

PILOTO DE PRODUÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUA

As estimativas de reservas do Campo de Catuá, realizadas em 2006, apontavam para reservas totais (soma das reservas provadas, prováveis e possíveis) da ordem de 17,8 milhões de m³ de óleo.

Até o momento, os dados obtidos permitem um nível de conhecimento que pode ser considerado baixo sob o ponto de vista das necessidades de produção, uma vez que não são conhecidos diversos aspectos importantes. A experiência demonstra que somente através da observação da produção, sob um período de tempo mais longo, há a possibilidade de se reduzir as incertezas acerca do potencial produtivo do reservatório.

Desta forma, o piloto se constitui em um módulo temporário de produção que visa obter informações sobre o comportamento do reservatório, com a finalidade de subsidiar a concepção do projeto de desenvolvimento de produção do Campo. Portanto, a realização do Piloto de Produção propiciará maior segurança no dimensionamento do número de poços produtores e injetores a serem interligados a UEP, assim como o seu porte.

A Fase Piloto de Produção no Campo de Catuá está planejada para ser iniciada em agosto de 2008 e está prevista para se estender por um período que pode variar de 180 a 365 dias.

Durante a Fase Definitiva, o gás natural será transferido para o PLEM do gasoduto de Jubarte, através de uma linha de 6", e deste ponto para a costa através do gasoduto com dimensionamento de 12".

A Tabela II.2.4-23 apresenta as características das Fases de Desenvolvimento do Campo de Catuá. A Figura II.2.4-38 mostra a concepção esquemática deste desenvolvimento.

Tabela II.2.4-23 – Fases de Desenvolvimento do Campo de Catuá.

FASES DE DESENVOLVIMENTO DO PROJETO	PILOTO DE PRODUÇÃO CAMPO DE CATUÁ	DESENVOLVIMENTO CAMPO DE CATUÁ
Nº de poços produtores horizontais	1	5
Nº de poços injetores horizontais	0	3
Esquema de completação	<i>liner</i>	<i>liner</i>
Comprimento médio do trecho horizontal em metros	2000	2000
Mecanismo de elevação	<i>Gas Lift</i>	<i>Gas Lift</i>
Q óleo - Máx. em m ³ /d	968	6.906
Q gás - Máx. em Mm ³ /d	153	1.089
Exportação do óleo	<i>Offloading</i>	<i>Offloading</i>
Exportação do gás	-	Gasoduto

operacionais, bem como daquelas atividades voltadas ao suporte logístico das unidades.

Estes insumos e matérias primas envolvem desde produtos alimentícios até óleo diesel e produtos químicos, sendo todos transportados até as unidades através de barcos de apoio conhecidos como rebocadores.

O terminal portuário contratado como apoio marítimo às atividades offshore é o terminal da CPVV (Companhia Portuária de Vila Velha), localizado na cidade de Vila Velha - ES, junto a Baía de Vitória, que atualmente se encontra habilitado e licenciado ambientalmente para este tipo de operação. As Figuras II.2.4-39 e II.2.4-40 a seguir, apresentam este terminal.



Figura II.2.4-39 - Em primeiro plano, vista aérea do Terminal da CPVV.



Figuras II.2.4-40 - Píer para rebocadores da CPVV.

II.2.4.N.2 - Localização dos Centros Administrativos

O centro administrativo responsável pelo gerenciamento do Gasoduto Sul Capixaba e das UEP previstas para os Projetos piloto e de desenvolvimento de produção previstos será a Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Espírito Santo - UN-ES, localizada na cidade de Vitória.

II.2.4.N.3 - Área para o Armazenamento Temporário de Resíduos

Durante a fase de lançamento do Gasoduto Sul Capixaba, o gerenciamento dos resíduos gerados nas embarcações de lançamento *Skandi Navica* e BGL-1 seguirá os procedimentos estabelecidos no Projeto de Controle da Poluição, Resíduos Sólidos, apresentado neste estudo.

Os procedimentos quanto ao gerenciamento dos resíduos gerados durante a fase de instalação e operação das UEP previstas para os Projetos serão apresentados nos estudos complementares pertinentes a cada Projeto.

Quanto ao tempo de permanência dos resíduos a bordo das embarcações, procura-se promover a sua máxima redução, desembarcando-os sempre que os rebocadores deixarem a unidade em direção ao continente.

Depois de desembarcados, os resíduos (bombonas plásticas, plásticos, papéis, baterias, lâmpadas, sucatas, resíduos ambulatoriais e etc) são armazenados por um curto período de tempo na CPVV (Figura II.2.4-41), sendo posteriormente coletados pela empresa Vitória Ambiental.



Figura II.2.4-41 – Vista da área para armazenamento temporário de resíduos na CPVV.

A Vitória Ambiental promoverá o gerenciamento destes resíduos após a retirada dos mesmos da CPVV. Nas suas instalações ocorrerá o armazenamento temporário até que ocorra a destinação final. Cabe ressaltar que alguns resíduos não passarão por esta etapa de armazenamento temporário, indo direto para o aterro industrial da própria Vitória Ambiental, conforme estabelecido no referido Projeto de Controle da Poluição. Neste projeto se encontram todas as Licenças de Operação da Vitória Ambiental.

A Figura II.2.4-42 apresenta as instalações da Vitória Ambiental, onde se pode observar o aterro industrial e outras instalações desta empresa.



Figura II.2.4-42 - Vista aérea da empresa Vitória Ambiental.

II.2.4.N.7 - Instalações de abastecimento de combustíveis e água

A água de consumo humano será fornecida através de operação de *supply* com rebocadores partindo do terminal marítimo da CPVV - Companhia Portuária de Vila Velha, onde existe capacidade de armazenamento instalada.

Quanto ao óleo diesel a ser consumido, o mesmo será transferido da tancagem existente no Píer da CPVV para o tanque dos rebocadores, que levarão o produto até as unidades de produção, onde será bombeado para os tanques das mesmas se utilizando de mangotes flexíveis no momento da transferência.

II.2.4.N.8- Terminal Aéreo a ser utilizado para o embarque e desembarque dos trabalhadores

Os embarques e desembarques de trabalhadores ocorrerão via helicóptero, utilizando-se como ponto de partida/chegada o Aeroporto Eurico Sales, localizado na cidade de Vitória-ES. Este aeroporto conta com área específica para pousos e decolagens de helicópteros e já vem operando, nos últimos anos, com este tipo de aeronave para as atividades de exploração e produção de petróleo em áreas *offshore* da Bacia de Campos.

II.2.4.N.9 - Licenças Ambientais dos Terminais Emitidas pelo Órgão Ambiental Competente

Apresenta-se no Anexo II.2-11a e II.2-11b as licenças ambientais da Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV) e a licença ambiental do aeroporto Eurico Sales, na cidade de Vitória.

II.2.4.O - PROCEDIMENTOS A SEREM UTILIZADOS NA DESATIVAÇÃO DA UNIDADE

Os procedimentos a serem utilizados para desativação das UEP previstas para operar nos campos do Parque das Baleias e Campo de Catuá serão apresentados nos estudos complementares específicos de cada projeto.

Para a desativação do Gasoduto Sul Capixaba, quando do encerramento de suas atividades, os procedimentos a serem adotados deverão garantir a completa desgaseificação e limpeza do gasoduto de exportação, assegurando ausência de gás nas mesmas ao final da operação de limpeza. Como resultado, pretende-se que seja evitada qualquer poluição ambiental, além de garantir a segurança da operação de *pull out*.

Descrevem-se a seguir os principais aspectos da operação de *pull-out* prevista quando da retirada do Gasoduto Sul Capixaba.

Dutos Submarinos

As instalações submarinas, linhas flexíveis de 9,13 polegadas e 385 metros de comprimento, o PLET (*Pipeline End Termination*) e PLEM (*Pipeline End*

Manifold) serão limpos, removidos, inspecionados, testados e armazenados em local apropriado para aplicação em outros projetos da PETROBRAS. Os resíduos provenientes da limpeza serão encaminhados para sua correta disposição final com base no Plano Diretor de Resíduos da UN-ES.

A linha rígida de 12 polegadas de diâmetro do gasoduto de exportação, caso não venha a ser utilizado por alguma futura atividade de escoamento, será abandonado no fundo marinho.

Premissas de remoção das instalações

O duto rígido do gasoduto será abandonado no fundo mar, devidamente limpo de substâncias tóxicas e/ou poluentes, tamponado de forma segura, garantindo que não haverá vazamento em qualquer condição. Outros equipamentos como PLET e PLEM serão removidos e recuperados.

Todos os equipamentos e linha flexível serão recolhidos, testados, inspecionados e armazenados, e se for o caso, serão reutilizados em um novo Campo.

Verificação final

Durante a fase de execução do projeto e após a execução dos serviços indicados no Projeto de Desativação, deverá ser realizada uma Auditoria Ambiental, verificando e documentando, dentro das premissas do SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança), o que foi realizado durante a implantação do programa de desativação e se a área está em condições de ser devolvida à ANP. Tal devolução será realizada seguindo-se os padrões definidos na Portaria ANP 114/01.