



II.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 APRESENTAÇÃO

O contrato de concessão do Bloco BC-10 foi assinado entre a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS e a ANP em 1998. Nesse mesmo ano, a PETROBRAS cedeu parte de sua participação no Bloco para outras empresas, sendo um consórcio formado pelas seguintes empresas: Shell Brasil Ltda. (**SHELL BRASIL**), operadora do consórcio, com 35% de participação. Os outros concessionários são a PETROBRAS com 35% e Esso Exploração Campos Ltda. com 30% de participação, respectivamente.

Inicialmente, o bloco possuía uma área de aproximadamente 3.000 km², tendo sido parte da área devolvida, permanecendo atualmente somente quatro áreas num total aproximado de 273,13 km². Esta área compreende os campos que foram declarados comerciais a partir de avaliações realizadas nos reservatórios denominados C, A-Oeste e B-Oeste, incluídos na Fase 1 do projeto, e ON, que será desenvolvido na sua Fase 2. Estes reservatórios serão referenciados ao longo deste relatório, abreviadamente como: C, AO, BO e O (ou Complexo O), respectivamente.

Nas Declarações de Comercialidade realizadas em dezembro de 2005, estes reservatórios foram renomeados como apresentado no **Quadro II.2.1.1-1**, a seguir.

QUADRO II.2.1.1-1: RELAÇÃO DOS NOMES DOS RESERVATÓRIOS DO BLOCO BC-10 COM DENOMINAÇÃO PÓS-DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE

NOME DO RESERVATÓRIO	NOVO NOME DE CAMPO
C	OSTRA
AO	ABALONE
BO	ARGONAUTA
O (Complexo O)	

No entanto, a fim de permitir o acompanhamento sobre o desenvolvimento individualizado dos reservatórios que compõe o Campo de Argonauta, ao longo deste relatório, todos eles serão referenciados por seus nomes originais (de antes da Declaração de Comercialidade).

O desenvolvimento dos reservatórios citados apresentam algumas dificuldades extras, especialmente por se tratar de águas ultra profundas, o petróleo possuir um grau API baixo (entre 16 a 24 – muito viscoso) e elevado TAN (medida de acidez), portanto inferindo-o um menor valor comercial. É estimada a recuperação de 400 milhões de barris equivalentes de petróleo.



II.2.1.1 Objetivo da Atividade

O objetivo do empreendimento, escopo do presente processo de licenciamento, é o desenvolvimento dos reservatórios descobertos com a finalidade de produção de petróleo e gás na área do Bloco BC-10, localizado na Bacia de Campos.

II.2.1.2 Cronograma Preliminar da Atividade

O cronograma de desenvolvimento (perfuração, preparo e instalação), produção e desativação das operações no Bloco BC-10 é apresentado a seguir, no **Quadro II.2.1.2-1**.



QUADRO II.2.1.2-1: CRONOGRAMA DAS FASES DE DESENVOLVIMENTO (PERFURAÇÃO E INSTALAÇÃO) E PRODUÇÃO DO BLOCO BC-10

FASES	2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013	
	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR	1º TR	2º TR
Atividades de Gerenciamento do Projeto																		
Processo de Licenciamento (Obtenções de Licenças) e implementação de projetos ambientais																		
Aquisição e Estruturação do FPSO para os Planos do Bloco																		
Projeto e Fabricação dos Sistemas Submarinos dos poços em C e BO																		
Projeto dos Poços em C, BO, AO e O																		
Perfuração dos Poços em C, BO, AO e O (exploratório); Completação dos poços em C e BO																		
Instalação dos Sistemas Submarinos dos poços em C e BO; Lançamento do gasoduto para Jubarte; Ancoragem do FPSO																		
Interligações e Comissionamento dos poços em C e BO; Interligações do Gasoduto no FPSO e em Jubarte																		
Início da Produção dos poços em C e BO																		
Projeto e Fabricação dos Sistemas Submarinos do poço em AO																		
Perfuração do Poço em AO																		
Instalação dos Sistemas Submarinos do poço em AO																		
Interligação e Comissionamento do Poço em AO																		
Início da Produção do poço em AO																		
Atualização do FPSO para a operação do sistema de Água de Injeção																		
Projeto e Fabricação dos Sistemas Submarinos dos Poços em O																		
Perfuração dos Poços em O																		
Instalação dos Sistemas Submarinos dos Poços em O																		
Interligações e Comissionamento dos Poços em O																		
Início da Produção dos Poços em O																		



II.2.1.3 Localização do Bloco

O Bloco BC-10 situa-se ao norte da Bacia de Campos, aproximadamente 140 km de afastamento do litoral em sua latitude (a altura de Presidente Kennedy, no estado do Espírito Santo) e 120 km a sul-sudeste da cidade de Anchieta. Localiza-se em águas profundas, variando de 1.500 m a 2.000 m de profundidade. As coordenadas geográficas e UTM dos vértices do bloco são apresentadas no **Quadro II.2.1.3-1**.

A localização do bloco e sua distância à costa são representadas na **Figura II.2.1.3-1** e, o seu posicionamento em relação aos campos produtores próximos da Bacia de Campos, é ilustrado pela **Figura II.2.1.3-2**.

QUADRO II.2.1.3-1: COORDENADAS GEOGRÁFICAS (ANP) E UTM (CALCULADAS) DO BLOCO BC-10

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE	N (m)	E (m)
1	21° 07' 30,000" S	039° 56' 15,000" W	7.663.723,02	402.644,50
2	21° 07' 30,000" S	039° 41' 15,000" W	7.663.855,72	428.607,06
3	21° 10' 00,000" S	039° 41' 15,000" W	7.659.244,02	428.627,03
4	21° 10' 00,000" S	039° 45' 00,000" W	7.659.214,62	422.138,31
5	21° 16' 15,000" S	039° 45' 00,000" W	7.647.685,14	422.192,94
6	21° 16' 15,000" S	039° 56' 15,000" W	7.647.581,21	402.740,01
1	21° 17' 30,000" S	039° 40' 56,250" W	7.645.411,11	429.227,41
2	21° 17' 30,000" S	039° 33' 45,000" W	7.645.460,12	441.653,46
3	21° 22' 58,125" S	039° 33' 45,000" W	7.635.371,97	441.689,50
4	21° 22' 58,125" S	039° 40' 56,250" W	7.635.322,78	429.271,12
1	21° 16' 15,000" S	039° 56' 15,000" W	7.647.581,21	402.740,01
2	21° 16' 15,000" S	039° 52' 30,000" W	7.647.618,42	409.224,40
3	21° 22' 30,000" S	039° 52' 30,000" W	7.636.088,54	409.288,43
4	21° 22' 30,000" S	039° 56' 15,000" W	7.636.051,18	402.808,62
1	21° 10' 00,000" S	039° 41' 15,000" W	7.659.244,02	428.627,03
2	21° 15' 00,000" S	039° 37' 30,000" W	7.659.270,85	435.115,68
3	21° 15' 00,000" S	039° 37' 30,000" W	7.650.047,46	435.152,08
4	21° 15' 00,000" S	039° 41' 15,000" W	7.650.020,54	428.667,07

Referência das Coordenadas

Datum: SAD-69

M.C.: -54.00

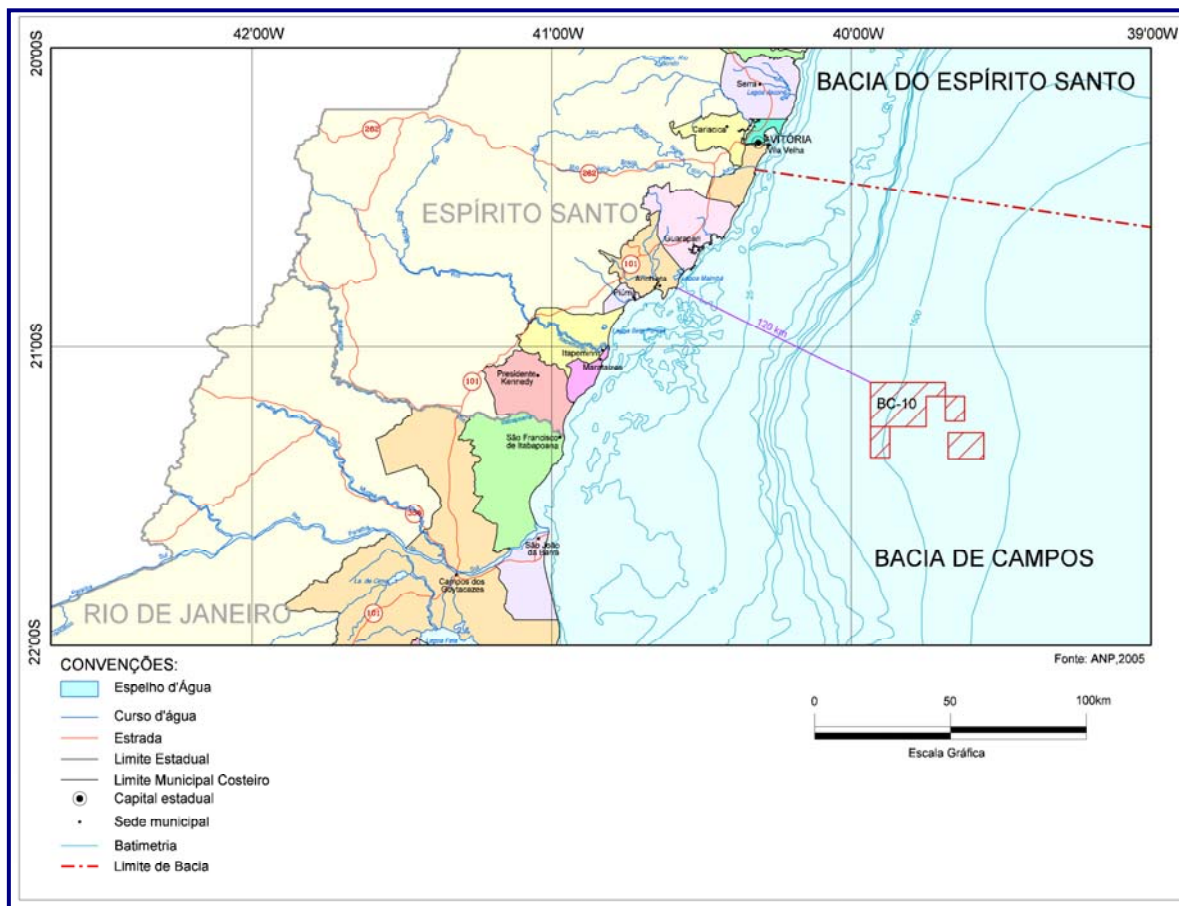


FIGURA II.2.1.3-1: LOCALIZAÇÃO DO BLOCO BC-10 EM RELAÇÃO À COSTA

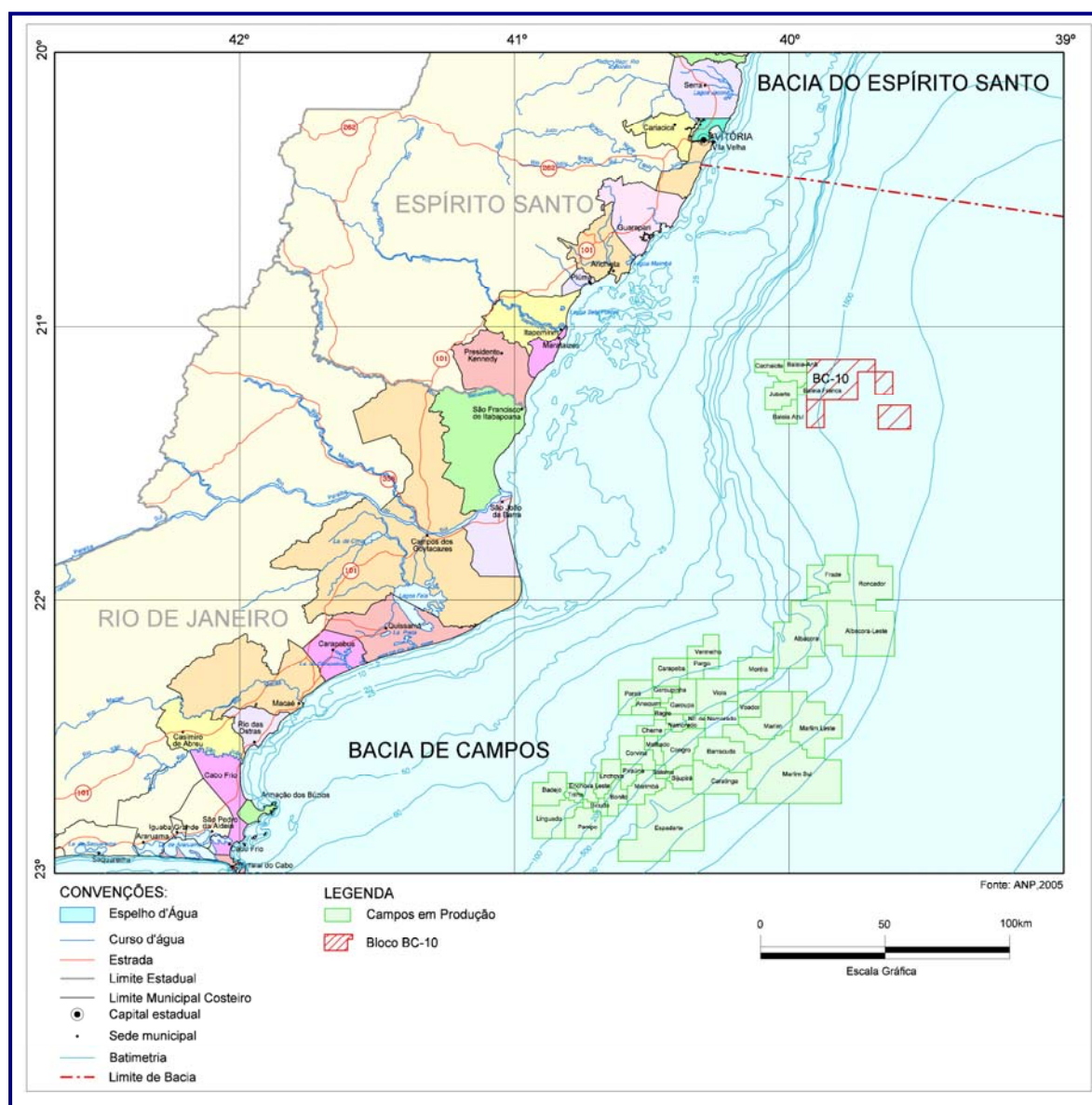


FIGURA II.2.1.3-2: LOCALIZAÇÃO DO BLOCO BC-10 EM RELAÇÃO A CAMPOS PRODUTORES PRÓXIMOS

II.2.1.4 Poços a serem Perfurados

O desenvolvimento para a produção dos reservatórios do Bloco BC-10 será implementado em duas fases, num total de até 19 poços perfurados, com a utilização de uma plataforma de perfuração semisubmersível, com duração prevista de aproximadamente cinco (5) anos, iniciando-se ao final de 2007 e terminando ao final de 2012 – início de 2013.

Na primeira fase serão perfurados os poços dos reservatórios cuja instalação não requer injeção de água (C, BO e AO), num total de 8 poços horizontais para produção de óleo pesado, sendo 6 no reservatório C e 2 em BO. Também serão feitas duas perfurações exploratórias, sendo 1 poço em AO (sem completação e com abandono temporário) e, possivelmente, 1 poço no complexo O. Estes poços



exploratórios proverão informações para as avaliações e planejamentos dos desenvolvimentos destes reservatórios.

Também na **Fase 1**, em função da avaliação do poço exploratório no reservatório AO, será perfurado um poço desviado, e realizada sua completação e conexão ao sistema produtor do reservatório C. É prevista a produção de um óleo mais leve neste plano de desenvolvimento.

Na **Fase 2** serão perfurados 10 poços no complexo O, sendo 5 produtores horizontais e 5 de injeção de água verticais.

A estratégia de utilização de poços horizontais é bastante recomendada atualmente, pois aumenta significativamente a taxa de produção, possibilitando a reutilização de poços verticais anteriormente perfurados e a mitigação de eventuais falhas e conexões estratigráficas no subsolo.

Os reservatórios serão desenvolvidos com poços submarinos produzindo através de *manifolds*, sistemas pressurizados submarinos e dutos, que serão interligados à unidade de Produção, Armazenamento e Transbordo – FPSO (*Floating Production Storage and Offloading Unit*) conforme esquema ilustrado na **Figura II.2.1.4-1**.

Em função das características do óleo (pesado), da profundidade dos reservatórios (rasos) e da profundidade de lâmina d'água (profunda), o projeto necessitará usar um sistema de elevação da produção por ação de bombas submarinas.

Ainda existirá a conexão com Jubarte (BC-60) através de um gasoduto de 44 Km, que inicialmente servirá para exportar o gás produzido que exceda o consumo para geração de energia na alimentação do sistema de produção. Com o passar do tempo de operação, o sentido será invertido com a importação deste gás dos campos próximos via Jubarte.

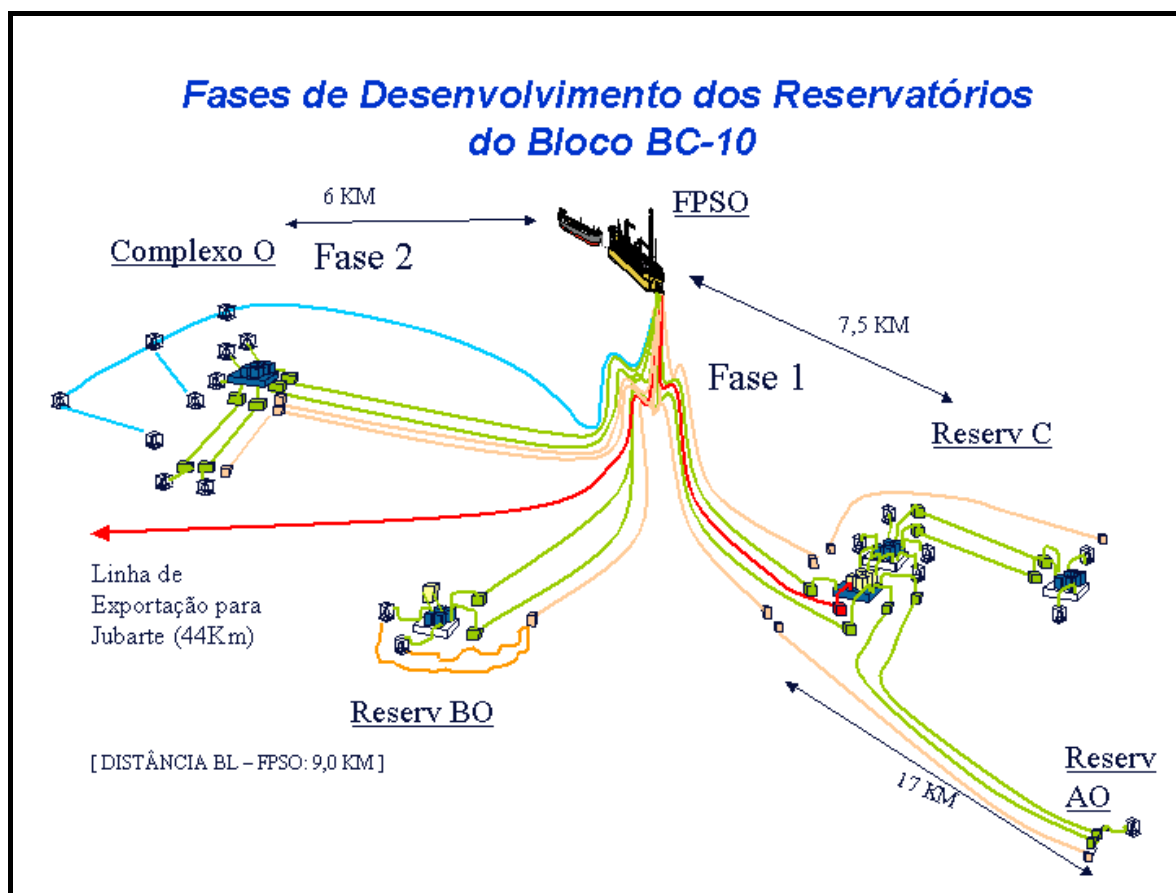


FIGURA II.2.1.4-1: PLANO DE DESENVOLVIMENTO ESQUEMÁTICO DOS CAMPOS

O **Quadro II.2.1.4-1**, a seguir, apresenta a localização dos poços e suas características, de acordo com as fases de perfuração.



QUADRO II.2.1.4-1: DESENVOLVIMENTO DO BLOCO BC-10

INFORMAÇÃO PRELIMINAR SOBRE A LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS (TODAS AS PROFUNDIDADES EM M)

Poço	MAN	COORDENADAS SUPERFICIAIS (x-y)		AO LONGO DE TD			WD: 1.920			PROFUNDIDADES			
		E	N	MD	Incl	Azim	TVD	MDmBML	Comp. Hor.	KOP	13.3/8"	9.5/8"	TD
Reservatório AO P1-Piloto (exploratório)	1	436.772	7.639.093	4.860	27,9	184,1	4.600	2.940	-	2.400	2.750	-	4.860
P1-AO (Contingência)	1	436.772	7.639.093	5.402	85,7	216,0	4.412	3.482	604	2.500	ST	4.798	5.402
Reservatório BO BO-MN-1	1	414.600	7.657.670	4.899	90,0	202,9	2.909	2.979	1.754	2.450	ST	3.145	4.899
BO-MN-2	1	414.600	7.657.670	5.320	89,7	190,8	2.890	3.400	1.060	2.450	ST	4.260	5.320
Reservatório C PH1	1	431.400	7.652.850	4.807	85,5	1,6	2.938	2.887	879	2.000	2.573	3.928	4.807
PH2	1	431.400	7.652.850	4.246	85,5	331,0	2.928	2.326	993	2.000	2.520	3.253	4.246
PH3	1	431.400	7.652.850	4.104	88,3	335,3	2.913	2.184	851	2.000	2.569	3.253	4.104
PH4	2	432.290	7.654.600	4.354	88,1	153,1	2.978	2.434	1.063	2.000	2.556	3.291	4.354
PH5	2	432.290	7.654.600	4.167	87,2	316,8	2.958	2.247	920	2.000	2.561	3.247	4.167
PH6	2	432.290	7.654.600	4.478	85,6	313,1	2.968	2.558	657	2.000	2.533	3.821	4.478
Complexo O P2	1	415.500	7.659.660	5.250	88,3	321,2	2.927	3.330	2.041	2.000	2.450	3.209	5.250
P5	1	415.500	7.659.660	6.109	89,6	323,3	2.929	4.189	1.531	2.000	2.450	4.578	6.109
P3	2	416.700	7.660.540	5.028	89,0	331,0	2.924	3.108	1.803	2.000	2.450	3.225	5.028
P4	2	416.700	7.660.540	4.732	89,2	34,4	2.911	2.812	1.434	2.000	2.450	3.298	4.732
P1	3	414.020	7.656.950	5.050	89,2	345,6	2.916	3.130	1.576	2.000	2.450	3.474	5.050
W1	n/a	414.048	7.659.468	3.000	-	-	3.000	1.080	-	-	2.400	3.000	3.000
W2	n/a	415.506	7.660.766	3.000	-	-	3.000	1.080	-	-	2.400	3.000	3.000
W3	n/a	414.901	7.663.224	2.938	-	-	2.938	1.018	-	-	2.400	2.938	2.938
W4	n/a	413.015	7.660.457	3.000	-	-	3.000	1.080	-	-	2.400	3.000	3.000
W5	n/a	412.085	7.657.694	3.100	-	-	3.100	1.180	-	-	2.400	3.100	3.100

NOTAS:

TD / MD – EXTENSÃO TOTAL DE PERFURAÇÃO (VERTICAL + HORIZONTAL) A PARTIR DA MESA ROTATIVA; MDmBML: EXTENSÃO TOTAL DE PERFURAÇÃO A PARTIR DO NÍVEL DO SOLO (1650M)
TVD: COMPRIMENTO DE PERFURAÇÃO NA VERTICAL; HOR L: COMPRIMENTO DE PERFURAÇÃO HORIZONTAL; KOP: PROFUNDIDADE DE DESVIO (KICK OFF POINT); WD: WATER DEPTH (LÂMINA D'ÁGUA LOCAL)



Os poços serão perfurados a partir de uma plataforma semisubmersível equipada com SBOP (*Surface Blowout Preventer*), i.e, BOP de superfície. Esta tecnologia é utilizada para perfuração em águas profundas com intuito de permitir o aumento da profundidade atingida a partir de unidades de 3^a/4^a geração, que estão disponíveis no mercado em maior quantidade.

Os poços serão conectados a *manifolds*, tubulações e *risers* submersos e a produção será escoada para uma unidade FPSO.

Todos os poços produtores serão perfurados em reservatórios de baixa pressão. Em função disto, bombas de fundo serão instaladas ao final de cada poço para elevação artificial da produção.

Os reservatórios do BC-10 são rasos e com areias altamente inconsolidadas, requerendo controle de areia nos poços produtores e injetores de água.

II.2.1.5 Localização da Unidade de Produção

A unidade FPSO estará localizada em posição central entre os planos C e BO, numa distância aproximada de 8 km destes, sobre uma lâmina d'água de aproximadamente 1.750 m, nas coordenadas planejadas e indicadas no **Quadro II.2.1.5-1**, a seguir. Esta unidade não terá orientação específica, uma vez que será atracada em um sistema de ancoramento *turret/swivel*, com giro permitido de 360°, em função da direção dominante dos ventos e das correntes marítimas.

QUADRO II.2.1.5-1: COORDENADAS DA UNIDADE DE PRODUÇÃO

UNIDADE DE PRODUÇÃO	LATITUDE	LONGITUDE	N (m)	E (m)
FPSO	21° 06' 43,43" S	039° 26' 35,49" W	7.656.717,70	422.956,48

Referência das Coordenadas

Datum: SAD-69 M.C.: -54.00

Não serão utilizados dutos de exportação do óleo para terra, uma vez que toda a produção será diretamente escoada via navios aliviadores. O gás produzido e não consumido será exportado através de um gasoduto de 6" de diâmetro para o sistema de produção no campo BC-60.

A **Figura II.2.1.5-1**, a seguir, apresenta a localização da unidade de produção (FPSO) e suas distâncias aproximadas dos campos produtores.

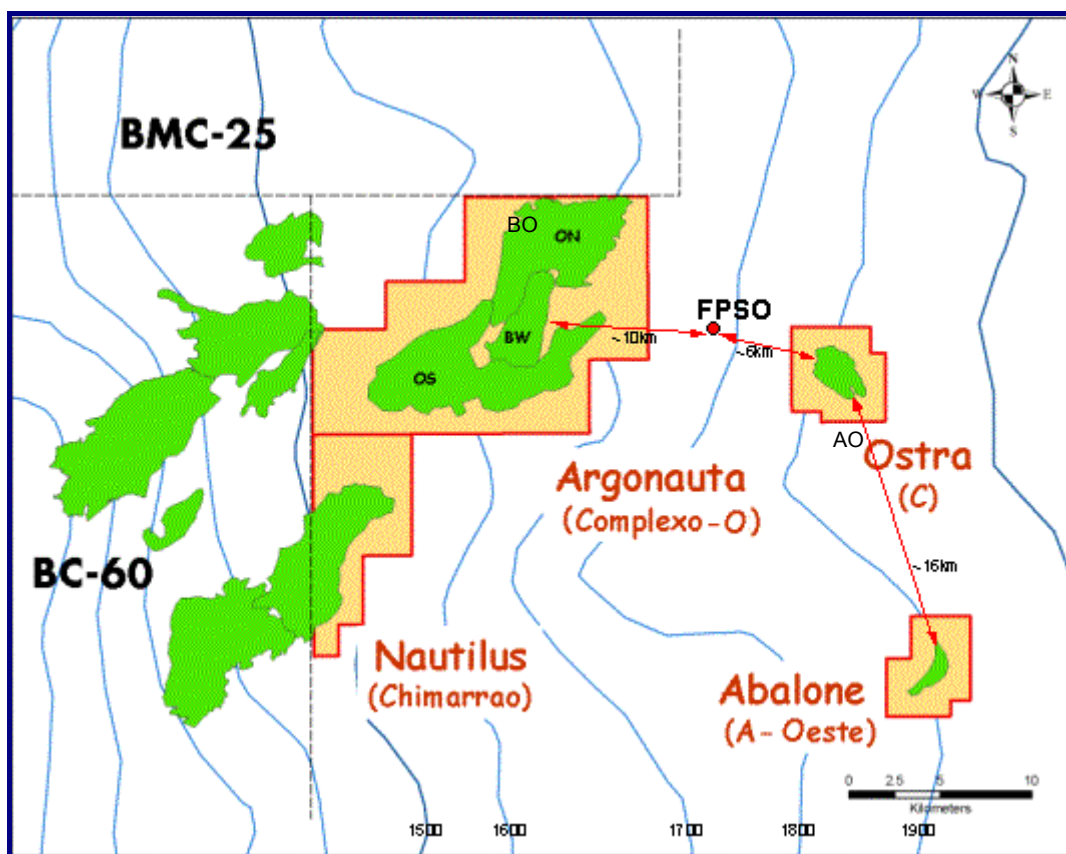


FIGURA II.2.1.5-1: DISTÂNCIA APROXIMADA DA FPSO EM RELAÇÃO AOS RESERVATÓRIOS DO BLOCO BC-10

II.2.1.6 Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

Ao longo das duas fases de desenvolvimento dos reservatórios do Bloco BC-10, as estimativas de produção anual destes são apresentadas na **Figura II.2.1.6-1**.

Nos primeiros quatro anos serão produzidos petróleo e gás dos reservatórios C+BO+AO (Fase 1), período após o qual, estes campos apresentarão declínio e será, então, iniciada a produção do Complexo O, com pico previsto para o sexto ano da atividade de produção no Bloco.

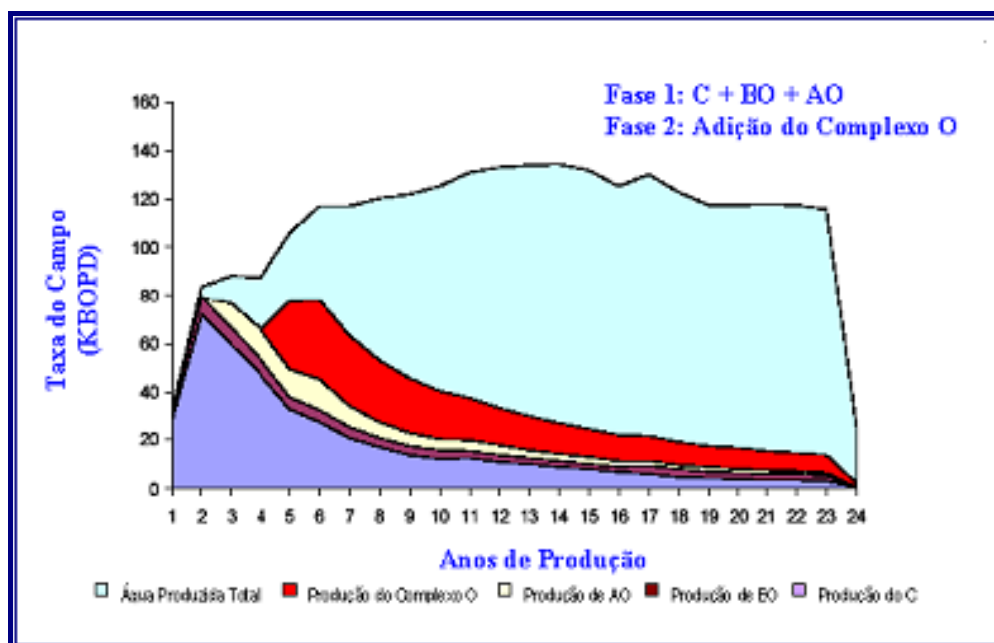


FIGURA II.2.1.6-1: TAXA DE PRODUÇÃO ANUAL TOTAL PREVISTA DE ÓLEO E ÁGUA

Na Fase 1, a produção estimada dos 6 poços no reservatório C é de 80.000 BOPD por um período de 2 anos. A capacidade total do reservatório é de 155 MMBO. Os 2 poços do reservatório BO, que entrará em operação ao mesmo tempo que o C, deverão gerar 8.000 BOPD desde o início da produção, com capacidade total estimada em 34 MMBO.

Também nesta primeira fase, tendo em vista o resultado das avaliações da perfuração exploratória do poço em AO, este poderá ser completado para entrar em produção, sendo posteriormente conectado ao sistema de produção do reservatório C, e então, seguir para o FPSO. Espera-se neste reservatório a produção de um óleo mais leve (30° API). O sistema submarino tem flexibilidade suficiente para uma possível instalação de um segundo poço produtor neste reservatório e, assim, atingir a capacidade total esperada para o reservatório de 38 MMBO.

Na Fase 2, a produção do complexo O só é possível através da injeção de água, o que embasa a configuração de 5 poços produtores e 5 injetores. A produção inicial é estimada em 60.000 BOPD, chegando a um pico de 80.000 BOPD 2 anos após sua entrada em produção (2015). No entanto, estes valores serão reavaliados em função dos resultados da produção no reservatório BO, bem como das informações obtidas a partir do poço exploratório perfurado na Fase 1.

A taxa de produção anual estimada ao longo da vida de cada reservatório é apresentada na **Figura II.2.1.6-2**. O ciclo de produção esperado para os reservatórios do Bloco projeta 21 anos de vida para o complexo O, 23 anos para o



reservatório AO e 25 anos de produção para os reservatórios C e BO. A figura sugere o benefício de prorrogação deste período de produção, o que ainda será objeto de extensão da permissão da ANP.

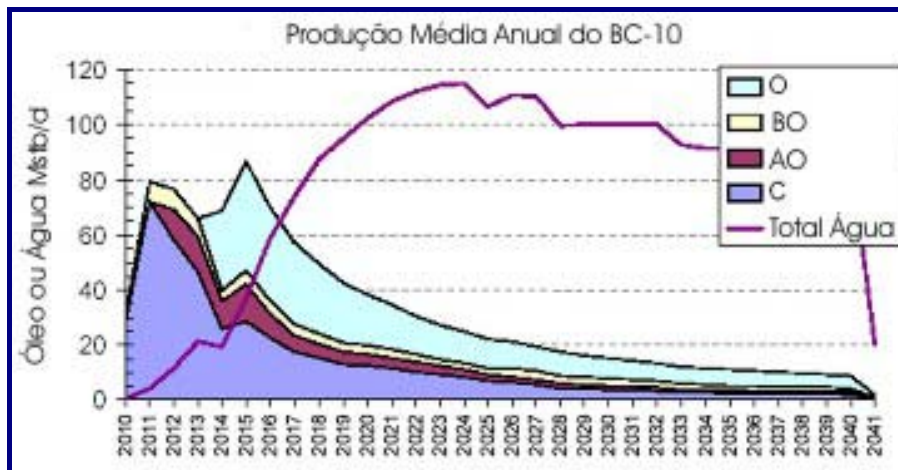


FIGURA II.2.1.6-2: TAXA DE PRODUÇÃO ANUAL POR RESERVATÓRIO
(CONSIDERANDO O BENEFÍCIO DE EXTENSÃO DE PRAZO DE PRODUÇÃO)

De acordo com os estudos realizados, os picos de produção dos reservatórios têm as seguintes estimativas (**Quadro II.2.1.6-1**).

QUADRO II.2.1.6-1: ESTIMATIVAS DOS PICOS DE PRODUÇÃO DOS RESERVATÓRIOS

RESERVATÓRIO	FLUIDO	ANO	PRODUÇÃO (MIL BARRIS/DIA)
C	Óleo	2009	87
	Água de Produção	2020	63
	Gás	2009	24
AO	Óleo	2013	14,65
	Água de Produção	2020	4,8
	Gás	2013	10,3
BO	Óleo	2009	9,9
	Água de Produção	2025	9,2
	Gás	2009	1,9
Complexo O	Óleo	2013	75
	Água de Produção	2034	68
	Gás	2013	102
	Água de Injeção	2034	75

A vida estimada dos reservatórios (relacionada à sua contribuição na produção total) em termos percentuais, relativamente a cada plano, é apresentada no **Quadro II.2.1.6-2**.

**QUADRO II.2.1.6-2: PREVISÃO DE TEMPO DE VIDA DOS RESERVATÓRIOS (%)**

RESERVATÓRIO	6 PRIMEIROS ANOS DE PRODUÇÃO (%)	DO 6º AO 10º ANO DE PRODUÇÃO (%)	APÓS O 10º ANO DE PRODUÇÃO (%)
C	65	35	30
BO	5	5	10
AO	10	15	10
COMPLEXO O	20	45	50

II.2.2 HISTÓRICO

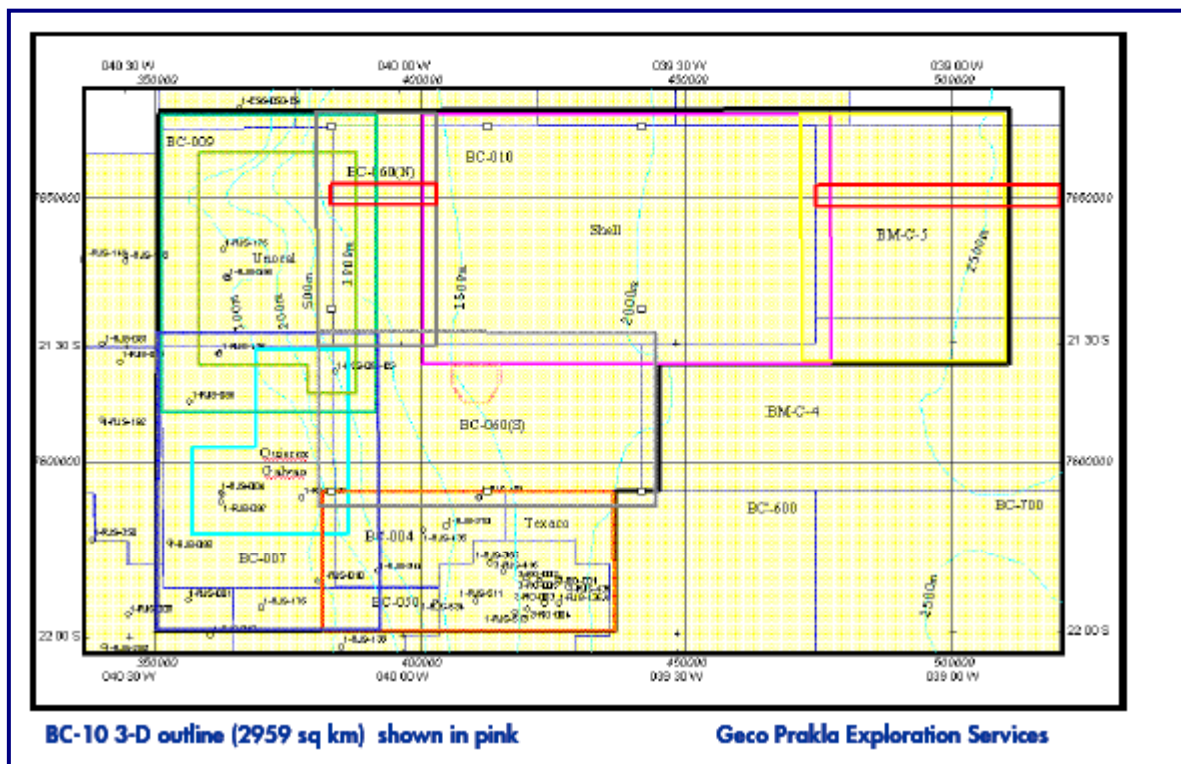
II.2.2.1 Histórico das Atividades Petrolíferas no Bloco BC-10

A concessão do Bloco BC-10, assinada em 6 de agosto de 1998 com a **SHELL BRASIL**, operadora do contrato com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), exigia a realização de uma campanha de levantamentos geofísicos para obtenção de cobertura sísmica em 16.000 km no bloco, além da necessidade de atendimento do compromisso assumido pela PETROBRAS com a ANP de perfurar cinco poços exploratórios até agosto de 2001.

A parceria contratou a empresa Geco-Prakla para realizar e processar um levantamento em 2959 km² de sísmica 3D, para atendimento à obrigação de levantamento sísmico¹ (**Figura II.2.2.1-1**).

À PETROBRAS coube a realização da exploração dos poços compromissados.

¹ Para os contratos de concessão, 5 Km de sísmica 2D podem ser substituídos por 1 Km² de sísmica 3D.





QUADRO II.2.2.1-1: POÇOS DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO NO BLOCO BC-10

NOME DO POÇO	DATA	E (m)	N (m)	PROF. TOTAL (TVD)
1-SHEL-1-ESS	outubro 2000	413.964,66	7.655.402,15	4.177,7
1-SHEL-2-ESS	janeiro 2001	436.497,27	7.637.997,76	4.781,5
1-SHEL-3-ESS	fevereiro 2001	420.433,19	7.623.595,32	4.242,7
1-SHEL-6-ESS	junho 2001	438.041,58	7.642.119,92	5.156,1
1-SHEL-7-ESS	agosto 2001	409.753,39	7.655.232,95	3.236,6
1-SHEL-9-ESS	junho 2002	414.370,00	7.660.355,99	3.141,4
1-SHEL-11-ESS	outubro 2002	431.514,17	7.653.477,16	3.461,5
1-SHEL-12-ESS	novembro 2002	448.169,98	7.648.878,01	4.411,2
3-SHEL-13-ESS	abril 2003	431.713,98	7.654.715,22	3.001,5
9-SHEL-15D-ESS	junho 2003	415.795,14	7.661.868,27	3.008,6
3-SHEL-16HP-ESS	julho 2003	416.590,86	7.661.093,20	2.803,6

As análises geoquímicas de todos os produtos brutos amostrados indicam que estes têm origem no embasamento da matriz rochosa da Lagoa Feia, anterior à intrusão salina. A margem continental *offshore* situada a oeste do litoral do Brasil é classificada como margem passiva, caracterizada por sua extensão e subsidência.

As rochas do período Cretáceo Inferior da Lagoa Feia estão situadas em uma seqüência *rift* interceptada pelas evaporações do período Aptiano-Albiano. As reservas, de idade variável entre o Cretáceo Superior e o Eoceno, caracterizam-se pela deposição de sedimentos em águas profundas durante a fase *drift* (**Figura II.2.2.1-2**).

As áreas de estudo do Complexo-O e de Chimarrão estão associadas às grandes descobertas do Bloco BC-60, situado em um sistema rico em falhamentos de borda de bacia ou zonas de articulação, o que proporciona ótima migração vertical de hidrocarbonetos da rocha-matriz.

Os planos para o desenvolvimento dos reservatórios C e AO estão fora do sistema e são associados com estruturas salinas de perfuração, que também têm acesso a Lagoa Feia, via parede de sal e vias de migração defeituosas. Mais de cinquenta por cento do recurso de hidrocarboneto nas áreas do Bloco BC-10 consiste em petróleo de menos de 17°API. Os baixos valores de API se devem à biodegradação de produto bruto devido à pouca profundidade de enterramento, consideradas as baixas temperaturas de reservatório.

O reservatório Maastrichtiano em C apresenta as propriedades de óleo mais conhecidas em relação à profundidade de enterramento, devido à condutividade térmica da perfuração de sal nas proximidades, enquanto a temperatura em AO é elevada por seu enterramento mais profundo, abaixo da linha de lama. Em geral, as principais tendências geológicas em *offshore* no Brasil tendem a apresentar alta razão *net-to-gross* (>80%) e a serem imaturas em termos de textura. Estes



atributos estão relacionados a terrenos originais costeiros próximos, como a Serra do Mar, e seu impacto no nível relativo do mar, no espaço de acomodação e na taxa de fornecimento de sedimento. **(Quadro II.2.2.1-2)**

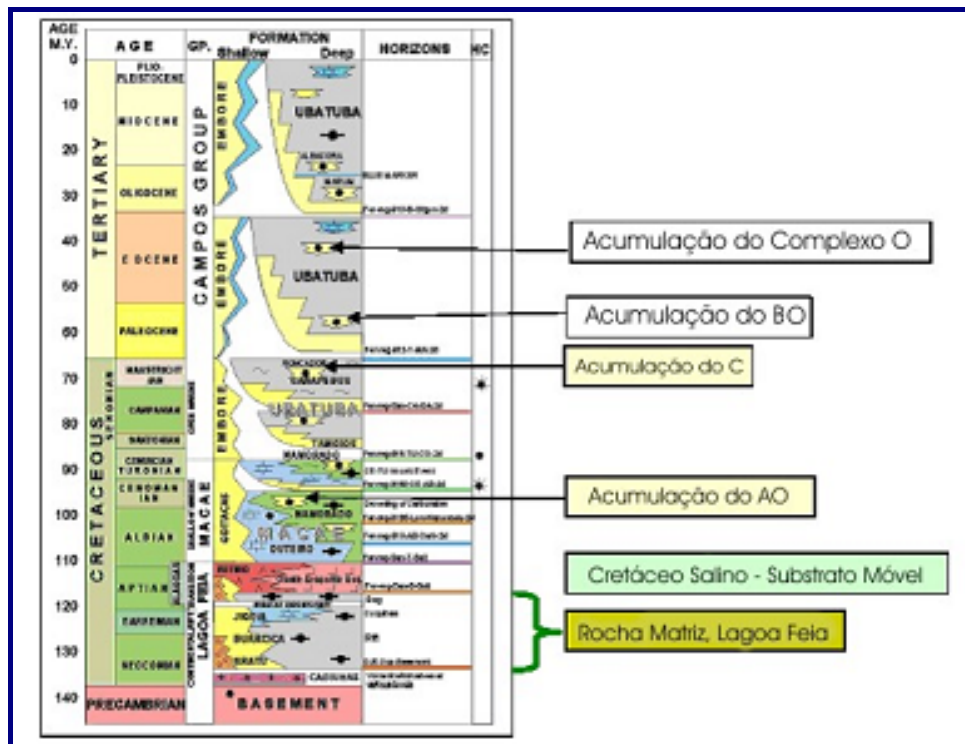


FIGURA II.2.2.A-2: COLUNA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS – RESERVATÓRIOS DO BLOCO BC-10

QUADRO II.2.2.A-2: IDADE GEOLÓGICA E LÂMINA D'ÁGUA PARA DESCOBERTAS DE BC-10

ACUMULAÇÃO	POÇO DE DESCOBERTA	LÂMINA D'ÁGUA (M)	FORMAÇÃO	PROFUNDIDADE DE RESERVATÓRIO ABAIXO DA LINHA DE LAMA (M)
BO	1-SHEL-1-ESS	1654	Paleoceno	1200
AO	1-SHEL-2-ESS	1924	Namorado (Cenomaniano)	2440
Complexo O	1-SHEL-7-ESS	1595	Eoceno	1275 a 1455
	1-SHEL-9-ESS	1647	Eoceno	1200
C	1-SHEL-11-ESS	1884	Maastrichtiano	950

As Declarações de Comercialidade para os reservatórios AO, C, BO e do complexo O foram encaminhadas para ANP em 19 de dezembro de 2005, conforme estabelecidos anteriormente. Será avaliado o poço perfurado em setembro de 2005 em Chimarrão para determinação quanto ao futuro desenvolvimento do reservatório.



II.2.2.2 Relato Sumário do Projeto

O Plano de Desenvolvimento do Bloco BC-10 foi preparado pela Equipe de Estudos Integrados do BC-10 em Houston, sob responsabilidade da **Shell Brasil Exploração e Produção** (SBEP), tendo sido considerado adequado ao seu fim.

Este Plano consiste nas seguintes macroatividades:

- Operação com uma unidade de perfuração, constituída por uma plataforma semisubmersível de 3^a/4^a geração, equipada com BOP de superfície (SBOP).
- Instalação da Unidade de Produção, Armazenamento e Transbordo (*FPSO - Floating Production, Storage and Offloading*).
- Instalação de um gasoduto de 6" de diâmetro e 44 Km de extensão, ligando o FPSO ao PLEM de Jubarte (BC-60) para exportação de gás.
- Perfuração e completação em 2 fases de até 14 poços horizontais para produção de óleo e 5 poços verticais de injeção de água, para produção estimada por 25 anos.

A tecnologia SBOP já foi testada e aprovada em perfurações anteriores no Bloco BM-C-10 e se confirmou econômica e segura ambientalmente para perfuração de poços de petróleo em águas profundas. Sua utilização nos poços no Bloco BC-10 permitirá o uso de uma geração de plataforma semisubmersível inferior à 5^a, possibilitando a extensão da capacidade de perfuração às profundidades requeridas no Bloco.

A escolha de uma unidade FPSO como unidade de produção, a ser construída e operada por empresas especializadas neste tipo de serviço, se deu em função de sua compatibilidade com as características físicas da área (lâmina d'água), bem como por se tratar de um projeto isolado, em uma área sem oleodutos disponíveis para o despacho do óleo produzido para os centros de processamento no continente.

Todas as instalações de processamento da produção para os planos de desenvolvimento em BC-10 serão instaladas no FPSO. Estas consistem de manuseio de produção de petróleo, gás e água e instalações de tratamento, juntamente com instalações de injeção de água e exportação de gás. O FPSO será totalmente auto-suficiente em termos de geração de energia e utilidades necessárias para apoio dessas operações de processo, bem como para fornecer uma condição de habitação e ambiente de trabalho seguro para o pessoal a bordo.

Estas instalações serão projetadas e construídas dentro de padrões internacionais adequados, e para satisfação de requisitos da legislação brasileira, seguindo também as especificações mais restritivas, no caso de atendimentos aos padrões de segurança e de manutenção da qualidade ambiental.



As instalações serão mantidas pelo pessoal a bordo, com visitas periódicas de especialistas para verificação da conformidade de sua operação e manutenção. Em algumas destas visitas, pode ser necessária a reposição ou o reparo de algum componente em terra, o que será considerado nos seus procedimentos operacionais.

Tendo em vista os reservatórios estarem localizados em águas profundas e serem rasos e com baixa pressão, será necessária a elevação artificial da produção via bombas elétricas submersíveis (ESP - *Electric Submersible Pumps*) ou bombas multifase. Desta forma, poderá ser alcançada e mantida uma produção (viável sob o critério econômico) dos poços em todos os reservatórios, além de permitir a mitigação dos efeitos adversos relacionados às falhas ou conectividades estratigráficas.

Além de rasos, os reservatórios do Bloco BC-10 possuem areias altamente inconsolidadas, necessitando controle deste material tanto nos poços de produção como nos de injeção de água. Presume-se que haja enchimentos de cascalho para poço aberto nos produtores horizontais e *FracPacs* (filtros de areia usados na completação de poços) nos injetores de água verticais. Esta abordagem está de acordo com as práticas normais comumente adotadas na Bacia de Campos.

Os poços serão conectados a *manifolds* por linhas de escoamento e através de *risers* submarinos ao FPSO, através do “*turret*” (torre) externo. A estrutura de *turret* estará fundeada por um sistema de 9 âncoras de amarração do tipo estaca, que permitirão a segurança de sua fixação junto ao solo marinho. O óleo será transferido para navios tanque aliviadores usando-se uma configuração de carregamento em alinhamento (navio tanque posicionado e contido, alinhado com a popa do FPSO). A transferência de óleo de um tanque para o outro será feita através de mangueiras flutuantes.

O gás produzido e não consumido na geração de energia para o sistema de produção será exportado por meio de conexão com o campo de Jubarte (BC-60), localizado a oeste do Bloco BC-10, através de uma linha de exportação de 6”.

Poços produtores serão perfurados direcionalmente (horizontais ou de ângulo elevado), com extensões laterais planejadas de aproximadamente 1 km, o que visa aumentar significativamente a taxa de produção, razão pela qual têm sido selecionados atualmente como padrão. Os poços produtores serão projetados para completações de 4½”. Poços injetores verticais estão sendo planejados para o futuro desenvolvimento do reservatório no Complexo O, considerando um diâmetro operacional de 5½” a fim de proporcionar a redução da fricção causada no processo de injeção.

A produção no Bloco BC-10 representa um recorde para utilização de uma unidade FPSO em águas profundas, impondo desafios especiais em termos de projeto de *risers*. As adequações, técnica e econômica, da configuração de *risers*



interligados ao sistema de *turret* externo foi confirmada durante a fase de seleção de concepção do projeto, baseada em diversas análises e estudos já concluídos, que demonstram a segurança no uso do sistema. O diâmetro de *riser* está limitado a 10" para esta lâmina d'água considerada no projeto.

Em função da alta viscosidade dos fluidos e por se tratar de águas profundas, o escoamento será garantido por procedimentos de isolamento das linhas, inibindo a formação de hidratos. Não está prevista a injeção de produtos químicos nos poços que não requeiram injeção de água para a sua produção.

II.2.3 JUSTIFICATIVAS

II.2.3.1 Justificativas Econômicas

Inicialmente, deve ser considerado que a implantação de um novo sistema de produção *offshore* de hidrocarbonetos na costa brasileira, representa um forte estímulo para o fortalecimento da indústria petrolífera e naval. Durante a fase de operação, a manutenção dos equipamentos que compõem as unidades produtoras representa, juntamente com outras unidades semelhantes em operação ou em montagem, o contínuo fortalecimento desta indústria.

A contratação de serviços e mão-de-obra, na fase de operação de uma unidade de produção, envolve recursos significativos, capazes de promover a dinamização da renda nas regiões onde se inserem estes tipos de empreendimento.

A consultoria ambiental deste projeto tem 100% de contratação de mão-de-obra brasileira. O projeto do sistema de umbilicais para provimento de energia ao sistema submarino de produção terá 100% de participação nacional na fase de estudo e 85% na fase de construção. A **SHELL BRASIL**, em consoância com sua Política mundial de desenvolvimento sustentável, assumiu o compromisso de maximizar o conteúdo nacional em seus investimentos e em suas operações no bloco BC-10, o que, certamente, contribuirá para o fortalecimento das indústrias naval e de bens para o petróleo no país.

Destaca-se, ainda, que o aumento da produção de óleo e gás será acompanhado pelo aumento de impostos e *royalties* arrecadados, além da ampliação das receitas estaduais e municipais pelo recolhimento de ICMS e ISS que a atividade irá gerar com a contratação de empresas brasileiras.

II.2.3.2 Justificativas Sociais

O aumento da produção nacional de petróleo, além de contribuir para manter os empregos já gerados no segmento da indústria de petróleo no país, acarretará a geração de novos postos de trabalho, tanto em nível direto como indireto, o que caracteriza um benefício social do empreendimento.



Um projeto de produção como é o caso do Bloco BC-10 significa uma demanda de longo prazo sobre uma extensa cadeia de bens e serviços já estabelecida para atender a demanda dos empreendimentos situados na Bacia de Campos, com reflexos positivos na manutenção dos postos de trabalho hoje a ela vinculados. Fazem parte desta cadeia, atividades na área de reparos metal-mecânicos, transporte, suprimento de gêneros alimentícios, taifagem e hotelaria, fornecimento de peças sobressalentes, entre outros.

Outro aspecto de impacto social decorrente da produção de petróleo é a destinação prevista em lei para os recursos de *royalties* pagos a estados e municípios. Segundo a Lei Federal nº 7.525/86, a aplicação de *royalties* de petróleo deverá ser voltada às áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação, revertendo-se em melhorias na qualidade de vida das populações beneficiadas.

II.2.3.3 Justificativas Ambientais

Durante a etapa de perfuração exploratória do Bloco BC-10, foram incorporados inúmeros procedimentos voltados à minimização ou prevenção de possíveis impactos ao meio ambiente ou às comunidades da sua área de influência. O desenvolvimento da atividade incorporou também estratégias de gerenciamento e controle de desempenho ambiental, padrões do gerenciamento de Saúde, Segurança e Meio Ambiente da **SHELL BRASIL** (HSE), que foram integradas aos projetos apresentados no RCA da perfuração, as quais incluíram:

- Gestão de resíduos a bordo consistente com as normas e legislações aplicáveis;
- Adoção de medidas que promovessem a minimização, reaproveitamento ou reciclagem de resíduos;
- Treinamentos ambientais de trabalhadores, visando implementar a bordo das sondas, os cuidados e procedimentos previstos, e contribuir para uma maior conscientização ambiental destes trabalhadores;
- Informação da sociedade na área de influência sobre as interfaces da operação com suas atividades cotidianas e sobre as formas disponíveis de comunicação com a **SHELL BRASIL**;
- Implementação de Plano de Emergência Individual (PEI), aprovado no processo de licenciamento;
- Realização de campanhas de monitoramento ambiental, antes e depois da realização da atividade, visando avaliar a eficácia das medidas de gestão adotadas no empreendimento.

Nas etapas de desenvolvimento e produção, medidas semelhantes serão adotadas como forma de prevenir e minimizar impactos, através da implementação dos seguintes projetos ambientais: Projeto de Monitoramento



Ambiental, Projeto de Comunicação Social, Projeto de Controle da Poluição, Projeto de Treinamento Ambiental dos Trabalhadores, Projeto de Educação Ambiental e Projeto de Desativação.

É importante pontuar que o conhecimento adquirido durante a fase de exploração da região de instalação do projeto de produção será de grande valia para a especificação destes programas, que procurarão otimizar as características observadas, adequando-as à realidade da nova etapa.

A **SHELL BRASIL** estará realizando investigação geotécnica do local de instalação da unidade FPSO e de todos os equipamentos submarinos, com o objetivo de averiguar as condições do assoalho marinho, mitigando riscos de instabilidade geológica e, conseqüentemente, assegurar que a ancoragem do FPSO e dos equipamentos ocorram de forma segura, evitando acidentes que envolvam perda de estabilidade por parte da unidade de produção ou riscos com os equipamentos assentados no solo marinho.

Ainda no que tange à sonda de perfuração e ao FPSO, é importante ressaltar que ambas contarão com Planos de Emergência Individuais próprios a bordo, programas de monitoramento e acompanhamento das condições ambientais locais, além de práticas de gerenciamento de resíduos, tratamento de efluentes e controle da poluição em geral.

Por fim, faz-se necessário mencionar que, as tecnologias de controle ambiental a serem utilizadas neste empreendimento, são conhecidas e de total domínio da **SHELL BRASIL**, tendo sido utilizadas com sucesso em outros projetos da empresa, inclusive na fase de perfuração exploratória do Bloco BC-10. Em relação aos desafios tecnológicos do projeto de produção, estudos específicos estão sendo realizados, a fim de que seus entendimentos e viabilidades possam ser plenos, bem como a garantia de seus funcionamentos conforme as especificações técnicas e as de HSE.



II.2.4 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

O desenvolvimento da atividade de produção no Bloco BC-10 será realizado em várias fases, com utilização de diferentes unidades operacionais em cada uma delas. A fase de perfuração contará com uma unidade constituída por uma plataforma semisubmersível equipada com SBOP (BOP de superfície), responsável pela realização dos poços dos reservatórios C, BO e AO. A fase de produção destes três primeiros reservatórios se iniciará com a instalação das estruturas de conexão dos poços, lançamento das linhas de produção e do gasoduto para Jubarte (BC-60), e ancoragem da unidade de produção do tipo FPSO que será utilizada. Depois de feitas as ligações ao FPSO, será iniciada a produção em si, com exportação de gás para o Campo de Jubarte e de óleo, através de navios tanques aliviadores.

Em seguida, as etapas de perfuração, lançamento de linhas e conexão ao FPSO se repetirão para o desenvolvimento do reservatório do complexo O, sendo que para esta nova etapa, serão necessárias atualizações a serem feitas no FPSO, para capacitá-lo à operação de injeção de água – fator determinante para a produção neste reservatório.

Os poços (injetores e produtores) serão perfurados e completados em suas posições pela plataforma e o FPSO, será responsável pelo processamento, armazenagem e transferência do óleo produzido.

Nas **Seções II.2.4.1 e II.2.4.2**, apresentam-se detalhadamente os processos e equipamentos utilizados durante as atividades de perfuração e de produção, respectivamente.

II.2.4.1 Atividade de Perfuração

II.2.4.1.A Descrição do Processo de Perfuração e suas Etapas

O Processo de Perfuração

A perfuração de poços petrolíferos é executada através de uma combinação de três fatores principais a saber:

- 1) Trituração mecânica obtida pela ação dos dentes da broca de perfuração sobre a rocha perfurada, através da aplicação de determinado valor de peso e rotação sobre a broca;
- 2) Trituração hidráulica, devido à ação de jatos de fluido de perfuração bombeados por orifícios na broca; e
- 3) Limpeza do poço, incluindo a remoção dos fragmentos de rocha de sob a broca e carreamento dos mesmos para fora do poço.



Os valores associados ao peso sobre a broca, rotação, pressão e vazão de bombeio do fluido de perfuração, bem como o tipo de broca, incluindo dureza dos dentes e diâmetro de passagem dos orifícios (jatos da broca), por onde saem os jatos de lama, serão função do tipo de rocha a ser perfurada. A aplicação e o controle destes parâmetros atuantes sobre a broca requerem um elemento de ligação com a superfície, proporcionado pela coluna de perfuração. Para tanto, esta última será submetida a esforços de tração, compressão, torção, além da pressão, exercidos contra a parede da coluna durante o bombeio do fluido de perfuração.

a) Peso sobre a broca:

O peso aplicado na broca é fornecido pelo trecho de coluna de perfuração imediatamente acima desta, denominado *BHA - Bottom Hole Assembly* (conjunto de fundo de poço). Este trecho da coluna de perfuração consiste principalmente de tubos com parede de grande espessura, resistentes aos esforços de compressão, conhecidos como *Drill Collars* (comandos de perfuração). O *BHA* inclui ainda outros acessórios como estabilizadores, conectores de redução, e outros.

Acima dos comandos de perfuração, como elementos de transição, são conectados tubos de parede de espessuras intermediárias, também resistentes aos esforços de compressão, denominados *HWDPs – Heavy Weight Drill Pipes*. Finalmente, posicionados acima dos *HWDP*, encontram-se os tubos de perfuração ou *DPs – Drill Pipes*. Estes últimos não possuem resistência aos esforços de compressão, devendo assim trabalhar sempre tracionados, presos pelo conjunto de suspensão (guincho de perfuração – bloco do coroamento, catarina e cabo de perfuração).

Assim, durante a perfuração do poço, o sondador estará monitorando e controlando, constantemente, o torque aplicado no topo da coluna de perfuração, de forma a manter sobre a broca um peso ideal para cada formação, garantindo a eficiência da operação. Conforme o avanço da perfuração, o cabo de perfuração, enrolado no tambor do guincho de perfuração, vai sendo liberado (“pago”) gradativamente, de forma que o peso sobre a broca permaneça constante. Ao se perfurar um trecho equivalente ao comprimento de um tubo ou uma seção de tubos, conforme o caso, o processo é paralisado, a coluna é suspensa do fundo e apoiada num sistema de cunhas na mesa rotativa; um novo tubo ou seção de tubos é conectado ao topo da coluna de perfuração e o processo é reiniciado.

Durante a perfuração, o peso sobre a broca, bem como o valor da carga suspensa (parte da coluna tracionada ou carga no gancho) é continuamente indicado e registrado no painel do sondador e nos painéis de acompanhamento remoto das operações.



b) Rotação da broca:

Para obter a rotação aplicada na broca que é transmitida pela coluna de perfuração, esta é girada por uma unidade de acionamento independente, encaixada no tubo de perfuração superior, acionada hidráulicamente e denominada *Top Drive*. Esta unidade tem liberdade para mover-se para cima ou para baixo dentro de guias de deslizamento na torre de perfuração, eliminando a necessidade do emprego da haste do *kelly*.

Além dos métodos acima descritos, a rotação na perfuração de desenvolvimento do Bloco BC-10 será fornecida acionando-se um motor de fundo (*downhole motor*), ao qual é fixada a broca. Neste caso, a coluna de perfuração permanece estacionária no que diz respeito à rotação e o giro da broca é causado pelo fluxo de fluido passando pelo interior da turbina. Este método, chamado *Rotary Steerable System*, é muito utilizado na execução de poços direcionais ou mesmo em poços verticais, em determinadas formações devido às suas características particulares.

Como no caso do peso sobre a broca, durante a perfuração do poço, o sondador estará monitorando / controlando constantemente a rotação aplicada na broca, mantendo um valor ideal para a eficiência da operação. A velocidade de rotação da coluna de perfuração e o torque associado (pressão de bombeio no caso de turbina) são continuamente indicados e registrados no painel do sondador e nos painéis de acompanhamento remoto das operações.

c) Circulação de Lama:

A circulação do fluido de perfuração é feita de forma contínua a partir das bombas de lama, a valores elevados de pressão e vazão. O circuito percorrido pelo fluido de perfuração inclui:

- Tanques do sistema de lama, tubulações de sucção e descarga das bombas de pré-carga e admissão das bombas de lama;
- Tubulação de injeção na superfície, entre o conjunto formado pelas bombas de lama e seu *manifold* e o *manifold* de perfuração, indo daí para o *swivel* de injeção conectado ao topo da coluna de perfuração;
- Interior da coluna de perfuração, passando pelos jatos instalados na broca e atingindo a rocha;
- Espaço anular, entre as paredes do poço (revestimento) / o lado externo da coluna de perfuração / SBOP;
- *Flowline*, calhas de escoamento, peneiras, equipamento de controle de sólidos, tratamento das propriedades físico-químicas e tanques de lama do sistema.

A passagem da lama pelos jatos da broca representa a maior parte da perda de carga em todo o circuito acima descrito. De fato, o diâmetro dos orifícios dos jatos é pré-dimensionado de forma que o percentual de perda de carga na



broca atinja até 65% do total no circuito, para uma determinada pressão de bombeio, maximizando-se assim a potência hidráulica no fundo. Deste modo, a lama ao sair pelos jatos, atinge a formação com elevada potência, representando importante contribuição no processo de desagregação da rocha durante a perfuração. Além disso, a lama contribui das seguintes formas:

- Removendo os cascalhos provenientes do corte da rocha sob a broca, contribuindo desta forma com a eficiência do equipamento e evitando que a mesma trabalhe sobre cascalhos já cortados da rocha;
- Limpando os dentes da broca, especialmente importante durante a perfuração através de formações argilosas, onde o acúmulo de material preso à broca pode causar o fenômeno conhecido como enceramento;
- Lubrificação e resfriamento da broca;
- Lubrificação e resfriamento da coluna de perfuração;
- Transporte dos cascalhos até a superfície pelo espaço anular. Inclui-se aqui a propriedade de se gelificar evitando o retorno dos cascalhos ao fundo do furo, durante as paradas de circulação para o acoplamento de novos tubos à coluna de perfuração;
- Manutenção das paredes do poço e dos reservatórios atravessados durante a perfuração. Incluem-se aí as propriedades de evitar o desmoronamento, o inchamento ou a desagregação das paredes do poço durante a perfuração, bem como o controle para que o fluido de perfuração não invada as formações de interesse. De maneira geral, a lama forma uma espécie de “reboco” nas paredes do poço, que evita a penetração do fluido de perfuração nas rochas porosas atravessadas. Além disto, dependendo das características desta rocha perfurada, as propriedades físico-químicas da lama serão ajustadas de forma a evitar a reação desta com a formação (dissolução de sal em formações salinas e inchamento de argilas e folhelhos);
- Controle, durante a perfuração, das pressões de subsuperfície ou pressões de formação. Neste caso, o peso específico a ser mantido na lama deve ser calculado de forma a que a pressão exercida por esta na parede do poço seja maior que a pressão dos fluidos contidos nas formações atravessadas. Evita-se com isso a entrada no poço dos fluidos existentes na formação (*kicks*), evento que poderia colocar em risco a operação através de um descontrole da perfuração (*blowout*).

Por outro lado, o peso específico da lama deve observar limites superiores de forma que a pressão hidrostática por ela exercida não ultrapasse capacidade das rochas constituintes das paredes do poço em suportar tal pressão, considerado o ponto mais fraco - geralmente logo abaixo da sapata do último revestimento baixado. Este procedimento evita a possibilidade de invasão da rocha pela lama de perfuração, evento que poderia causar danos aos reservatórios. Por prevenir a perda de fluido para a formação, este procedimento evita também um eventual decréscimo da coluna hidrostática no espaço anular, que, levando à diminuição da pressão de contenção dos



fluidos da formação em algum ponto situado mais abaixo no poço, propiciaria condições favoráveis para a ocorrência de um *kick*.

Durante a perfuração do poço, similarmente ao controle de peso e rotação, também a pressão estará sendo constantemente monitorada e controlada pelo sondador, da mesma forma que a vazão de bombeio, mantida em um valor ideal para a eficiência da operação. Além disso, o sondador monitorará continuamente o volume de lama nos tanques do sistema de circulação, atento a eventuais aumentos de volume (os quais indicam a invasão do poço por fluidos provenientes da formação geológica atravessada) ou diminuições maiores do que aquela ocasionada pelo avanço da perfuração (as quais indicam perda de lama do poço para a formação).

A pressão e a vazão de injeção, a vazão de retorno e o volume de lama nos tanques do sistema são continuamente indicados e registrados no painel do sondador e nos painéis de acompanhamento remoto das operações.

Na superfície, a lama e os cascalhos recebem tratamento, conforme descrito no **Item II.2.4.1.L**, passando através de equipamentos de controle de sólidos que tipicamente incluem: tanques de sedimentação, peneiras de lama (*shale shakers*), secadores, desareiaadores, dessiltadores, *mud cleaners* (limpadores de lama), unidades centrífugas e, se necessário, desgaseificadores. Após o tratamento, a lama retorna aos tanques do sistema e o cascalho é descartado no mar.

Acionamento dos Sistemas de Perfuração - Suprimento de Energia

A fonte de energia, que aciona os sistemas acima descritos, é elétrica, fornecida por grupos geradores diesel, dimensionados em capacidade e quantidade suficientes para fornecer a potência requerida com a necessária redundância, acomodando tanto as necessidades rotineiras de manutenção como aquelas decorrentes de situações de emergência. Estes mesmos geradores alimentam sistemas auxiliares, tais como, compressores de ar, bombas centrífugas e guinchos diversos, guindastes, iluminação, sistemas de comunicação e outros, proporcionando ainda a manutenção das condições de habitabilidade e segurança para a tripulação a bordo da unidade.

Perfuração Direcional – Poços Horizontais e Verticais

O desenvolvimento do Bloco BC-10 será feito utilizando-se perfuração direcional a partir de uma plataforma flutuante semi-submersível (descrita no **Item II.2.4.1-B**). A perfuração direcional é uma técnica de desvio intencional da trajetória de um poço vertical, para atingir objetivos que não se encontram diretamente abaixo da sua locação na superfície. Diversos são os motivos para se lançar mão de tal tecnologia, mas no caso do Bloco BC-10, as principais finalidades são a otimização da recuperação do potencial dos reservatórios dos planos em função



do tipo de óleo (reservatórios pouco profundos), e o maior controle quanto a estabilidade dos poços, em função da granulometria das rochas matrizes.

Os principais elementos de um poço direcional são a profundidade do ponto de desvio ou KOP (*kick-off point*), o afastamento horizontal, a direção locação-objetivo, a profundidade vertical final do poço, a inclinação do trecho reto inclinado e a extensão do trecho horizontal. Os poços direcionais podem ser agrupados em três tipos:

- a) **Tipo I:** o ponto de desvio é raso e o trecho inclinado prossegue até atingir o objetivo.
- b) **Tipo II:** o ponto de desvio é raso e o trecho inclinado prossegue até se conseguir o afastamento lateral projetado. O poço é trazido para a vertical e assim prossegue até atingir o objetivo.
- c) **Tipo III:** semelhante ao Tipo I, contudo o ponto de desvio é mais profundo e o objetivo é atingido na fase de crescimento da inclinação.

Ainda existe uma quarta variação do poço direcional, caracterizada por apresentar o trecho final em direção horizontal, que tem sido muito utilizada por proporcionar um aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos. Neste tipo de poço direcional, como os que serão perfurados no Bloco BC-10, o trecho horizontal é perfurado dentro da formação produtora, aumentando assim sua área de drenagem no reservatório. Este tipo de poço direcional é também denominado como Poço Horizontal. A **Figura II.2.4.1.A-1** mostra estes tipos de poços. Os poços planejados para o Bloco BC-10 são direcionais com trecho horizontal (produtores) e verticais (injetores).

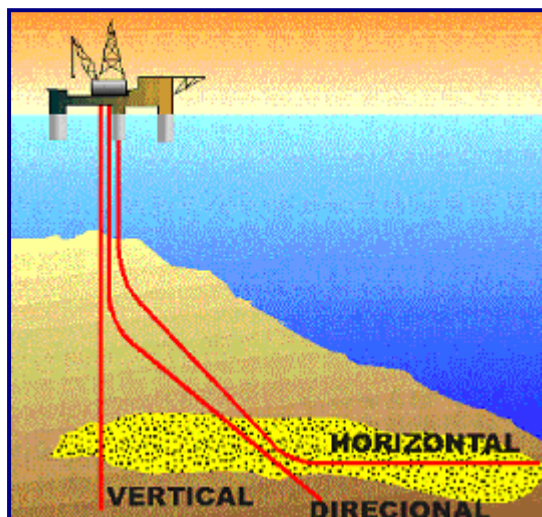


FIGURA II.2.4.1.A-1: TIPOS DE FURO (VERTICAL, DIRECIONAL E DIRECIONAL COM TRECHO HORIZONTAL).

FONTE: EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS DO CAMPO DE JUBARTE, BACIA DE CAMPOS (CEPEMAR, 2004)



Após a definição do poço direcional a ser perfurado, o curso é então planejado, tanto no plano vertical (definido pelas posições da locação e do objetivo) quanto no plano horizontal. Através de instrumentos que registram a direção e a inclinação do poço, o sondador tem condições de monitorar a trajetória do poço e, caso necessário, tomar providências para corrigir a sua perfuração, conforme programado.

Instrumentos de Orientação

Durante a perfuração, poderão ser utilizadas ferramentas auxiliares que permitem o registro contínuo da inclinação e direção do poço, tais como MWD (*Measurement While Drilling*) e a ferramenta de registro de direcionamento (*Steering Tool*). A primeira envia as informações de inclinação e direção através do fluido de perfuração, em forma de pulsos de pressão, que são captados e interpretados na superfície. A segunda utiliza um cabo elétrico que transmite as informações desejadas durante o acionamento de um motor de fundo ou turbina.

Operações de Desvio

Atingida a profundidade de desvio (KOP), a coluna de perfuração é retirada e desce-se uma coluna de desvio, conforme ilustrado na **Figura II.2.4.1.A-2**. Nesta coluna, o motor de fundo (*rotary steerable*) é operado pela circulação do fluido que passa entre um estator solidário ao corpo do motor e um rotor acoplado à broca. Assim, parte da potência hidráulica é convertida em movimento rotativo da broca, enquanto que a coluna de perfuração permanece estacionária. Acima do motor de fundo está instalada uma estrutura de desvio torta (*bent-sub*), cuja função é desviar o motor de fundo da vertical, apontando-o para a direção que o poço deve ser perfurado.

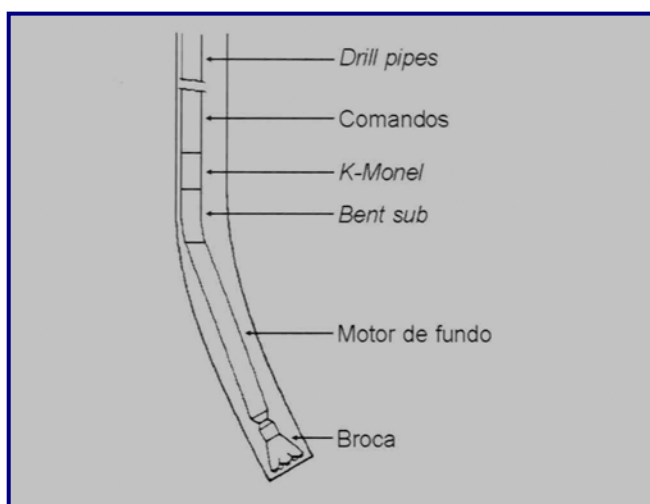


FIGURA II.2.4.1.A-2: COLUNA DE DESVIO.
EXTRAÍDA DE PETROBRAS, 2001.



Esta coluna é descida no poço é então orientada para a direção desejada. Através do bombeio de fluido de perfuração, a broca gira pela ação do motor de fundo e o poço vai gradativamente ganhando ângulo e se dirigindo para a direção desejada. Durante esta fase, registros de direção e inclinação do poço são tomados constantemente para determinação da sua trajetória. Quando o sondador julgar que o poço já se encontra na trajetória correta, retira a coluna com o motor de fundo e desce uma coluna normal de perfuração, com estabilizadores, e perfura até o objetivo final do poço. Se uma correção de trajetória se fizer necessária, o motor de fundo é novamente descido e orientado.

A utilização de motores de fundo em associação com o MWD tornou as operações de desvio mais simples e econômicas. O motor de fundo possui uma deflexão no seu corpo para ter o mesmo efeito da estrutura de desvio torta. Quando o sondador deseja alterar a trajetória do poço, ele orienta a coluna na direção desejada e perfura utilizando apenas o motor de fundo. Quando a direção é atingida, a perfuração prossegue utilizando também a mesa rotativa, perfurando sem manobra em linha reta.

As Fases da Perfuração

a) Posicionamento da Unidade:

A perfuração de cada um dos poços dos planos de desenvolvimento previstos no presente programa inicia-se com o posicionamento da plataforma semi-submersível, que é rebocada por dois ou três rebocadores, até a locação determinada para a perfuração do poço, onde ela será ancorada.

Na locação desejada, um (ou dois) dos rebocadores fica(m) mantendo a plataforma na posição, a partir do seu deslocamento para frente da posição final ao longo da direção preferencial da corrente. Esta medida permite que, enquanto as suas âncoras sejam lançadas, ela se aproxime da sua posição final, ao invés de derivar na corrente, afastando-se do ponto desejado.

Enquanto ela é mantida na posição, o outro rebocador fica responsável pelo lançamento das âncoras, segundo o plano de ancoragem previamente planejado. Quando a plataforma já se encontra mantida pelas suas próprias amarras, ainda ligada ao rebocador que a mantém em posição, são feitos os testes de tensão nas âncoras para verificação de suas fixações.

Após este teste, a plataforma desfaz sua ligação com o rebocador e, através de combinações de liberações e recolhimentos dos cabos das âncoras, faz o ajuste fino em sua posição final para início das atividades de perfuração.

b) Perfuração e Revestimento do Poço:

A perfuração e o revestimento do poço é executado em várias fases de diâmetros decrescentes, sendo que, ao final de cada fase, um revestimento de



aço é descido no poço e cimentado às suas paredes, de modo a evitar o contato entre os diferentes horizontes das formações atravessadas e para assegurar a estabilidade do poço.

O projeto foi baseado em condições de carga extrema para o mais profundo poço em cada categoria, e os resultados mostram que o material de revestimento selecionado irá satisfazer as condições para toda a vida do poço. Os projetos de revestimento detalhados serão realizados durante as próximas fases de desenvolvimento do projeto, onde a validade do projeto de revestimento preliminar será verificada poço a poço.

Considerações do Projeto

Durante o processo de planejamento de revestimento dos poços, os seguintes pontos foram avaliados:

- 1) A construção da fundação será crítica no ambiente de águas profundas no Bloco BC-10. O primeiro revestimento do poço é condutor, assentado à profundidade de até 50 m, com a finalidade de sustentar os sedimentos superficiais não consolidados. O projeto é baseado em jateamento em furo de 36" para fornecer 5 milhões de pés-libras de força de curvatura. A cabeça de poço de 18 ¾" será pré-carregada na cabeça de poço de 36" para fornecer máxima força.
- 2) O revestimento de superfície, entre camadas aproximadamente entre 100 e 700 m, visa proteger os horizontes superficiais de água e prevenir o desmoronamento de formações inconsolidadas. Revestimentos intermediários são instalados em profundidades de até 4000 m, com a finalidade de isolar e proteger zonas de alta ou baixa pressão, zonas de perda de circulação, formações desmoronáveis, formações portadoras de fluidos corrosivos ou contaminantes de lama. No presente projeto, o revestimento de superfície de 13 ⅜" será cruzado com um revestimento de 20".
- 3) O revestimento de produção suporta as paredes e possibilita o isolamento entre os vários intervalos produtores. No projeto do Bloco BC-10, o revestimento de produção de 9 ⅝" será colocado no topo do reservatório, quase horizontalmente.
- 4) Uma seção de furo de 8 ½" será perfurada horizontalmente através do reservatório (até 1000 m de extensão).
- 5) A dimensão final do furo no fundo implica na habilidade de controle da trajetória do poço durante todas fases de perfuração.
- 6) O esquema do projeto de revestimento reduzido consiste de três colunas de revestimentos: condutor de 36", revestimentos de 13 ⅜" e 9 ⅝", enquanto o esquema de revestimento convencional consiste de condutor de 30" e colunas



de revestimentos de 20", 13 $\frac{3}{8}$ " e 9 $\frac{5}{8}$ ". Os dois esquemas de projetos de revestimento possuem a capacidade contingente de *liner* de produção 7 $\frac{5}{8}$ " ou 7 $\frac{5}{8}$ " x 9 $\frac{5}{8}$ ".

Fases de Perfuração e Revestimento

➤ Fase 1: Condutor 36'

O condutor 36" é projetado para oferecer estabilidade no furo do poço para a fase de perfuração sem *riser* (sem retorno do material – lama e cascalho – à plataforma). O tempo de saturação com água para a fase de 36" dependerá da capacidade de arrasto, experimentado durante os poucos metros finais de jateamento. Se o arrasto for de cerca de 200 *kips*, a saturação permitida será de cerca de duas horas; caso seja significativamente menor do que 200 *kips*, a saturação deverá ser mantida por um tempo maior.

A capacidade do sistema de jateamento de 36" de suportar a força de contenção da estrutura de revestimento [20" x 13 $\frac{3}{8}$ "] depende das forças friccionais observadas durante o jateamento nos últimos poucos metros deste sistema. Por exemplo, se o arrasto excedeu 200 *kips*, é possível assumir que o revestimento poderá ser posicionado diretamente após o trabalho de cimentação (enquanto ainda se observa a ocorrência de qualquer movimento).

A especificação de revestimento estrutural selecionado satisfaz a todos os critérios de projeto, incluindo resistência à curvatura, completação e condições de intervenção no poço. Sob condições de operação regulares, quando a plataforma mantém a operação dentro do critério de "Alerta Amarelo" (até 2,5% da profundidade local), a máxima deflexão lateral antecipada da cabeça de poço é limitada a aproximadamente 1 polegada. Cargas extremas do *riser* de perfuração são atingidas sob condições de "Alerta Vermelho" (5.5% da profundidade local), causando uma deflexão lateral antecipada máxima da cabeça de poço de aproximadamente 4 polegadas. Essas cargas estão bem dentro do critério de projeto do revestimento estrutural.

O condutor será instalado através da técnica de jateamento e penetração (*drill ahead*), onde o espaço apropriado da montagem do jateamento dentro dele é de importância crítica. Operações de jateamento com condutor foram muito bem sucedidas nas operações da **SHELL** na Nigéria, com a aplicação do método descrito acima.

➤ Fase 2: Revestimento de Superfície - Combinação de 20" x 13 $\frac{3}{8}$ ":

O revestimento de superfície [20" x 13 $\frac{3}{8}$ "] é projetado para revestir os sedimentos de superfície que possuem baixa força de fratura e para fornecer uma forte fundação para a cabeça de poço. O suporte de 18 $\frac{3}{4}$ " para instalação desta estrutura será pré-carregado para dentro da abertura de 36".



A montagem da estrutura [36" x 20"] tem a finalidade de tirar a carga do BOP e do *riser*, e sustentar as colunas de revestimento subseqüentes. A montagem também irá fornecer a força necessária para equalizar as tensões no sistema caso seja necessário compensar as pressões aplicadas no *riser*, chamadas de vibrações induzidas por vórtices (*Vortex Induced Vibration*), resultantes das ações das correntes oceânicas.

O calço para a fase de 20" x 13 3/8" deve ter uma força mínima para perfurar até a profundidade final do poço. Para garantir a integridade da estrutura de 36" x 20", o revestimento deve ser cimentado à linha de lama. O sistema será projetado com suficiente pré-carga (1 milhão de libras) para fornecer adequada resistência à torção.

➤ Fase 3: Revestimento de Produção (9 5/8"):

O revestimento de produção de conexão superior 9 5/8" será colocado no topo do reservatório no poço horizontal. A cimentação do revestimento de produção é crítica para a garantia do bom isolamento de zona de todos os intervalos de hidrocarbonetos. Planeja-se ter pelo menos 150 m de pasta de cimento acima da camada portadora de hidrocarbonetos mais rasa, para se obter o isolamento adequado desta zona.

A coluna de produção irá conter conexões superiores capazes de fornecer integridade permanente (*gas-tight*). O material de revestimento de produção deverá ser resistente a H₂S, para garantir a sua integridade de longo prazo sob condições antecipadas de acidificação (*souring*), em função de injeção de água para manutenção da pressão do reservatório, necessária no reservatório do complexo O. A exposição a agentes de corrosão durante a fase de produção, especialmente da seção de revestimento curta abaixo do obturador de produção, é aceitável. Isto porque a configuração do tubo ejetor, apesar de não ser vedante, atua desviando o fluxo do reservatório principal para fora da parede do revestimento, reduzindo em muito esta ação corrosiva.

As extensões previstas para cada fase de perfuração dos poços durante o desenvolvimento do Bloco BC-10, em seus planos, foram apresentadas anteriormente no **Quadro II.2.1.4-1**.

A escolha das profundidades dos diversos revestimentos é função das características das formações perfuradas. Assim, são considerados os seguintes fatores:

- A existência de horizontes a serem protegidos e isolados do contato com a lama, ou com outros horizontes;
- A pressão estimada para os fluidos das formações; e
- A resistência das formações à pressão hidrostática da lama de perfuração.



As Figuras II.2.4.1.A-3 a II.2.4.1.A-7 ilustram, para cada reservatório de desenvolvimento do Bloco BC-10, o projeto de um poço produtor (horizontal) e, no caso do desenvolvimento do compêxso O, o de um injetor vertical.

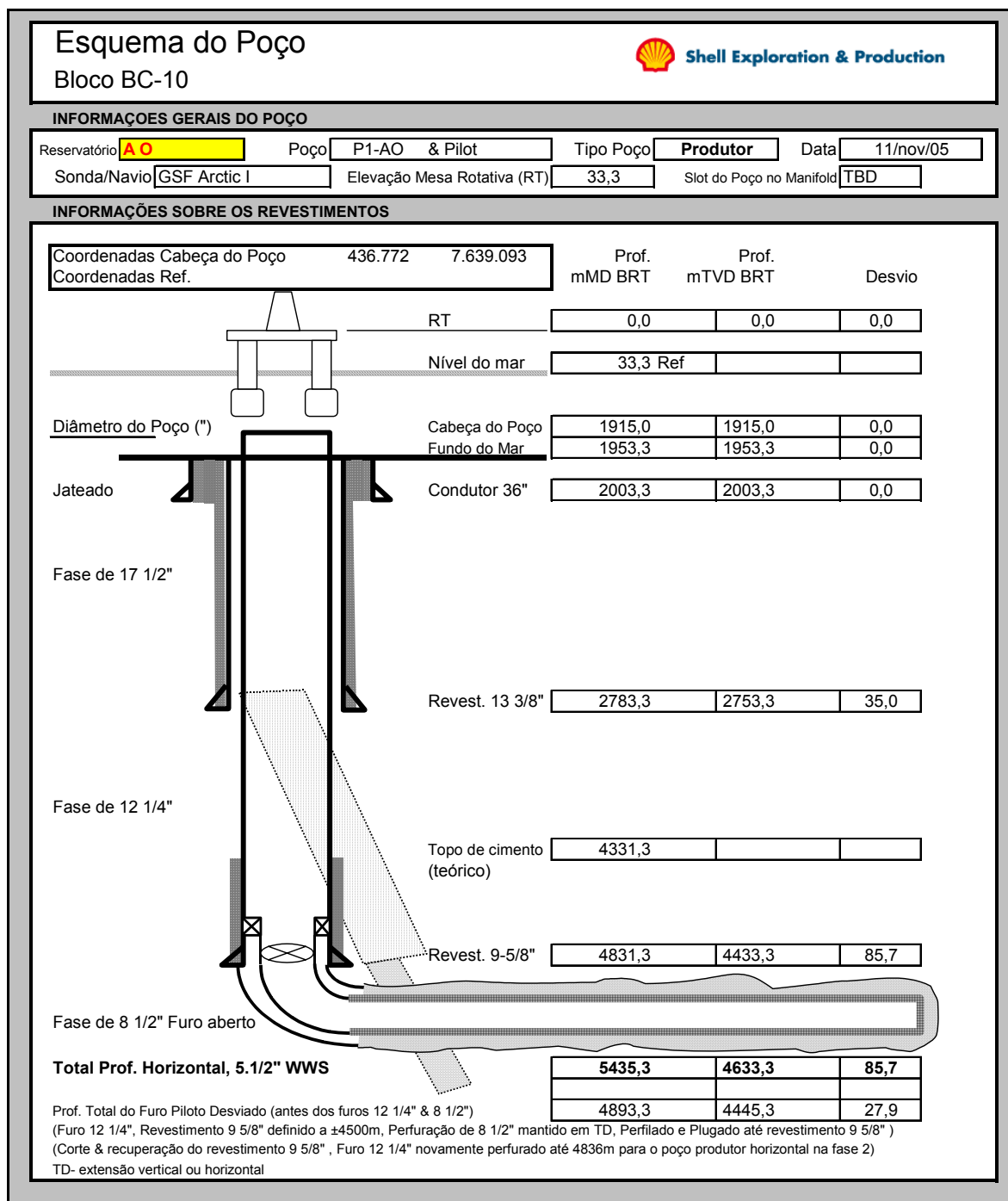


FIGURA II.2.4.1.A-3: DETALHE DE PROJETO DO POÇO PRODUTOR HORIZONTAL P1-AO
RESERVATÓRIO AO - BLOCO BC-10

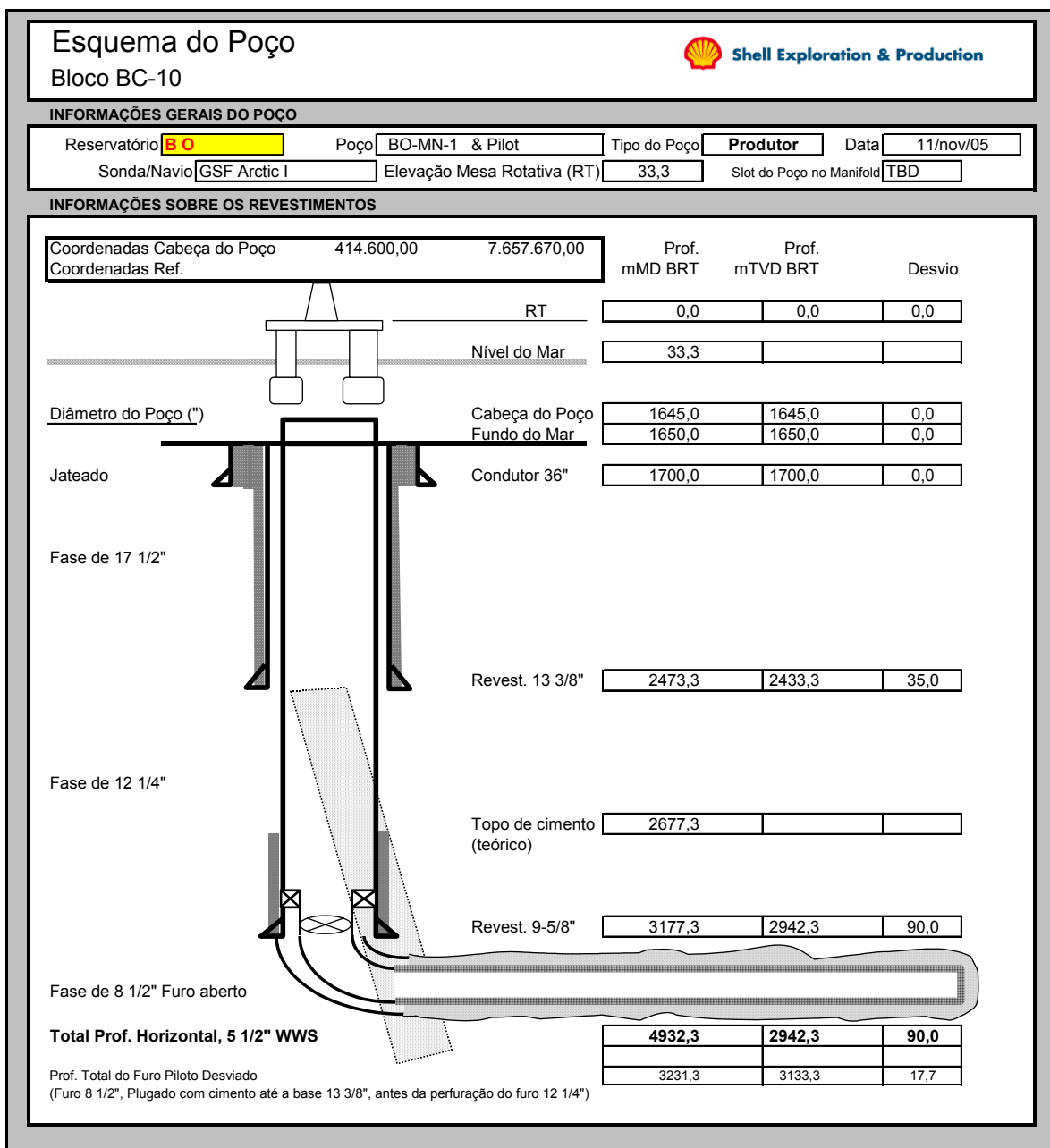
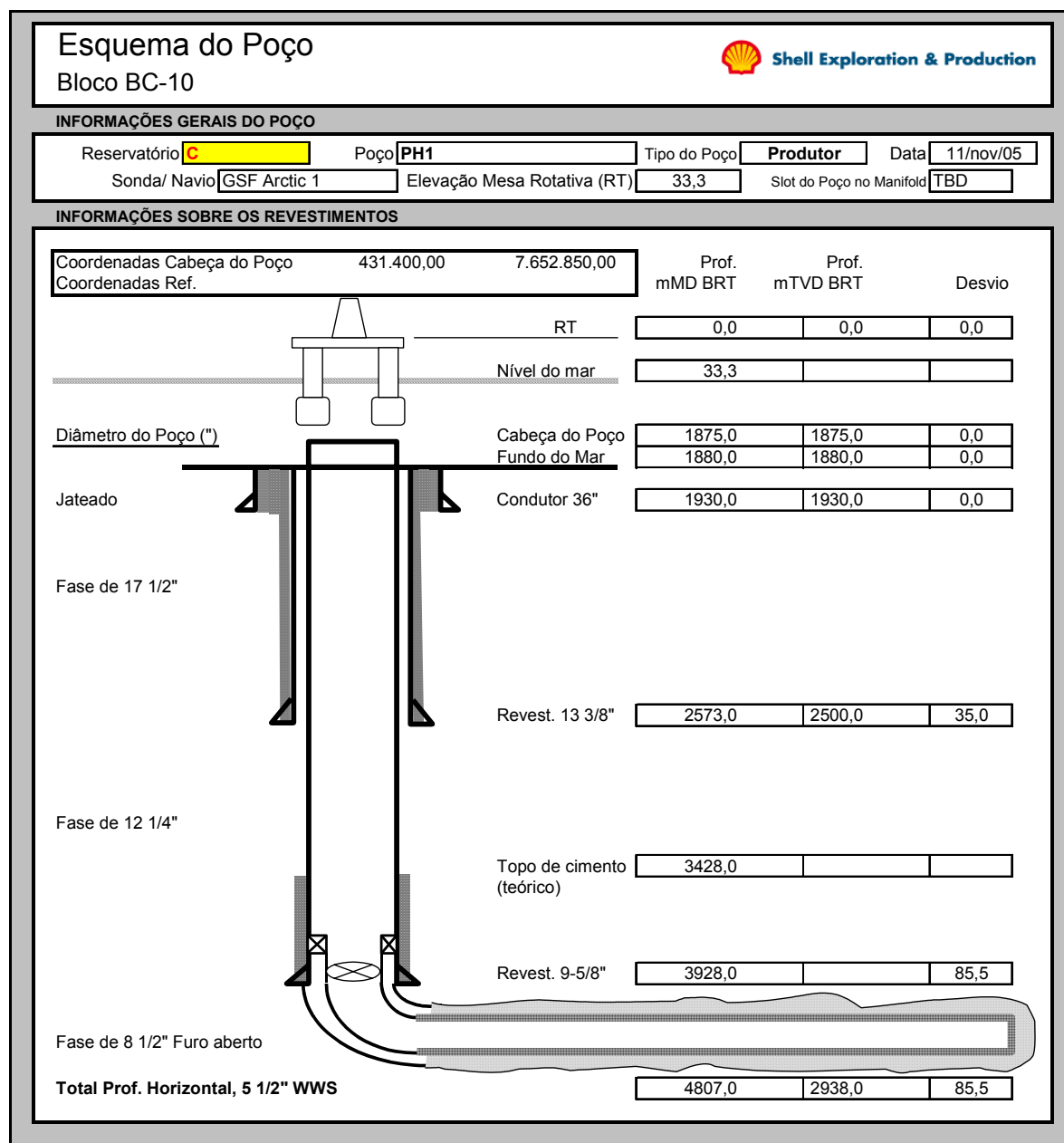


FIGURA II.2.4.1.A-4: DETALHE DE PROJETO DO POÇO PRODUTOR HORIZONTAL BO-MN-1&PILOTO RESERVATÓRIO BO - BLOCO BC-10



**FIGURA II.2.4.1.A-5: DETALHE DE PROJETO DO POÇO PRODUTOR HORIZONTAL PH1
RESERVATÓRIO C - BLOCO BC-10**

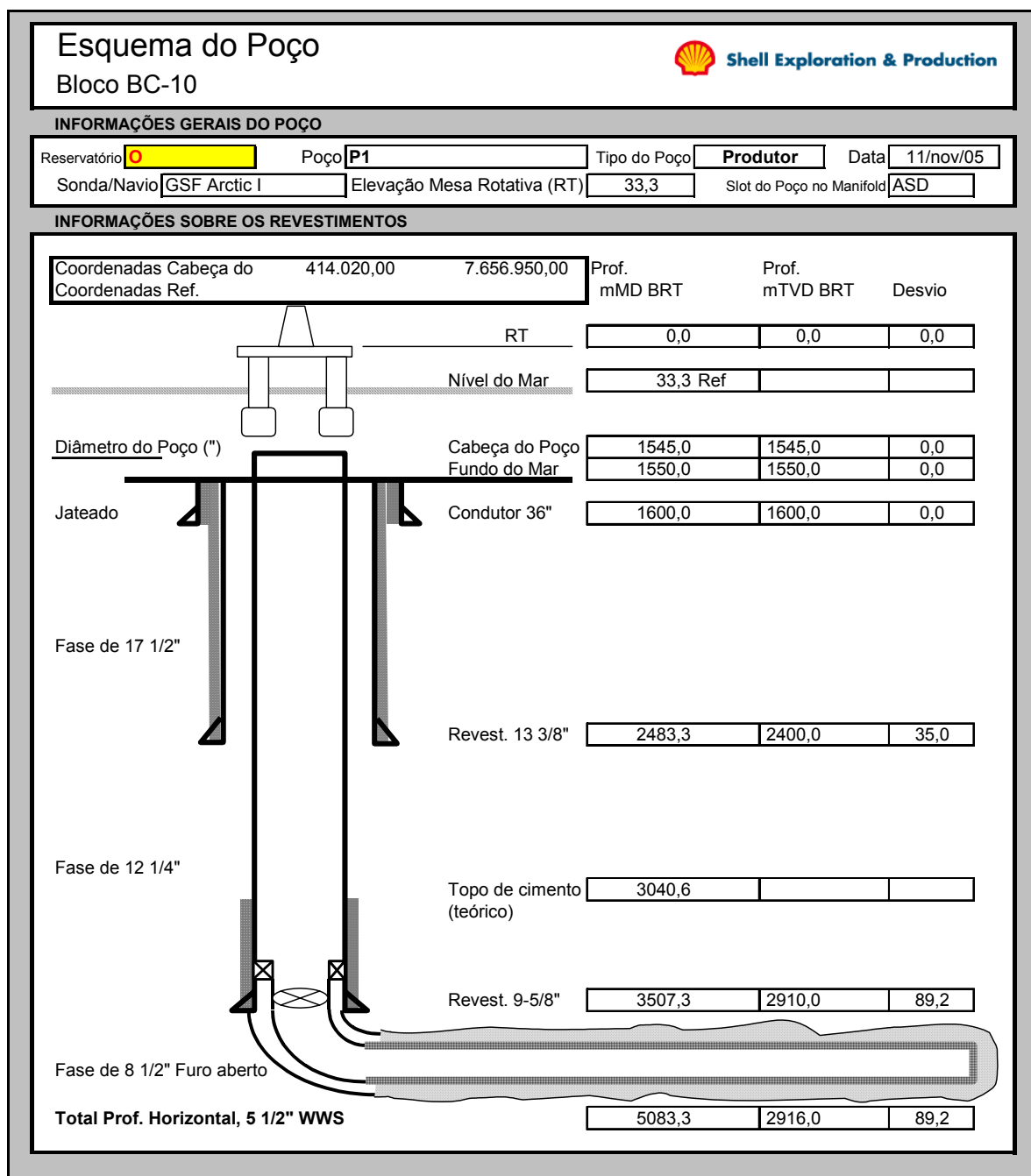
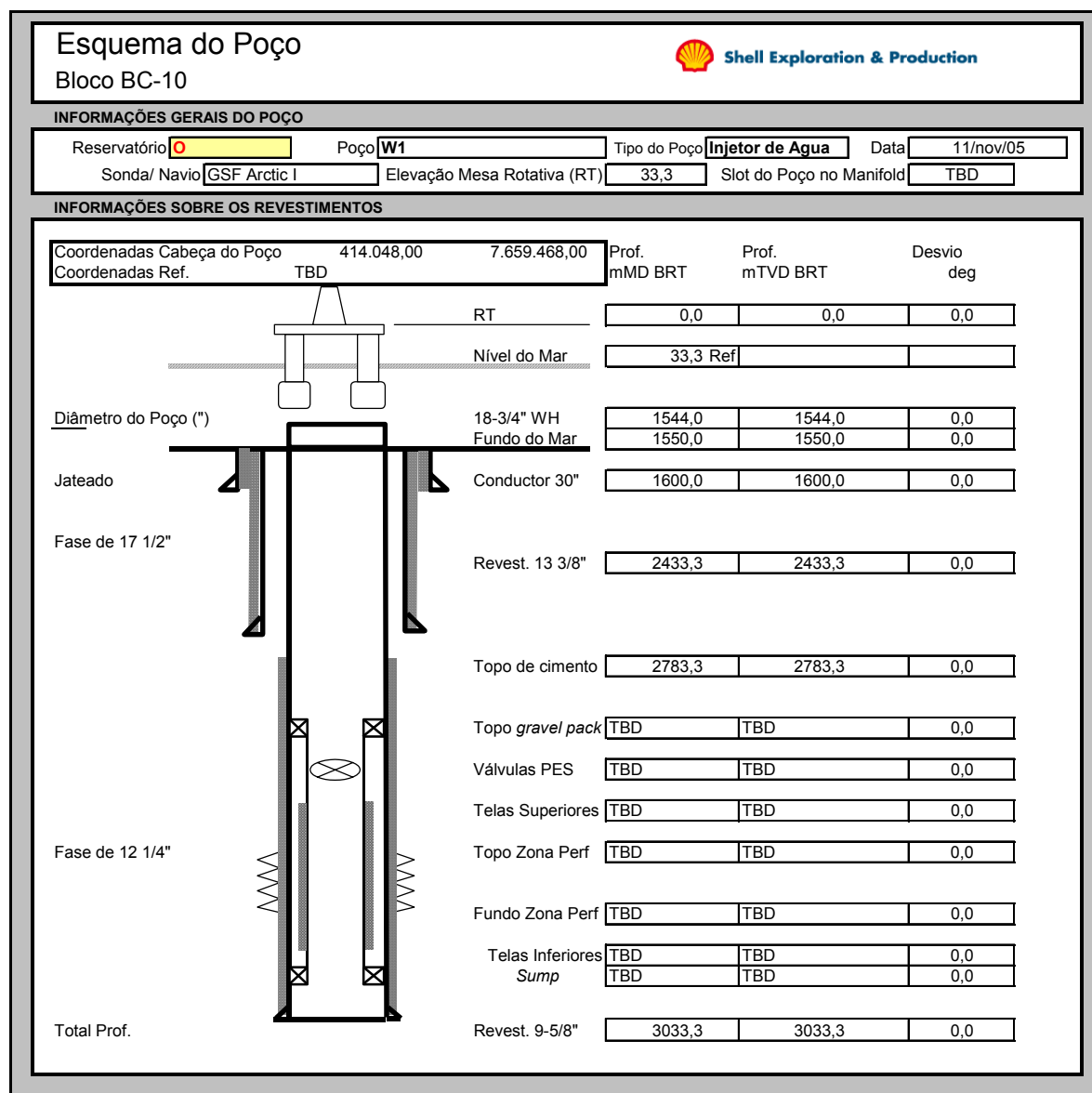


FIGURA II.2.4.1.A-6: DETALHE DE PROJETO DO POÇO PRODUTOR HORIZONTAL P1
RESERVATÓRIO O - BLOCO BC-10



**FIGURA II.2.4.1.A-7: DETALHE DE PROJETO DO POÇO INJETOR VERTICAL W1
RESERVATÓRIO O- BLOCO BC-10**

Conforme pode ser visto nas **Figuras II.2.4.1.A-3 e II.2.4.1.A-4**, no desenvolvimento dos reservatórios AO e BO, serão perfurados poços pilotos, direcionais (27,9° e 17,7°, respectivamente), que servirão de base para a finalização dos poços produtores. O poço piloto em AO terá as fases de 12 1/4" e 8 1/2", sendo plugado nesta última após o corte e recuperação de parte do revestimento de 9 5/8". Então, o poço direcional será perfurado até a fase horizontal aberta de 8 1/2". O piloto em BO somente terá a fase de 12 1/4", sendo plugado com cimento até a base do revestimento de 13 3/8", antes da perfuração direcional de 12 1/4" e horizontal aberta de 8 1/2".



II.2.4.1.B Descrição da Unidade de Perfuração

Para a perfuração dos poços foi selecionada a plataforma semisubmersível Global Santa Fe (GSF) *Arctic I*, projetada pela *Friede & Goldman Inc.* Esta unidade está atualmente capacitada para operar em lâminas d'água de 940 m e perfurar profundidades de até 7.600 m. A fim de atender aos compromissos firmados com a **Shell** no Brasil e na Nigéria, a sonda passará por uma reforma em seu sistema de ancoragem, que a capacitará a operar em lâminas d'água de até 3.000 m.

A energia a bordo é fornecida através de um sistema de geradores a diesel. Seu posicionamento é mantido através de um sistema composto de cabos e correntes de ancoragem com 8 âncoras, que como dito anteriormente, será reformado a fim de permitir sua operação em lâminas d'água ultraprofundas.

As principais características da plataforma *GSF Arctic I* são fornecidas a seguir:

a) Dados Gerais:

Ano de construção:	1983
Classificação:	Maltese Cross 1A1 (Certificado IMO nº 8751320)
Registro:	Vanuatu
Proprietário:	Global Santa Fe
Projeto:	Friede & Goldman L-907
Construção:	Rauma Repola , Finlândia
Tipo:	<i>Enhanced Pacesetter</i> aprimorado com cascos de flutuação submersos gêmeos (<i>Pontoons</i>), suportando seis colunas (3 por casco) e um convés retangular elevado.
Certificados	
Classificação:	MODU – da DNV emitido em 31 de agosto de 2002 e válido até 31 de março de 2007
Registro de Instalação Offshore:	HSE de 30 de janeiro de 2004
Equipamentos de Segurança:	DNV, de 21 de abril de 2004, válido até 31 de março de 2007
Código MODU da OMI:	1979



A unidade deverá ser novamente vistoriada pela sociedade classificadora e para avaliação de questões de segurança (MODU Safety) em virtude da sua capacitação para operações em lâminas d'água mais profundas, já que intervenções serão feitas em alguns de seus elementos estruturais de certificação. Assim que os novos certificados forem emitidos, a **SHELL BRASIL** providenciará a apresença de suas cópias ao ELPN/IBAMA, bem como as descrições detalhadas das modificações realizadas.

b) Principais Dimensões e Cargas:

Unidade:	
Peso (somente unidade):	11.912 t
Comprimento total incluindo suporte de âncoras:	79,2 m
Largura total incluindo suporte de âncoras:	61,8 m
Dimensões do convés principal:	78,6 m x 61,5 m
Altura do convés principal (em relação à linha base) [*]:	35,3 m
Altura do convés superior (em relação à linha base):	40,2 m
Altura da mesa rotativa (em relação à linha base):	45,1 m
Dimensões do Moonpool:	6,3 m x 20,0 m
Flutuadores (cascos inferiores) ou Pontoons:	
Comprimento:	79,2 m
Boca:	16,2 m
Altura:	7,6 m
Distância de centro a centro dos pontoons:	44,8 m
Colunas:	
Diâmetro das colunas extremas (4):	11,5 m
Diâmetro das colunas intermediárias (2):	10,6 m
Espaçamento longitudinal de centro a centro entre as colunas extremas (4):	54,8 m
Espaçamento transversal de centro a centro:	45,7 m
Calados	
Trânsito:	11,8 m
Operação:	20,7 m
Deslocamentos – Tonelagem Bruta	
Deslocamento em trânsito:	18.351 t
Deslocamento em operação:	28.410 t
Capacidade Operacional	
Máxima lâmina d'água de projeto (atual) [**]	944,8 m
Mínima lâmina d'água de projeto	45,6 m
Velocidade normal em trânsito [***]	1,5 m/s
Profundidade máxima de poço perfurado [****]	7.620 m

Observações:

[*] – Linha base é a base inferior do flutuador (ponton)

[**] – A plataforma passará por adequações para aumentar a sua capacidade operacional para as lâminas d'água requeridas no desenvolvimento dos planos do Bloco BC-10.

[***] – A unidade tem propulsão própria para deslocamento em águas abrigadas, mas necessita ser rebocada em áreas expostas (mar aberto).

[****] – A profundidade máxima a ser atingida no desenvolvimento dos planos e inferior a esta, mesmo com a utilização de BOP de superfície.



c) Parâmetros Ambientais de Operação:

DESCRIÇÃO	PERFURANDO	TRÂNSITO
Altura Livre (<i>Air Gap</i>):	14,63 m	23,46 m
Calado:	20,72 m	11,88 m
Altura de onda:	15,24 m	9,10 m
Período de onda:	10 s	10 s
Velocidade de vento:	36 m/s	51,4 m/s
Velocidade de corrente:	1,50 m/s	N/A
<i>Heave</i> (considerada dupla amplitude):	6,7 m	7,0 m
<i>Pitch</i> (considerada amplitude simples):	10°	10°
<i>Roll</i> (considerada amplitude simples):	10°	23°

d) Heliponto e Acomodações:

Heliponto

O heliponto, localizado no topo do casario de acomodações, situa-se a uma altura de 41,75 m em relação à linha base (base do *pontoon*) e foi projetado para receber aeronaves tipo Sikorski S-61, medindo 25,9 m X 26,5 m. Possui uma capacidade de 8,6 T de carga, sua área é coberta com rede de cordas para segurança de deslocamento de passageiros e luzes de iluminação.

Também está capacitado a realizar o reabastecimento de aeronaves, contando com um tanque de 5,67 m³ de QAV e sistema dedicado de combate a incêndio a base de espuma.

Acomodações

A plataforma possui acomodações para um máximo de 110 tripulantes a bordo, dispostos em 4 quartos simples, 41 quartos duplos, 4 quartos triplos e 3 quartos quádruplos, todos com banheiros.

Para convivência a bordo ainda dispõe de um refeitório com 28 lugares, duas salas de reunião, uma sala de recreação (com televisão, vídeo e dois computadores), sala de fumantes, biblioteca, sala de projeção de vídeo, sala de musculação e vestiários para as áreas externas.

Além disto, possui uma lavanderia a bordo, uma enfermaria (com dois leitos, armário de medicamentos de acesso restrito, pia para lavagem e banheiro próprio), quatro banheiros públicos, sala de rádio, refrigeradores, freezers e um depósito de mantimentos.



Todas as áreas descritas são atendidas pelo sistema de ar condicionado central da plataforma, que mantém a temperatura das áreas internas na faixa de 22 a 25° C. Este sistema é constituído de três equipamentos *Carrier Direct Expansion*, com capacidade total de 80 t.

e) Áreas e Conveses Operacionais:

A plataforma possui um convés principal e um superior, posicionados a 14,5 m e 19,5 m do nível do mar, respectivamente, considerados a partir do calado operacional de perfuração (20,7 m). A uma altura do nível do mar de 26,3 m, está localizado o pavimento de perfuração (*drill floor*).

No convés principal ficam situadas as áreas de armazenamento de revestimentos (com 776,8 m² e que suporta uma carga de 2440 kg/m²) e de *risers* (323,3 m², suportando uma carga de 2945 kg/m²). Ainda possui uma área de armazenamento de 964,3 m², utilizada para os mais variados fins.

O convés superior é preferencialmente utilizado para colocação dos contêineres de laboratórios e escritórios de empresas subcontratadas a bordo, geralmente em serviços relacionados com o gerenciamento do fluido, operações complementares à perfuração, entre outras.

f) Capacidades de Estocagem:

Capacidade dos Tanques

A plataforma *Arctic I* possui as seguintes capacidades de armazenamento em tancagens:

▪ Óleo combustível - diesel (*):	1.645,0 m ³
▪ Água para perfuração (*):	2.373,0 m ³
▪ Água potável (*):	265,0 m ³
▪ Sistema principal de lama de perfuração:	274,0 m ³
▪ Tanques de processamento de lama:	88,7 m ³
▪ Sistema reserva de lama de perfuração:	667,8 m ³

OBS: (*) – Localizados nos *pontoons*.

Os volumes armazenados de lama estão dispostos em vários tanques ao longo do seu sistema de processamento. Especificamente no tratamento do fluido, a tancagem total é de 71,7 m³, dividida em 5 unidades, mais dois tanques de trapeamento de areia (17, m³ cada), um tanque para remoção de gases (12,1 m³), um tanque para remoção de areia (12,1 m³) e um tanque para remoção de finos (silte, de 13,4 m³).

Os tanques estão dispostos no sistema ativo, em uso durante o processo de perfuração, e no sistema reserva, que funciona como fonte de lama nova para



o ativo e como contingência no caso de problemas de perdas para o poço. Estes tanques, com altura de 2,5 m, possuem misturadores e armazenam 134,6 m³ nas duas unidades do sistema ativo e 116,6 m³ nas duas unidades do sistema reserva. O restante do volume total a bordo, está disposto nos dois sistemas reservas de *riser* de lama, nos dois lados da plataforma (334 m³ em cada).

A unidade ainda conta com a capacidade para armazenamento de óleo, além do combustível, de 178 m³. O seu sistema de lastro possui tanques localizados nos *pontoons* que armazenam até 13.775 m³ de água.

Capacidade de Estocagem a Granel

A plataforma também é equipada com silos para recebimento de granéis sólidos, possuindo capacidade de armazenamento para 127 m³ de bentonita, 184,7 m³ de barita e 127 m³ de cimento. Os silos estão localizados nas colunas (pernas) de boreste da plataforma. Além disto, pode armazenar até 3.500 sacos em seu paiol de sacaria (sacos de 50 kg).

Mangueiras de Transferência de Produtos

A plataforma possui *manifolds* de recebimento de produtos em ambos os bordos, facilitando a transferência destes entre a unidade e os barcos de apoio. A seguir, são apresentados os quantitativos de mangueiras por produto, existentes a bordo.

PRODUTO	QUANTI- DADE	DIÂMETRO EXTERNO (POLEGADAS)	MARCA	CONEXÃO
Água potável	1	3	Titan SS290	Com trava de 3"
Água bruta	2	4	Titan T14	Sem trava
Óleo diesel	2	3	Goodall N 2492	Com trava de 3"
Barita & Químicos de Lama	2	4	Goodall SS 135	Com trava de 4"
Bentonita & Cimento	2	4	Goodall SS 135	Com trava de 4"
Outros óleos	1	4	Goodall SS 160	Com trava de 3"
Salmoura (<i>Brine</i>)	2	4	Goodall SS 160	Com trava de 4"

g) Sistema de Geração de Energia:

Geração de Energia a Bordo da Unidade:

A unidade possui quatro motores a diesel da marca EMD que são responsáveis pela geração de energia a bordo. Dois motores são de 16 cilindros com potências de 2.925 HP a rotação de 900 rpm. Os outros dois, são motores de



12 cilindros com potência de 2.305 HP a 900 rpm. Durante a operação de perfuração são consumidos 16,69 m³ de óleo diesel por dia.

Quatro geradores de corrente alternada, também são da marca EMD, são responsáveis pela distribuição de energia do sistema gerador, fornecendo uma potência contínua de 2.625 Kva e a uma voltagem de saída de 600 V para os sistemas retificadores controlados de silício, ou SCRs, que produzem a corrente contínua. São 7 os SCRs, todos da marca *Ross-Hill*, cada um operando com 2.100 A de energia contínua e com voltagem de saída de 750 V.

Cada motor elétrico da mesa rotativa, das bombas de lama e do guincho de perfuração (*drawworks*), pode ser alimentado alternadamente por duas unidades SCR (sistemas de geração de corrente contínua, mencionados anteriormente). Estes SCR's são selecionados através de uma chave seletora. O número existente de unidades SCR permite a operação simultânea de duas bombas de lama e da mesa rotativa na perfuração, restando ainda um dispositivo SCR de reserva. Da mesma forma, o número existente de SCRs permite a operação de retirada da coluna de perfuração, simultaneamente a operação de uma bomba de lama e da mesa rotativa ou *top drive*. No caso do *top drive* e da terceira bomba de lama, estes também podem ser acionados por SCR's dedicados, redundantes por segurança no sistema de energia da unidade.

Três transformadores são responsáveis pelo rebaixamento da tensão de saída dos geradores para 480 V, com uma frequência de 60 Hz, para utilização em outros subsistemas da perfuração. Um transformador menor é responsável pelo rebaixamento à tensão de operação no casario e nos escritórios (220 V).

O dimensionamento do sistema de geração de energia emergencial é descrito na **Seção II.2.4.1.O**.

h) Sistema de Propulsão Auxiliar & Reboque:

A unidade possui 2 sistemas de 2 propulsores fixos de 4000 bhp cada sistema. Estes imprimem uma capacidade restrita de deslocamento, da ordem de 1,5 m/s, somente sendo possível a operação em águas calmas e abrigadas. Cada propulsor é alimentado por um motor de corrente contínua com potência de 1.546 kw, somando 6.184 kw para todo o conjunto.

Este sistema tem sua função reduzida no caso de deslocamento offshore, sendo necessário o reboque da unidade para as suas locações. Ela possui um sistema para este reboque, consistido de um cabresto principal composto de amarras de 3 polegadas, cabo de aço de 3 1/4" e uma placa delta, dentre outros dispositivos auxiliares.

Para as operações de reboque, a unidade libera lastro, ficando com o calado de trânsito de 11,8 m sendo possível sua tração ser feita por apenas um rebocador. A força a ser aplicada a este sistema de cabresto é de cerca 120 t,



permitindo o deslocamento do conjunto a cerca de 4 nós (máximo em águas calmas – 6 nós).

i) Sistema de Perfuração:

A plataforma de sondagem da unidade tem 59,5 m de altura, indo de uma base quadrada de 12,2 m até a coroa, com configuração também quadrada de 5,5 m, estando habilitada a operações com condições de vento de até 100 nós (51,4 m/s). Possui uma capacidade nominal de carga de 1,8 milhões de libras, sendo a capacidade operacional definida em 1,4 milhões de libras, e pode operar com até 14 linhas.

As escadas de acesso são providas de guarda corpo e pontos de apoio, com acessos ao longo da estrutura para troca de lado (quando necessária), e a sua iluminação é do tipo a prova de explosão. A operação nela pode ser monitorada a partir do escritório do sondador por um sistema de interno de câmeras, constituído de três aparelhos (dois nas laterais da torre e uma no pavimento de perfuração).

Tanto a sua base, como o escritório do sondador, são protegidos por estruturas quebra ventos de cerca de 6,1 a 7,0 m de altura.

Os guinchos de perfuração (3) são da marca *Oilwell*, modelo E-3000, e são alimentados por motores GE-752, trabalhando a taxa de 3.000 hp de entrada e 1.000 hp de saída. Os tambores de armazenamento dos cabos 1 1/2" possuem 90 cm de diâmetro. Todos os guinchos possuem freios elétricos automáticos e podem ser resfriados por sistema de água doce independente. Também estão disponíveis freios auxiliares de emergência que funcionam a bateria, operando no caso de falha elétrica dos freios principais.

O sistema também opera linhas de sondagem (*wirelines*) de 10.600 m de extensão e 2,74 mm de diâmetro, de fibra de carbono, que operam até uma tensão de 2.490 libras.

A mesa rotativa também é da marca *Oilwell*, modelo A49.5, com abertura máxima de 1,25 m e capacidade de 800 t. É ativada por um motor elétrico independente (GE-752) com 1.000 hp de potência de saída.

O *top drive* do sistema de perfuração é uma unidade VARCO TDS 4H, de operação elétrica, com capacidade de uma carga de 650 t e aplicação de um torque de 44 .000 ft.lbs (cerca de 6.100 kgf m), com rotação de 300 rpm. Ela trabalha a uma pressão de 10.000 psi, sendo capaz de suportar pressões de até 15.000 (pressão de teste). O sistema de resfriamento da unidade é feito com ar.



j) Sistema de Circulação de Lama e Laboratório:

Na plataforma existem dois sistemas de operação com a lama de perfuração, um de alta pressão e um de baixa pressão. O de alta pressão é utilizado na perfuração e controle do poço, sendo o sistema de baixa pressão utilizado na fase de processamento da lama (elaboração, trocas entre o sistema ativo e reserva e retirada de cascalhos e finos). A pressão de trabalho é de 5.000 psi, chegando a 7.500 psi em procedimentos de teste do sistema.

k) Sistema de Alta Pressão:

O sistema de alta pressão é mantido por três bombas de lama triplex *National-Oilwell A-1700-PT*, energizadas por dois motores de corrente contínua *GE-752* de 850 HP. O fluxo de lama fornecido pelo sistema é de 2,55 m³/min (a 90% de potência máxima).

As três bombas de lama acima permitem um nível triplo de redundância em caso de controle de poço para combater um *kick*, considerando-se o fato que, durante esta operação, com a baixa vazão de circulação requerida, somente uma das bombas será utilizada. Considerando-se a possibilidade de uso da unidade de cimentação para este fim, configura-se um nível maior ainda de redundância.

O sistema possui também três bombas elétricas de transferência e duas de mistura, todas do tipo centrífuga, com potência de 100 HP. Elas operam com um tubo ascendente de acesso aos tanques, de 4", com 5 saídas.

l) Sistema de Baixa Pressão:

O sistema de baixa pressão é constituído pelos tanques descritos nesta seção, no **Item f** (sistemas ativo e reserva; tanques de processamento de lama, desgaseificador e removedores de finos – silte e areia). Além daqueles, o sistema ainda possui sete tanques de desagregação e um para mistura química, todos de pequeno volume para processamento em batelada da lama; quatro dispositivos de peneiras vibratórias, alimentadas por motores próprios (cada um) e em cascata, o que permite a separação progressiva de cascalhos cada vez mais finos.

Ainda fazem parte do sistema de baixa pressão:

- um separador de gás, que descarta o volume retirado através de um ponto no topo da sonda, permitindo uma vazão aproximadamente estimada em 27 mmscf;
- um desgaseificador (alimentado por um motor de 100 HP); e
- quatro agitadores (alimentados por motores de 20 HP) localizados um em cada tanque (2 do sistema ativo e 2 do sistema reserva) e um agitador (alimentado por um motor de 5 HP) no tanque de mistura química.



m) Laboratório de Lama:

O laboratório de lama consiste em um compartimento de 3 m x 4 m, com ar condicionado, instalações elétricas, hidráulicas e outros recursos, utilizados na análise das características físico-químicas da lama para definição do tratamento e ser dispensado a esta. Para este fim, o laboratório é equipado com medidor de pH, viscosímetros, balança de lama, filtros, termômetros, retorta, agitadores, kit de teste para H₂S, densímetros, entre outros equipamentos.

n) Sistema de Suspensão:

O sistema central de elevação de estruturas e ferramentas para a perfuração é equipado com 01 unidade guincho de perfuração (*drawworks*) *National Oilwell*, tipo E 3000 (de 3.000 HP) alimentado por 3 motores elétricos de corrente contínua GE 752 e um freio auxiliar elétrico Baylor 7838. Ele possui um bloco do coroamento projetado para cargas de até 650 t e um conjunto bloco móvel (14 linhas catarina) e guias. Ainda é equipado com um sistema de compensação de *heave*, que garante a manutenção do peso sobre a broca mesmo com os movimentos de balanço da plataforma

o) Equipamentos Submarinos:

Riser / Tensores

O *riser* é um elemento tubular (21"/53,3 cm de diâmetro) que interliga a cabeça do poço petrolífero a embarcação flutuante na superfície do mar. Além do movimento induzido pela própria embarcação, o *riser* também está sujeito a efeitos de carregamento devido à ação de ondas e tensões geradas pelas correntes marítimas.

Os tensores do *riser* fornecem a tensão axial contínua à sua tubulação marinha e às linhas da guia nas plataformas semisubmersíveis. No caso da plataforma semi-submersível GSF Artic I, o sistema do tensor é formado por 12 unidades de 36,29 t e 4 tensores de 7,26 t.

p) Sistema de Cimentação:

A unidade é provida de unidade de cimentação da *Halliburton*, de alta pressão, para cimentação de revestimentos e *plugs* de abandono. O seu *manifold* trabalha a uma pressão de aplicação do cimento de 15.000 psi, sendo dotados de linhas de 6,5 cm de diâmetro interno.

q) Ferramentas de Perfuração:

Para a perfuração dos poços, a unidade é provida de diversas ferramentas para a montagem das colunas de perfuração, colunas de pescaria de peças e partes de colunas quebradas ou presas no poço.



Para a montagem da parte inferior das colunas de perfuração (BHA), os principais itens são: comandos (*drill collars*) de diferentes diâmetros; tubos pesados (*Heavy Weight Drill Pipes*), estabilizadores, alargadores de poço e outros. Para a parte tracionada da coluna, montada acima do BHA a unidade possui aproximadamente 4.570 m em tubos de perfuração (*drill pipes*) de 5" diâmetro externo, com um peso de cerca de 29 kg/m.

Para a montagem de colunas de pescaria e de liberação de itens presos no poço, alguns exemplos importantes são: *overshots* (ferramentas para "agarrar" tubos presos no poço); *bumpers* e *jars* (ferramentas para exercer impacto, como verdadeiros martelos hidráulicos, no "peixe" para tentar a liberação do mesmo), cestas de circulação e magnetos para pescaria de pequenos itens, etc.

Além destes itens, está disponível uma série de ferramentas para manuseio na superfície, como chaves flutuantes para conexão e desconexão de juntas, cunhas para suspensão da coluna em diversos diâmetros e formas, na mesa rotativa, elevadores para sustentação da coluna e posicionamento das seções na torre; chaves de broca; plataformista de ferro (equipamento para manuseio automatizado da coluna de perfuração), além de outros.

r) Sistema de Instrumentação Segurança:

Durante a perfuração o monitoramento de determinadas variáveis é vital para a segurança e eficiência da operação, permitindo a detecção e resposta aos eventos que, ocorrendo no poço, possam representar risco para as operações. Exemplos incluem invasões de fluido da formação para o poço, perda de fluidos do poço para a formação, aumento de torque associado à desestabilização e desmoronamento das paredes do poço, entre os principais. Alguns dos sistemas e equipamentos utilizados para este fim são listados a seguir:

- Sistema para detecção alteração de volume nos tanques de injeção de lama, incluindo indicadores de nível com sinais acústicos e sensibilidade para variações de 1 bbl e régua graduada em posição visível;
- Sistema para detecção de alteração no fluxo de lama, incluindo um indicador de fluxo de retorno;
- Tanque de manobras, para o monitoramento de volumes durante as operações;
- Medidores de fluxo de lama;
- Torque de perfuração;
- Indicadores de peso no gancho, peso sobre a broca, de torque de conexão, de velocidade de rotação da mesa rotativa (RPM), de velocidade das bombas de lama (*stroke counter*) (SPM), de pressão de bombeio (psi), da taxa de penetração, de pressão e temperatura nas linhas de *kill* e *choke*; e
- Medidor de torque da mesa rotativa (expresso em lb/ft).



Além dos dispositivos e indicadores acima, são registrados, continuamente, os seguintes parâmetros, no convés de perfuração, no escritório do *tool pusher* e na cabine do sondador: peso no gancho, pressão de bombeio, torque de perfuração, velocidade de rotação (rpm), taxa de penetração (m/h), torque de conexão, volume total de lama, fluxo de retorno de lama, velocidade das bombas (SPM), e sistema de indicação de desvio do poço.

Ainda dispõe de um sistema acústico de indicação de posição do poço e inclinação do *riser* de perfuração, modelo NAUTRONIX RS/912, com acurácia de 1% da profundidade e operado por 3 *beacons* alimentados por baterias com 120 dias de vida útil.

s) Sistema de Movimentação de Cargas:

A unidade é provida com dois (3) guindastes modelo *Liebherr*. Dois deles possuem lanças de 36,5 m com capacidade de carga de 77 ton a um raio de 10 m e velocidade de deslocamento de carga de 21 m/s. Estão localizados, a meia nau da embarcação, estando um de cada lado (boreste e bombordo).

O terceiro guindaste, localizado na popa a boreste, possui uma lança de 24,4 m, com capacidade de carga de 88 ton a um raio de 10 m, com velocidade de deslocamento de carga de 24 m/s.

Todos os guindastes estão equipados com indicadores de carga com sistema de correção automática para o ângulo de posição da lança, alarmes indicativos de operação (sonoro e visual), freios de acionamento automático, dispositivos de segurança nos ganchos de suporte da carga, iluminação e cestas para a transferência de pessoal.

t) Sistemas de Salvatagem:

A plataforma é provida com todos os equipamentos de salvatagem exigidos pela legislação de segurança no mar, atendendo aos padrões da Convenção SOLAS. Estes itens são apresentados a seguir.

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
Barcos para abandono, <i>Watercraft</i> tipo MK50, para 50 pessoas cada, totalmente fechados, à prova de fogo com motor de 30 BHP	4
Balsas infláveis com capacidade para 25 pessoas cada	8
Lancha rápida de resgate com 5 m de comprimento, para 6 pessoas, com motor tipo Yamaha, 55 hp	1
Coletes salva-vidas	164
Luzes; sinais de fumaça ativados automaticamente, coletes de segurança de trabalho	#



u) Sistema de Comunicação:

A plataforma é equipada com sistema de telefonia interna com ramais em todas as áreas operacionais, escritórios de trabalho e de empresas contratadas.

Além do sistema de telefonia, são também disponíveis, sistema de chamada por auto-falantes, sistemas de alarmes e sirenes, rádios VHF portáteis, rádios fixos VHF e SSB, 1 sistema de comunicações por satélite, 4 canais para voz e fax e 2 canais para comunicação de dados e equipamentos de comunicação de segurança requeridos pela norma IMO-MODU CODE.

As disposições das principais estruturas a bordo da plataforma *Arctic I* podem ser vistas na **Figura II.2.4.1.B-1**, ao final desta seção.

II.2.4.1.C Descrição das Operações Complementares Previstas

As operações complementares a serem realizadas durante a perfuração de todos os poços previstos são descritas a seguir.

Perfilagem

a) Perfilagem a Cabo:

O perfil de um poço é a imagem, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural ou induzida, etc.). Tais perfis, obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço, são denominados genericamente de perfis elétricos, independentemente do processo físico de medição utilizado. Como exemplo, tem-se a perfilagem de indução (ILD) que fornece uma leitura aproximada da resistividade da formação portadora de hidrocarbonetos, através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas.

b) LWD/MWD:

São perfilagens realizadas durante a operação de perfuração, com avaliação das diversas características e propriedades das rochas (elétricas, nucleares ou acústicas). Sensores nucleares, utilizados nos processos de raios gama e densitometria de nêutrons, detectam a intensidade de radioatividade das rochas e dos fluidos em seus poros, podendo-se inferir a identificação litológica das mesmas.

O monitoramento da pressão anular do poço durante a perfuração (APWD) fornece informação em tempo real a cerca da dinâmica da pressão no furo em execução. Este dado é utilizado tanto para otimizar a performance quanto para



minimizar riscos, através da identificação da limpeza e estabilidade do furo, e ainda das questões de controle de poço que são facilmente corrigidas com o ajuste dos parâmetros pelo sondador.

Amostragem de Monitoramento

Durante a perfuração serão coletadas amostras para confirmação das características previstas da litologia, do reservatório e maior detalhamento das informações disponíveis. Serão realizados três tipos de amostragem:

a) Amostragem de Calha

Para confirmação das previsões geológicas serão coletadas amostras de calha, em sacos de pano, em quantidade suficiente para realização de análises de paleontologia e geoquímica.

b) Amostragem Especial de Calha para Análise Geoquímica

Serão realizadas coletas adicionais, em sacos de pano, a cada 3 m perfurado ao longo da zona de interesse, objetivando a extração geoquímica e posterior análise por cromatografia gasosa (confirmação do grau API). São coletadas duas amostras do topo, duas do meio e duas da base da zona de interesse, nos intervalos com extensão superior a 20 m.

c) Monitoramento Bioestratigráfico

Serão realizadas coletas de amostras compostas a cada 9 m.

Suspensão de Poço

Os poços serão suspensos de acordo com os procedimentos corporativos operacionais e de segurança definidos para a fase de perfuração. O requisito principal é de garantir que os poços se mantenham em condições seguras durante a duração esperada da suspensão.

Intervenção no Poço

Os poços serão projetados para minimizar intervenções, considerando o alto custo desta ou de intervenções adicionais. Os tipos de intervenção contemplados são baseados em taxas de falhas de componentes de completação de *offshore* global, e em águas profundas particulares, de base de dados. O maior modo de risco de falha de poço é assumido como sendo uma falha de enchimento de cascalho, com um tempo médio para falha assumido de menos de 10 anos. A completação do controle de areia será projetada para reduzir a produção dos finos móveis para minimizar o risco.



Caso ocorra uma falha de enchimento de cascalho, o intervalo de produção será suspenso, e será seguido ou por uma intervenção adicional e desvio abaixo do revestimento 13 3/8" ou a perfuração de um novo poço, já que isso levaria menos tempo que o restabelecimento do poço original. Os poços serão projetados para acomodar um desvio abaixo do revestimento 13 3/8". A completação é removida no obturador e o revestimento 9 5/8" subsequente recuperado. O reservatório será protegido antes da perfuração e completação de um desvio de poço aberto, com a instalação de uma completação superior, e descarregando o poço para a plataforma para limpeza. A Árvore Vertical deve ser removida para recuperação do revestimento 9 5/8".

Abandono de Poço

Procedimentos de abandono do poço são abordados na **Seção II.2.4.2.O**.

II.2.4.1.D Descrição dos Procedimentos Previstos a serem Adotados, no Caso da Descoberta de Hidrocarbonetos em Escala Comercial

Este item não se aplica ao escopo do EIA, tendo em vista que todos os poços a serem perfurados no Bloco BC-10 serão poços de desenvolvimento, já tendo, portanto, sido superada a fase de descoberta de hidrocarbonetos.

II.2.4.1.E Procedimentos de Desativação

Esta questão será abordada na **Seção II.2.4.2-O**, referente à atividade de produção, uma vez que os poços a serem perfurados serão completados e servirão de produtores ou injetores dos reservatórios do Bloco BC-10.

II.2.4.1.F/G/H Estimativa do Volume de Fluidos de Perfuração a Serem Utilizados

Para perfuração dos poços no Bloco BC-10 está prevista a utilização de fluidos de base aquosa e não aquosa (**Quadro II.2.4.1.F-1**).

Os fluidos a base água, *Gel Sweeps / Pad Mud*, serão utilizados durante a perfuração das fases 17 1/2" e 8 1/2", respectivamente. O revestimento da primeira fase será cravado sem uso de fluido de perfuração. Durante a perfuração da fase de 12 1/4" será utilizado o fluido Novaplus B de base sintética.

O **Quadro II.2.4.1.F-2** apresenta as estimativas dos volumes de cascalhos a serem gerados, e os volumes de lama a serem utilizados nas diferentes fases de perfuração de cada um dos projetos de poços (apresentados nas Figuras II.2.4.1.A-3 a II.2.4.1.A-7) de cada reservatório do Bloco BC-10. No caso do



complexo O, são apresentados dois projetos, referentes a um poço produtor e um injetor de água.

O volume de fluido de base aquosa remanescente da perfuração de cada poço será utilizado para a perfuração do poço subsequente, sendo o volume remanescente ao final da perfuração descartado no mar. O fluido de base sintética também será reaproveitado para cada poço perfurado e o volume remanescente ao final de toda a perfuração em cada fase do desenvolvimento será enviado para terra.

Quanto aos cascalhos gerados na perfuração de cada um dos até 19 poços, após tratamento conforme descrito em no **Item II.2.4.1.L**, serão descartados no mar, juntamente com uma parcela de fluido aderido.

É válido ressaltar que os impactos referentes aos descartes de cascalho e fluido durante a perfuração nos reservatórios serão minimizados em função da estratégia da perfuração de poços direcionais a partir de pilotos, ou seja, os 6 poços a serem perfurados no reservatório C serão feitos a partir de apenas duas locações, sendo três direcionais em cada locação. Isto reduz o principal impacto do cascalho, relativo a fase inicial aberta sem *riser*, o impacto da ancoragem da plataforma (em apenas duas locações diferentes), e maximiza a possibilidade de reaproveitamento dos fluidos, tanto base água quanto base sintética. A mesma situação é verificada para os dois poços do reservatório BO, que serão perfurados um apenas 1 locação, e para os cinco poços do complexo O, em três locações. Os maiores impactos relativos a estes aspectos estarão na perfuração dos cinco poços injetores do Complexo O, verticais e, portanto, em cinco locações diferentes. As coordenadas dos poços foram anteriormente apresentadas no **Quadro II.2.1.4-1**.

QUADRO II.2.4.1.F-1– FLUIDOS DE PERFURAÇÃO A SEREM UTILIZADOS, POR FASE, NOS POÇOS

FASE DE PERFURAÇÃO	I (CONDUTOR)	II (COM REVESTIMENTO)	III (COM REVESTIMENTO)	IV (FURO ABERTO)
Diâmetro (broca)	36"	17 ½"	12 ¼"	8 ½"
Fluido	Seawater / Gel Sweeps	Gel Sweeps / Pad Mud	Novaplug B	Gel Sweeps / Pad Mud



QUADRO II.2.4.1.F-2: ESTIMATIVA DOS VOLUMES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO QUE SERÃO UTILIZADOS E DOS VOLUMES DE CASCALHO A SEREM DESCARTADOS EM CADA FASE DA PERFURAÇÃO DO BLOCO BC-10 POR PROJETO DE POÇO PARA CADA RESERVATÓRIO.

RESERVATÓRIO	FASE	TIPO DE FLUIDO	PROFUNDIDADE E EM RELAÇÃO AO NÍVEL DO MAR (M)	INTERVALO DA SEÇÃO (M)	DIÂMETRO DA BROCA (EM POLEGADAS)	DIÂMETRO DO FURO COM FATOR DE ALARGAMENTO	VOLUME DE CASCALHO GERADO NO INTERVALO (M3)	VOLUME DE CASCALHO DESCARTADO (M3)	VOLUME DE LAMA CONSTRUÍDO (M3)	VOLUME DE LAMA ADERIDA AO CASCALHO (M3)	VOLUME DE LAMA TRANSFERIDA DA SEÇÃO ANTERIOR (M3)	VOLUME DE LAMA EXCEDENTE AO TÉRMINO DA PERFURAÇÃO (M3)
AO	I - Aberta	WBM	1953 - 2003	50,0	36,00	39,46	39,44	39,44	56,25	56,25	0,00	0,00
	II - Com riser	WBM	2783 - 2003	780,0	17,50	19,18	145,39	145,39	877,50	877,50	0,00	0,00
	III - Com riser	SBM	4831 - 2783	2.048,0	12,25	12,84	171,03	171,03	3.072,00	16,08	0,00	3.055,92
	IV - Com riser	WBM	5435 - 4831	604,2	8,50	8,91	24,29	24,29	906,30	906,30	0,00	906,30
BO	I - Aberta	WBM	1650 - 1700	50,0	36,00	39,46	39,44	39,44	56,25	56,25	0,00	0,00
	II - Com riser	WBM	1700 - 2473	773,3	17,50	19,18	144,15	144,15	869,96	869,96	0,00	0,00
	III - Com riser	SBM	2473 - 3177	704,0	12,25	12,84	58,79	58,79	1.056,00	5,53	0,00	1.050,47
	IV - Com riser	WBM	3177 - 4932	1.755,0	8,50	8,91	70,57	70,57	2.632,50	2.632,50	0,00	2.632,50
C	I - Aberta	WBM	1880 - 1930	50,0	36,00	39,46	39,44	39,44	56,25	56,25	0,00	0,00
	II - Com riser	WBM	1930 - 2573	643,0	17,50	19,18	119,86	119,86	723,38	723,38	0,00	0,00
	III - Com riser	SBM	2573 - 3928	1.355,0	12,25	12,84	113,16	113,16	2.032,50	10,64	0,00	2.021,86
	IV - Com riser	WBM	3928 - 4807	879,0	8,50	8,91	35,34	35,34	1.318,50	1.318,50	0,00	1.318,50
O prod	I - Aberta	WBM	1550 - 1600	50,0	36,00	39,46	39,44	39,44	56,25	56,25	0,00	0,00
	II - Com riser	WBM	1600 - 2483	883,3	17,50	19,18	164,65	164,65	993,71	993,71	0,00	0,00
	III - Com riser	SBM	2483 - 3507	1.024,0	12,25	12,84	85,52	85,52	1.536,00	8,04	0,00	1.527,96
	IV - Com riser	WBM	3507 - 5083	1.576,0	8,50	8,91	63,37	63,37	2.364,00	2.364,00	0,00	2.364,00
O inj	I - Aberta	WBM	1550 - 1600	50,0	36,00	39,46	39,44	39,44	56,25	56,25	0,00	0,00
	II - Com riser	WBM	1600 - 2783	833,0	17,50	19,18	155,27	155,27	937,13	937,13	0,00	0,00
	III - Com riser	SBM	2783 - 3033	600,3	12,25	12,84	50,13	50,13	900,45	4,71	0,00	895,74

Legenda de cores:		Fase aberta (sem riser) / fluido base água (WBM)
		Fase fechada (com riser) / fluido base água (WBM)
		Fase fechada (com riser) / fluido base sintética (SBM)
VOLUME		Coluna efetivamente preenchida durante a perfuração
VOLUME		Valores desta coluna considerados no caso de não reaproveitamento



II.2.4.1.1 Propriedades Físico-Químicas dos Fluidos

As concentrações dos produtos que compõem os fluidos de perfuração base água (*Gel Sweeps / Pad Mud*) e base sintética (*Novaplus B*) estão apresentadas no **Quadro II.2.4.1.1-1**. O pH do fluido será controlado para não ultrapassar 9, limite estabelecido para o descarte de efluentes pela Resolução CONAMA 357/05. Os materiais de contingência previstos para manutenção das características dos fluidos ao longo da perfuração dos poços são listados **Quadro II.2.4.1.1-2**.

As fichas de segurança dos produtos (MSDS), básicos e de contingência, com suas características físico-químicas, estão apresentadas, respectivamente, nos Anexos **II.2.4.1.1-1** e **II.2.4.1.1-2** deste documento.

Os fluidos base água serão preparados e fornecidos pela empresa M-I Drilling.

A título informativo, ressalta-se que o fluido base sintética Novaplus, já foi utilizado e licenciado anteriormente para a Shell, quando da perfuração dos poços exploratórios 3-SHEL-15-ESS, 3-SHEL-17-ESS e 4-SHEL-18-ESS, no Bloco BC-10, além do poço produtor BJ-B, em Bijupirá & Salema. Estes produtos serão fornecidos pela empresa M-I SWACO, que disponibilizou as informações aqui apresentadas.

QUADRO II.2.4.1.1-1 – CONCENTRAÇÕES DOS PRODUTOS BÁSICOS QUE COMPÕEM OS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

PRODUTO	CONCENTRAÇÃO DOS ADITIVOS (KG/M ³)		
	GEL SWEEPS	PAD MUD	NOVAPLUS B
Barita	-	342,4	135,38
Barrilha	0,71	-	-
Bentonita	79,88	57,1	-
Cal Hidratada (Hidróxido de Cálcio)	-	-	19,95
Carbonato de cálcio	-	-	42,75
Claytone EM	-	-	8,55
Cloreto de potássio	-	-	92,20
Ecotrol	-	-	2,85
Novamod	-	-	2,85
Novamul	-	-	19,95
Novaplus B	-	-	481,94
Novawet	-	-	2,85
Star Vis	-	-	8,55
Soda cáustica	1,43	1,0	-
Versa HRP	-	-	1,43



**QUADRO II.2.4.1.I-2 – CONCENTRAÇÕES DOS PRODUTOS DE CONTINGÊNCIA QUE
COMPÕEM OS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

NOME COMERCIAL	APLICAÇÃO
ÁCIDO CÍTRICO	Controle da alcalinidade
BICARBONATO DE SÓDIO	Controle da alcalinidade
BREAK MP	Preventor de Emulsão
CAL HIDRATADA (HIDRÓXIDO DE CÁLCIO)	Controle da alcalinidade
CLAYTONE EM	Viscosificante
CLEAN UP	Detergente
DD-80	Detergente para fluido de perfuração
DEFOAM AS	Surfactante – antiespumante
DUOVIS	Viscosificante
ECOTROL RD	Perda de fluido
FILTER FLOC	Floculante
FORM-A-SET	Controlador de perda de circulação
FORM-A-SET RET	Controlador de perda de circulação
FORM A SET XL	Controlador de perda de circulação
GLYDRIL DG	Glicol (estabilizador para alta temperatura)
G-SEAL	Material de perda de circulação
GOMA GUAR	Viscosificante
HF 100 N	Lubrificante
MIX II	Material de perda de circulação
NOVATHIN	Solvente de fluido de base sintética
NUT PLUG	Material de perda de circulação
PIPELAX ENV	Prisão de Ferramenta
PREMIUM SEAL COARSE	Material de perda de circulação (grosso)
PREMIUM SEAL FINE	Material de perda de circulação (fino)
SAFE BREAK CBF	Prevenção de emulsificação
SAFE COR C PLUS	Inibidor de corrosão
SAFE COR HT	Inibidor de corrosão para alta temperatura
SAFE – LINK 110	Perda de fluido
SAFE SOLV OE	Removedor de óleos e graxas
STARGLIDE	Lubrificante
SUPER SWEEP	Material de perda de circulação
VG PLUS	Argila Organofílica
VG SUPREME	Argila Organofílica
WELLZYME B	Enzima



II.2.4.1.J Propriedades da Baritina a Ser Utilizada nos Fluidos Quanto aos Teores de Cádmio e Mercúrio

O lote de barita a ser utilizado no preparo dos fluidos de perfuração que serão utilizados nas atividades exploratórias dos poços será testado para a quantificação da presença dos metais cádmio e mercúrio. Quando da contratação do fornecimento de baritina, a **Shell** incluirá nas especificações de contratação o requisito de que sejam observados os limites ambientais aceitáveis para as concentrações de cádmio e mercúrio (correspondentes a 3 e 1 ppm, respectivamente), no caso da utilização deste produto na composição dos fluidos propostos

A título de registro desta prática pela **SHELL BRASIL**, é apresentado no **Anexo II.2.4.1.J-1**, o laudo da análise química realizada pelo laboratório *Analytical Solutions* em 25 de abril de 2004, segundo o método descrito no *APHA-AWWA-WPCI Standard Methods for the Examination of Water and Waste Water, 20th edition* (1998), feita no lote de baritina utilizada nas perfurações exploratórias do Bloco BC-10, onde não foram detectados traços desses metais na análise.

II.2.4.1.K Caracterização da Toxicidade Aguda e Crônica dos Fluidos a serem Utilizados

Os fluidos base água, *Seawater/Gel Sweeps*, *Pad Mud* e base sintética, Novaplus B, já foram testados quanto a sua toxicidade aguda e crônica, à época da perfuração exploratória no Bloco BC-10. As constatações apresentadas a seguir são reproduções das informações constantes daquele RCA, uma vez que os mesmos produtos e as mesmas formulações deverão ser novamente utilizados em virtude da boa performance que obtiveram durante a atividade de perfuração.

Foram realizados ensaios laboratoriais com as espécies-teste marinhas *Mysidopsis juniae* (misidáceo) e *Lytechinus variegatus* (ouriço-do-mar), respectivamente, no Laboratório de Ecotoxicologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (atualmente chamado LABTOX), de acordo com os protocolos da EPA (*US Environmental Protection Agency*) e CETESB. Os laudos técnicos desses ensaios apresentam as concentrações utilizadas nos testes. Os resultados avaliados foram a CL50-96h (concentração letal a 50% dos organismos após 96 h), no teste agudo e, no fato crônico, o CEO (menor concentração efeito observado), o CENO (maior concentração de efeito não observado) e o VC (valor crônico = média geométrica do CEO e o CENO). Quanto maior a CL50-96h e o VC, menor a toxicidade do fluido, uma vez que é necessária uma concentração maior para resultar em efeitos deletérios aos organismos-teste.

Os laudos técnicos desses ensaios estão apresentados no **Anexo II.2.4.1.K-1** deste relatório, e os resultados estão resumidos no **Quadro II.2.4.1.K-1** a seguir. Observa-se que os fluidos não causaram efeitos agudos ou crônicos sobre os respectivos organismos-teste. Ressalta-se que o valor calculado para CL50-96h, em qualquer um dos fluidos selecionados, está muito acima, isto é, menos tóxico,



do que o valor mínimo (30.000 ppm) estabelecido pela EPA para fluidos de perfuração.

QUADRO II.2.4.1.K-1 - RESULTADOS DOS TESTES ECOTOXICOLÓGICOS PARA OS FLUIDOS A SEREM USADOS DURANTE A PERFURAÇÃO DOS POÇOS NO BLOCO BC-10.

FLUIDOS	ORGANISMOS-TESTE			
	<i>Lytechinus variegatus</i>			<i>Mysidopsis juniae</i>
	CENO	CEO	VC	CL50 _{96h}
<i>Gel Sweeps</i>	894.740	-	-	>1.000.000
<i>Pad Mud</i>	500.000	700.000	591.608	>1.000.000
Fluido Sintético Novaplus	100.000	300.000	173.205	267.890
Base Sintética Novaplus	250.000	500.000	353.553	295.634

II.2.4.1.L Descrição das Formas de Tratamento e Destino Final dos Fluidos de Perfuração e Cascalhos

Os fluidos base água (*Gel Sweeps* / *Pad Mud*), utilizados nas fases 36", 17 1/2" e 8 1/2" serão descartados diretamente no mar ao final da última perfuração realizada em cada uma das fases do Projeto de produção no Bloco BC-10.

Somente durante a fase de perfuração de 12 1/4" será utilizado o fluido base sintética, Novaplus. Desta maneira, ao se dimensionar o tratamento de separação de sólidos a bordo, serão observados os critérios estabelecidos pelo TR ELPN/IBAMA Nº 034/05: "teores de fluido de base não aquosa aderido ao cascalho inferiores a: 6,9% (por peso de cascalho úmido) para base hidrocarbônica e 9,4% para base éster (por peso de cascalho úmido)".

A lama de perfuração e o cascalho representam os principais resíduos gerados durante as atividades de perfuração. Como a atividade a ser desenvolvida no Bloco BC-10 estará localizada em região afastada da costa e em águas profundas (1.500 a 2.000 m de lâmina d'água), os cascalhos serão dispostos no mar, no próprio local da perfuração.

Conforme descrito na **Seção II.2.4.1.A**, a lama e o cascalho serão trazidos até a plataforma de perfuração onde passarão por um sistema de separação de sólidos. Neste sistema, a fração sólida, correspondente às formações perfuradas, é removida da lama e descartada no mar. Na seqüência, a lama passa por testes de verificação de suas características físico-químicas, para eventual ajuste, antes de sua re-injeção no poço.

No caso do uso de fluido sintético, será utilizado um sistema de tratamento adicional, que garantirá que a lama incorporada ao cascalho descartado no mar corresponda a menos que 9,4% do peso em massa total, caso o fluido seja de base éster e inferior a 6,9% caso seja de base hidrocarbônica. Este processo será apresentado ao final desta seção.



O descarte do fluido e cascalho ocorrerá em lâmina d'água superior a 1.800 m, suficientemente profunda para possibilitar a dispersão deste na coluna d'água, minimizando as espessuras de deposição sobre o assoalho marinho. O estudo da previsão da deposição do cascalho no assoalho marinho, para os poços a serem perfurados, é apresentado na **Seção II.6.1.A**.

Vale ressaltar que o fluido de perfuração selecionado será reutilizado após passar pelo sistema de separação de sólidos ora descrito. O fluido base aquosa, quando não se encontrar mais em condição de ser utilizado, será descartado ao mar. Da mesma forma, será descartado no mar ao final da perfuração dos poços, todo fluido de base aquosa remanescente nos tanques de circulação, o qual é designado como fluido excedente. Por este motivo, as considerações sobre o descarte apresentadas na **Seção II.6.1.A** consideraram tanto o fluido base aquosa a ser descartado ao longo da perfuração, quanto aquele descartado ao término da mesma.

Separação de Sólidos para Fluido de Base Aquosa

O processo de separação de sólidos, e conseqüente tratamento da lama, ocorre integrado ao sistema de utilização, recirculação e descarte desta. Assim, o fluido, uma vez preparado, é bombeado para o poço, a partir de um tanque na área de armazenamento na superfície, e através da coluna e da broca de perfuração. Na medida em que a broca corta as camadas de rocha, o cascalho formado no corte mistura-se à lama e é carregado para a superfície. Na superfície, os cascalhos são mecanicamente separados da lama, a qual é bombeada para o tanque na área de armazenagem onde o processo se reinicia.

Inicialmente, a separação é realizada direcionando-se a mistura de cascalho e lama, que flui do poço através de uma linha de fluxo (*flowline*), para uma série de peneiras vibratórias. O cascalho de maior diâmetro fica retido nas peneiras, sendo impelido para fora pelas bordas das mesmas e encaminhado para um secador centrífugo. Após a passagem pelo secador centrífugo o cascalho será descartado no mar através do tubo de descarte de superfície, com níveis reduzidos de fluido aderido. O fluido separado do cascalho no secador centrífugo é encaminhado para o sistema de separação de resíduos finos.

A mistura de cascalho e lama que passa pelas peneiras e o fluido oriundo do secador centrífugo são dirigidos para um tanque denominado recuperador de areia (*sand trap*). Esta mistura é então bombeada do recuperador de areia para um desgaseificador, onde o gás é retirado da lama e monitorado. Após a passagem pelo desgaseificador, a lama segue para o tanque do desareador, de onde é bombeada para o equipamento que opera por força centrífuga separando do fluido, o cascalho de diâmetro correspondente a granulometria da areia. Os cascalhos separados são lançados ao mar e a mistura restante é bombeada para o tanque do dessiltador e deste para o próprio dessiltador, equipamento similar ao desarenador, para retirada de partículas de silte. Este último separa da mistura as partículas de diâmetro ainda menor, que também são descartadas no mar. A mistura restante é direcionada para o tanque das centrífugas e deste para as



centrífugas, onde é separada a fração mais fina possível de cascalhos que é lançada ao mar. Durante as transferências entre equipamentos e tanques há a possibilidade da lama retornar algumas etapas no processo de limpeza, como pode ser visto no fluxograma representado nas **Figuras II.2.4.1.L-1 e II.2.4.1.L-2**. Após a passagem por este circuito de limpeza, o fluido livre de cascalho é bombeado para o tanque de retorno de lama e deste para o sistema ativo, onde todo o ciclo de circulação no poço se reinicia.

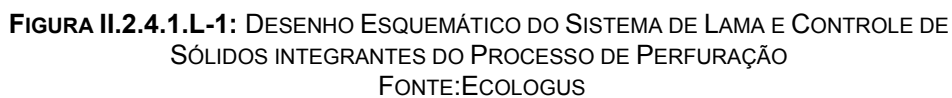
O sistema de separação de cascalhos apresenta uma alta eficiência global e é composto de equipamentos que atendem aos exigentes padrões do mercado internacional de perfuração. No entanto, a eficiência individual dos equipamentos do sistema não está associada, unicamente, aos equipamentos de superfície, mas também a uma série de fatores relacionados às propriedades do cascalho, que por sua vez estão relacionados com a formação perfurada e o processo de perfuração.

Dentre os fatores que influenciam as características do cascalho, pode-se destacar: razão de penetração da broca na formação; diâmetro do poço; tipo de formação; e peso da lama. Com a variação destes parâmetros, as características físicas do cascalho, como diâmetro, geometria e densidade, são alteradas, influenciando diretamente na eficiência global do processo e de cada equipamento. Exemplos dos efeitos de tais fatores, sobre a eficiência dos equipamentos do sistema de limpeza do fluido, são descritos a seguir:

- a) Maiores diâmetros de poço originam cascalhos maiores e necessitam de lama com menor peso, o que aumenta a eficiência do processo de centrifugação;
- b) A redução do diâmetro do poço, que ocorre com o seu aprofundamento, requer um aumento no peso da lama, o que resulta em uma diminuição da eficiência do processo de centrifugação.

Assim sendo, a geração de cascalhos e a remoção destes do fluido de perfuração são afetados por fatores dinâmicos de operação e característicos de cada poço a ser perfurado, que provocam variações na eficiência de cada equipamento do processo. Assim, os valores de eficiência determinados para o sistema geralmente representam valores médios da situação genérica encontrada em campo.

A **Figura II.2.4.1.L-1** apresenta um esquema simplificado do sistema de lama e controle de sólidos e a **Figura II.2.4.1.L-2** mostra um fluxograma esquemático do processo de tratamento do fluido.



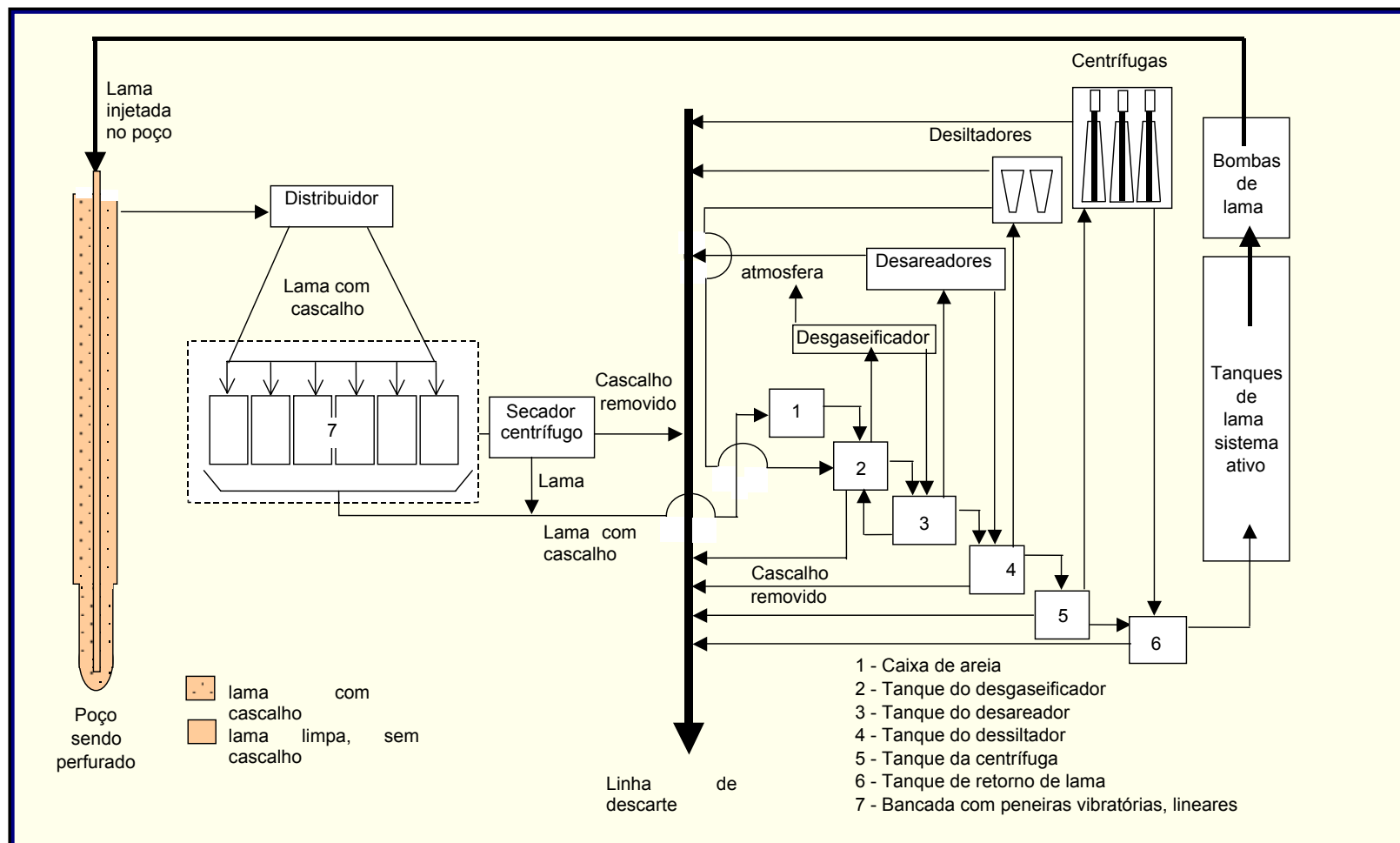


FIGURA II.2.4.1.L-2: FLUXOGRAMA ESQUEMÁTICO DO PROCESSO DE TRATAMENTO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO



Separação de Sólidos para Fluido de Base Sintética

Para a terceira fase dos poços serão utilizados fluidos de base sintética. Para tanto, uma configuração adicional de separação de sólidos será empregada. Tal configuração consiste de um conjunto de diferentes equipamentos que tem o objetivo principal de realizar o recolhimento de sólidos contaminados com fluido sintético. Os sólidos provenientes dos condicionadores de lama, “*mud cleaner*”, serão recolhidos através de calhas para uma unidade a vácuo, seguindo para um funil duplo que leva a um parafuso sem fim. Este parafuso alimenta uma centrífuga secadora vertical tipo Vert-G, responsável pela retirada do excesso de fluido sintético que será reutilizado e permitindo que os sólidos sejam descartados para o mar com um menor teor de fluido aderido. O excesso de fluido é enviado para o *catch tank* onde é medido e passará por uma centrífuga horizontal, para retornar ao sistema de lama ativo.

Como mencionado anteriormente, no caso da utilização de fluido base éster a lama incorporada ao cascalho descartado no mar será inferior a 9,4% do peso em massa total, enquanto que no caso de utilização de fluido a base hidrocarbônica este percentual será inferior a 6,9%. Tais percentuais serão assegurados pela adequação dos processos de separação sólido-fluido, com a utilização dos equipamentos ora descritos. O aumento de eficiência, decorrente da adequação destes processos, evita diluições que aumentam o volume de fluido remanescente ao final da perfuração.

O sistema será monitorado através da realização de testes de retorta na amostra de sólidos, antes de entrar no sistema de recuperação de fluido e secagem de cascalhos e na saída da mesma. Os resultados serão registrados em relatório diário de operação, juntamente com os volumes recuperados e outras informações relevantes.

Será efetuado um teste a cada 12 horas em pelo menos uma amostra recolhida na saída do sistema, a fim de comprovar a quantidade de líquido descarregado.

Os testes indicarão a vazão volumétrica (l/seg) de sólidos (cascalhos descartados), através da diferença de medições entre a vazão de descarga de sólidos direcionados à centrífuga secadora vertical - Vert-G, e a vazão dos volumes recuperados pela mesma, bem como o percentual de fluido sintético agregado ao cascalho. O valor definitivo a ser considerado, para efeito de registro, deverá ser a média aritmética dos valores obtidos a cada vez que o procedimento é repetido.

A **Figura II.2.4.1.L-3**, a seguir, apresenta o esquema do sistema de tratamento de sólidos adicional a ser utilizado durante a perfuração com fluidos sintéticos.

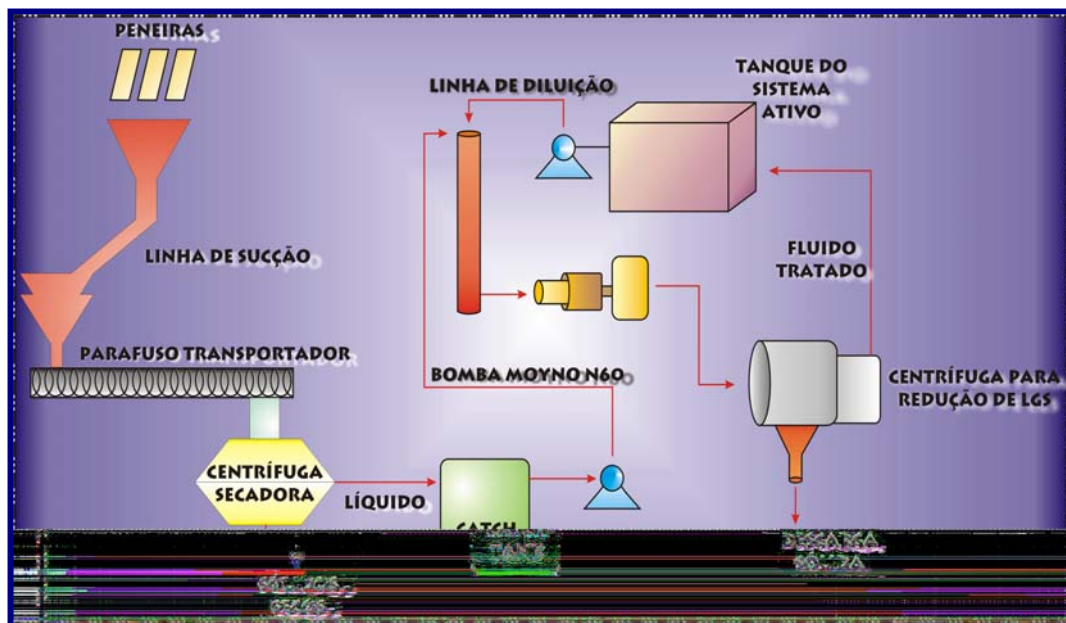


FIGURA II.2.4.1.L-3: ESQUEMA DO SISTEMA DE CONTROLE DE SÓLIDOS QUE SERÁ UTILIZADO PARA FLUIDOS SINTÉTICOS – FONTE: FORNECEDOR DO SISTEMA VERT-G

O Quadro II.2.4.1.L-1, a seguir apresenta as características dos equipamentos que compõem a configuração adicional para tratamento de sólidos, quando da utilização de fluidos sintéticos.

QUADRO II.2.4.1.L-1: CARACTERÍSTICAS DOS EQUIPAMENTOS

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE
Mud Vac	1
Vortex	1
Bombas de Vortex	3
Centrífuga	1
Bomba de Centrífuga	1

Esta tecnologia já foi utilizada com bastante sucesso no Golfo do México, sendo que os dados disponíveis indicam que, em 25 poços perfurados, a razão média de óleo sintético retido nos cascalhos (SOC) foi de 1,84% em peso.

II.2.4.1.M Resultados dos Testes de Avaliação da Biodegradabilidade, do Teor de Hidrocarbonetos Poliaromáticos (total de HPA) e Potencial de Bioacumulação (*logPow*)

Conforme apresentado para os resultados de toxicidade, os fluidos base água, *Seawater/Gel Sweeps*, *Pad Mud* e base sintética, Novaplus B, já foram testados quanto aos testes de biodegradabilidade e do teor de poliaromáticos, e considerado o seu potencial de bioacumulação, à época da perfuração



exploratória no Bloco BC-10. As constatações apresentadas a seguir são reproduções das informações constantes daquele RCA e já aprovados pelo ELPN/IBAMA, uma vez que os mesmos produtos e as mesmas formulações deverão ser novamente utilizados em virtude da boa performance que obtiveram durante a atividade de perfuração.

Taxa de Biodegradação

A biodegradabilidade em água marinha da Base Sintética Novaplus B foi determinada através da diluição de uma concentração preestabelecida da amostra, seguida de exposição a microorganismos presentes em água marinha natural filtrada. A metodologia adotada seguiu a norma OECD 306 – *Biodegradability in Seawater* (OECD, 1992), onde a solução é mantida em frascos de DBO fechados, no escuro, sob temperatura constante, e a degradação é acompanhada por análises da concentração de oxigênio dissolvido durante um período de 28 dias. Tal procedimento permitiu determinar a porcentagem de biodegradação do produto após 28 dias. Os laudos completos dos testes de biodegradabilidade, incluindo a descrição da metodologia e os dados brutos, encontram-se no **Anexo II.2.4.1.M-1**.

Os resultados indicaram que, após 4 dias de incubação, nas condições de teste, a Base Sintética NovaPlus B apresentou 100% de biodegradação. O Fluido Sintético NovaPlus B apresentou 100% de biodegradação após 10 a 12 dias de incubação.

Teor de Hidrocarbonetos Poliaromáticos (ppm)

A Base Sintética NovaPlus B foi analisada para determinação dos Hidrocarbonetos Poliaromáticos (HPAs), conforme demonstrado no **Quadro II.2.4.1.M-1**. O teste foi realizado pela empresa Analytical Solutions e o certificado de análise está apresentado no **Anexo II.2.4.1.M-2** desta seção.

QUADRO II.2.4.1.M-1: RESULTADOS DAS ANÁLISES DE HPAs (mg/L)

HPAs	BASE SINTÉTICA NOVAPLUS B
Acenafteno	<100 µg/L
Acenaftileno	<100 µg/L
Antraceno	<100 µg/L
Benzo(a)antraceno	<100 µg/L
Benzo(a)pireno	<100 µg/L
Benzo(b)fluoranteno	<100 µg/L
Benzo(ghi)perileno	<100 µg/L
Benzo(K) fluoranteno	<100 µg/L
Criseno	<100 µg/L
Dibenzo(a,h)antraceno	<100 µg/L
Fenantreno	<100 µg/L
Fluorantreno	<100 µg/L
Fluoreno	<100 µg/L
Indeno(123-CD)pireno	<100 µg/L
Naftaleno	<100 µg/L
Pireno	<100 µg/L



Nenhum dos 16 HPAs prioritários apresentou concentração superior ao limite de detecção do método utilizado (100 µg/L). Conforme esperado, os fluidos sintéticos geralmente não contêm HPAs, ao contrário dos fluidos-base de óleos tradicionais.

Potencial de Bioacumulação (Log Pow)

Segundo artigo técnico fornecido pela empresa M-I Swaco, “*apesar do material específico que está sendo fornecido [Base sintética NovaPlus B] não ter sido submetido a estudos de bioacumulação ou Log Pow, existem modelos computacionais que calculam o Log Pow*”. Esses modelos simples calculam apenas uma molécula ou peso molecular. Como o fluido base é uma mistura de diferentes cadeias olefinas, um cálculo do *Log Pow* pode ser feito atribuindo pesos a cada cadeia individual de carbono. Esses cálculos são apresentados no **Quadro II.2.4.1.M-2**.

No **Anexo II.2.4.1.M-3** está apresentado o documento fornecido pela M-I SWACO com as impressões dos resultados do modelo para cada cadeia da base.

QUADRO II.2.4.1.M-2: RESULTADOS DO MODELO MATEMÁTICO PARA CÁLCULO DO POTENCIAL DE BIOACUMULAÇÃO PARA O FLUIDO BASE NOVAPLUS B

DISTRIBUIÇÃO DO NÚMERO DE CARBONOS	% ESTIMADA NO FLUIDO BASE	LOG Pow	
		CALCULADO	PROPORCIONAL
C14 olefina	1	7,00	0,07
C15 olefina	7	7,49	0,52
C16 olefina	64	7,98	5,11
C17 olefina	3	8,48	0,25
C18 olefina	21	8,97	1,88
C19 olefina	1	9,46	0,09
C20 olefina	3	9,95	0,30
Total			8,22

Nos Estados Unidos, para fluidos não-aquosos, não há limites estabelecidos no fluido estoque ou no material a ser descartado, relacionados ao potencial de bioacumulação – *Log Pow* (EPA, 2000). Porém, segundo MMS (2000), substâncias com um *Log Pow* maior do que 7 não bioacumulam facilmente na água, por ter baixa solubilidade. O resultado do cálculo realizado pela M-I SWACO é de que o fluido base NovaPlus B possui um potencial de biodegradação (*Log Pow*) de 8,22, não sendo, portanto, biodegradável.

Após revisão de literatura para identificar o potencial de bioacumulação de várias substâncias-base de fluidos não-aquosos, a EPA determinou que não se espera que os fluidos sintéticos bioacumulem significativamente. Isto se deve à solubilidade em água ser extremamente reduzida e à conseqüente baixa biodisponibilidade. Os produtos de degradação das substâncias-base dos fluidos sintéticos provavelmente são mais polares (miscíveis na água) do que suas substâncias parentes. Uma maior solubilidade na água resultará em uma maior



degradação desses produtos na coluna d'água, sendo diluídos a concentrações toxicologicamente insignificantes (FEDERAL REGISTER, 2001).

A EPA acredita que o controle da substância-base do fluido não-aquoso, através de HPAs (Hidrocarbonetos Poliaromáticos), toxicidade e taxa de biodegradabilidade seja suficiente para permitir somente o descarte dos fluidos que têm os menores potenciais de bioacumulação. Dessa forma, a EPA não considerou necessário realizar separadamente uma limitação para bioacumulação (FEDERAL REGISTER, 2001). Não há portanto, parâmetros desse órgão para fluidos de perfuração que ajudem na avaliação do resultado obtido.

II.2.4.1.N Descrição das Formas de Tratamento dos Fluidos de Perfuração e Cascalhos

Requisitos atendidos no **Item II.2.4.1.L** desta seção.

II.2.4.1.O Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental que Equipam a Unidade de Perfuração

Sistema de Posicionamento Dinâmico e/ou Ancoragem

O sistema de ancoragem da unidade, atualmente operacional para profundidades de até 940 m, sofrerá uma modificação de forma a permitir a sua operação em lâminas d'água de até 3.000 m.

Sistemas de Detecção de Vazamentos (gás, óleo, diesel, etc.) e os Dispositivos para Contenção o Bloqueio dos mesmos

Todos os ambientes da unidade em que possa ocorrer acúmulo de gás inflamável ou tóxico serão monitorados, através de detectores de CH₄ e H₂S, inclusive as tomadas de ar de ventilação da área das acomodações, de forma a garantir a segurança desta área vital para sobrevivência da tripulação.

Além dos dispositivos fixos descritos acima, a unidade está equipada com 5 detectores portáteis de gases, incluindo, sensores de níveis de oxigênio, explosímetros, detectores de hidrocarbonetos e de gás sulfídrico (H₂S), detectores multigás, dentre outros.

A detecção de uma anormalidade, no caso presença de gases no ambiente, provocará um alarme na sala de controle da unidade e no local, além de automaticamente acionar dispositivos para segurança pessoal e da unidade, como fechar os dutos de ventilação, interromper fornecimento de energia não essencial para a área, dentre outros.



Nas operações de abastecimento de óleo combustível, o controle e a detecção de derramamentos e vazamentos serão realizados através de uma série de medidas a serem adotadas nestas operações, como as medições nos tanques, a serem feitas regularmente em pequenos intervalos de tempo com registro dos valores. Os valores finais esperados são calculados antes da operação.

Os sistemas de detecção e supressão de fogo e gás estão projetados de acordo com os regulamentos do MMS (*Mineral Management Service* – Normas de Operação do Golfo do México). Nestes sistemas será incluído o monitoramento separado de detecção de incêndio e gás; e interfaces do painel de controle com o sistema de desligamento da plataforma fixa com base em CLP (Controle Lógico Programável).

Existem, ao redor da base da plataforma de operação (área de chegada dos poços), proteções laterais contra o vento com 6 a 7 m de altura. Tais barreiras constituem em paredes que se estendem do piso do Convés de Produção até a borda inferior do Convés de Perfuração.

O convés do porão está dotado com 2 bombas de água para combate a incêndio. Uma bomba possui acionamento automático mediante a detecção de fogo ou perda de pressão no barrilete de água de incêndio. Quanto à outra, atua como reserva sendo automaticamente acionada caso a primeira bomba não seja ativada ou deixe de funcionar. As bombas serão acionadas por motor a diesel, sendo o sistema de partida dotado de garrafas de ar e de nitrogênio (N₂), dimensionadas para 3 tentativas de partida, com 10 segundos de duração cada. A vazão de cada bomba será de, aproximadamente, 1,51 m³/min, a uma pressão operacional de 150 psig. Além de contar com painel de controle automático, o sistema de água para combate a incêndio será equipado com um ciclo de teste.

A bordo ainda existem mais três bombas de água para combate a incêndio, estando duas nas salas de bombas (uma em cada uma das duas salas) e uma na área de escape e operação de baleeiras no convés principal. Estas bombas também possuem vazão de 1,51 m³/min.

Todas as áreas internas de escritórios, alojamentos e convivência (refeitório, salas de recreação, etc) também são equipadas com sistemas de *sprinklers* de acionamento automático. Ainda existem na plataforma, 51 hidrantes e mangueiras de incêndio, uniformemente distribuídos (a distância entre um hidrante e outro é exatamente o comprimento da mangueira junto a estes); e 156 extintores (106 de CO₂; 41 químicos de pó seco; e 9 de água).

Para combate a incêndios no helideck, existe um sistema de espuma (tipo AFFF 3%) de 1,13 m³ de capacidade, com dois canhões de aplicação.



Sistema de Geração de Energia de Emergência, destacando os Subsistemas Atendidos

O Sistema de geração de energia dispõe de duas chaves que fazem o desligamento de emergência, desativando todo o sistema elétrico (corrente alternada), localizadas na ponte de comando e na sala dos SCRs.

Possui um motor de emergência a diesel, marca Detroit Diesel, de 1.400 HP e velocidade de rotação de 1.900 rpm, com partida elétrica automática, podendo operar em ângulo máximo de 35°. O gerador de emergência de corrente alternada, da marca EC-E 7228 M7, fornece uma potência máxima de saída de 2.625 Kva à rotação de 1900 rpm, e voltagem de saída de 480 V.

O sistema de geração de emergência habilita, prioritariamente, as funções vitais de manutenção da operação (principalmente aquelas de controle do poço) e de sobrevivência a bordo (ventilação e operação do sistema de salvação). Dentre estas podemos destacar:

- Bombas de esgoto (1) e óleo combustível (1);
- Purificador de óleo combustível;
- Compressores de ar de partida (2);
- Elevadores das colunas no 1 e 2;
- Guindaste (1);
- Ventilação do gerador de emergência;
- Bomba triplex de acionamento do BOP (1);
- Transformador de emergência da sala de rádio;
- Baterias (2);
- Bomba de incêndio (1);
- Transformador para iluminação de áreas de risco;
- Compressor para equipamento de respiração;
- Exaustão da sala do gerador de emergência;
- Compressor para mergulho;
- Unidades de espuma para sala de tanques de lama e helideck; e
- Sistemas de iluminação e buzina de navegação.

Sistema de Controle de Poço – BOP Superficial (SBOP)

A tecnologia SBOP tem sido adotada para suprir a demanda de plataformas de perfuração em águas profundas, tendo em vista que sua aplicação estende a capacidade de operação às plataformas de 3ª e 4ª geração, que existem em abundância no mercado. Isto em contrapartida às plataformas de 5ª geração, que



tipicamente têm capacidade de perfurar e completar a perfuração com um BOP submarino em profundidades de até 10.000 pés, que atualmente estão disponíveis para a indústria em quantidades limitadas.

Dentre as principais vantagens do uso do SBOP na perfuração dos poços no Bloco BC-10, destacam-se a sua utilização potencial em unidades de perfuração de menor porte; o seu potencial na redução do tempo gasto na perfuração do poço; a redução do impacto ambiental gerado durante a operação devido a utilização de menor quantidade de lama, além da conseqüente redução do custo de mobilização comparativamente a uma unidade de perfuração convencional para operação em águas profundas. Ressalta-se ainda, a disponibilidade no Brasil de unidades de perfuração adequadas ao uso do SBOP.

A **Figura II.2.4.1.O-1** apresenta esquematicamente as principais características e diferenças entre uma unidade de perfuração convencional com BOP submarino e uma dotada de SBOP. Conforme pode ser observado, o sistema SBOP é composto por uma estrutura de BOP de superfície e outra de fechamento e desconexão submarina.

Nas instalações providas de SBOP, o *riser* trabalha com alta pressurização, necessitando de uma tubulação mais estreita (diâmetro de 13 3/8"), menor comprimento na estrutura de controle de superfície conectada ao *riser* (40 mT) e menor comprimento da estrutura de válvulas de fechamento e desconexão submarina (35mT) conectada à cabeça do poço.

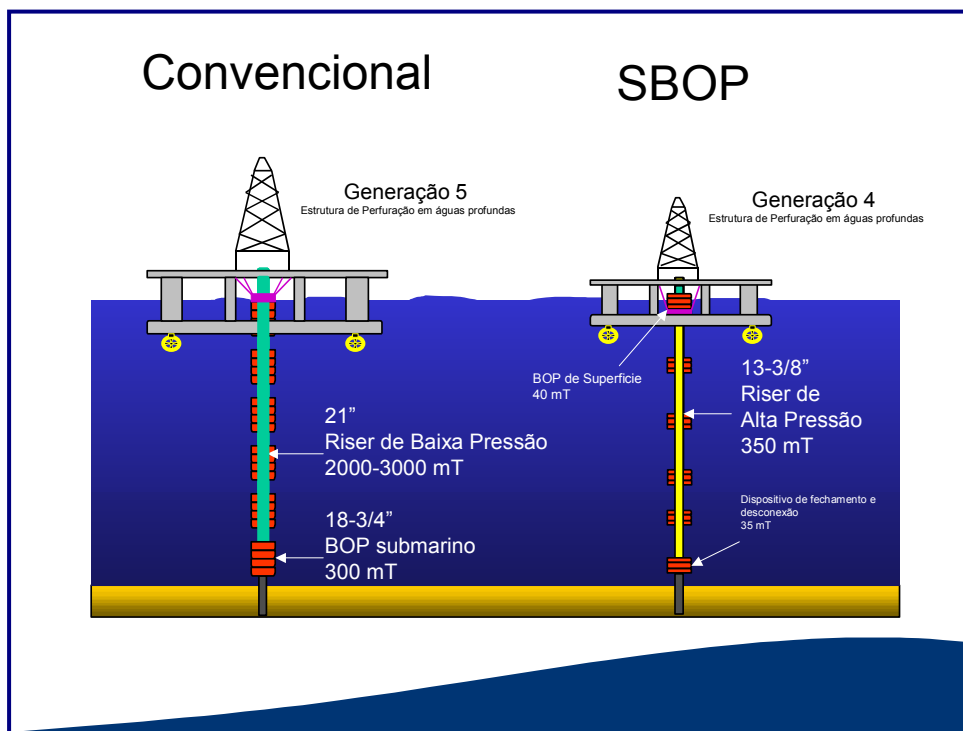


FIGURA II.2.4.1.O-1: ESTRUTURAS DE UM BOP, CONVENCIONAL E DE SUPERFÍCIE, PARA UNIDADES DE PERFURAÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS.



Uma estrutura de BOP tem duas funções principais: **(a)** o controle do poço, em caso de influxo de fluidos da formação por para dentro do poço (*kick*) e, **(b)** vedação do poço e liberação do *riser*, em caso de desvios ou saídas de posição da estrutura de perfuração.

Estas funções são executadas pelo BOP convencional, sendo que no SBOP, a segunda é realizada pelo sistema SSODD (*Subsea Shut-Off and Disconnect Device* – Dispositivo Submarino de Fechamento e Desconexão), localizado sobre o dispositivo de fechamento e desconexão, no final do *riser* sobre a cabeça do poço, conforme esquematizado nas Figuras II.2.4.1.O-2 e II.2.4.1.O-3.

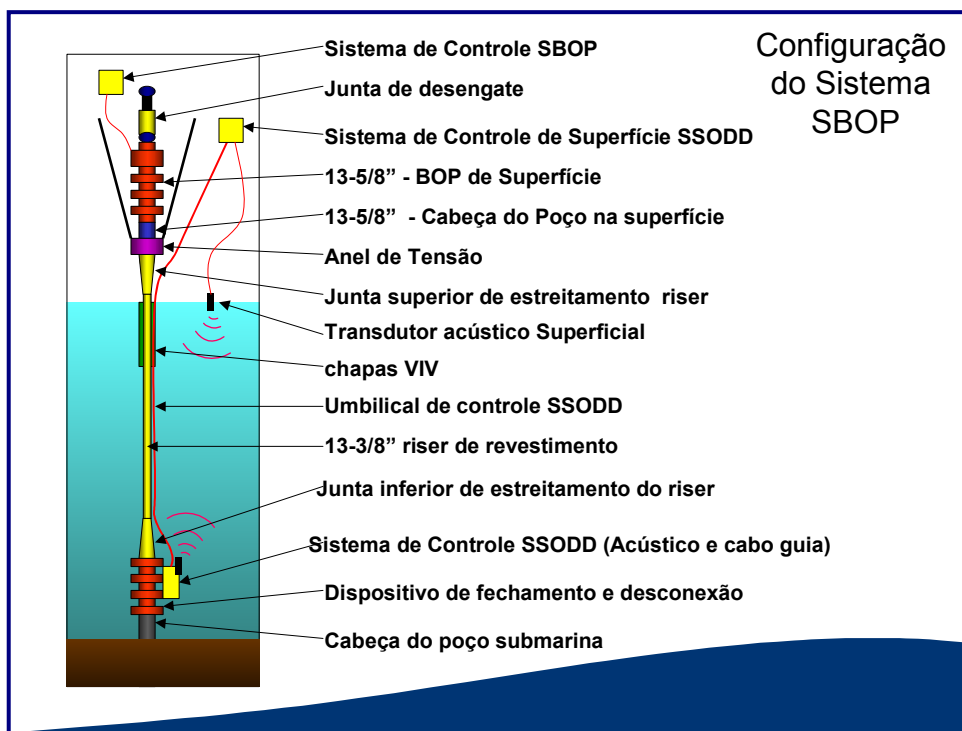


FIGURA II.2.4.1.O-2: CONFIGURAÇÃO DE UM SISTEMA SBOP

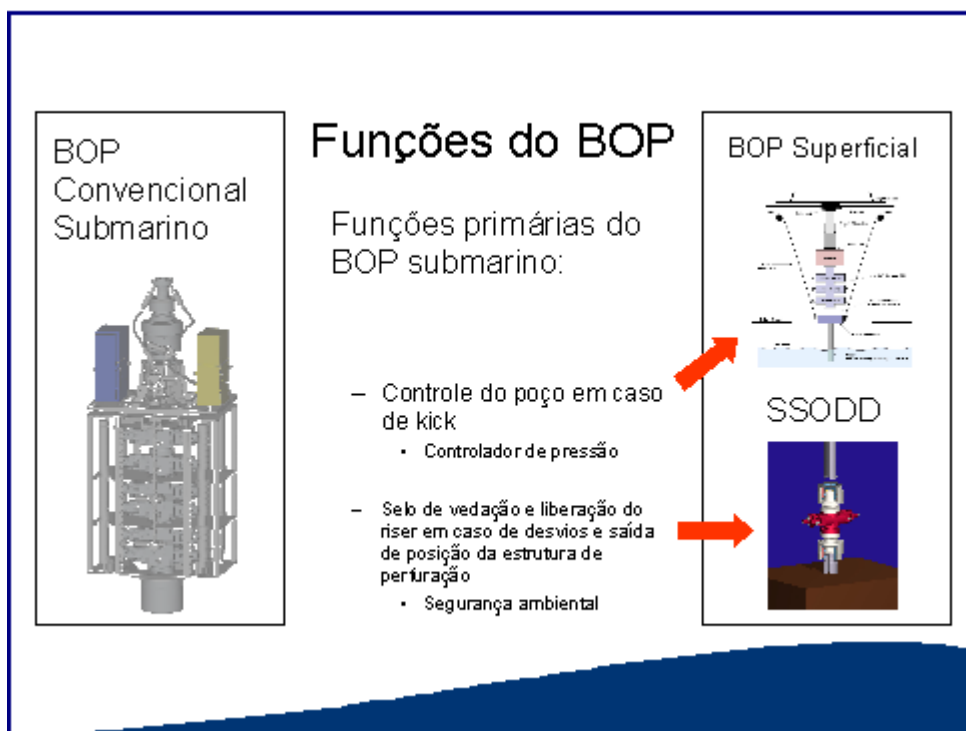


FIGURA II.2.4.1.O-3: FUNÇÕES DO BOP

A composição das estruturas submarina e superficial do Sistema SBOP é apresentada esquematicamente nas **Figuras II.2.4.1.O-4 e II.2.4.1.O-5**.

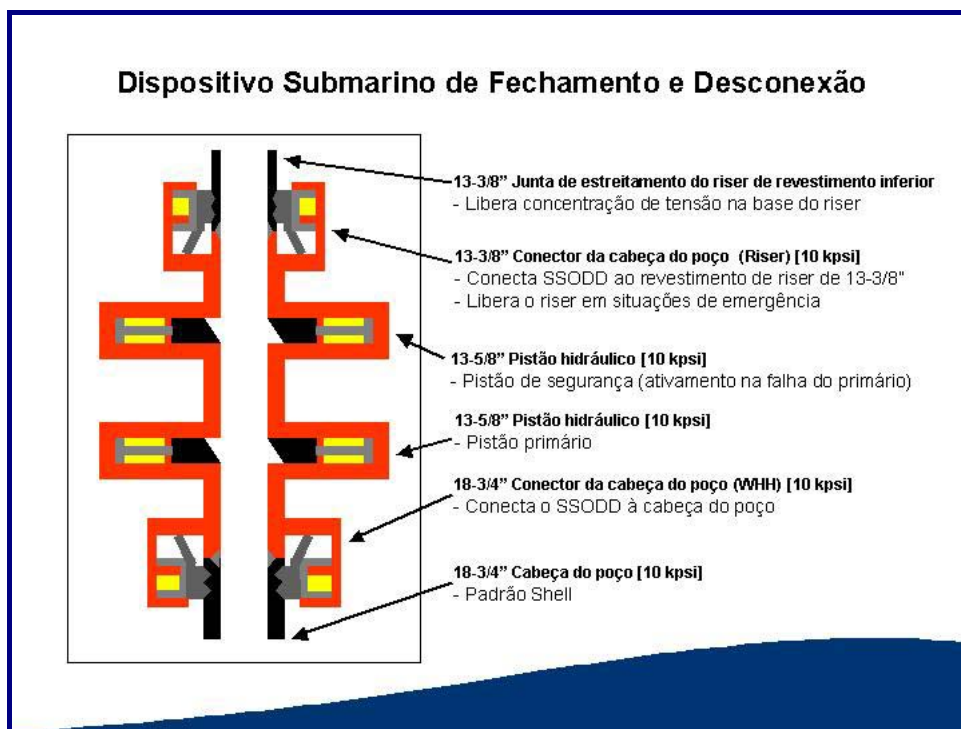


FIGURA II.2.4.1.O-4: DISPOSITIVO DE FECHAMENTO E DESCONEXÃO SUBMARINO DO SISTEMA SBOP

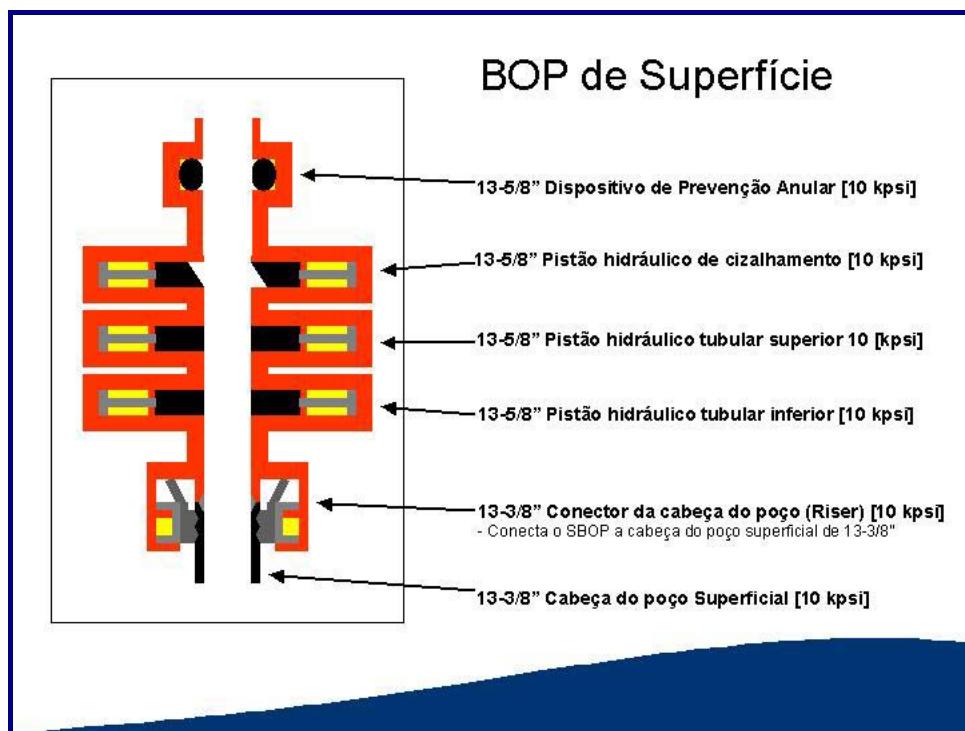


FIGURA II.2.4.1.O-5: COMPOSIÇÃO DO BOP DE SUPERFÍCIE

Ao ser acionado, o SSODD ativa o fechamento dos pistões, controlando a pressão interna do poço, e, quando necessário, libera o conector da cabeça do poço e conseqüentemente o *riser*.

O funcionamento do sistema SBOP é idêntico ao BOP no que tange ao processo de controle realizado no poço. Em linhas gerais, ao detectar indícios de um *kick*, o sondador interrompe o processo de perfuração, parando também as bombas de lama, e fechando o SBOP. Uma vez fechado o SBOP, a circulação processa-se através da linha de *choke*, onde uma válvula de abertura controlada remotamente é operada de forma a manter uma restrição calculada, na saída da lama que vem do espaço anular. Esta restrição ao fluxo de lama ascendente produz, no fundo do poço, um efeito similar ao de injeção de uma nova lama, com peso específico aumentado e, portanto, com maior pressão hidrostática. A restrição é mantida durante tempo suficiente para que se dê toda a circulação para fora do poço, da lama com fluido invasor, que vai sendo expulsa do espaço anular e gradativamente substituída por uma lama com o peso específico aumentado, injetada no poço através da coluna de perfuração.

No momento em que a coluna e o espaço anular estiverem completamente preenchidos com a nova lama, o novo peso da coluna hidrostática deverá ser suficiente para controlar a pressão da formação, permitindo que o SBOP volte a ser aberto, através do restabelecimento da pressão de operação, dando-se continuidade à perfuração.



Outra linha auxiliar para o controle do poço é a *kill line*, que além de poder ser usada como *choke line* é utilizada para controlar o poço em *kick* em situações especiais (poço sem coluna durante uma troca de broca ou coluna entupida impedindo a circulação).

Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

Os sistemas para tratamento de efluentes incluem o sistema de efluentes sanitários, o sistema de drenagem dos conveses e de águas oleosas, o sistema de coleta e tratamento de águas oleosas e o sistema de coleta e destinação de óleos contaminados.

A seguir, estão descritas as principais características destes sistemas.

Sistema de Efluentes Sanitários, Águas Servidas e Resíduos de Cozinha

O sistema de efluentes sanitários, conectado aos vasos sanitários da unidade será responsável pelo transporte do esgoto até a estação de tratamento da embarcação. O sistema utiliza o princípio de tratamento através de digestão aeróbia e maceração do esgoto.

A unidade de tratamento é composta de um tanque dividido em compartimentos de aeração, sedimentação e cloração. O esgoto chega aos compartimentos de aeração, onde é macerado e digerido por bactérias aeróbicas e microrganismos que são desenvolvidos no próprio esgoto com a adição de oxigênio. Deste compartimento o esgoto escoar para o compartimento de sedimentação onde o resultado da digestão das bactérias é decantado como efluente limpo, sendo adicionado cloro antes da disposição final. O efluente final passa por uma tela de filtragem para resíduos sólidos, que é periodicamente limpa.

O esgoto de cozinha é descartado para o mar após trituração, em conjunto com o efluente de pias e chuveiros (*grey water*), enquanto o esgoto proveniente dos sanitários (*black water*) é enviado para a unidade de tratamento de esgoto descrita anteriormente. Após tratamento, este efluente também é descartado no mar.

Os restos alimentares são direcionados a um sistema de trituração de sólidos que produz partículas finais com tamanho máximo de 2,5 cm, em conformidade com a Convenção Marpol.

Os efluentes dos sistemas sanitários e de trituração de restos de alimentos serão lançados no mar, a partir da plataforma.

Sistema de Drenagem de Conveses e de Águas Oleosas:

As drenagens de conveses e áreas de serviços com potencial de contaminação por óleo serão destinadas para um tanque de drenagem de espera. As canaletas



da área de chegada dos poços (árvores de natal) e da área de produção serão drenadas para tanques de transferência. Drenagens de lama são destinadas para o tanque de separação de lama, sendo o resíduo líquido encaminhado para o tanque de drenagem de espera. O excesso de água é drenado do tanque de drenagem de espera para o tanque de água contaminada.

Sistema de Coleta e Tratamento de Águas Oleosas:

Toda água que pode estar contaminada (retida em áreas fechadas) é bombeada para um tanque de espera de “água contaminada” localizado no convés inferior. Conforme necessário, a “água contaminada” é transferida para um tanque de onde é bombeada para o separador de água/óleo.

A concentração de óleo da água de saída do separador será inferior a 15 ppm, sendo a mesma descartada no mar. Sensores monitoram o teor de óleo e graxas deste efluente, e caso excedam este limite um alarme é acionado e a descarga interrompida, levando a recirculação do fluxo.

O óleo a ser retirado do separador água/óleo será enviado para o tanque de estocagem. Deste tanque, o resíduo oleoso ou óleo sujo será acondicionado em recipientes adequados e enviados para terra onde serão tratados apropriadamente.

Conveses não sujeitos a contaminação de óleo serão drenados diretamente para fora da unidade. Entretanto, todos os drenos e ralos possuirão tampas as quais serão removidas manualmente para o início da drenagem.

Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Contaminados:

Toda borra oleosa proveniente de equipamentos como os purificadores de combustível e sistema de óleo lubrificante serão bombeados para um tanque de resíduos oleosos e em seguida acondicionados em recipientes adequados para desembarque e transporte.

Resíduos oleosos provenientes de trocas de óleo de equipamentos da planta também serão estocados em tambores e enviados para a base de apoio em terra, de onde serão devidamente direcionados para a destinação final adequada.

II.2.4.1.P Identificação e Descrição Sucinta da Infra-Estrutura de Apoio a ser Utilizada

Será utilizada como base de apoio para a atividade de produção no Bloco BC-10 a VOL - Vitória Offshore Logística S.A., situada dentro da PEIÚ Sociedade de Propósito Específico – SPE S.A., na Estrada Jerônimo Monteiro, s/nº – Cais de Paul – Berço 206, Vila Velha, Espírito Santo. No mercado desde 2000, a VOL presta serviços a empresas da área de petróleo envolvidas nas atividades de



As instalações da base incluem: área de inspeção, planta de diesel, planta de lamas, tanque de água, área alfandegada, área de armazenagem de tubos, pórtico, área de cais, galpões e escritórios.





A área do cais comercial é de aproximadamente 3.900 m² (260 m x 15 m), considerada a área do berço de atracação e com calado máximo de 10,58 m na maré alta. O canal de navegação na sua posição apresenta uma largura de 32,40 m. A **Figura II.2.4.1.P-2**, mostra uma vista aérea de sua área operacional.



FIGURA II.2.4.1.P-2: CAIS DA BASE DE APOIO DA VOL

A planta de diesel da base conta com dois tanques interligados de 1.600 m³ de capacidade cada, que podem ser abastecidos de combustível por mar ou por terra, sendo possível operá-los suprindo e recebendo simultaneamente. A área dos tanques é totalmente cercada, garantindo contenção de qualquer eventual vazamento, e dispõe de sistema de combate a incêndio específico. A **Figura II.2.4.1.P-3** mostra a área da planta de diesel da base.



FIGURA II.2.4.1.P-3: VISÃO DA ÁREA DA PLANTA DE DIESEL NA BASE DA VOL



O aeroporto de Vitória será o terminal aéreo para os vôos de helicóptero que serão realizados durante a instalação e operação da atividade de produção no Bloco BC-10, para transporte de pessoal entre a cidade e a plataforma de perfuração e o FPSO. Esse aeroporto também será utilizado pelo pessoal em trânsito, para conexão com vôos comerciais para outras capitais do Brasil e para o exterior.

II.2.4.1.Q Descrição Sucinta da Operação dos Barcos de Apoio

Como qualquer outra atividade *offshore*, as atividades de desenvolvimento e produção do Bloco BC-10 contarão com a utilização de barcos de apoio. A principal função dessas embarcações será servir de elo de ligação entre a plataforma fixa e a base, e o FPSO e a base. Em caso de emergência, essas embarcações serão responsáveis não só pelo socorro imediato, como pelo apoio para o combate a eventuais riscos e danos que o acidente possa causar.

Assim, as embarcações de apoio serão responsáveis pelo transporte de materiais necessários para as operações e consumos na plataforma fixa e no FPSO, tais como equipamentos, material de reposição, combustível, alimentos dentre outros. Essas mesmas embarcações serão também responsáveis pelo transporte de materiais e resíduos gerados nas unidades, com destino à base de apoio em terra.

A logística de apoio a ser implementada durante a perfuração de desenvolvimento do Bloco BC-10 será definida posteriormente, juntamente com o estabelecimento de diversos procedimentos operacionais em função da definição das embarcações de apoio a serem utilizadas. Ressalta-se que assim que estas informações estiverem disponíveis, as mesmas serão enviadas ao ELPN/IBAMA para sua apreciação.

É válido lembrar que outros tipos de embarcações proverão apoio a determinadas atividades do desenvolvimento da produção no Bloco BC-10, como é o caso de rebocadores de tração de estruturas (para deslocamento da sonda de perfuração até a área e entre as locações a serem perfuradas), rebocadores de lançamento e recolhimento de âncoras (para apoio à ancoragem da plataforma) e barcos de lançamento de dutos e instalação do sistema submarino.

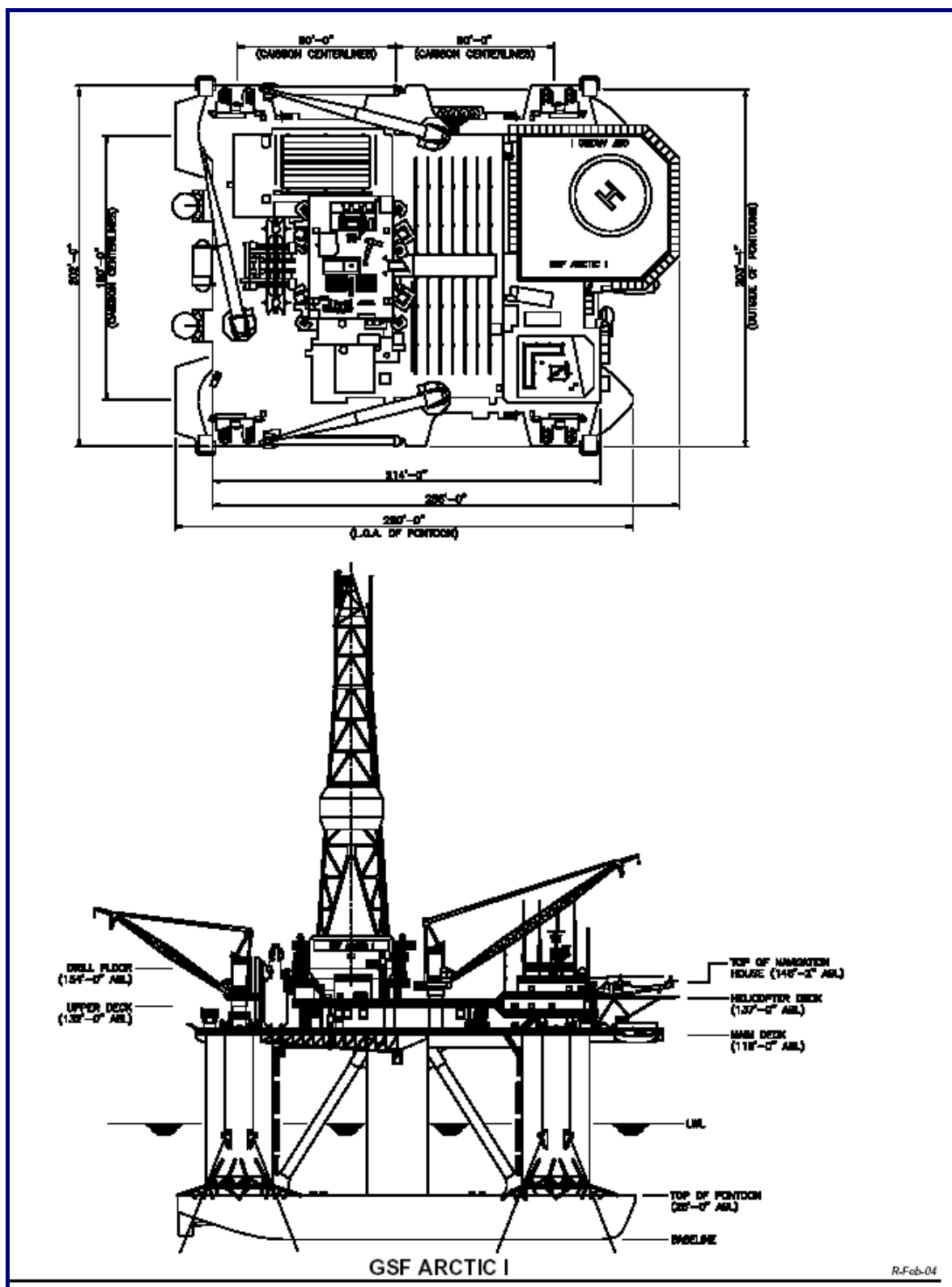


FIGURA II.2.4.1.B-1: ESQUEMAS DA PLANTA DA ARCTIC I
(PLANTA BAIXA DO CONVÉS PRINCIPAL E VISTA EM PERFIL)



II.2.4.2 Atividade de Produção

II.2.4.2.A Descrição Geral dos Processos de Produção

Os processos de produção de petróleo, que consistem na separação de gás, óleo e água, do tratamento e injeção de água, e exportação da produção serão realizados no FPSO.

A produção do Bloco BC-10 será explorada através de até 14 poços produtores e cinco poços de injeção de água, que entrarão em operação em duas fases. Na primeira serão perfurados os poços relativos aos reservatórios C, BO e AO, feitas suas conexões e interligações, instaladas as estruturas submarinas e a ancoragem da unidade FPSO. Na segunda fase, para o desenvolvimento do reservatório do Complexo O, além destas atividades, haverá necessidade de atualização da capacidade operacional do FPSO, para possibilitá-lo à operação de injeção de água, necessária para a produção neste reservatório.

A produção de óleo será processada, armazenada e descarregada via *tandem* para navios aliviadores e o gás será exportado para o Bloco BC-60, localizado no campo de Jubarte, através de um *riser* e linha de escoamento submarina (gasoduto).

Considerando a localização do Bloco BC-10 em águas profundas e em função da pouca profundidade e baixa pressão de seus reservatórios, será necessária a elevação artificial da produção para a unidade de produção, através de bombas elétricas submersas (*Electric Submersible Pumps* - ESP) ou via bombas multifase instaladas em tubulões (*caissons*).

O controle do poço será realizado através de umbilical eletro-hidráulico e o fluxo de produção será centralizado em *manifolds* instalados, entre os poços sobre o leito marinho, conforme detalhado na **Seção II.2.4.2.E**.

A produção do reservatório C, com características de óleo leve (24° API), será encaminhada a *manifolds* submarinos, de onde segue para uma Estação de Separação Submarina equipada com ESP e um desgaseificador ciclônico instalado no topo da estação de bombeamento, para separação do óleo e gás. A produção do reservatório AO (30° API) também será encaminhada a esta estação.

No reservatório BO, a produção dos dois (2) poços será encaminhada a partir dos *manifolds* submarinos para Estação de Bombeamento Multifase sem separador de óleo e gás (um *caisson* de casco simples com ESP sem separação), já que se trata de um óleo pesado (17° API). *Caissons* de casco duplo com ESP, ou bombas de duplo parafuso, ambas sem separação, são previstas para o projeto do Complexo O, cujas reservas são também de óleo pesado (entre 16° e 17° API).



As especificações dos componentes destas estações de óleo leve e pesado são apresentadas na **Seção II.2.4.2.E**. As falhas, incertezas e riscos relacionados a estas estações são descritos na **Seção II.2.4.2.D**.

Toda a produção de óleo e gás do Bloco BC-10, bombeada destas estações, será encaminhada em *risers* independentes para um *manifold* localizado no FPSO que a direcionará, conforme apropriado, para dois (2) trens de Separação de Produção ou para o Separador de Teste.

Toda a produção de gás será misturada, após medição para o Sistema de Compressão de Gás de Alta Pressão (HP), e todo o óleo, misturado após medição para o Sistema de Desidratação de Petróleo. Todos os sistemas a bordo do FPSO serão compartilhados pelas produções dos reservatórios do Bloco BC-10.

Processamento

No FPSO, as linhas de produção dos Reservatórios C, BO, AO e do Complexo O serão conectadas a *headers* de produção dedicados, aquecidos, e em seguida direcionadas aos separadores trifásicos dedicados de 1º estágio e com medição de vazão. Um *manifold* de teste estará disponível para desviar o fluxo de qualquer linha de escoamento selecionada destes reservatórios para dentro do separador de teste.

A separação de óleo, gás e água será obtida com uso de separadores de dois estágios de pressão. Unidades de aquecimento e resfriamento existirão dentro da linha de produção para auxiliar na separação e garantir as especificações do petróleo, do gás e da água de descarte.

O petróleo irá fluir dos separadores de 1º estágio para o sistema de Desidratação de Petróleo, antes de fluir sob gravidade para os tanques de carga de petróleo.

A água produzida coletada a cada estágio de separação será tratada com o uso de hidrociclones para remoção de gotas residuais de óleo até satisfazer à especificação para o descarte em água (até 20 mg/L).

O gás coletado a cada estágio de separação será comprimido, resfriado e desidratado para fornecer os suprimentos de gás para ser queimado como combustível e para exportação. Um Sistema de Compressão de Baixa Pressão – LP (*Low Pressure*) será utilizado para comprimir o gás do Sistema de Desidratação de petróleo e enviá-lo para a sucção do Sistema de Compressão de Alta Pressão – HP (*High Pressure*).

O gás dos separadores primários também será direcionado para o Sistema HP, onde será adequado à pressão desejada para exportação no gasoduto. A quantidade e tipo de compressores utilizados a cada estágio serão determinados durante a Fase de Definição do projeto. Está previsto o uso do processo de



desidratação convencional com trietileno glicol (TEG), a fim de reduzir o ponto de orvalho do gás às especificações requeridas.

Os volumes principais de processamento de fluido para as instalações de produção no FPSO são resumidos no **Quadro II.2.4.2.A-1**.

QUADRO II.2.4.2.A-1: VOLUMES PRINCIPAIS DE PROCESSAMENTO DE FLUIDO DO FPSO

DISCRIMINAÇÃO	VOLUMES
Capacidade de Produção de Óleo	100.000 BOPD (a 15 API)
Capacidade de Produção de Água	160.000 BWPD
Capacidade de Produção Total de Líquido	200.000 BLPD
Capacidade de Produção de Gás	50.000 SCFD
Capacidade de Injeção de Água (Inicial)	75.000 BOPD

Sistema de Injeção de Fluido

Para a manutenção da produção no reservatório do Complexo O será necessária a injeção contínua de água. A água do mar será recalçada para o sistema de tratamento de água submarina, através de caixas de aspiração ou por bombas submersíveis montadas em *caissons* externos. Não serão requeridos tanques de armazenamento para este serviço. A água de injeção será filtrada, tratada com um biocida para eliminação de bactérias vivas e desaerada para remoção de Oxigênio Dissolvido. Instalações de remoção de oxigênio serão instaladas como proteção adicional. Uma Unidade de Redução de Sulfato também será instalada para redução do conteúdo de sulfato da água de injeção, visando mitigar os riscos de precipitação de sais nos poros das rochas. A água de injeção será encaminhada para sua linha de escoamento através de bombas de injeção, a uma pressão de superfície de aproximadamente 2.250 psig, para suprimento dos poços de injeção de água no reservatório do Complexo O.

O FPSO terá espaço reservado no convés para futura adição de até duas (2) unidades de tratamento de água do mar, dotadas de instrumentos para a injeção de água adicional, com capacidade máxima diária de injeção de 225.000 bbl.

No Plano Básico de desenvolvimento da produção no Bloco BC-10 não está prevista utilização de técnicas de recuperação, tais como, elevação de gás, injeção de gás ou injeção de vapor. Entretanto, será avaliada a alternativa de injeção de polímero no desenvolvimento do reservatório do Complexo O.

Utilidades

Os principais serviços de utilidade realizados no FPSO são o resfriamento de água, a geração de energia elétrica e aquecimento de processo. A água resfriada será elevada do mar, filtrada e bombeada para os principais sistemas. O arranjo das bombas de elevação de água do mar e resfriadores serão determinados durante a fase de detalhamento do projeto.



Dois conjuntos turbo-geradores de baixa emissão atmosférica, operados a gás e óleo suprirão o fornecimento de energia elétrica do FPSO. A geração de energia de emergência será fornecida por um conjunto gerador com motor movido a diesel, servindo a todos os sistemas de segurança e funções de controle.

O calor de processamento será fornecido através de um sistema de circulação de água quente em circuito fechado.

O gás produzido será o combustível primário para o FPSO.

Serão utilizados sistemas de injeção de produtos químicos para inibição à formação de hidratos, de processos de corrosão e de processos de escamação da formação (**Quadro II.2.4.2.A-2**).

QUADRO II.2.4.2.A-2: RESUMO DOS REQUISITOS PARA INJEÇÃO SUBMARINA DE PRODUTOS QUÍMICOS

PRODUTO QUÍMICO	FUNÇÃO	LOCAL DE INJEÇÃO	FILOSOFIA OPERACIONAL
Metanol	Inibição de hidrato e correção	Árvore de Poço e Estrutura de Elevação Artificial	Partida, Parada
LDHI	Inibição de Hidrato	Árvores	Partida, Parada
LDHI	Inibição de Hidrato	Estrutura de Elevação Artificial	Injeção Contínua para dentro da Linha de Escoamento de Gás
Inibição de escamação	Inibição de escamação	Árvore/Manifold	Injeção Contínua
Redutor de Viscosidade	Redutor de Viscosidade	Árvore/Manifold	Injeção Contínua
Inibidor de Corrosão	Inibição de Corrosão	Árvore/Manifold	Injeção Contínua

Armazenamento

A produção será estocada preferencialmente nos tanques centrais do FPSO, destinados ao armazenamento da produção. Os tanques de armazenagem possuem interligação feita através de dutos de transferência, sendo operados pelo controle de lastro do FPSO, a fim de garantir sua estabilidade. Em função do processo de separação e para facilitar este escoamento, o óleo será enviado para o armazenamento com temperatura variando entre 40° e 50 °C. Durante a armazenagem, é utilizado um sistema de pressurização com N₂, a fim de minimizar a geração de uma atmosfera rica em voláteis. As pequenas quantidades, ainda assim geradas (em função da movimentação do óleo pelo balanço do mar), serão recolhidas por sistema de *vents*, que escoam para pontos de emissão controlados, localizados no *deck* principal.



Offloading (descarregamento da produção)

Quando da perspectiva da chegada à capacidade de armazenamento operacional, inicia-se o planejamento do *offloading* que, além de condições especiais de operação, também considera a previsão meteorológica do período.

O *offloading* é realizado através de um navio tanque aliviador, que se posiciona próximo à popa do FPSO, onde se encontra o mangote de transferência de óleo. É necessário o apoio de duas embarcações auxiliares durante a operação, ficando uma ligada através do cabo de âncora ao aliviador, para ajudá-lo a manter a posição e o afastamento do FPSO (necessário à segurança da operação); e a outra, nas tarefas de passagem de cabos e do mangote entre o FPSO e o navio aliviador. A operação de *offloading* tem duração variável, sendo função do volume a ser transferido e da taxa praticada, podendo durar de cerca de 18 a 24 horas. As pressões de bombeamento são constantemente verificadas durante o processo, em função de sua correspondência direta com a quantidade de produto transferido.

A **Figura II.2.4.2.A-1**, apresentada a seguir, mostra de forma esquemática os processos a serem instalados na atividade de produção dos reservatórios do Bloco BC-10.

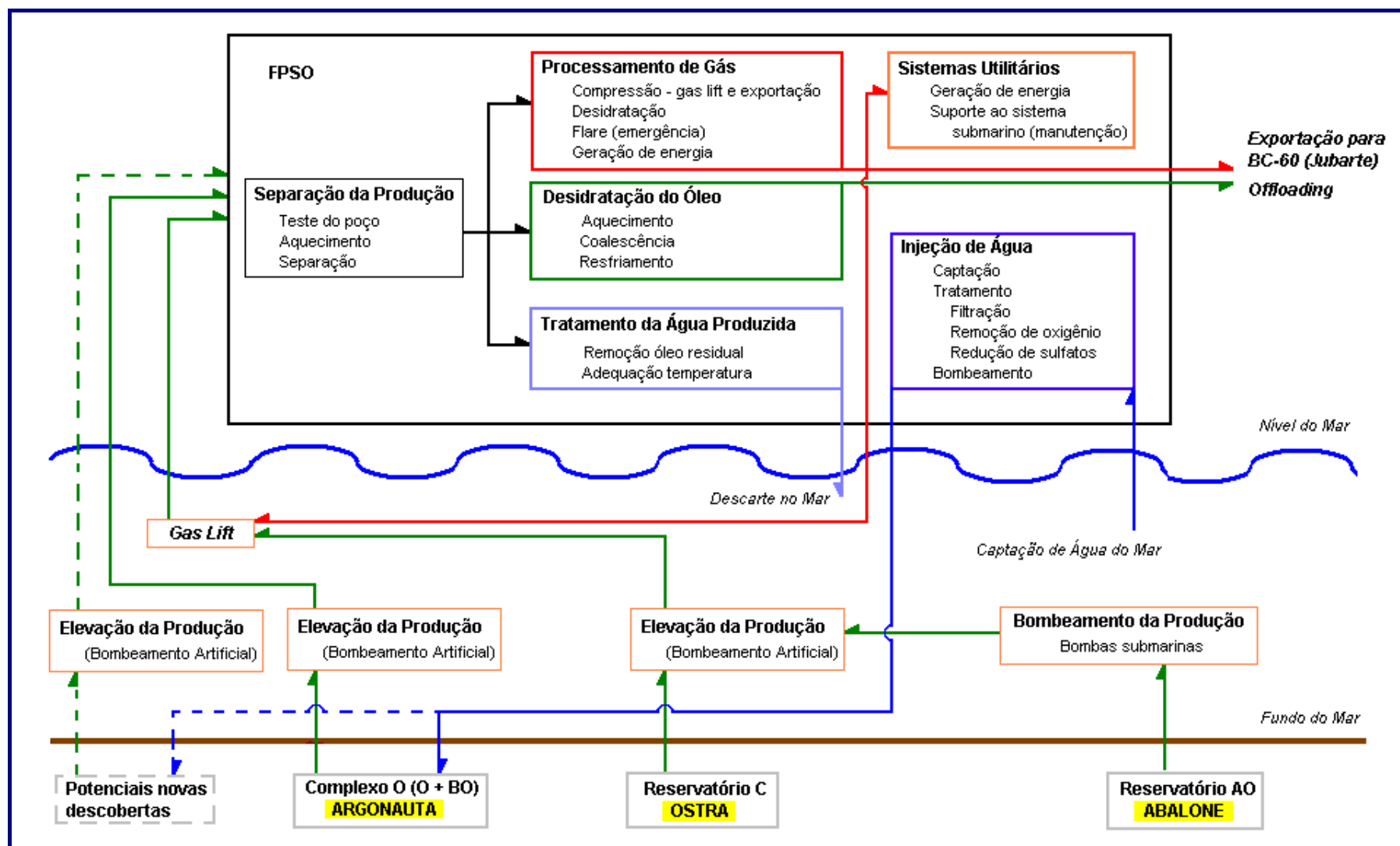


FIGURA II.2.4.2.A-1: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DOS PROCESSOS DE PRODUÇÃO NO BLOCO BC-10



II.2.4.2.B Descrição dos Processos de Instalação para Produção e Escoamento

Procedimentos de Reconhecimento e Escolha de Locações

A locação do FPSO, a meio caminho entre os reservatórios C e do BO, foi definida considerando o desenvolvimento faseado dos múltiplos reservatórios a serem produzidos, os riscos operacionais e as extensões de cabos e dutos a serem utilizados. Um programa de investigações meteorológicas e oceanográficas está planejado para o Bloco BC-10 com vistas a caracterizar o comportamento e variabilidade das correntes e ondas no local.

Os resultados serão utilizados no projeto de desenvolvimento e como critério operacional do FPSO e seus componentes. A previsão de duração do programa é de 2 anos.

A **SHELL BRASIL** iniciou recentemente campanhas de investigações geotécnicas, a fim de obter informações do solo marinho, que incluem sondagens (*Piston Cores*, *boxes cores* e testes *in situ*) nas locações propostas para o FPSO e para os poços e rotas de dutos dos reservatórios C, AO, BO e O, e, *gravity cores*, na rota do duto de exportação de gás. Testes laboratoriais em amostras de solo estão sendo realizados para classificação, densidade, consolidação e medidas de tensão do solo.

Os resultados finais das análises laboratoriais e interpretação geotécnica destas investigações, previstos para abril de 2006, servirão para o refinamento do projeto da localização das estruturas submarinas do projeto.

Serão também realizadas pesquisas de investigação geofísicas utilizando veículos subaquáticos autônomos (VSA) para determinar as características do assoalho marinho, tais como: falhas na superfície, transporte de massa complexos, características extrusivas do sedimento, desfiladeiros e canais, e obstruções abandonadas (poços, dutos, escombros de campos, naufrágios, etc) nas áreas dos reservatórios de desenvolvimento.

Esses dados geotécnicos associados aos dados geofísicos permitirão avaliar e até replanejar as condições das fundações para as estruturas projetadas nas locações propostas onde serão instalados os equipamentos submarinos (*manifolds*, dutos, linhas/*risers*, etc) e feita as ancoragens da plataforma em função da perfuração dos poços dos reservatórios de desenvolvimentos C, AO, BO e O.



Procedimentos para Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas de Escoamento

O lançamento e instalação dos dutos e estruturas submarinas, para produção e escoamento, serão realizados de acordo com os procedimentos operacionais de instalação a serem estabelecidos pela **SHELL BRASIL**, junto às empresas contratadas para realização dos serviços.

Dada a profundidade de lâmina d'água no Bloco BC-10 (1500 a 2000 m) as operações de interligação e conexões submarinas serão realizadas sem auxílio de mergulhadores.

Para interligação e conexão das linhas aos poços / *manifolds*, cada extremidade de linha de produção, de injeção de água e umbilical deverá ser montada em um Módulo de Conexão Vertical (MCV) que fará a conexão da linha ao respectivo *manifold* e/ou Árvore de Natal Molhada (ANM) do poço. Esta montagem é realizada a bordo da embarcação de lançamento de linhas, seguida de testes de estanqueidade, feitos com água, garantindo assim que não haja vazamentos nas conexões.

Após a montagem, o conjunto MCV / linha, é descarregado numa operação que compreende a transposição de linhas ou equipamentos por sobre as rodas de lançamento da embarcação de lançamento, de modo a preservar a linha ou equipamento, contra elevados esforços de tensão que ocorrem durante o lançamento.

Após lançamentos dos *manifolds*, estações de bombeamento e demais instalações submarinas, as mesmas serão interligadas e conectadas aos poços através de linhas, e ao FPSO através de *risers*. As características e dimensionamento previsto para estas estruturas do Bloco BC-10 são apresentadas na **Seção II.2.4.2.E**.

Para comissionamento dos sistemas, testes finais serão realizados no FPSO, de modo a assegurar a estanqueidade e integridade dos dutos, equipamentos submarinos, e suas conexões. Estes testes não envolverão a utilização de fluidos com inibidores, pois as linhas serão lançadas vazias em função do curto tempo que ficarão até a conexão ao FPSO (até 90 dias).

Inspeções serão realizadas com o apoio de um veículo de operação remota - ROV, para verificação de vazamentos, registro da locação relativa de equipamentos submarinos, e trajetória de dutos lançados.

Conforme informado na **Seção II.2.4.2.A**, todas as linhas de escoamento em BC-10 serão direcionadas para um *manifold* no FPSO, que direcionará a produção, conforme apropriado, para dois (2) trens de Separação de Produção ou para o Separador de Teste.



O gasoduto será lançado juntamente com as linhas de produção da primeira fase, sendo preenchido com água do mar para facilitar seu afundamento. Após a interligação de suas extremidades ao PLEM de Jubarte e ao FPSO, esta água será removida com a injeção de ar comprimido do FPSO em direção ao PLEM. Esta água será destinada ao sistema de tratamento de Jubarte, que se encarregará de seu descarte.

Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas a serem Lançadas com outras Instalações Existentes na Área

Com base nos resultados das investigações meteorológicas, oceanográficas, geofísicas e geotécnicas, o planejamento prévio da operação permitirá o reconhecimento e a escolha do melhor traçado para lançamento dos equipamentos submarinos, evitando-se áreas de instabilidade geológica ou geologicamente acidentadas e identificando-se interferências nas locações planejadas. Desta forma, excluem-se ou minimizam-se os riscos ambientais de choques de linhas, *manifolds* e outros equipamentos lançados com instalações existentes.

II.2.4.2.C Descrição da Unidade de Produção

A unidade de produção, armazenamento e transbordo (FPSO - *Floating Production, Storage and Offloading*) é constituída por um navio-tanque convertido permanentemente ancorado em forma de embarcação, onde o casco sofre adaptações para uso como um FPSO. É projetado para operação contínua por um tempo de serviço de até 25 anos sem a necessidade de aportar (doca-seca).

A unidade é ancorada através de *turret* (torre) externo que permite à embarcação girar 360°, continuamente, em função das condições ambientais de mar e de vento.

O padrão de exportação de óleo através do sistema de transbordo *tandem* (proa a popa), será realizado por um cabo espia convencional, sendo o petróleo transferido através de uma mangueira flutuante com acoplamentos de separação normais. O petróleo exportado é medido no FPSO.

Toda a conexão com os poços também será feita através do *turret* externo do FPSO.

O *layout* dos equipamentos de bordo garante adequado acesso operacional e de manutenção a esta estrutura. Foi dada atenção particular ao equipamento rotativo (*swivel*) e trocadores de calor, fundamentais para a operação das linhas e manutenção do escoamento da produção.

A localização dos guindastes, juntamente com a distribuição das áreas de armazenamento na plataforma, foram projetados para garantir acesso apropriado



às operações de carga e manutenção. Também foram considerados aspectos de segurança no planejamento do *layout* destas áreas de bordo a fim de garantir uma evacuação segura e rápida do pessoal para as zonas seguras de refúgio, no caso de uma emergência.

O projeto do FPSO prevê distribuição de espaço e capacidades de carga para acomodar instalações adicionais para a fase de desenvolvimento do Complexo O, quando da entrada em produção dos poços de injeção de água.

Casco e Transferência da Produção

O FPSO possuirá casco duplo para maior proteção na armazenagem do óleo produzido. Ele possui capacidade para armazenamento de 1,4 milhões de barris. Portanto, considerando uma produção média diária de 100.000 bbl, isso implica em um *offloading* a cada 10 dias que, em uma operação a uma taxa de 7.500 m³/hora levaria cerca de 13 a 16 horas.

O volume de *offloading* de 1MMBBL, além de compatível com a capacidade de armazenagem de uma série de navios aliviadores, permite a sobra de meio metro de profundidade de produto bruto nos tanques, o que ajuda na manutenção do equilíbrio do FPSO em relação a drenos muito freqüentes. Além deste fato, a capacidade restante “ociosa” de armazenagem dá margem a aproximadamente três dias de produção contínua caso ocorra um atraso no início ou término da transferência.

II.2.4.2.D Descrição das Operações de Intervenção Previstas

As principais operações de intervenção previstas estão associadas à manutenção do sistema submarino a ser instalado para o escoamento da produção dos reservatórios do Bloco BC-10.

No que tange a manutenção das bombas elétricas submersas (ESP), é importante notar que até que se atinja o efetivo conhecimento da dinâmica de produção dos reservatórios e do desempenho de suas bombas, com base em informação de operações semelhantes com as condições desfavoráveis de baixa temperatura e baixas frações de volume de gás das ESPs, assume-se que as suas vidas úteis sejam de 1.095 dias (3 anos). O projeto, instalação e operação dos sistemas ESP serão concentrados na maximização das suas vidas de operação, visando reduzir os custos de ciclo de vida do sistema. Um sistema de gerenciamento deste ciclo de vida estará em vigor, incorporando um sistema de realimentação (*feedback loop*) através de análise de projeto, da instalação, de operação e de falha.

Além disso, existem riscos associados com a inovação desse sistema, que serão gerenciados através de um projeto de maturação tecnológica dedicado, abrangendo prévio detalhamento de projeto e engenharia, e testes de componentes e de sistema. Questões tecnológicas incluem bombas de alta



capacidade e desempenho de motor, fornecimento de energia de alta voltagem, conectores submarinos e projeto de separador.

As melhores práticas serão aplicadas durante a operação para garantir que as condições de operação sejam mantidas favoráveis para a maximização da vida de operação da bomba.

Atualmente, assume-se que intervenções para recuperar e reinstalar novas bombas serão através da utilização de uma plataforma ou *riser* marinho, para minimizar o risco de liberação de hidrocarbonetos no meio ambiente. Oportunidades para reduzir o custo dessas intervenções de uma forma ambientalmente responsável serão buscadas durante a fase de projeto detalhado.

De acordo com a análise de risco, são previstas as maiores taxas de potenciais falhas para um *caisson* de bomba multifase, em razão da presença de gás e *slugs* potenciais de gás. Para estas bombas a vida útil esperada é de 700 a 900 dias (1,9 a 2,4 anos) para sistemas de 1.200 HP e de 1.500 HP. As mesmas considerações quanto a métodos de intervenção e oportunidades descritos acima para ESP com separadores são válidas neste caso.

Além das incertezas e riscos associados ao separador *caisson*, o projeto tem como premissa estabelecer métodos para superar crescimento de gás livre no topo do *caisson*, para evitar precipitação através das bombas.

Oportunidades para reduzir a necessidade de energia e/ou aumentar a capacidade de produção através dos *caissons* ESP serão perseguidas e incluirão o uso de separadores de emulsão e injeção de água.

Além destas, também deverão ocorrer procedimentos de limpeza dos dutos, com a passagem de *pigs* entre o FPSO e os *manifolds* de produção, com a destinação do resíduo da linha para a linha de processamento nos *topsides* a bordo do FPSO.

II.2.4.2.E Descrição do Sistema de Dutos e Estruturas Submarinas

As **Figuras II.2.4.2.E-1 a E-5** resumem esquematicamente as interligações entre as estruturas e dimensões previstas para as linhas de escoamento, *risers*, de gás, de serviços e umbilicais, de acordo com cada uma das duas fases de desenvolvimento do projeto. Conforme representado, dutos de óleo (linha verde), gás (linha vermelha) e umbilicais (linha laranja) interligarão as estruturas submarinas (poços, *manifolds*, *caissons*, etc), e os *risers* de ligação até o FPSO, de acordo com o seguinte dimensionamento:

Fase 1 (Figura II.2.4.2.E-1):

Para operação dos seis (6) poços do reservatório C (**Figura II.2.4.2.E-2**), dois (2) *manifolds* com quatro entradas receberão o óleo que será encaminhado a três (3)



caissons com separadores de óleo e gás. Na interligação ao FPSO, as seguintes linhas serão instaladas:

- 2 x 12" linhas de óleo com *riser* 10"
- 1 x 8" linha de gás
- 1 x 6" linha de serviço
- 2 x umbilicais de controle

Ainda nesta fase, entrarão em produção mais dois (2) poços no reservatório BO (**Figura II.2.4.2.E-3**), sendo o óleo direcionado de um *manifold* de três (3) entradas para estação de bombeamento sem separação, de onde é encaminhado ao FPSO através das seguintes linhas:

- 2 x 8" linhas de óleo
- 1 x umbilical de controle (C e BO)

As estruturas submarinas entre o poço do Reservatório AO com o Reservatório C (**Figura II.2.4.2.E-4**) serão interligadas através de linhas de óleo de 6" e uma umbilical de controle.

Fase 2 (Figura II.2.4.2.E-5):

Nesta fase, para os cinco (5) poços produtores, e após adequação das instalações do FPSO para produção dos cinco (5) poços de injeção de água, serão lançadas e conectadas as estruturas submarinas (bombas e *manifold*), e a interligação com o FPSO compreenderá:

- 2 x 12" linhas de óleo com *riser* 10"
- 1 x 10" linhas de injeção de água
- 2 x umbilicais de controle

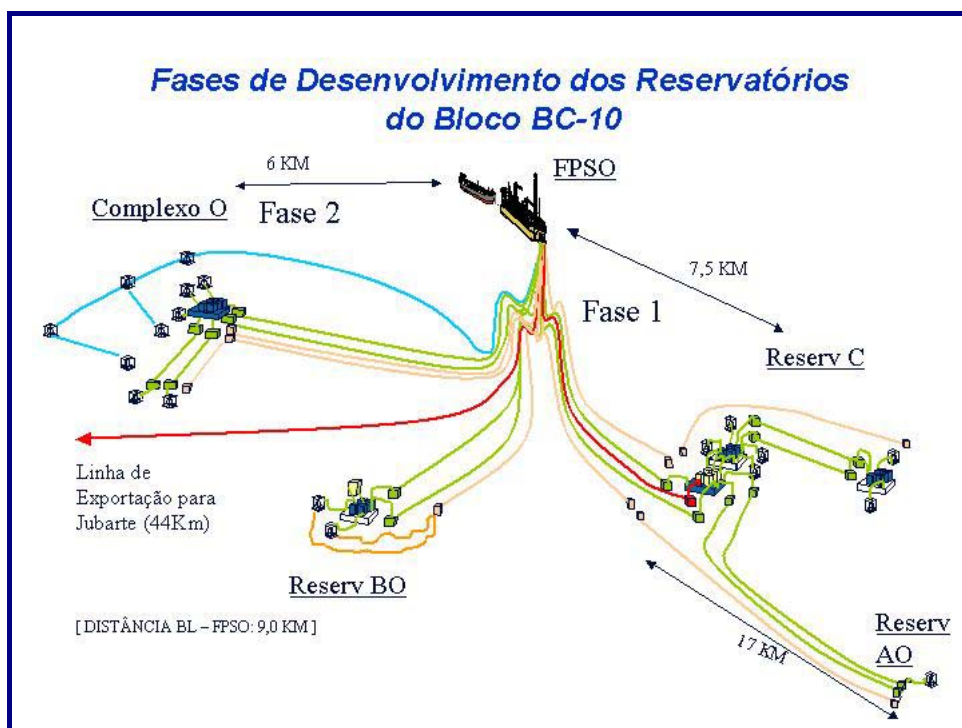


FIGURA II.2.4.2.E-1: ESQUEMA DAS INTERLIGAÇÕES DO BLOCO BC-10 FASE 1 (RESERVATÓRIOS C E BO)

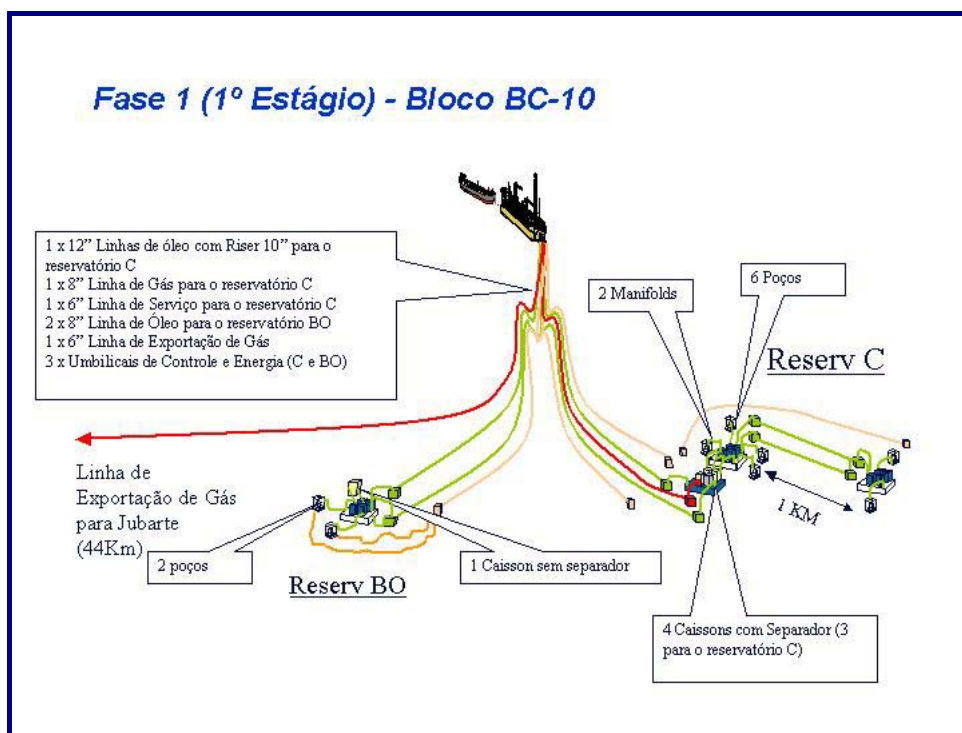
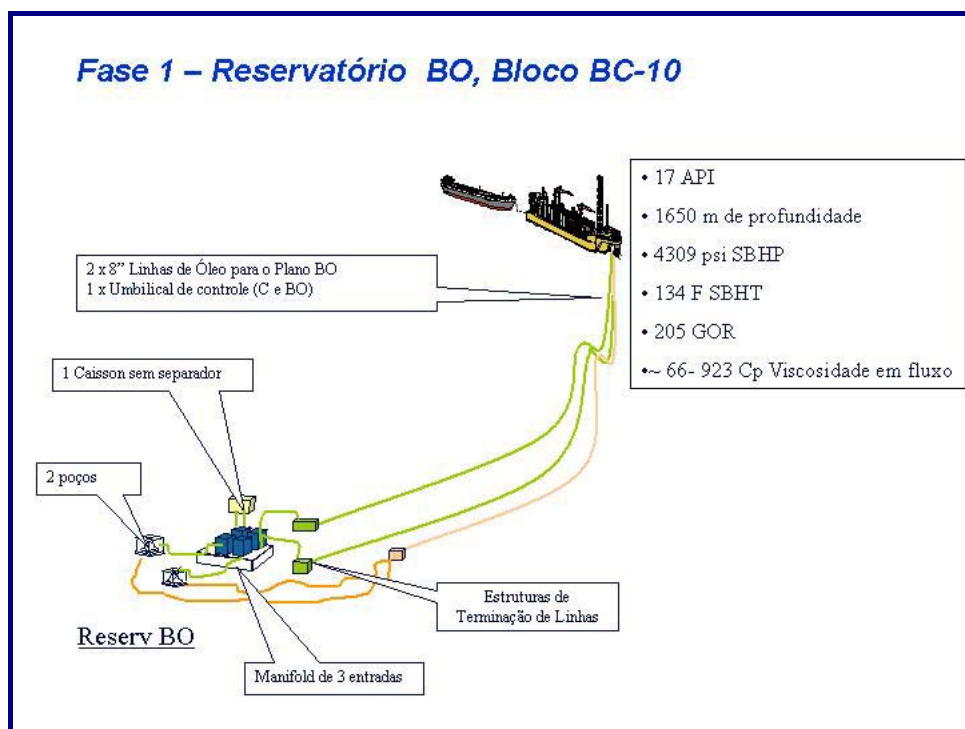
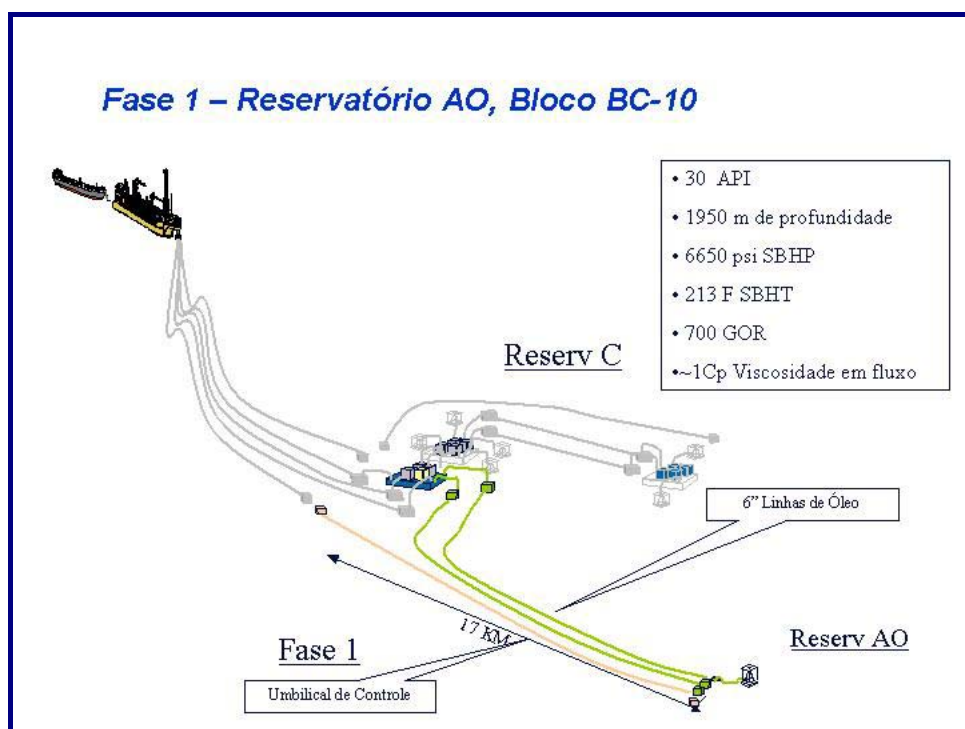


FIGURA II.2.4.2.E-2: ESQUEMA DAS INTERLIGAÇÕES DO BLOCO BC-10 FASE 1 (RESERVATÓRIO C)



**FIGURA II.2.4.2.E-3: ESQUEMA DAS INTERLIGAÇÕES DO BLOCO BC-10
FASE 1 (RESERVATÓRIO BO)**



**FIGURA II.2.4.2.E-4: ESQUEMA DAS INTERLIGAÇÕES DO BLOCO BC-10
FASE 1 (RESERVATÓRIO AO)**

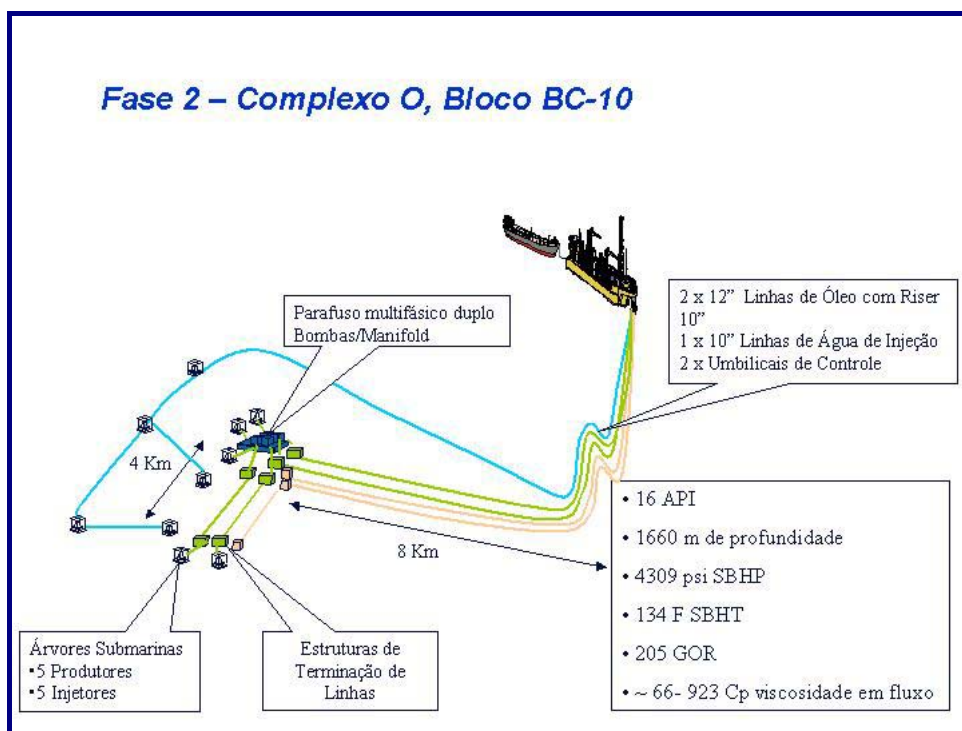


FIGURA II.2.4.2.E-5: ESQUEMA DAS INTERLIGAÇÕES DO BLOCO BC-10
FASE 2 (RESERVATÓRIO DO COMPLEXO O)

Linhas de Produção/Riser

As linhas de escoamento de diâmetros de 8" e 12" serão construídas em aço, e deverão ser instaladas por carretel de transmissão. Os *risers* de 10" conectados ao *turret* do FPSO serão flexíveis ou em aço com flutuadores intermediários em configuração de corcova complacente.

Exportação de Gás

A exportação do gás será feita através de um *riser* e linha de escoamento (6") para uma conexão submarina localizada em BC-60. A pressão de operação máxima permitida de exportação de gás é de 206 bar.g.

Manifolds Submarinos

O projeto prevê a utilização de dois (2) *manifolds* de quatro (4) entradas no reservatório C, um (1) *manifold* de três (3) entradas no reservatório BO, e um (1) no reservatório O.

Os poços serão instalados ao redor dos *manifolds*, com distância de compensação entre os poços e *manifold* de aproximadamente 30 m. O *manifold* terá duas tubulações de recebimento de produção (headers) e válvulas, de forma



que a produção de cada poço possa ser desviada para qualquer uma destas tubulações. As tubulações de recebimento podem ser ligados com um circuito de válvula para permitir a circulação de fluido através das linhas de escoamento de produção e das linhas de serviço.

Umbilical

O umbilical do tipo eletro-hidráulico, interligando o FPSO e *manifolds* / árvores de natal, compreende uma combinação de tubos, cabos de aço e cabos elétricos de controle. O umbilical irá conter condutos de baixa e alta pressão hidráulica e de injeção química para os vários produtos químicos, condutos de injeção de metanol e cabos de força e de controle.

Estação de Separação Submarina (Estações de Óleo Leve)

Conforme apresentado na seção II.2.4.A, duas Estações de Separação Submarina receberão os fluidos multifase direcionados aos *manifolds* dos poços nos reservatórios C e AO . Estas estações possuem bombas elétricas submersas (ESP) e desgaseificadores ciclônicos e serão instaladas em *caissons*. Linhas de escoamento separadas de líquido e gás conectarão os separadores ao FPSO.

a) Caissons:

Cada *caisson* consistirá de um tubo de 36" de diâmetro e condutor de 75 m de comprimento, dispondo de um trecho de transição para cabeça de poço de 18 $\frac{3}{4}$ " na extremidade. Um desgaseificador ciclônico, com entrada tangencial no topo do *caisson*, proporciona a separação direcionando o gás para parte superior onde será instalada a cabeça do poço, e o óleo, para a parte inferior da entrada da ESP, a poucos metros do fundo dos *caissons*

b) Bombas:

Cada *caisson* contém bombas ESP duplo estágio-40, série 1025, com motores duplos de 1.200 HP, em uma configuração de impulso, onde a descarga de uma bomba alimenta a sucção da próxima. Com os fluidos apenas do reservatório C, esse projeto de bomba pode atingir a pressão de sucção de bomba (PIP - *pump intake pressure*) de 500 psi ao longo de toda a vida de produção, e taxas de até 75.000 bbl/d para essa pressão de sucção. Este projeto prevê viscosidades de óleo seco e emulsão para C com base em medições feitas pela **SHELL** em seu Centro de Tecnologia - WTC (*Westhollow Technology Center*) e na *Schlumberger OilPhase*. Espera-se maior capacidade de processamento quando AO estiver produzindo e isso será avaliado no projeto detalhado. No período inicial de produção pode-se aumentar a pressão de sucção da bomba de seus limites operacionais e atingir taxas de produção de até 80.000 bbl/d.



c) Potência:

Uma fonte de alimentação de energia elétrica estável e de alta qualidade é vital para a longevidade das ESPs. Um variador de frequência (VFD - *Variable Frequency Drive*) será utilizado para cada bomba. Especificações restritivas serão utilizadas para o fornecimento de energia e para o projeto dos variadores de frequência, e assim garantir a operação esperada e de longa duração do sistema. Serão necessárias conexões elétricas submarinas de 8 kv 220 A.

d) Monitoramento e Controle:

A ESP será equipada com sensores de pressão e temperatura por todo o poço de drenagem, para fornecer dados de retorno para os variadores de frequência para o Sistema de Controle Operacional, e fornecer leitura de dados para a superfície em tempo real. Isso será usado para comando e controle da ESP e para fornecer informação sobre o desempenho da bomba.

A velocidade da ESP é controlada pelos variadores de frequência e será alterada pela informação transmitida pelos sensores de nível de líquidos, colocados em diversas alturas do *caisson* de bombeamento e separação. Desta maneira o sistema altera a vazão da bomba, aumentando ou diminuindo o nível de líquidos em seu interior e assim, separando a fase líquida da gasosa de forma eficiente.

e) Instalação Inicial:

Os *caissons* serão instalados por perfuração no leito marinho na mesma época em que a plataforma de perfuração estiver perfurando os poços de produção dos reservatórios. As ESPs e o sistema submarino serão instalados quando o restante do hardware submarino estiver sendo instalado.

Estações de Bombeamento Multifase (Estações de Óleo Pesado)

Conforme já descrito, para estações de óleo pesado será instalado um *caisson* ESP único, sem separação, para primeira produção dos poços em BO que irá receber fluidos multifásicos de dois poços. *Caissons* ESP duplos ou uma bomba única de duas hélices, todos sem separação, estão sendo planejados para os poços do reservatório O.

a) *Caissons*:

O projeto *caisson* baseia-se no *caisson* ESP com separação.



b) Bombas:

Os projetos das bombas para o reservatório BO consideram a utilização de óleo com reduzida quantidade de sedimentos sólidos e água, e viscosidades de emulsões de petróleo para o reservatório O. Estas características baseiam-se em medições realizadas pela **SHELL** em seu Centro de Tecnologia WTC, modificadas para atender às temperaturas de reservatório mais baixas e taxas de óleo e gás (GOR), características dos óleos em BO.

O grau de flexibilidade com o projeto ESP é uma questão importante, já que existe considerável incerteza nas propriedades do fluido do reservatório em BO. Os projetos são relativamente tolerantes a aumentos no potencial do reservatório, e são previstos, caso as viscosidades do reservatório no local sejam menores do que atualmente esperadas.

c) Energia, Monitoramento e controle, Instalação inicial:

Descrição idêntica a feita anteriormente para o *caisson* ESP com separador. É importante destacar que o fluxo dos poços não é surgente, ou seja, a retirada do óleo só se dará com o uso de duas bombas submersíveis em linha, de alta potência. Isto permite um maior controle de eventuais vazamentos para o meio ambiente porque o fluxo pode ser interrompido com a simples desativação das bombas.

II.2.4.2.F Descrição dos Empreendimentos Associados e Decorrentes

Conforme anteriormente descrito na **Seção II.2.4.2.B**, o lançamento e instalação dos dutos e estruturas submarinas para produção e escoamento (linhas de produção, umbilicais, *manifolds*, *risers*, *caissons*, etc) serão realizados, de acordo com os procedimentos operacionais de instalação a serem estabelecidos pela **SHELL BRASIL** junto às empresas contratadas para realização dos serviços.

As características das embarcações utilizadas no lançamento das linhas (do tipo LSV – *Laying Support Vessel*), dos *manifolds* e outras estruturas submarinas serão fornecidas ao ELPN/IBAMA tão logo sejam definidas.

Em todos os casos e períodos, serão contratadas embarcações especializadas que já dispõem de tecnologia para tal, bem como, possuam Planos de Emergência e de Gerenciamento de Resíduos, já implantados. De qualquer forma, estes Planos deverão ser adequados e compatibilizados com os objetivos e procedimentos dos Projetos de Controle da Poluição e de Emergência Individual do Bloco BC-10, a serem apresentados nas etapas subseqüentes do presente processo de licenciamento.

Não será utilizada água de inibição nos dutos, tubulações ou *risers* lançados no Bloco BC-10, tendo em vista que seu tempo de permanência na água do mar sem



utilização é limitado. Os testes hidrostáticos somente serão feitos após a conexão ao FPSO, utilizando água bruta ou filtrada que será descartada após a verificação visual da presença de filme de óleo (*sheen test*).

II.2.4.2.G Curva Prevista para a Produção de Óleo, Água e Gás

Esta previsão foi apresentada na **Seção II.2.1.F** deste EIA.

II.2.4.2.H Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica para as Substâncias Passíveis de Descarga durante a Operação no Bloco BC-10

Comumente, na etapa de produção de um campo de óleo, são esperados alguns efluentes passíveis de serem descartados no ambiente, relativos às atividades de manutenção e verificação da integridade dos dutos lançados e da separação trifásica do óleo produzido.

Na fase de instalação não será lançado produto químico no ambiente, uma vez que os dutos serão lançados vazios e seu teste de estanqueidade será feito com água bruta após sua conexão ao FPSO.

Os testes necessários na fase de produção de óleo deverão ser feitos na fração água de produção tratada (em função de seu descarte sistemático ao mar quando enquadrada nas especificações atuais – CONAMA 357/05 – 20 ppm de óleo). Amostras de água de produção serão coletadas no início da primeira produção de óleo, e serão encaminhadas a laboratórios credenciados, para a realização de suas caracterizações química, físico-química e toxicológica. Os laudos destas análises serão encaminhados ao ELPN/IBAMA para avaliação dos resultados obtidos.

II.2.4.2.I Caracterizações Qualitativa e Quantitativa da Água Produzida

Tão logo disponha de amostras da água de produção, análises qualitativas e quantitativas serão realizadas e os respectivos laudos apresentados ao ELPN/IBAMA. Vale ressaltar que toda a água produzida será tratada antes do seu descarte, respeitando os padrões ambientais vigentes (Resolução CONAMA 357/05 e Convenção MARPOL 73/78).

II.2.4.2.J Laudos Técnicos Completos de todas as Análises Realizadas

Os laudos técnicos completos das análises a serem procedidas serão fornecidos quando da realização das mesmas.



II.2.4.2.K Caracterização das Emissões Atmosféricas e dos Efluentes Líquidos decorrentes da Operação da Unidade de Produção

Emissões Atmosféricas

A produção no Bloco BC-10 gerará emissões atmosféricas relativas aos processos de geração de energia e de estocagem e *offloading* do óleo produzido. No que concerne à geração de energia, haverá a produção de CO₂, CO, HC, NO_x e SO_x, em taxas que dependerão de elementos de engenharia (como os modelos de motores, *boilers* e geradores instalados a bordo e suas respectivas tabelas de emissões), da característica do diesel utilizado como combustível (teor de enxofre) e do gás produzido, queimado na geração de energia a bordo do FPSO. As quantidades geradas serão função da produção do bloco (variável ao longo dos anos) e da performance dos equipamentos de queima do gás para geração de energia, o que demandará o rigoroso cumprimento dos programas de manutenção destes equipamentos, a fim de garantir esta performance otimizada.

A estocagem do óleo e a frequência do *offloading* influirão, basicamente na geração de compostos orgânicos voláteis (VOC, em inglês). Operações de ajuste de estabilidade do FPSO que envolvam transferência de óleo estocado entre os tanques também podem aumentar a emissão destes compostos. No entanto, estas emissões serão minimizadas, em função da pressão positiva de N₂ nos tanques de armazenamento de óleo, responsável pela inertização de suas atmosferas; e pelo sistema de captação destas emissões fugitivas, que convergem sua liberação para pontos de alimentação do *boiler* (geração de energia).

No Projeto de Controle da Poluição, a ser apresentado nas etapas subseqüentes deste licenciamento, serão estimadas quantitativamente as emissões a serem geradas, sendo avaliadas anualmente as quantidades produzidas na atividade de produção no Bloco BC-10.

Água de Produção

A curva de água a ser produzida no Bloco BC-10 foi apresentada na **Seção II.2.1.6**, conforme demonstrado no **Quadro II.2.4.2.K-1**.

QUADRO II.2.4.2.K-1: VALORES ESTIMADOS NO PICO DE PRODUÇÃO

RESERVATÓRIO	ANO	PRODUÇÃO (MIL BARRIS/DIA)
C	2020	63
AO	2020	4,8
BO	2025	9,2
O	2034	68



A água produzida é separada do óleo cru em três diferentes etapas do processamento: no primeiro estágio de retirada de água livre (*Free Water Knock Out*); no segundo estágio, no separador de produção; e no terceiro estágio, no coalescedor/desidratador. O fluxo de água produzida dos dois primeiros estágios será direcionado a hidrociclones, para separação adicional de água e óleo. A água de saída destes equipamentos será armazenada em tanques tipo *slop*, para decantação e tratamento. O óleo retirado do hidrociclone será direcionado para a entrada do coalescedor/desidratador de óleo cru, para tratamento eletroestático, e a partir daí, será encaminhada diretamente aos tanques tipo *slop*.

A água produzida será continuamente processada, sendo removida dos níveis mais baixos dos tanques tipo *slop* e encaminhada para as unidades de depuração de gás, para retirada dos hidrocarbonetos dissolvidos. Quando a qualidade da água produzida nos depuradores de gás tiver concentração de hidrocarbonetos inferior a 20 ppm e temperatura inferior a 40 °C, a mesma será descartada no mar (Resolução CONAMA 357/2005) ou, alternativamente, se especificado, terá o fluxo desviado e retornará aos tanques tipo *slop*, para reciclagem e melhoria de sua qualidade.

Efluente Sanitário

O volume de efluentes sanitários é aqui estimado, com base em uma taxa *per capita* padrão de 120 L/homem/dia de esgoto produzido, tomando-se por base a população máxima a bordo planejada para o FPSO, obtendo-se, assim, os seguintes valores:

- Volume de esgoto tratado = 120 L/homem/dia x 110 homens = 13.200 m³/dia.
Os esgotos de cada unidade serão tratados em seus respectivos sistemas e lançados ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Convenção MARPOL.

Água Oleosa

A água oleosa gerada durante as operações no FPSO será encaminhada para o separador água e óleo a ser instalado, cujo requisito mínimo para descarte do efluente tratado no mar, é a obtenção de um teor de óleo e graxa (TOG) máximo de 15 ppm, conforme limite definido na MARPOL 73/78.

Os sistemas de tratamento dos efluentes são descritos na **seção II.2.4.2.L**.

II.2.4.2.L Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

Sistema de Ancoragem

O FPSO será instalada em lâmina d'água de aproximadamente 1750 m, utilizando um sistema de atracação por *turret*.



O *turret* será conectado a um sistema de ancoragem de nove (9) pernas construídos com uma combinação de corda de poliéster e corrente de aço.

O sistema de ancoragem será projetado de acordo com as práticas recomendadas nas API RP-2SK 3ª Edição e API RP-2SM 1ª Edição e com as regras de associações de classificação relevantes. A mesma Sociedade de Classificação selecionada para o casco, classificará o sistema de ancoragem. Todos os componentes de ancoragem, inclusive o *turret*, *swivels*, cabos, correntes e âncoras serão estruturas novas.

Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

Conforme descrito e esquematizado nas **Figuras II.2.4.2.E-1 e II.2.4.2.E-5**, no Bloco BC-10 serão interligadas ao FPSO, em fases subseqüentes, as seguintes linhas de escoamento:

Fase 1 – Reservatórios C, BO e AO:

- 2 x 12" linhas de óleo com *riser* 10" para o Reservatório C
- 1 x 8" linha de gás para o Reservatório C
- 1 x 6" linha de serviço para o Reservatório C
- 2 x 8" linha de óleo para o Reservatório BO
- 1 x 6" linha de exportação de gás
- 3 x umbilicais de controle e energia (C e BO)

Fase 2 – Reservatório O:

- 2 x 12" linhas de óleo com *riser* 10"
- 1 x 10" linhas de água de injeção
- 2 x umbilicais de controle

A conexão destas linhas entre o *turret* e o FPSO será feita através de um *swivel* de linhas (energia e fluidos). O *swivel* permite que o óleo e o gás sejam transferidos de estruturas fixas para móveis, mesmo com o deslocamento do FPSO em torno do *turret*. É um sistema anelar, com controle computadorizado, de múltiplos dutos comunicantes entre os pontos de transferência, que redireciona os fluxos de entrada e saída nos vários pontos de transferência, de forma a manter ininterrupto o escoamento dos fluidos e energia. Este sistema possui dispositivos de segurança adequados para impedir vazamentos ou derramamentos.

Sistema de Detecção de Vazamentos (gás, óleo, diesel, etc)

O sistema de detecção de vazamento de gases é composto de detectores de gás sulfídrico (H₂S) e de atmosfera combustível (voláteis de óleo), que se encontram associados aos detectores térmicos e de fumaça, do sistema de incêndio. Os



primeiros trabalham em dois níveis de alerta, sendo um nível de atenção (20% LEL para combustíveis e 10 ppm para H₂S) e o outro crítico (60% LEL e 50 ppm).

Estes conjuntos estarão localizados ao longo de todo o FPSO, espalhados em pontos chave da área de produção, controle e do casario (alojamentos, vestiários e refeitório). A ativação de um dos detectores será sinalizada no painel de controle da embarcação e estará associada à ativação do alarme de emergência.

O monitoramento do H₂S será feito por amostragem manual de fluxo de produção nas estruturas de superfície (conexões para analisadores em linha serão consideradas durante o projeto detalhado). Existirão provisões para mitigação ativa H₂S.

Deteccção de Fogo e Gás e Sistemas de Combate à Incêndio:

Um sistema de detecção integrado de fogo e gás, projetado de acordo com as instalações de bordo, deverá ser instalado por todo o FPSO, com monitoramento na Sala de Controle Central.

Sistemas de combate a incêndio do FPSO, tanto para as acomodações quanto para a área de processo, devem estar em conformidade com os requisitos de regulamentos internacionais que tratam de instalações *offshore* e Sociedade de Classificação (onde aplicável).

As acomodações servirão como refúgio temporário, conforme definido nas diretrizes de HSE da **SHELL BRASIL**. O equipamento de combate a incêndio nas acomodações irá consistir de mangueiras e extintores de incêndio manuais, suplementados, conforme determinado por estudo, por sistemas automáticos de dispersão de água ou inundadores. Serão usados materiais não inflamáveis e de baixa produção de fumaça.

As bombas de água de incêndio considerarão requisitos de capacidade de todas os sistemas de combate a incêndio, a bordo. Bombas de fogo e espuma terão funções de partida do CCR, localmente e, se aplicável, de um centro de controle de incêndio local.

A distribuição dos diversos equipamentos de combate a incêndio, fixos, como monitores, inundadores, pistolas de espuma, será determinada nos estudos de combate a incêndio e metodologia de *layout*, utilizando-se ferramentas de análise, como o *Fireplan*.

Requisitos de Resposta de Emergência

Conforme Política de Resposta de Emergência emitida pela **SHELL BRASIL**, serão fornecidos estrutura de organização, instalações, procedimentos e



treinamento apropriados, de forma que uma ação imediata possa ser tomada para gerenciamento de uma situação de emergência em linha com:

- Salvamento de vidas.
- Tratamento de feridos.
- Proteção do meio ambiente.
- Limitação do dano a ativos.
- Defesa da boa imagem corporativa da empresa.

O projeto e equipamentos da instalação, para garantir conformidade com os procedimentos corporativos de resposta às emergências, incluem:

- Refúgio temporário nas acomodações.
- Barco salva-vidas de queda livre (ou outro tipo de barco salva-vidas).
- Rotas de fuga.
- Telecomunicações.

Sistemas de Manutenção

Pela atual fase de desenvolvimento do processo de contratação do FPSO, ainda não se dispõe do plano de manutenção da unidade. Tão logo se conclua o processo de contratação, será fornecida a completa descrição do seu respectivo Sistema de Manutenção.

No entanto, já é previsto o acompanhamento dos programas de manutenções preventivas de itens relacionados às emissões atmosféricas a bordo e dos equipamentos de controle de aspectos da atividade, como sistema separador de água e óleo e sistema de efluentes sanitários.

Sistema de Salvatagem

O FPSO disporá de baleeiras, com capacidade total para todos os membros da tripulação, dispostas nos bordos da unidade. Balsas infláveis, com capacidades somadas para a mesma quantidade de pessoas, estarão disponíveis de cada lado da embarcação.

Os demais equipamentos de salvatagem (coletes e bóias salva-vidas, pirotécnicos, etc.) estarão disponíveis em lugares e quantidades suficientes, conforme estabelecido na Norma SOLAS (*Safety of Life at Sea*).



Sistemas de Medição e Monitoramento

No desenvolvimento dos reservatórios no Bloco BC-10 serão selecionados dispositivos de medição relacionados às operações de produção, alocação e fiscal, em conformidade com os padrões brasileiros. O objetivo do sistema de medição é permitir atribuições de produção entre os reservatórios relacionados (por exemplo, C e AO), garantindo que a medição fiscal do petróleo e gás exportado seja atingida de forma confiável. O número de medidores da Operação será minimizado pelo projeto do sistema de dutos, para garantir que todas as vazões de fluidos sejam coletadas para medição antes da armazenagem, exportação ou descarte em bota-fora.

As produções em C e AO serão recebidas em um separador dedicado, e o petróleo, gás e água produzidos serão medidos para fins de alocação. Um medidor de serviço de deslocamento positivo irá medir a produção de petróleo dos reservatórios através de um dispositivo de medição e amostrador BS&W. Desta mesma forma, será medida a produção de BO.

Alocação de produção entre C e AO será realizada através do fechamento em AO e monitoramento de mudanças da produção a bordo, quando o sistema estabilizar-se novamente nas mesmas condições de escoamento da cabeça de poço. Este procedimento também é requerido para determinar uma taxa de poço individual no reservatório C, em razão da mistura de todos os fluidos produzidos (pós-separação) em uma única linha de escoamento. Assim, o teste de poços individuais que formam C ou AO será realizado mediante o fechamento de um poço e realização uma medição por diferenças nas estruturas de bordo.

Um medidor *master* separado estará adicionalmente disponível para calibrar rotineiramente os medidores de separador de entrada.

Sistema de Geração de Energia de Emergência e Subsistemas Atendidos

O gerador de emergência do FPSO será ativado nos casos de interrupção no fornecimento normal, sendo destinada sua geração à manutenção dos sistemas de emergência e ao básico de manutenção da integridade da embarcação. Dentre estes se podem citar:

- Unidade hidráulica;
- Turco do bote de resgate;
- Turco das baleeiras;
- Ventilador da praça de máquinas;
- Transferência de serviços essenciais;
- Compressor de ar de partida;
- Bomba de serviço de óleo combustível;



- Purificador de óleo combustível;
- Guindaste;
- Ventilação e exaustão da sala do gerador de emergência;
- Transformador de emergência da sala de rádio;
- Bomba de incêndio;
- Transformador para iluminação de áreas de risco;
- Compressor para equipamento de respiração;
- Unidades de espuma para o helideck; e
- Sistemas de iluminação para sinalização à navegação.

É válido ressaltar que alguns dos sistemas citados serão atendidos por pequenos geradores *stand alone*, que garantirão o seu funcionamento em caso de ocorrência de interrupção do sistema de energia a bordo.

Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

Os alojamentos serão servidos por unidades de sistema de tratamento de efluentes sanitários e de produção de água potável.

As unidades de tratamento de esgoto serão do tipo convencional (aprovadas pela USCG - *United States Coast Guard*), sendo equipadas com sistemas, dispositivos e equipamentos apropriados, para permitir sua operação, sem riscos de contaminação do meio ambiente.

Os sistemas para tratamento de efluentes deverão incluir: sistema de esgotos, sistema de drenagem dos conveses e de águas oleosas, sistema de coleta e tratamento de águas oleosas, sistema de coleta e destinação de óleos contaminados.

A seguir, estão descritas as principais características requeridas para estes sistemas:

a) Sistema de Esgotos, Águas Servidas e Resíduos de Cozinha:

O sistema de esgotos sanitários, conectado aos vasos sanitários da unidade, será responsável pelo transporte do esgoto até a estação de tratamento da embarcação. O sistema utilizará o princípio de tratamento através de digestão aeróbica do esgoto, combinado com tratamento final do efluente.

A unidade será composta de um tanque dividido em compartimentos de aeração, sedimentação e cloração.

O esgoto que chegar aos compartimentos de aeração será digerido por bactérias aeróbicas e microrganismos que serão desenvolvidos no próprio



esgoto, com a adição de oxigênio. Deste compartimento, o esgoto escoará para o compartimento de sedimentação, onde o resultado da digestão das bactérias será decantado como efluente limpo, sendo adicionado cloro antes da disposição final. O procedimento para a adição do cloro será determinado pelo fabricante do equipamento, sendo garantida sua concentração especificada para o processo.

O esgoto de cozinha será descartado para o mar, após trituração, em conjunto com o efluente de pias e chuveiros (*grey water*), enquanto o esgoto proveniente dos sanitários (*black water*) será enviado para a unidade de tratamento de esgoto descrita anteriormente. Após o tratamento, este efluente também será descartado no mar.

b) Sistema de Drenagem de Conveses e de Águas Oleosas:

A drenagem de conveses e áreas de serviço que tenham potencial de contaminação por óleo, será destinada para um tanque de drenagem de espera. As canaletas da área de produção serão drenadas para tanques de transferência. O excesso de água será drenado do tanque de drenagem de espera para o tanque de água contaminada.

c) Sistema de Coleta e Tratamento de Águas Oleosas:

Toda água que puder estar contaminada com óleo (retida em áreas fechadas) deverá ser bombeada para um tanque de espera de “água contaminada” (*slop sujo*). De acordo com a necessidade de tratamento, esta “água contaminada” deverá ser transferida para um tanque, de onde será bombeada para o separador de água/óleo, ou bombeada para o *topside* de processamento do óleo.

As águas oleosas serão processadas através de um separador de água e óleo. A concentração de óleo da água de saída do sistema será inferior a 15 ppm (conforme estabelecido na Convenção MARPOL), sendo a mesma, então, descartada no mar. Sensores automáticos monitorarão o teor de óleo e graxas deste efluente e, caso o teor exceda o limite, um alarme será acionado e a descarga interrompida, sendo retornada para o tanque de espera.

O óleo a ser retirado do separador água/óleo será enviado para o tanque de estocagem. Deste tanque, os resíduos oleosos (ou óleos sujos) serão acondicionados em recipientes adequados e enviados para terra, destinados às empresas autorizadas para seu reprocessamento.

Conveses não sujeitos à contaminação de óleo serão drenados diretamente para fora da unidade. Entretanto, todos os drenos e ralos possuirão tampas (embornais), as quais serão removidas manualmente para o início da drenagem.



d) Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Contaminados:

Toda borra oleosa proveniente de equipamentos, como os purificadores de combustível e sistema de óleo lubrificante, será bombeada para um tanque de resíduos oleosos e, em seguida, acondicionada em recipientes adequados para desembarque e encaminhamento a empresas autorizadas para seu reaproveitamento e/ou destinação final.

Resíduos oleosos provenientes de trocas de óleo de equipamentos da planta também serão estocados em tambores e enviados para a base de apoio em terra, de onde serão enviados para a destinação final adequada.

e) Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Sujos, Caracterização e Disposição de Rejeitos:

Os outros resíduos produzidos a bordo serão coletados de forma segregada, conforme sua classe (segundo a NBR 10.004 CB155/2004) e natureza (lâmpadas fluorescentes, resíduos de serviço de saúde, pilhas e baterias, etc), sendo adequadamente acondicionados em áreas de armazenamento temporário e transportados de forma a não gerar contaminações no ambiente.

Sua destinação final em terra será orientada de acordo com a segregação realizada a bordo, sendo encaminhados a firmas previamente avaliadas e habilitadas legalmente a realizar o transporte e destinação final destes resíduos.

II.2.4.2.M Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

A expansão da produção dos Reservatórios C, AO, BO e do Complexo O se dará conforme produção faseada descrita na **Seção II.2.1**. Existe ainda a possibilidade de produção futura dos reservatórios adjacentes ao Bloco BC-60 que, no entanto, não fazem parte do licenciamento ambiental a que se refere o presente EIA.

II.2.4.2.N Identificação e Descrição Sucinta da Infra-estrutura de Apoio a ser Utilizada

A **SHELL BRASIL** prevê utilizar como base de apoio a Vitória Offshore Logistics S/A (VOL) também na fase de produção, como planejado para a perfuração. As mesmas descrições apresentadas no item **II.2.4.1.P** são válidas para a produção.



II.2.4.2.O Procedimentos Previstos para Desativação das Unidades

O planejamento do descomissionamento dos Reservatórios C, BO, AO e O, incluindo a análise das condições de engenharia, de segurança e ambientais e a obtenção da autorização legal da ANP para realizar a operação, será realizado após análise da desativação.

Os procedimentos a serem realizados ao final da operação no Bloco BC-10 seguirão as diretrizes de desativação de unidades produtivas em campos marinhos, descritas nas Portarias ANP nº 114, de 2001, e nº 25, de 2002. Todos os poços deverão ser tamponados e abandonados definitivamente, segundo as determinações destas normas.

À época do descomissionamento da atividade, deverão ser avaliadas as condições do sistema submarino para definição de seu destino final. Todos os *caissons*, bombas e *manifolds* deverão ser recuperados e destinados para descarte ou reaproveitamento. Os *risers* e os dutos deverão ser despressurizados e limpos através da passagem de *pigs* e lavados para remoção de traços de óleo. Os dutos já deverão estar totalmente ou parcialmente enterrados, sendo melhor sua vedação e disposição no local. Os *risers* poderão ser desconectados, vedados e baixados até o fundo, para ficarem junto com os dutos.

A unidade de produção será desconectada do seu sistema de amarração, sendo deslocada para operação em um novo campo. As suas amarras serão deixadas no local por já estarem incorporadas ao ecossistema do fundo marinho no local.