

II.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 Apresentação

A área do empreendimento a que se refere o presente Estudo de Impacto Ambiental é o *Campo de Polvo*, cujos limites estão inseridos dentro da área de concessão do Bloco BM-C-8. Tal delimitação foi definida em julho de 2005, quando a **Devon** submeteu à ANP a Declaração de Comercialidade das descobertas feitas no Bloco BM-C-8.

O Bloco BM-C-8 foi concedido na segunda rodada de licitações da ANP, em 2000. A *Devon Energy do Brasil Ltda* é a operadora (60%) e conta com a participação da SK do Brasil (40%).

A superfície da área de concessão correspondente ao Bloco BM-C-8 é de 1.500 km². No entanto, aproximadamente 60% desta área será devolvida à ANP, e uma determinada região, destinada ao desenvolvimento e produção (*ring fence*), passou a ser denominada de *Campo de Polvo*. A localização do *Campo de Polvo* em relação à localização original e atual do Bloco BM-C-8 pode ser visualizada na **Figura II.2.1-1**.

II.2.1.A Objetivo da Atividade

O objetivo do empreendimento, escopo do presente processo de licenciamento, é o desenvolvimento para produção de petróleo do *Campo de Polvo*, localizado na Bacia de Campos.

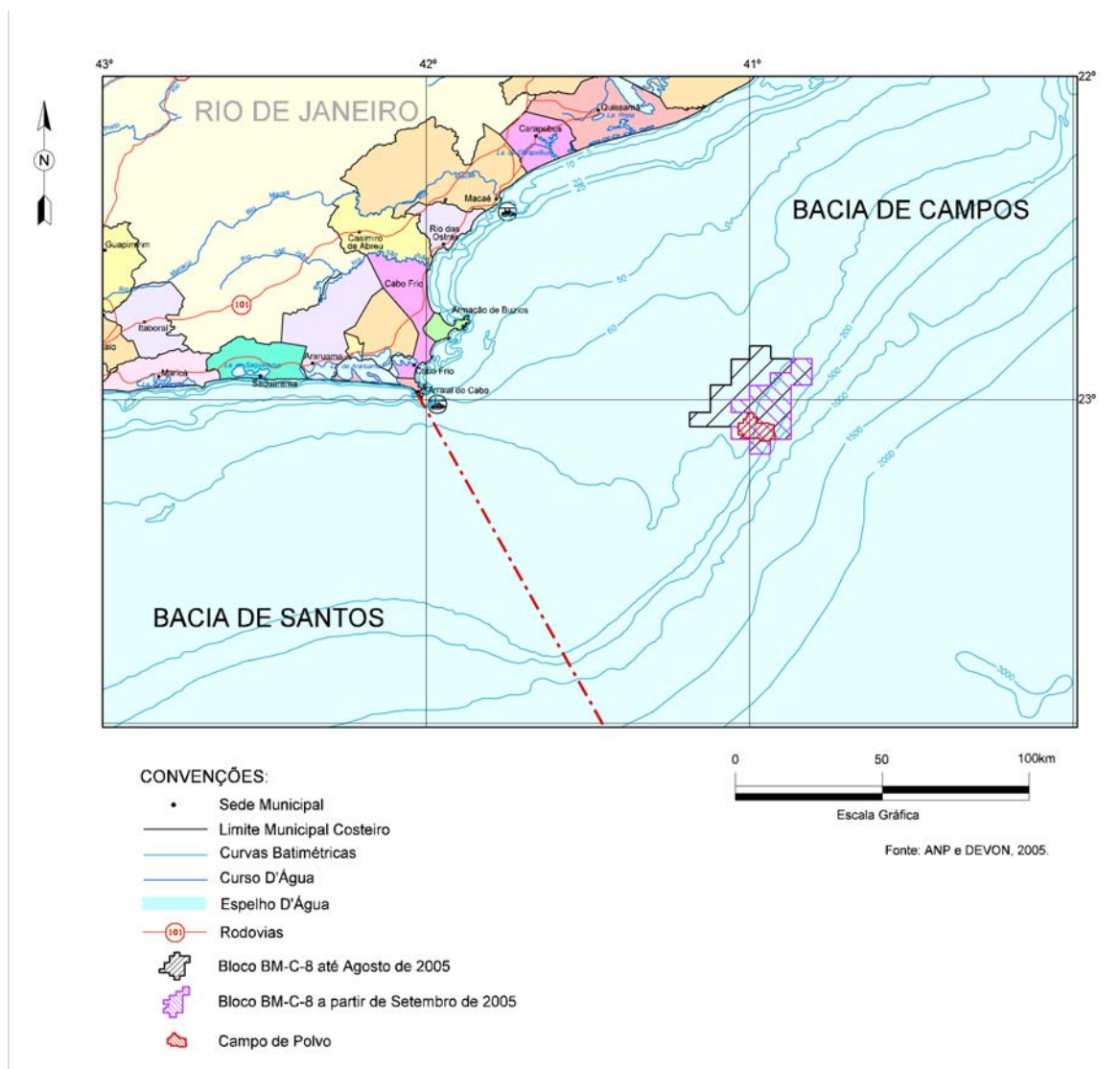


FIGURA II.2.1-1: LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE POLVO EM RELAÇÃO AO BLOCO BM-C-8 ATÉ AGOSTO DE 2005 E A PARTIR DE SETEMBRO DE 2005

II.2.1.B Cronograma Preliminar da Atividade

O cronograma da fase de instalação, bem como o das fases de desenvolvimento, produção e desativação do *Campo de Polvo*, é apresentado a seguir, nas **Figuras II.2.1.B-1 e II.2.1.B-2**.

FIGURA II.2.1.B-1: CRONOGRAMA DA FASE DE INSTALAÇÃO

ETAPAS	2006			2007		
	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR
Instalação das Linhas de Escoamento*	■					
Instalação da Plataforma Fixa e da Sonda de Perfuração		■	■			
Ancoragem do FPSO				■		
Plug-in das Linhas no FPSO					■	

*Abrange a linha de produção, a linha de injeção de água e o cabo elétrico

FIGURA II.2.1.B-2: CRONOGRAMA DAS FASES DE PERFURAÇÃO, PRODUÇÃO E DESATIVAÇÃO DO CAMPO DE POLVO

FASES	2007				2008				2009	2010	2011	2012	2013	2014
	1º TRIM	2º TRIM	3º TRIM	4º TRIM	1º TRIM	2º TRIM	3º TRIM	4º TRIM						
Perfuração de Desenvolvimento	■													
Produção	■													
Desativação do Campo														■

II.2.1.C Localização do Campo

O *Campo de Polvo* situa-se no extremo Sul da Bacia de Campos, próximo à divisa com a Bacia de Santos, a aproximadamente 98 km da cidade de Armação de Búzios, em lâmina d'água que varia de 80 a 300 m. As coordenadas geográficas e UTM dos vértices do *Campo de Polvo* são apresentadas no **Quadro II.2.1.C-1**.

A localização do campo e sua distância à costa são representadas na **Figura II.2.1.C-1** e o seu posicionamento em relação aos outros campos produtores da Bacia de Campos é ilustrado pela **Figura II.2.1.C-2**.

QUADRO II.2.1.C-1: COORDENADAS GEOGRÁFICAS (ANP) E UTM (CALCULADAS) DO CAMPO DE POLVO

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE	N (m)	E (m)
1	23° 02' 39,375" S	41° 00' 18,750" W	7.450.162,91	294.540,23
2	23° 02' 39,375" S	40° 59' 31,875" W	7.450.181,14	295.874,76
3	23° 03' 26,250" S	40° 59' 31,875" W	7.448.739,11	295.894,40
4	23° 03' 26,250" S	40° 58' 54,375" W	7.448.753,62	296.961,92
5	23° 03' 54,375" S	40° 58' 54,375" W	7.447.888,41	296.973,65
6	23° 03' 54,375" S	40° 58' 07,500" W	7.447.906,44	298.307,65
7	23° 04' 31,875" S	40° 58' 07,500" W	7.446.752,82	298.323,50
8	23° 04' 31,875" S	40° 56' 43,125" W	7.446.784,99	300.725,06
9	23° 04' 50,625" S	40° 56' 43,125" W	7.446.208,19	300.732,74
10	23° 04' 50,625" S	40° 56' 15,000" W	7.446.218,82	301.533,22
11	23° 04' 60,000" S	40° 56' 15,000" W	7.445.930,42	301.537,04
12	23° 04' 60,000" S	40° 55' 56,250" W	7.445.937,49	302.070,69
13	23° 06' 24,375" S	40° 55' 56,250" W	7.443.341,90	302.105,04
14	23° 06' 24,375" S	40° 55' 37,500" W	7.443.348,95	302.638,59
15	23° 07' 30,000" S	40° 55' 37,500" W	7.441.330,16	302.665,26
16	23° 07' 30,000" S	40° 56' 24,375" W	7.441.312,48	301.331,56
17	23° 07' 58,125" S	40° 56' 24,375" W	7.440.447,27	301.343,07
18	23° 07' 58,125" S	40° 58' 16,875" W	7.440.404,33	298.142,36
19	23° 07' 11,250" S	40° 58' 16,875" W	7.441.846,36	298.122,89
20	23° 07' 11,250" S	41° 01' 15,000" W	7.441.777,00	293.054,49
21	23° 06' 43,125" S	41° 01' 15,000" W	7.443.226,54	293.042,50
22	23° 06' 43,125" S	41° 02' 39,375" W	7.442.608,78	290.641,51
23	23° 04' 60,000" S	41° 02' 39,375" W	7.445.781,32	290.597,09
24	23° 04' 60,000" S	41° 02' 11,250" W	7.445.792,51	291.397,59
25	23° 04' 31,875" S	41° 02' 11,250" W	7.446.657,74	291.385,53
26	23° 04' 31,875" S	41° 01' 15,000" W	7.446.679,97	292.986,62
27	23° 03' 54,375" S	41° 01' 15,000" W	7.447.833,60	292.970,67
28	23° 03' 54,375" S	41° 00' 56,250" W	7.447.840,97	293.504,40
29	23° 03' 16,875" S	41° 00' 56,250" W	7.448.994,61	293.488,50
30	23° 03' 16,875" S	41° 00' 37,500" W	7.449.001,95	294.022,27
31	23° 02' 48,750" S	41° 00' 18,750" W	7.449.874,50	294.544,18
32	23° 02' 39,375" S	41° 00' 18,750" W	7.450.162,91	295.540,23

Referência das Coordenadas

Datum: SAD-69

M.C.: -54.00

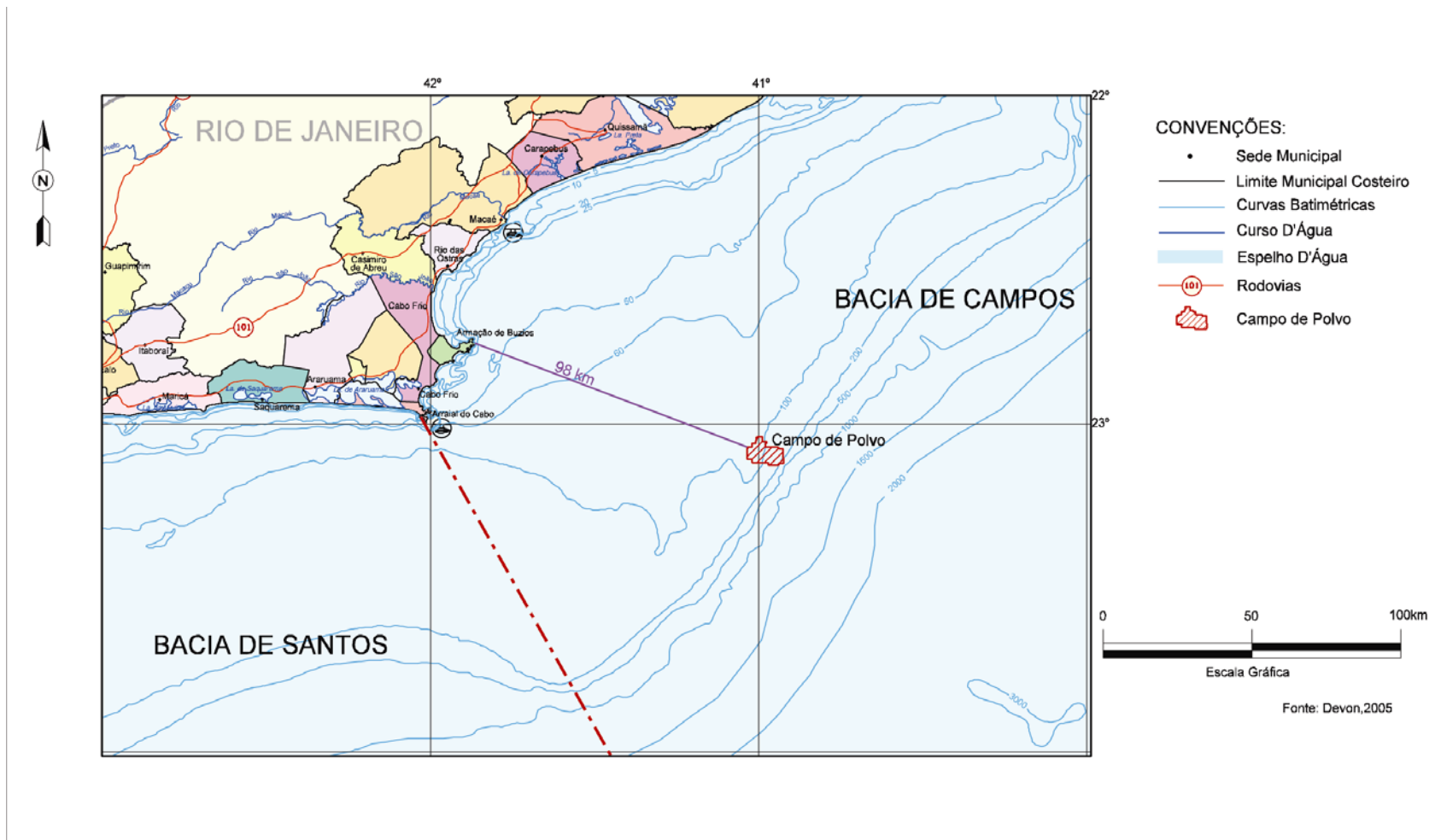


FIGURA II.2.1.C-1: LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE POLVO

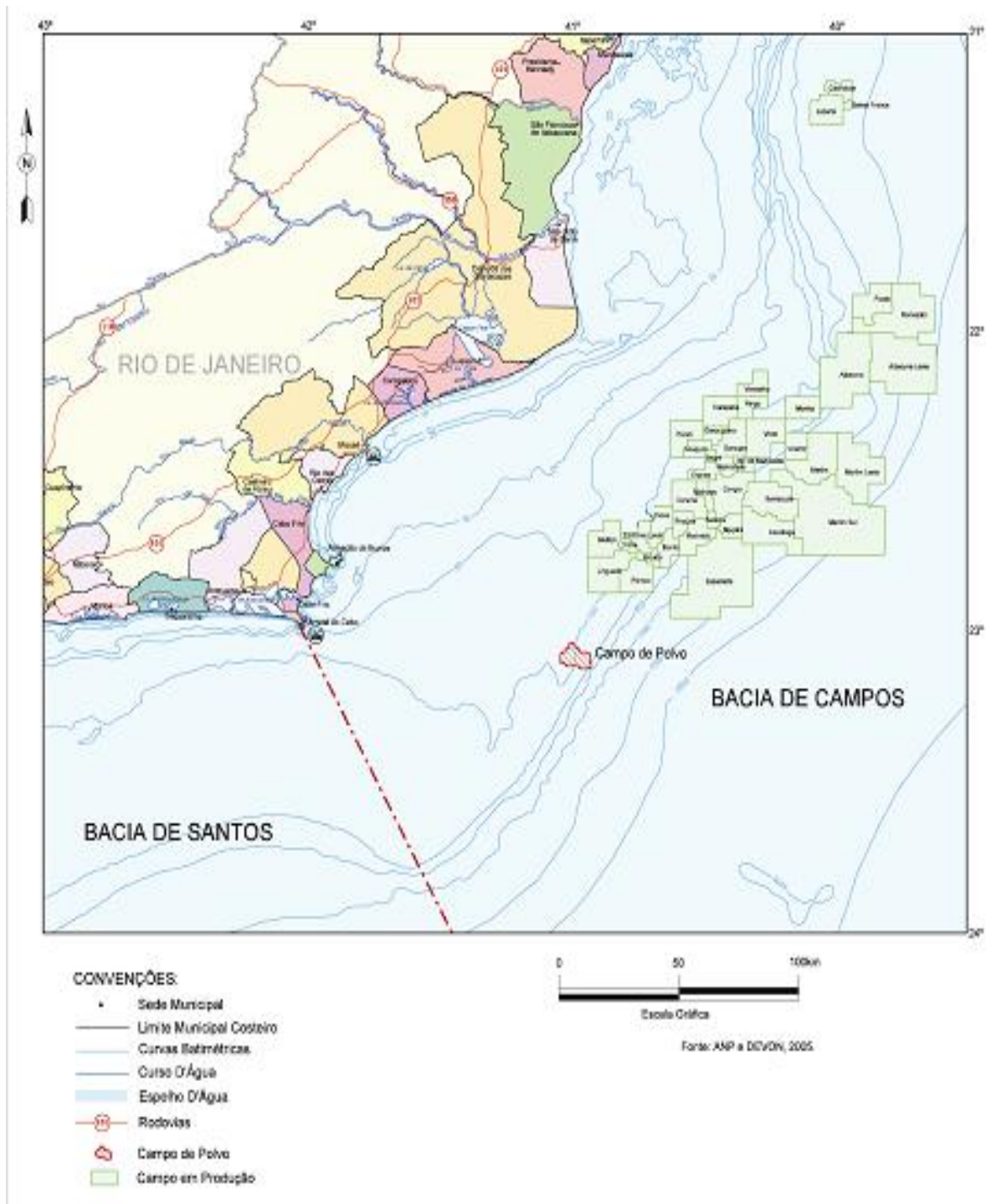
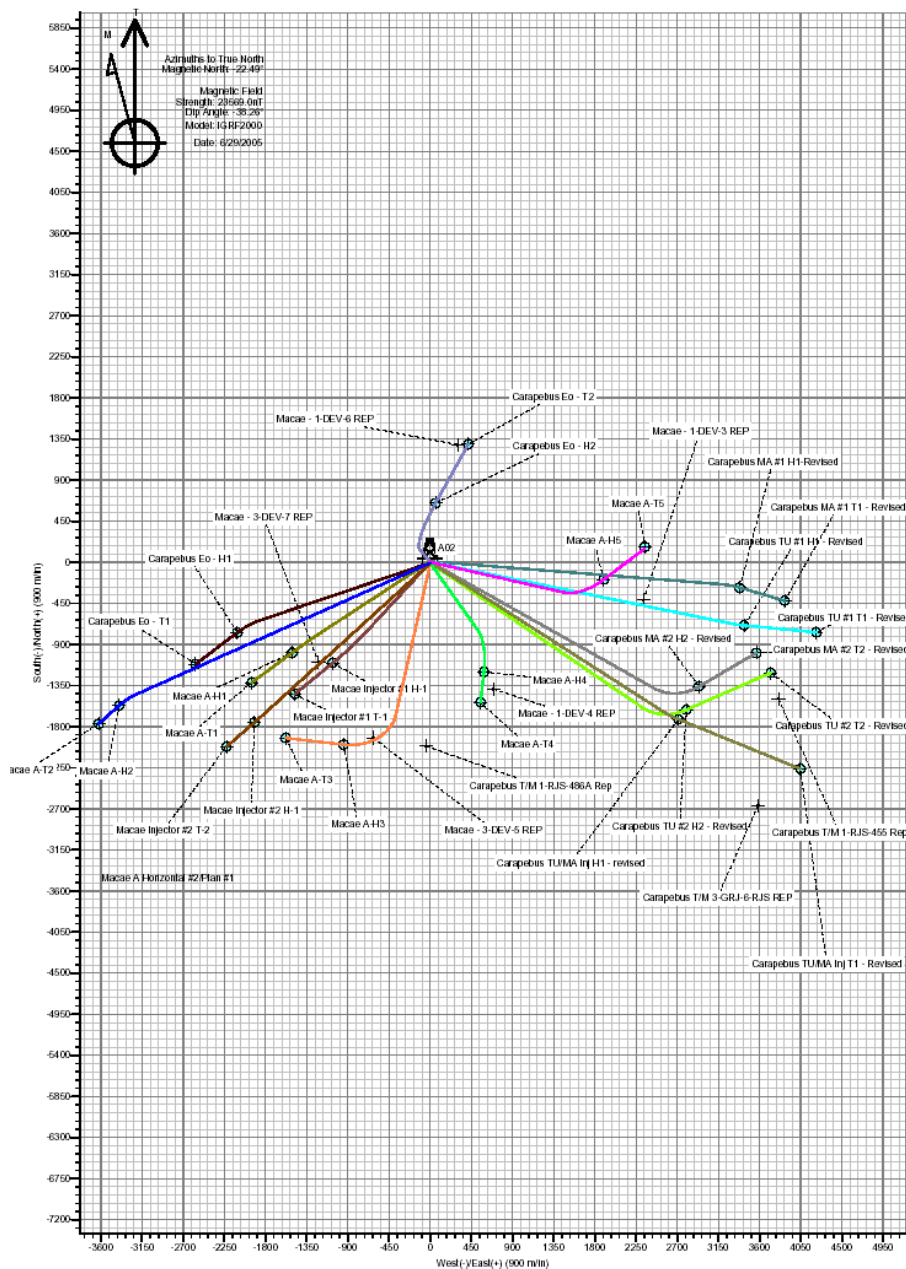


FIGURA II.2-C.2: LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE POLVO EM RELAÇÃO AOS CAMPOS DE PRODUÇÃO DA BACIA DE CAMPOS

II.2.1.D Poços a serem Perfurados

Durante a fase de desenvolvimento do *Campo de Polvo*, serão perfurados 14 poços, sendo 11 produtores e 3 injetores. Todos estes 14 poços, os quais serão direcionais conforme demonstra a **Figura II.2.1.D-1**, serão perfurados e completados a partir de uma plataforma fixa e toda a produção será escoada através de uma linha de exportação para um FPSO.

FIGURA II.21.D-1: ARRANJOS DOS POÇOS DO CAMPO DE POLVO



Referência das Coordenadas
Datum: SAD-69 M.C.: -54.00

Desta forma, as coordenadas de superfície para os 14 poços serão aproximadamente iguais, sendo a posição central entre elas correspondente ao centro de gravidade das locação das cabeças dos poços (árvores de natal convencionais), indicada a seguir:

- a) Lâmina d'água: 100 m;
- b) Coordenadas Geográficas: 23° 04' 58,38" S e 40° 59' 43,64" W;
- c) Coordenadas UTM (m): 7.445.783,61 N e 295.783,59 E.

A **Figura II.2.1.D-2**, a seguir, representa a grade de poços que possui 24 *slots*, distantes 3 m entre si. Cada poço perfurado atravessará um *slot* disponível na grade de orientação que estará situada no *deck* de perfuração da plataforma fixa. A correlação prevista entre os *slots* numerados e os poços a serem perfurados é apresentada no **Quadro II.2.1.D-1**.

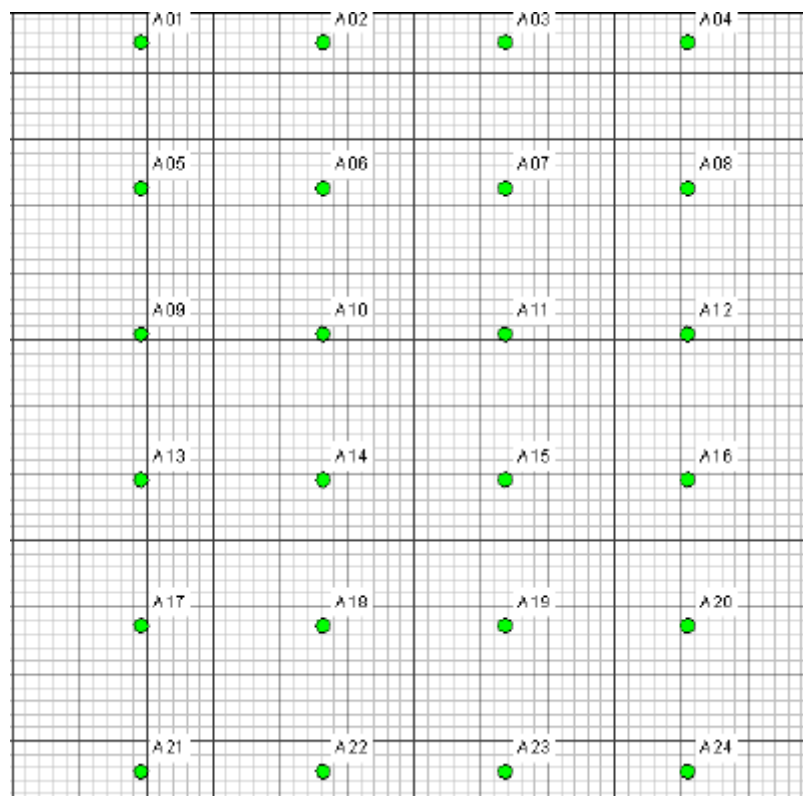


FIGURA II.2.1.D-2: GRADE DE ORIENTAÇÃO DOS POÇOS A PARTIR DA PLATAFORMA FIXA

QUADRO II.2.1.D-1: CORRELAÇÃO ENTRE SLOTS E POÇOS A SEREM PERFURADOS

SLOT	POÇO	SLOT	POÇO
A01	Carapebus Eo Horizontal #2	A13	-
A02	-	A14	-
A03	-	A15	Carapebus Inj Convencional
A04	-	A16	Carapebus MA Horizontal #2
A05	-	A17	Carapebus Eo Horizontal #1
A06	-	A18	Macaé A Horizontal #2
A07	Carapebus MA Horizontal #1	A19	Macaé A Horizontal #3
A08	-	A20	-
A09	Macaé A Horizontal #1	A21	Macaé Injector #1
A10	Macaé A Horizontal #5	A22	Macaé Injector #2
A11	Macaé TU Horizontal #1	A23	Macaé A Horizontal #4
A12	-	A24	Carapebus TU Horizontal #2

No **Quadro II.2.1.D-2** a seguir, os poços são caracterizados quanto à sua denominação, fase, extensão (MD) e profundidade vertical (TVD) de cada revestimento a ser instalado.

QUADRO II.2.1.D-2: POÇOS A SEREM PERFURADOS NO CAMPO DE POLVO

POÇO	PROFUNDIDADE VERTICAL (M)	EXTENSÃO (M)			
		24"	13 ³ / ₈ "	9 ⁵ / ₈ "	POÇO ABERTO
Carapebus Eo Horizontal #1	1.550	195	1.004	2.843	3.532
Carapebus Eo Horizontal #2	1.550	195	607	1.773	2.615
Carapebus MA Horizontal #1	2.305	195	1.037	4.264	4.816
Carapebus MA Horizontal #2	2.290	195	1.033	4.180	4.966
Carapebus TU Horizontal #1	2.347	195	1.038	4.369	5.205
Carapebus TU Horizontal #2	2.309	195	1.031	4.166	5.245
Carapebus Inj Convencional	2.404	195	1.033	4.075	5.584
Macaé A Horizontal #1	2.004	195	832	2.741	3.379
Macaé A Horizontal #2	1.919	195	1.108	4.434	4.801
Macaé A Horizontal #3	2.124	195	920	3.338	4.048
Macaé A Horizontal #4	2.184	195	626	2.635	3.004
Macaé A Horizontal #5	2.239	195	733	3.067	3.692
Macaé A Injetor #1	2.134	195	688	2.689	3.291
Macaé A Injetor #2	2.134	195	925	3.483	3.952

Os poços *Carapebus Inj Convencional*, *Macaé Injetor #1* e *Macaé Injetor #2* serão utilizados para injeção da água do mar nos reservatórios. Todos os outros poços serão produtores. Os 11 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.

II.2.1.E Localização das Unidades de Produção

As coordenadas da plataforma fixa e do FPSO a serem utilizados no desenvolvimento e produção do *Campo de Polvo* são as seguintes:

UNIDADE DE PRODUÇÃO	LATITUDE	LONGITUDE	N (m)	E (m)
Plataforma Central	23° 05' 06,13" S	40° 59' 30,75" W	7.445.783,61	295.783,59
FPSO	23° 04' 57,69" S	41° 00' 29,65" W	7.445.903,48	294.288,39

Referência das Coordenadas

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

Conforme mencionado no **Item II.2.1-D**, todos os poços a serem perfurados na etapa de desenvolvimento partirão das mesmas coordenadas, que por sua vez são as mesmas da plataforma fixa.

Não serão utilizados dutos de exportação para terra, uma vez que toda a produção será diretamente escoada via navios aliviadores.

A **Figura II.2.1.E-1**, a seguir, apresenta a localização das duas unidades de produção a serem utilizadas.

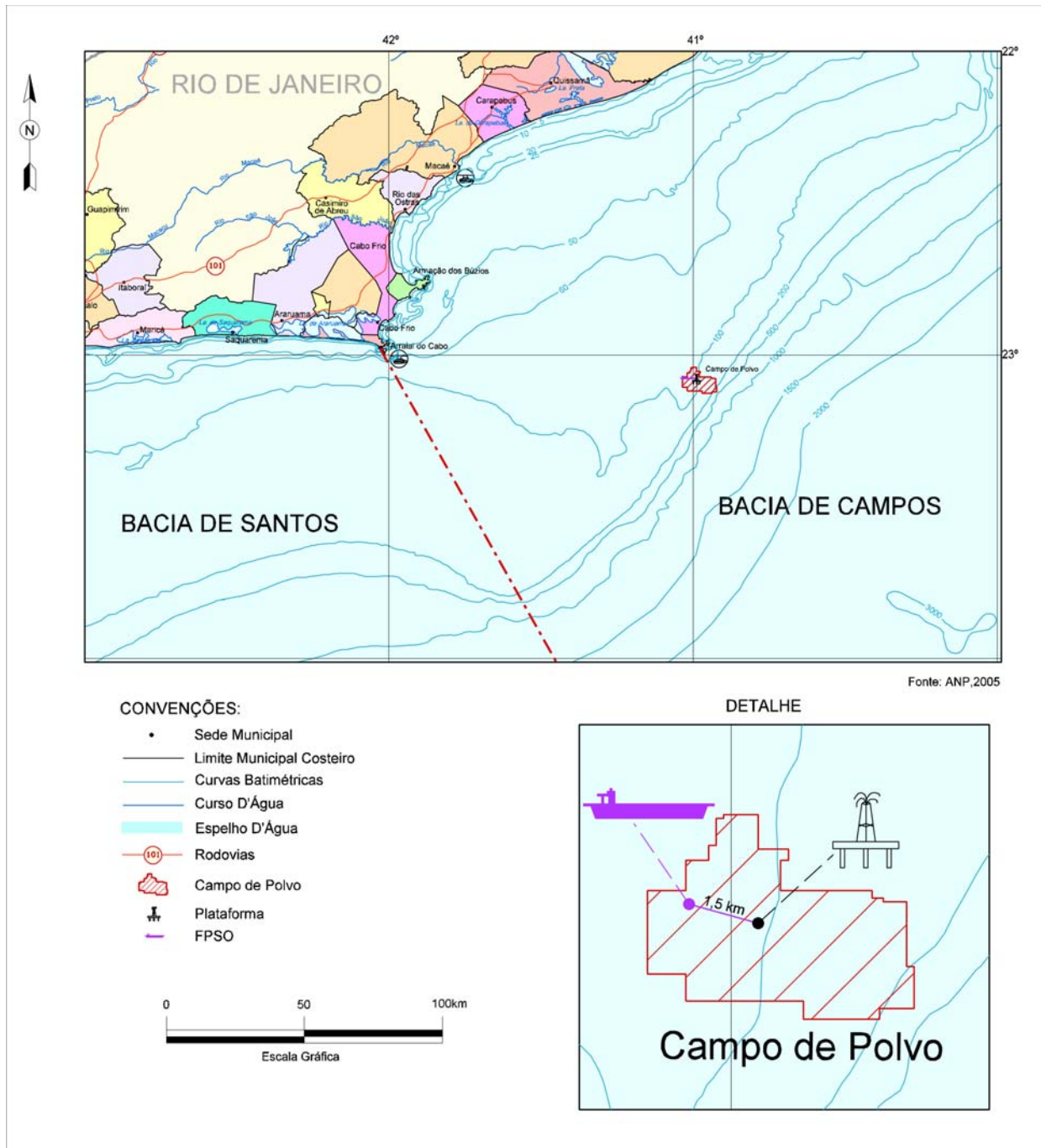


FIGURA II.2.1.E-1: LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

II.2.1.F Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

Considerando a fase inicial do projeto, na qual há uma produção maior de óleo do que de água, a previsão da **Devon** é produzir, a partir do segundo semestre de 2007, 50.000 bpd.

A estimativa de produção de petróleo para 2007, de acordo com o Plano Estratégico da Petrobras, é de 2,2 milhões bpd. Em se confirmando esta estimativa, a **Devon** irá contribuir, através da produção no *Campo de Polvo*, com 2,3% da produção de petróleo no Brasil.

II.2.2 HISTÓRICO

II.2.2.A Histórico das Atividades Petrolíferas no Bloco BM-C-8

De 1978 a 1997, a Petrobras perfurou 14 poços na região do Bloco BM-C-8 e descobriu o Campo de Guarajuba.

Em 2001, foi concedida à **Devon** pelo ELPN/IBAMA a LPper 29/01, após a aprovação do RCA – Relatório de Controle Ambiental para a Atividade de Perfuração Marítima no Bloco BM-C-8. Nesta ocasião foi perfurado um poço exploratório (1-DEV-3-RJS), através do qual descobriu-se óleo na formação Macaé.

Em 2004, foi concedida pelo ELPN/IBAMA à **Devon** uma nova LPper (nº 45/04), após a adequação do RCA elaborado em 2001, que autorizou a perfuração de mais três poços, dos quais um foi perfurado em 2004 (1-DEV-4-RJS e seu *side track*, 3-DEV-5DP-RJS). A LPper 045/04 foi renovada em 11/11/2004 autorizando a perfuração de mais 3 poços. Ainda em 2004 se iniciou a perfuração de um novo poço – 1-DEV-6-RJS. Através destas novas perfurações, foi descoberta uma faixa de óleo maior, mais pesado e viscoso.

Em 2005, foi perfurado mais um poço exploratório (3-DEV-7-RJS), que contribuiu para estimar as dimensões do novo reservatório. Denominou-se *Campo de Polvo*, a junção deste novo reservatório com o já descoberto pela Petrobras (Guarajuba).

No **Quadro II.2.2.A-1** abaixo, são apresentadas as coordenadas de fundo dos poços já perfurados, as datas de início e de conclusão dos mesmos e a profundidade total de cada um deles.

QUADRO II.2.2.A-1: CARACTERÍSTICAS DOS POÇOS JÁ PERFURADOS NO BLOCO BM-C-8 (COORDENADAS DE FUNDO)

POÇO	LATITUDE	LONGITUDE	N (m)	E (m)	DATA DE INÍCIO	DATA DE CONCLUSÃO	PROFUNDIDADE TOTAL (M)
POÇOS PERFURADOS PELA PETROBRAS							
1-RJS-068	22° 58' 19,97"	41° 00' 38,93"	7.458.135,18	293.856,19	30/11/1978	14/01/1979	2.673
1-RJS-089	22° 50' 44,84"	40° 56' 16,57"	7.477.736,44	301.145,07	18/01/1979	20/02/1979	2.757
1-RJS-113	22° 57' 08,21"	40° 56' 32,28"	7.460.437,31	300.852,78	05/10/1979	20/11/1979	2.968
1-RJS-112A	22° 56' 05,30"	40° 49' 28,88"	7.462.527,15	312.890,56	04/11/1979	10/01/1980	3.162
1-RJS-231	22° 56' 17,51"	40° 48' 40,26"	7.462.168,70	314.280,42	10/09/1982	30/10/1982	3.290
1-RJS-365	23° 02' 42,06"	40° 55' 06,65"	7.450.199,45	303.426,66	26/09/1986	02/11/1986	3.346
1-RJS-485	22° 54' 25,49"	40° 50' 49,41"	7.465.568,74	310.557,61	15/01/1993	03/04/1993	3.154
1-RJS-486A	23° 06' 07,55"	40° 59' 38,83"	7.443.774,15	295.764,07	15/04/1993	07/07/1993	3.000
1-RJS-455	23° 05' 50,60"	40° 57' 23,55"	7.444.347,87	299.607,01	24/01/1994	07/03/1994	2.520
1-RJS-467B	23° 01' 13,37"	40° 58' 39,11"	7.452.847,28	297.341,23	03/11/1994	08/12/1994	2.980
3-GRJ-001-RJS	22° 10' 55,43"	41° 45' 21,47"	7.544.430,48	215.811,82	21/03/1995	12/04/1995	2.394
3-GRJ-002-RJS	23° 06' 28,54"	40° 57' 31,29"	7.443.177,65	299.402,41	14/07/1995	07/08/1995	2.503
3-GRJ-006DP-RJS	23° 06' 02,08"	40° 57' 34,09"	7.443.990,56	299.311,58	04/09/1995	17/09/1995	2.747
1-RJS-420A	23° 01' 06,10"	40° 53' 15,09"	7.453.192,66	306.564,57	30/11/1996	20/02/1997	3.241
POÇOS PERFURADOS PELA DEVON							
1-DEV-3-RJS	23° 05' 11,91"	40° 58' 21,79"	7.445.515,74	297.933,39	23/10/2001	18/11/2001	2.400
1-DEV-4-RJS	23° 05' 43,53"	40° 59' 19,30"	7.444.520,75	296.309,76	04/06/2004	17/07/2004	2.445
3-DEV-5DP-RJS	23° 06' 00,86"	41° 00' 05,41"	7.443.969,87	295.004,80	17/07/2004	13/09/2004	3.167
1-DEV-6-RJS	23° 04' 16,56"	40° 59' 33,12"	7.447.190,96	295.880,16	28/12/2004	09/02/2005	2.433
3-DEV-7-RJS	23° 05' 29,39"	41° 00' 32,64"	7.444.902,38	294.208,75	10/02/2005	24/03/2005	2.205

Referência das Coordenadas
Datum: SAD-69 M.C.: -54.00

A **Figura II.2.2.A-1**, a seguir, apresenta a localização dos poços já perfurados, sendo que o mais distante, perfurado pela Petrobras, dista 23 km do *Campo de Polvo*. É importante ressaltar que os poços O, P, R e T estão inseridos dentro da área original do Bloco BM-C-8.

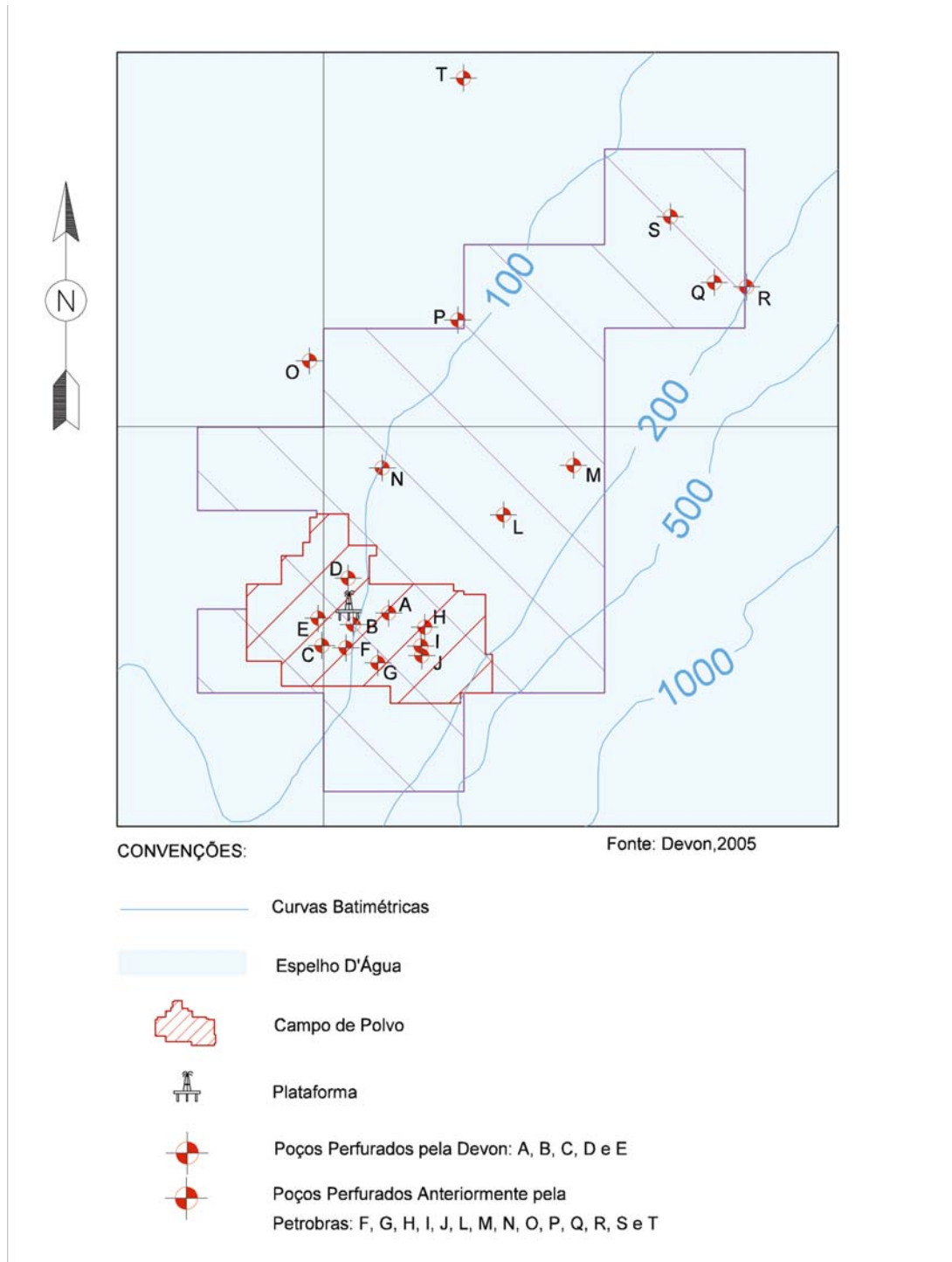


FIGURA II.2.2.A-1: LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS EXPLORATÓRIOS PERFURADOS

II.2.2.B Relato Sumário do Projeto

O Projeto de Desenvolvimento e Produção do *Campo de Polvo* consiste basicamente em quatro etapas: instalação de uma plataforma fixa e um FPSO, perfuração de 14 poços, produção média de aproximadamente 50 mil barris de petróleo por dia em um horizonte de sete anos e posterior desativação do empreendimento.

Tanto a plataforma fixa como o FPSO serão utilizados na fase de produção do campo, e estão sendo projetados/escolhidos em função de sua compatibilidade com as características físicas da área (lâmina d'água) e para atender aos requisitos necessários ao empreendimento (número de poços, capacidade de armazenamento e processamento).

A plataforma fixa irá perfurar e completar os 14 poços, além de enviar para o FPSO a produção de petróleo a ser processada. O FPSO terá capacidade para processar um volume máximo de até 60 mil barris de petróleo por dia, estocar até cerca de 1 milhão de barris de petróleo, gerar energia para as bombas que farão a elevação dos poços para a plataforma fixa, transferir água de injeção para ser utilizada nos poços e tratar a água de produção para descarte no mar. Toda a produção do *Campo de Polvo* será escoada via navios aliviadores. A **Figura II.2.2.B-1** apresenta um esquema das unidades e equipamentos a serem instalados no *Campo de Polvo*.

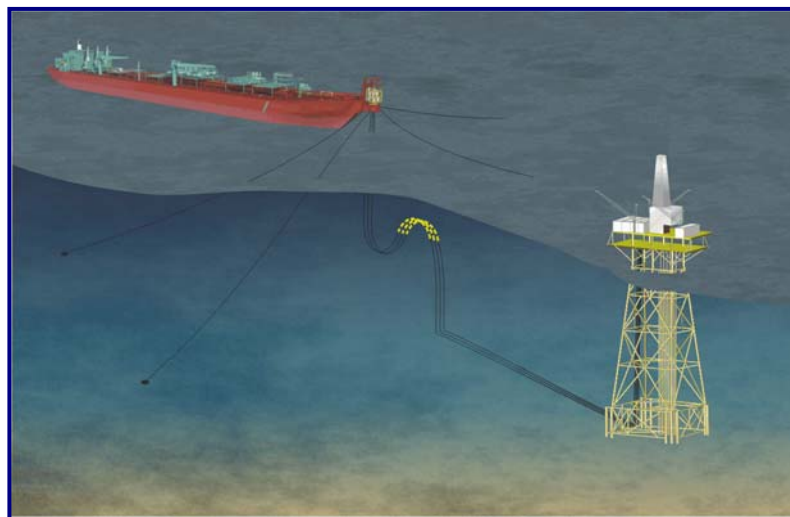


FIGURA II.2.2.B-1: REPRESENTAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

A definição da locação de ambas as unidades, do arranjo dos 14 poços e das linhas de transferência, está sendo subsidiada por análises geológicas, geotécnicas e estruturais, de forma a garantir a integridade do sistema, assim como minimizar os impactos e riscos ambientais.

O projeto de desenvolvimento e produção do *Campo de Polvo* partiu das descobertas da Petrobras, datadas da década de 80, e buscou, inicialmente, ampliar o alcance da exploração no Bloco BM-C-8, o que levou a novas descobertas. Esta fase de pesquisa de hidrocarbonetos correspondeu à perfuração de cinco poços através de plataformas de perfuração e estendeu-se de 2001 a 2005.

As reservas descobertas no Bloco BM-C-8 são de óleo pesado e viscoso, o que demanda técnicas mais complexas para a sua produção. Por este motivo, o projeto passou por uma fase de criteriosa análise técnico-econômica, que resultou na confirmação de sua viabilidade para exploração comercial. Atualmente, o projeto encontra-se em fase de detalhamento executivo e planejamento logístico e ambiental.

II.2.3 Justificativas

A Devon Energy do Brasil é uma subsidiária da Devon Energy Corporation, que atua no ramo de exploração e produção de petróleo, e atualmente é a maior companhia independente da América do Norte, estimando-se que detenha aproximadamente 2,1 bilhões de barris de petróleo em reservas comprovadas. A empresa possui reconhecida capacidade para exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas *offshore*, participando, atualmente, de cinco blocos de exploração e produção no Brasil, sendo operadora de três deles.

Justificativas econômicas, sociais e ambientais habilitam a **Devon** ao desenvolvimento e à produção do *Campo de Polvo*. Além disto, cabe ressaltar que a empresa desenvolve na China, no Campo de Panyu, empreendimento bastante similar ao do *Campo de Polvo*, utilizando igualmente a configuração de uma plataforma fixa e um FPSO, bombas submersíveis para elevar artificialmente o óleo dos poços, geração de energia para o funcionamento destas bombas importada do FPSO via cabos submersíveis, processamento da produção no FPSO e ancoragem do FPSO através de *turret*.

II.2.3.A 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.

Além disso, apesar das licitações para a construção da jaqueta, do convés e da fundação da plataforma a ser utilizada, serem realizadas com participação de empresas brasileiras, americanas e coreanas, a **Devon** assumiu o compromisso de destinar pelo menos 40% do capital que será investido na infra-estrutura da atividade à aquisição de produtos brasileiros, o que, certamente, contribuirá para o fortalecimento do setor de indústria naval do país.

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

II.2.3.B 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 a nível direto como indireto, o que caracteriza um benefício social do empreendimento.

Um projeto de produção como é o caso do *Campo de Polvo* 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, comissaria 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.C Justificativas Ambientais

Durante a etapa de perfuração exploratória do Bloco BM-C-8, foram incorporados inúmeros procedimentos voltados à minimização ou prevenção de possíveis impactos ao meio ambiente ou às comunidades da sua área de influência. O programa incorporou também estratégias de gerenciamento e controle de desempenho ambiental que estão integradas aos projetos apresentados no RCA da atividade, as quais incluem:

- Gestão de resíduos a bordo consistente com as normas e legislações aplicáveis;

- Adoção de medidas que promovam a minimização, reaproveitamento ou reciclagem de resíduos;
- Treinamento ambiental de trabalhadores, visando implementar a bordo 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 **Devon**;
- Implementação do 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.

A **Devon** realizará, ainda, uma investigação geotécnica nas locações da plataforma e do FPSO, com o objetivo de averiguar as condições do assoalho marinho e da capacidade de carga dos solos existentes. Com esta medida, pretende-se mitigar os risco de instabilidade geológica e, conseqüentemente, assegurar que o assentamento da plataforma e a ancoragem do FPSO ocorram de forma segura, evitando acidentes que envolvam perda de estabilidade por parte das unidades de produção.

Ainda quanto à plataforma e ao FPSO, é importante ressaltar que os mesmos contarão com o Plano de Emergência Individual a bordo, programas de monitoramento e acompanhamento, além de práticas de gerenciamento de resíduos, tratamento de efluentes e controle da poluição em geral.

Por fim, faz-se necessário mencionar que a tecnologia de controle ambiental a ser utilizada neste empreendimento é totalmente conhecida e de domínio da **Devon**, tendo sido utilizada com sucesso em outros projetos da empresa.

II.2.4 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

Para o desenvolvimento e produção do *Campo de Polvo*, serão instaladas duas unidades: uma plataforma fixa e um navio do tipo FPSO. Todos os poços (injetores e produtores) serão perfurados a partir da plataforma fixa, que durante a fase de produção também será utilizada como unidade de completação do campo.

Pelo fato da plataforma fixa ser utilizada tanto na fase de desenvolvimento (perfuração e completação) quanto durante a fase de produção (completação e escoamento da produção), a mesma é descrita no **Item II.2.4.1.B** no que se refere à sua instalação, características e à sonda de perfuração que será utilizada nesta primeira fase.

Já o FPSO, que será responsável pelo processamento, armazenagem e transferência do óleo produzido, é descrito no **Item II.2.4.2.B**. Neste item são descritos, ainda, equipamentos específicos a serem instalados na plataforma fixa para a fase de produção.

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.
- 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 sai os jatos de lama, serão em função do tipo de rocha a ser perfurada. A aplicação e o controle destes parâmetros aplicados sobre a broca requer 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, exercida 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 a esforços de compressão, conhecidos como *Drill Collars* (comandos de

perfuração). O *BHA* inclui ainda outros acessórios como estabilizadores, subs de redução, etc.

Acima dos comandos de perfuração, como elementos de transição, são conectados tubos de parede de espessuras intermediárias, também resistentes a 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 a 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 a perfuração avança, 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 de 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, na perfuração de desenvolvimento do *Campo de Polvo* a rotação 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) / BOP / e o lado externo da coluna de perfuração;
- *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 da broca 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 horizontes reservatórios atravessados durante a perfuração. Incluem-se aí as propriedades de evitar o desmoronamento, inchamento ou 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 de filtrado do fluido de perfuração, nas rochas porosas atravessadas. Além disto, dependendo das características da rocha perfurada, as propriedades físico-químicas da lama serão ajustadas de forma a evitar a reação desta com a formação (ex: dissolução de sal em formações salinas, inchamento de argilas e folhelhos, etc.);
- Controle das pressões de subsuperfície ou pressões de formação, durante a perfuração. 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 (*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 pode 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 para a ocorrência de um *kick*.

Durante a perfuração do poço, similarmente ao controle de peso e rotação, o sondador estará monitorando / controlando constantemente a pressão e a vazão de bombeio, mantendo um valor ideal para a eficiência da operação. Além disso, o sondador estará monitorando constantemente 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, ao contrário, 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 situação 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

O desenvolvimento do *Campo de Polvo* será feito utilizando-se perfuração direcional a partir de uma plataforma fixa (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 *Campo de Polvo*, a principal finalidade é a facilidade de se perfurar vários poços a partir de um mesmo ponto.

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 e a inclinação do trecho reto inclinado. 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.

Atualmente uma quarta variação do poço direcional, caracterizada por apresentar o trecho final em direção horizontal, tem sido muito utilizada por proporcionar um

aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos. Neste tipo de poço direcional 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. Na presente descrição das atividades de perfuração do *Campo de Polvo*, os poços direcionais com trecho horizontal são designados como poços horizontais, enquanto os demais poços são designados como poços direcionais (**Figura II.2.4.1.A-1**)

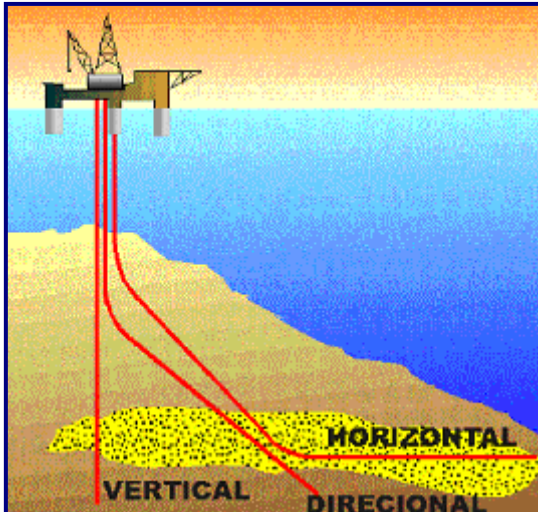


FIGURA II.2.4.1.A-1: TIPOS DE FURO (VERTICAL, DIRECIONAL E DIRECIONAL COM TRECHO HORIZONTAL). EXTRAÍDA DO EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS DO CAMPO DE JUBARTE, BACIA DE CAMPOS (CEPEMAR, 2004).

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

Atualmente existem ferramentas que permitem o registro contínuo da inclinação e direção do poço. Será utilizada durante a perfuração de desenvolvimento do *Campo de Polvo* uma ferramenta conhecida como MWD (*Measurement While Drilling*). Esta ferramenta 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. Uma outra ferramenta disponível é o *Steering Tool*, que é um cabo elétrico transmitindo 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 instalado um *sub* torto (*bent-sub*), cuja função é desviar o motor de fundo da vertical, apontando-o para a direção que o poço deve ser perfurado.

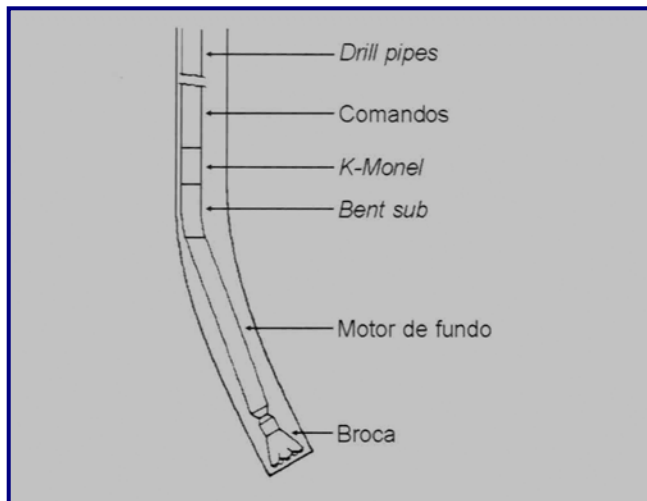


FIGURA II.2.4.1.A-2: COLUNA DE DESVIO. EXTRAÍDA DE PETROBRAS, 2001.

Esta coluna é descida no poço e 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 trajetória do poço. 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 do *sub* torto. 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 poços petrolíferos *offshore* inicia-se com o posicionamento da unidade de perfuração, envolvendo operações diferenciadas conforme o tipo da unidade a ser empregada. Assim teremos operações de posicionamento

específicas para unidades tipo jaqueta, auto-elevatória, plataformas semi-submersíveis ou navios de perfuração, do tipo posicionamento dinâmico ou ancorados.

No presente caso, a perfuração de desenvolvimento do *Campo de Polvo* inicia-se com a instalação de uma plataforma fixa do tipo jaqueta, onde será instalada a sonda de perfuração. O posicionamento da unidade foi determinado a partir de uma locação determinada que centralize todas as perfurações a serem realizadas. O *deck* da plataforma fixa, com seus equipamentos (*topsides*), será assentado sobre a jaqueta, que será fixada em sua locação através da cravação de estacas (processo descrito no **Item II.2.4.1.B**).

Serão perfurados 14 poços sendo 11 produtores e 3 injetores. Para a perfuração de cada poço serão utilizadas grades de orientação com 24 slots, desde o *deck* de perfuração até estruturas solidárias à jaqueta, soldadas em diferentes alturas das pernas da mesma (ver arranjo tridimensional da jaqueta – **Figura II.2.4.1.A-3**, apresentada no final da **Seção II.2.4.1**).

Antes da perfuração de cada poço a coluna de perfuração será centralizada no *slot* correspondente. Desta maneira, serão utilizados inicialmente 14 slots, sendo deixados outros 10 de reserva, para o caso de falha na execução de algum poço, ou ainda para perfuração futura de outros poços. A correspondência entre cada poço a ser perfurado e o respectivo *slot* é apresentada na **Seção II.2.1.D** deste EIA.

c) Perfuração do Poço:

A perfuração de um poço é executada 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. A perfuração das fases projetadas para os poços de desenvolvimento do *Campo de Polvo* é brevemente descrita a seguir. Para efeito de referência, todas as profundidades são indicadas em relação à mesa rotativa, esta por sua vez, estará localizada 137 m acima do assoalho marinho, conforme esquema abaixo:

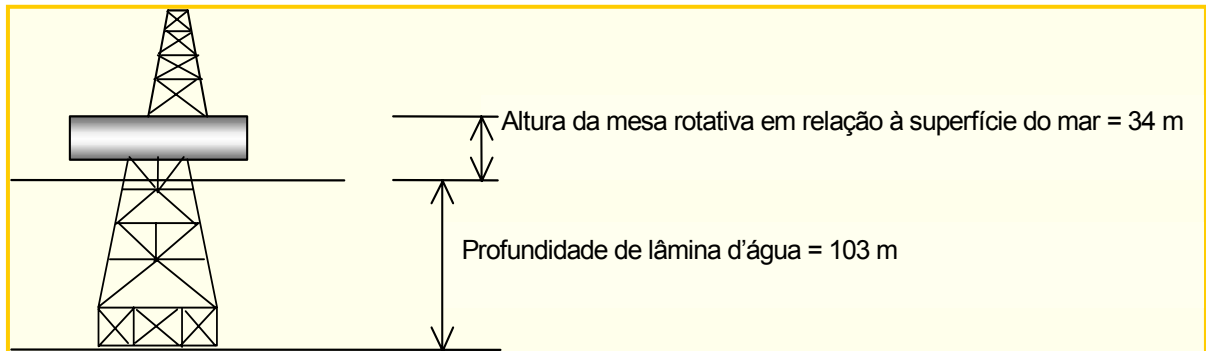


FIGURA II.2.4.1.A-4: ALTURA REFERENCIAL DAS FASES DE PERFURAÇÃO
(MESA ROTATIVA + LÂMINA D'ÁGUA)

d) Instalação do revestimento de 24”:

No presente programa, a primeira fase dos poços previstos consiste na descida de um revestimento de 24”, posicionando a sua sapata (extremidade inferior do revestimento) a 195 m abaixo da mesa rotativa.

Neste caso, o furo inicial será executado através da cravação do revestimento diretamente no assoalho marinho. Durante esta fase, não será utilizada qualquer espécie de fluido de perfuração.

e) Perfuração e instalação do revestimento de 13 3/8”:

Após o assentamento do revestimento de 24” inicia-se a perfuração do poço de 17 1/2” com a descida de uma coluna de perfuração. Esta fase é perfurada com retorno de lama através do espaço anular entre a coluna de perfuração e o revestimento já instalado; a extensão projetada varia para cada poço conforme apresentado no **Quadro II.2.4.1.A-1**.

Após a perfuração da fase de 17 1/2”, é descido no poço o revestimento de 13 3/8”. O revestimento é então cimentado ao poço através do bombeio de cimento no interior do mesmo, passando através da sapata, preenchendo o anular entre o revestimento e a formação.

Portanto, uma vez concluída esta fase, tem-se um revestimento de 24”, cuja sapata estará posicionada a 195 m da mesa rotativa, e, por dentro deste, um revestimento de 13 3/8”, cimentado no seu anular.

f) Perfuração e instalação do revestimento de 9 5/8”:

Uma vez assentado e cimentado o revestimento de 13 3/8”, as fases subsequentes serão perfuradas com o BOP (*Blowout Preventer*) instalado. O BOP é um conjunto de válvulas instalado na cabeça do poço com o objetivo de fechá-lo e controlá-lo, na eventualidade de uma invasão de fluido da formação

(Seção II.2.4.1-M). Após a instalação do BOP, este passa a ser o elemento de ligação entre o poço e a superfície. Por ele retorna a lama injetada no poço durante a perfuração. Além disso, este dispõe de linhas de controle de poço, *choke line* e *kill line*, utilizadas durante as operações de controle de poço e testes periódicos de BOP.

O primeiro diâmetro a ser perfurado com o BOP instalado é o de 12 ¼". Como nas fases anteriores, a perfuração inicia-se com o corte do cimento remanescente no interior do revestimento de 13 ⅜" e a sapata do mesmo.

Uma vez concluída a perfuração da fase de 12 ¼", é descido o revestimento de 9 ⅝". O revestimento é então cimentado ao poço com o cimento bombeado e deslocado por dentro do revestimento e através de sua sapata, subindo pelo espaço anular entre este e a parede do poço até 150 m acima da sapata do revestimento de 13 ⅜", cimentando neste último trecho, o anular entre os revestimentos de 9 ⅝" e 13 ⅜".

g) Perfuração de 8 ½":

Após a perfuração da fase de 8 ½", o poço será deixado aberto com a instalação de uma tela (*sand screen*) no intervalo aberto dos poços produtores para facilitar o escoamento da produção.

O **Quadro II.2.4.1.A-1**, a seguir mostra as extensões previstas para cada fase dos 14 poços a serem perfurados no desenvolvimento do *Campo de Polvo*.

QUADRO II.2.4.1.A-1: EXTENSÃO DOS POÇOS EM METROS

Poço	1	2	3	4	5	6	7
Horizonte	Carapebus EO	Carapebus EO	Carapebus MA	Carapebus MA	Carapebus TU	Carapebus TU	Carapebus Inj
Tipo	Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #1	Horizontal #2	Convencional
Revestimento							
24"	195	195	195	195	195	195	195
13 3/8"	1.004	607	1.037	1.033	1.038	1.031	1.033
9 5/8"	2.843	1.773	4.264	4.180	4.369	4.166	4.075
Poço Aberto	3.532	2.615	4.816	4.966	5.205	5.245	5.584

Poço	8	9	10	11	12	13	14
Horizonte	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A
Tipo	Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #3	Horizontal #4	Horizontal #5	Injetor #1	Injetor #2
Revestimento							
24"	195	195	195	195	195	195	195
13 3/8"	832	1.108	920	626	733	688	925
9 5/8"	2.741	4.434	3.338	2.635	3.067	2.689	3.483
Poço Aberto	3.379	4.801	4.048	3.004	3.692	3.291	3.952

A escolha das profundidades dos diversos revestimentos é ditada pelas características das formações perfuradas. Assim são levados em conta 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;
- A resistência das formações à pressão hidrostática da lama de perfuração.

As **Figuras II.2.4.1.A-5, II.2.4.1.A-6 e II.2.4.1.A-7** apresentadas a seguir, mostram detalhe dos poços previstos de serem executados (produtor horizontal e injetor direcional e injetor horizontal) no programa de perfuração de desenvolvimento do *Campo de Polvo*.

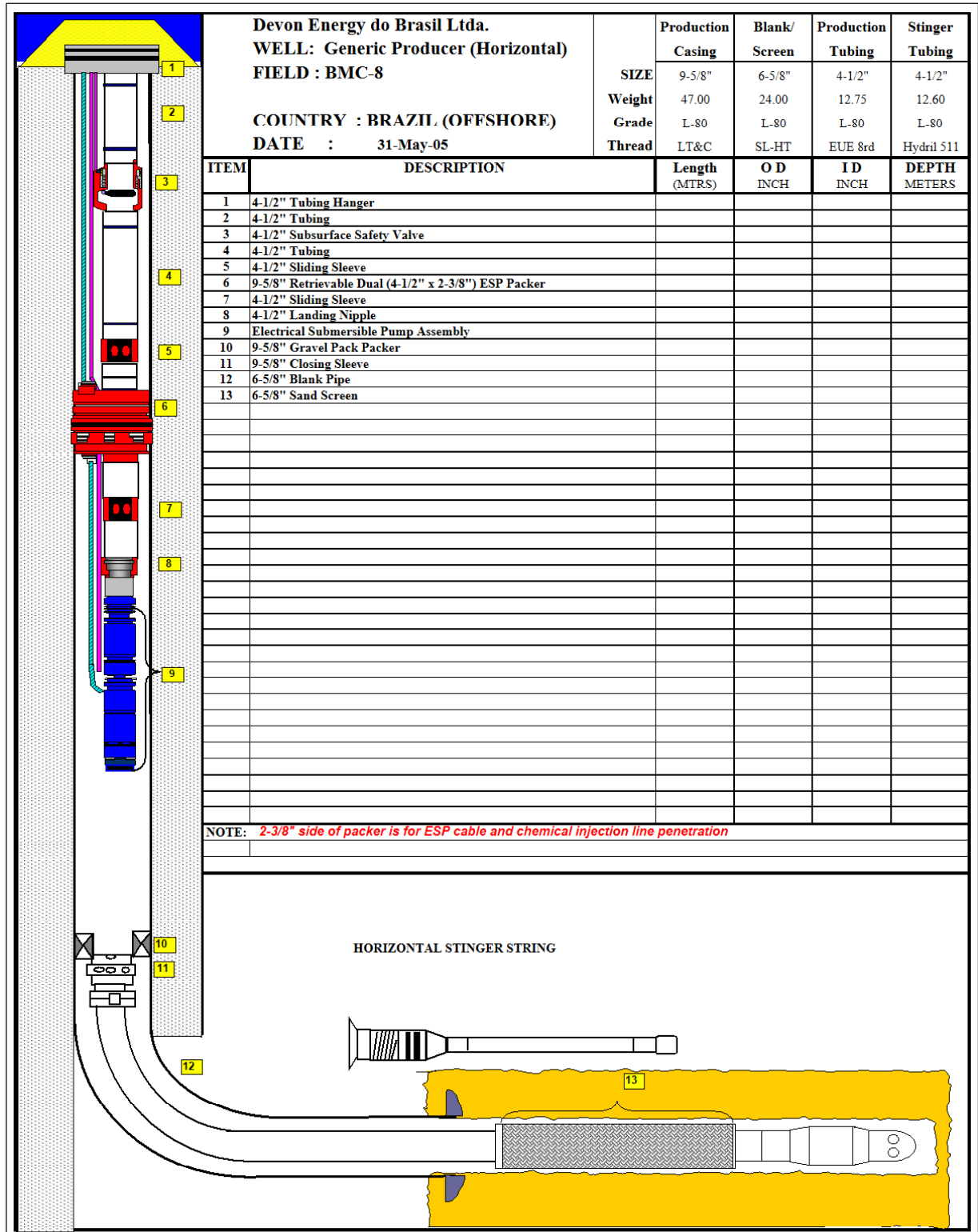


FIGURA II.2.4.1.A-5: DETALHE DE PROJETO DE POÇO PRODUTOR HORIZONTAL TÍPICO DO CAMPO DE POLVO

II.2.4.1.B Descrição da Unidade de Perfuração

A sonda de perfuração a ser utilizada será uma unidade modular a ser instalada sobre a plataforma fixa. Neste item são descritas as operações de instalação da plataforma fixa e de acoplagem sobre a mesma da sonda de perfuração, bem como são apresentadas as características de seus principais equipamentos, instalações e capacidades operacionais.

Instalação

a) Embarque das Unidades:

O convés, a jaqueta e a sonda de perfuração serão transportados por balsas-transportadoras até o local de instalação.

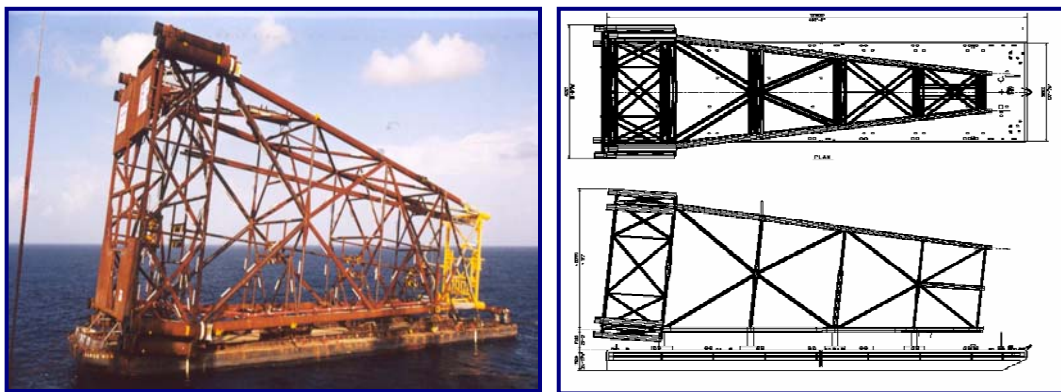


FIGURA II.2.4.1.B-1: EXEMPLO DE TRANSPORTE DE JAQUETA POR BALSA

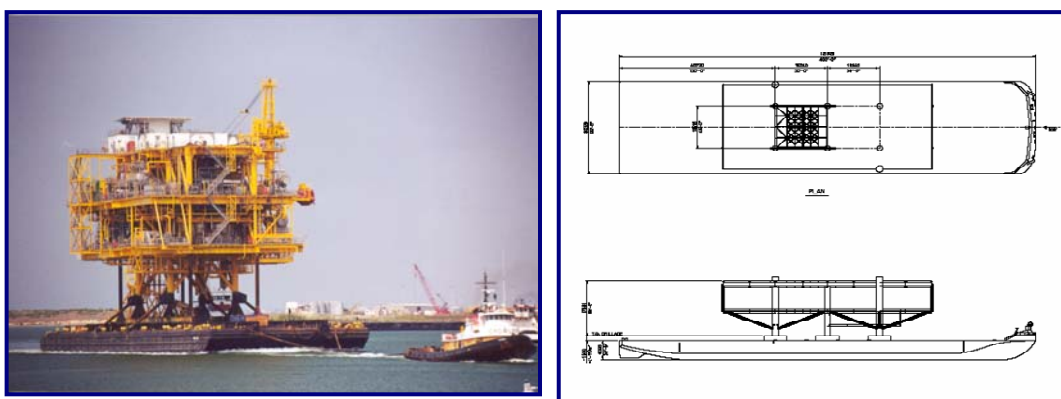


FIGURA II.2.4.1.B-2: EXEMPLO DE TRANSPORTE DO CONVÉS POR BALSA

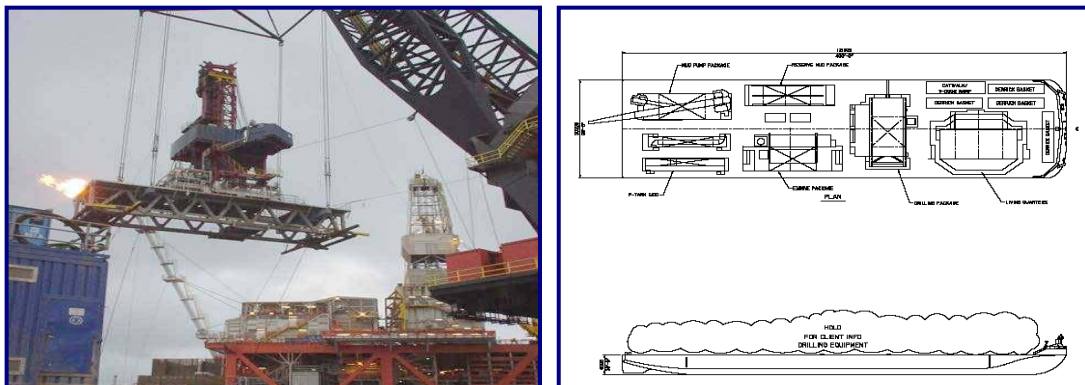


FIGURA II.2.4.1.B-3: EXEMPLO DE IÇAMENTO DA SONDA DE PERFURAÇÃO

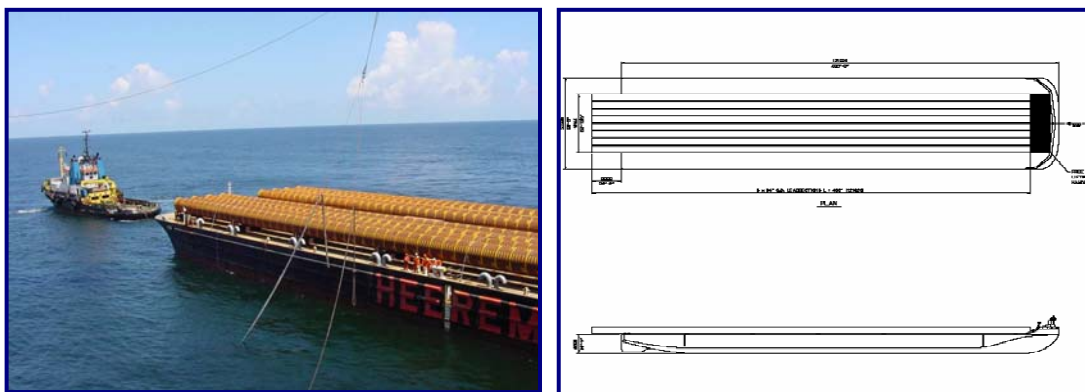


FIGURA II.2.4.1.B-4: EXEMPLO DE TRANSPORTE DAS ESTACAS DE CRAVAÇÃO

b) Içamento e Verticalização da Jaqueta:

A jaqueta será transportada por uma balsa de transporte e instalada no *Campo de Polvo* por uma balsa-guindaste da empresa *Heerema Marine Contractors*.

A operação terá início com a remoção da jaqueta da balsa de transporte e conclusão com a jaqueta na posição vertical e elevada do fundo o suficiente para permitir a operação de docagem. As etapas do processo podem ser resumidas conforme a seguir:

- Posicionamento da balsa-guindaste no local de instalação da jaqueta;
- Posicionamento da balsa de transporte com a jaqueta próxima à balsa-guindaste;
- Conexão das lingadas¹ a estrutura da jaqueta;

¹ ELEMENTOS DE LIGAÇÃO

- Remoção da jaqueta da balsa de transporte na posição horizontal com içamento pela balsa-guindaste;
- Submersão progressiva da jaqueta até sua flutuação na superfície d'água;
- Liberação das lingadas de içamento horizontal e re-locação das lingadas para início da verticalização da jaqueta dentro d'água;
- Verticalização da jaqueta dentro d'água mantendo-a longe do leito marinho até sua completa verticalização;
- Posicionamento da jaqueta, já verticalizada, no leito marinho.

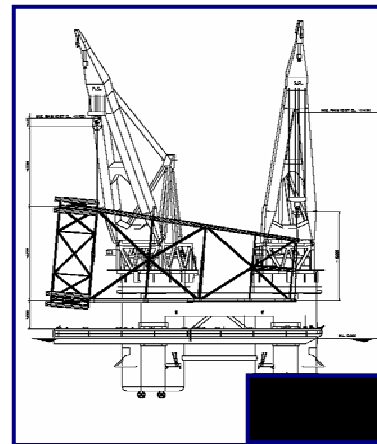


FIGURA II.2.4.1.B-5: EXEMPLO DO PROCESSO INICIAL DE IÇAMENTO DA JAQUETA
(FONTE: DEVON)

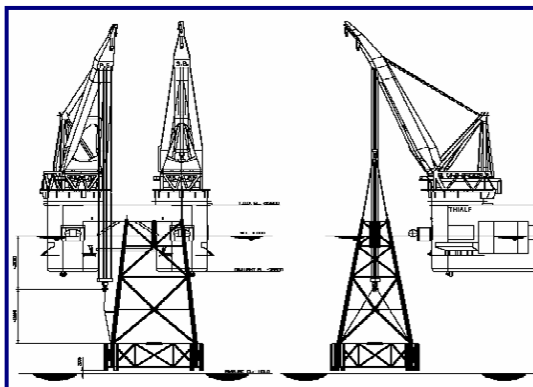


FIGURA II.2.4.1.B-6: EXEMPLO DO PROCESSO DE SUBMERSÃO PROGRESSIVA DA JAQUETA
(FONTE: DEVON)

c) Docagem e Assentamento da Jaqueta:

A operação de docagem da jaqueta se dará por estacas que serão cravadas pela balsa guindaste, com o auxílio de martelo submarino devido ao uso de estacas curtas do tipo *skirt piles*, tendo uma guia central e duas guias adjacentes para conduzir as estacas.

d) Cravação das Estacas:

As estacas serão içadas pela balsa-guindaste e posicionadas nas saias da jaqueta em baixo d'água. Elas serão então cravadas com auxílio de bate-estacas submarinos. Após cravação das estacas nas saias da jaqueta, as mesmas serão fixadas às saias via cimentação.



FIGURA II.2.4.1.B- 7: DETALHE DAS ESTACAS TIPO SKIRT PILE (FONTE: DEVON)

e) Operação de Cimentação das Estacas:

É previsto um sistema de linhas e dispositivos necessários para a operação de cimentação, incluindo *plugs* de emergência. Será previsto um *packer* (obturador) em cada luva. Para acionamento dos *packers* serão instaladas linhas para insuflação, comandadas da superfície.

f) Içamento e Assentamento do Convés:

A soldagem dos olhais² no convés será efetuada após a pesagem, segundo a orientação determinada do centro de gravidade. Como os cones de encaixe existentes nas pernas do convés deverão ser utilizados durante a operação de encaixe sobre a jaqueta, esta possuirá no extremo das pernas uma adaptação para encaixe.

Haverá um adicional de comprimento das pernas, no topo da jaqueta, para permitir ajustes de nivelamento para o convés, devido à possível ocorrência de inclinação da jaqueta.

² “Pontos fortes” instalados no convés para permitir o içamento e movimentação deste.

O piso superior do convés estará livre de equipamentos ou módulos na área de ação do movimento das lingadas, durante a descida do bloco imediatamente após o assentamento do convés.



FIGURA II.2.4.1.B-8: EXEMPLO DE
ASSENTAMENTO DE CONVÉS
(FONTE: DEVON)

g) Instalação da Sonda de Perfuração:

Uma vez instalado o convés, nele será posicionada e instalada a sonda de perfuração, tendo solidário à sua estrutura, o heliponto que atenderá à plataforma.

Descrição da Plataforma Fixa e da Sonda de Perfuração

As operações de perfuração e futuras completação e intervenção nos poços do *Campo de Polvo* serão feitas a partir de uma plataforma fixa, em fase de seleção do local de sua construção. Trata-se de um convés de três níveis instalado sobre uma jaqueta, projetada para operações em lâmina d'água rasa.

A plataforma fixa será constituída de 3 decks: *Cellar* (de completação), de Produção e de Perfuração, sendo que no de perfuração será acoplada uma sonda de perfuração modular adquirida pela **Devon**. Vale dizer que a sonda de perfuração adquirida (*ENSCO 26*) está sendo adaptada às necessidades do

projeto. Desta forma, a presente descrição apresenta as características e capacidades mínimas da sonda de perfuração uma vez adaptada, que tem capacidade para perfurar poços de até 7.620 m de extensão.

A unidade será alimentada por um sistema de geradores a diesel, sendo assentada sobre uma jaqueta de quatro pernas, a ser fixada em sua localização através da cravação de duas estacas em cada uma das pernas (ver arranjo tridimensional da jaqueta apresentado na **Figura II.2.4.1.A-3**, apresentada no final da **Seção II.2.4.1**).

As principais características da plataforma fixa em fase de construção são fornecidas a seguir:

► **Identificação:**

ANO DE CONSTRUÇÃO:	Em construção
CLASSIFICAÇÃO:	Plataforma fixa de completação e perfuração para operação em águas rasas (até 120 m). A ser classificada após sua construção.
REGISTRO:	A ser registrada
TIPO	Plataforma de Perfuração e Completação.

► **Principais Dimensões e Características:**

DECKS/SONDA	
Comprimento seção "A":	61,57 m
Comprimento seção "B":	40,84 m
Altura da linha de base até o Cellar deck:	13,41 m
Altura da linha de base até o deck de Produção:	17,98 m
Altura da linha de base até o deck de Perfuração:	27,13 m
Altura da linha de base até a mesa rotativa:	34,00 m
JAQUETA	
Comprimento Inferior seção "A"	45,72 m
Comprimento Superior seção "A"	30,48 m
Comprimento Inferior seção "B"	39,93 m
Comprimento Superior seção "B"	13,72 m
Altura	111,43 m
PESOS	
Jaqueta	4.060 t
Decks	2525 t
Sonda	2512 t
CAPACIDADE OPERACIONAL	
Lâmina d'água de projeto	102 m
Extensão máxima de poço	7.620 m

► Capacidade de Carga:

DECK	DISTRIBUIÇÃO UNIFORME DE CARGA (MPa)
Cellar Deck	2,41
Deck de Produção	3,45
Deck de Perfuração	3,45

► Parâmetros Ambientais de Projeto:

DESCRIÇÃO	CONDIÇÕES MÉDIAS	CONDIÇÕES EXTREMAS
Maré	1,15 m	1,34 m
Altura de onda (max)	9,7 m	14,6 m
Período de onda	9,6 s	11,4 s
Altura de Crista (acima do Nível Médio do Mar)	6,6 m	9,4 m
Velocidade de corrente	Superfície – 1,5 m/s Fundo – 0,5 m/s	
Coefficiente de Arrasto (perpendicular)	0,56	0,58
Velocidade do Vento	93 km/h	109 km/h

► Heliponto:

O heliponto, localizado no topo das acomodações da Sonda, foi projetado para receber aeronaves comumente utilizadas no transporte de passageiros e cargas na Bacia de Campos, prioritariamente o Sikorsky S-76.

► Acomodações:

A plataforma fixa terá dois prédios de acomodações (“Alojamentos”) sendo um deles localizado no *deck* de perfuração para 68 homens da equipe sonda de perfuração e outro localizado no *deck* de produção, para 32 homens da equipe de produção.

Áreas públicas: 1 refeitório para 36 pessoas; 1 cozinha; 1 enfermaria com 1 leito; 1 sala de reuniões; 1 sala de recreação; 1 sala de recepção de helicóptero.

Escritórios: 1 para subcontratados; 1 para o Operador.

► Áreas e conveses operacionais da sonda:

- Área para estaleiramento de tubos: 325 m²
- Silos de armazenagem & sacaria na sonda:
 - Lama em pó/cimento: 244,23 m³
 - Área de armazenagem mista: 18,5 m²
- Tancagem Disponível na Sonda:
 - Óleo diesel: 690 bbl ou 109,7 m³
 - Lama líquida: 3.030 bbl ou 482,0 m³
- Tancagem Disponível na Plataforma Fixa:
 - Água industrial: 2.000 bbls ou 317,9 m³ (tanques nas quatro pernas da jaqueta)
 - Água potável: 500 bbl ou 79,5 m³
 - Óleo diesel combustível: 600 bbl ou 95,4 m³
 - Óleo: 1.000 bbl ou 159 m³

► Torre de Perfuração e Subestruturas:

A torre de perfuração da marca Dresco, modelo “Beam Leg”, tem altura livre de trabalho de 49 m, com capacidade de elevação de 590 t, dotada de 12 linhas entre a catarina e o bloco de coroamento. A capacidade de estaleiramento da torre é de 4.572 m de *drillpipes* de 5”.

A torre disporá de um bloco de coroamento *Oilwell 860-J*, com 8 polias de 60”, cada uma delas com capacidade de 743 t. Disporá ainda de uma catarina tipo *Oilwell 650*, dotada de 7 polias com capacidade de 650 t cada uma. Sua base da possui dimensões de 9,15 x 9,15 m e a mesma disporá ainda de um sistema de orientação do *top drive* (motor conectado ao topo da coluna).

A subestrutura, também da marca *Dresco*, com altura de 10,4 m, tem uma capacidade de até 725,7 t para atender simultaneamente às necessidades de estaleiramento e às funções de perfuração rotativa.

Os demais equipamentos de perfuração incluem:

- *Topdrive*: marca *National* modelo *PS500/500*, com capacidade nominal de 500 t, alimentado por um motor elétrico de 1.000 hp.
- Guincho (*drawworks*): marca *Oilwell* modelo *E-3000*, alimentado por motores elétricos de 1.000 hp cada, com freio *Baylor 7838*.
- Mesa Rotativa: marca *Oilwell* modelo *A-495*, com abertura máxima de 49 ½”, alimentada por um motor elétrico de 1.000 hp.
- *Master Bushing*: marca *Varco* modelo *MPCH*.

Sistema de Geração de Energia & Motores Elétricos

a) Planta de Geração:

A unidade de perfuração disporá de quatro motores *Caterpillar 3516B* perfazendo uma capacidade nominal total de 7.400 hp. A potência máxima de perfuração fornecida por cada gerador é de 2.100 kW, 600 V, 60 Hz, para uma potência máxima de perfuração, em cada uma das unidades, de 1.850 hp @ 1.200 rpm.

A capacidade nominal dos motores permite acionar todo o equipamento conectado consideradas suas cargas e velocidades nominais. Na disposição a bordo será mantida uma distância mínima de 1 m em torno dos motores geradores para fins de manutenção.

A partida do sistema de geradores principais é acionada a ar, sendo tal sistema dotado de equipamentos de sincronização dos geradores, bem como de sistema alimentador de energia aos motores de perfuração, composto 2 transformadores e de 6 conversores (6 baias) do tipo SCR (sistemas retificadores controlados de silício) para geração da corrente contínua necessária para acionar os motores elétricos da perfuração (bombas de lama, guincho, etc.).

O sistema conta ainda com dispositivos de instrumentação para monitoramento e controle de: potência gerada, motores em operação, consumo de combustível e consumo de potência elétrica.

b) Motores Elétricos de Corrente Contínua:

Os motores elétricos que acionam os principais equipamentos da perfuração (bombas de lama, mesa rotativa e *top drive* e guincho de perfuração), são acionados por corrente contínua obtida através dos SCRs.

Cada motor elétrico da mesa rotativa, das bombas de lama e do guincho de perfuração pode ser acionado alternadamente por duas unidades SCR, as quais são ativadas por meio de uma chave seletora. O arranjo composto pelas seis unidades SCR (ou baias SCR), permite o acionamento simultâneo de diferentes equipamentos de perfuração.

c) Sistema de Combustível:

O Tanque de Combustível disponível na sonda será de Gotejamento Limpo, sendo que todas as válvulas no sistema de óleo combustível serão controláveis a partir de posições acima das placas de piso.

Os controles para as válvulas remotas de bloqueio do tanque de combustível para o gerador de emergência serão separados dos controles de outras válvulas, a fim de evitar operação incorreta.

As partes do sistema de óleo combustível que são freqüentemente abertas para limpeza (queimadores, purificadores, filtros, etc.) serão equipadas com bandejas de gotejamento.

d) Sistema de circulação de lama & lab:

Tanques de Lama:

Conforme descrito na **Seção II.2.4.1**, a lama e o cascalho passam, na superfície, por uma série de equipamentos de controles de sólidos.

A capacidade de armazenamento total de líquidos no sistema de circulação de lama será de 3.030 bbl, conforme detalhado na tabela a seguir:

TANQUE	CAPACIDADE	
	BBL	M ³
Nº 1	500	79,49
Nº 2	300	47,70
Nº 3	300	47,70
Nº 4	650	103,34
Nº 5	650	103,34
Nº 6 - Pré-hidratação	400	63,59
Tanque Tampão (<i>sludge tank</i>)	230	36,57
Volume Total	3.030	482,03

Bombas de lama de Alta Pressão (AP):

O sistema de circulação e injeção de lama será composto por 3 bombas de lama de alta pressão marca *Gardner Denver* modelo *PZ11 Triplex* de potência contínua de 1.600 hp, adequadas para acionamento de motor elétrico duplo.

Cada bomba será acionada por 2 motores elétricos de corrente contínua de 1.000 hp, com resfriamento através de ventilação de ar forçada.

Stand Pipes

O sistema de lama disporá ainda de 2 *stand pipes* de 4" e pressão de trabalho de 5.000 psi.

Mistura de Lama:

O sistema de mistura será composto por 2 bombas *Mission Magnum 6" x 8"* de 100 hp e de 14 agitadores elétricos de lama *NOI*, alimentados por motores elétricos de 10, 15 e 30 HP instalados nos tanques de nº 1, 6 e *sludge tank*.

Sistema de Controle de Sólidos

Conforme descrito na **Seção II.2.4.1- A**, a mistura de lama e cascalhos trazida à superfície pelo sistema de circulação de lama passa por sistema de controle de sólidos onde os cascalhos são separados da lama para permitir o ajuste das propriedades desta e sua posterior reutilização. Este sistema, cujo funcionamento é descrito em detalhe no **item L** da presente seção, é composto dos seguintes equipamentos principais:

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	FABRICANTE	MODELO
Peneiras Grossas (<i>scalpers</i>)	2	Derrick	<i>Flo-Line Primers</i>
Peneiras Vibratórias (<i>shakers</i>)	3	Derrick	<i>FLC 2000</i>
Condicionadores de Lama	1	Derrick	<i>FLC 2000 20/3</i>
Desarenador	1	Derrick	Tricônico
Degaseificador	1	Derrick	1.000 gpm

Além dos equipamentos listados acima, o sistema de controle de sólidos dispõe ainda de dois tanques de manobra (*trip tanks*) com capacidade individual de 50 bbl, alimentados por motores centrífugos *Mission Magnum 3" x 2"*.

Armazenamento de Produtos a Granel e Sistema de Transferência

O sistema dispõe de: 3 tanques para barita com capacidade de 30 m³, perfazendo 90 m³; 3 tanques para cimento com capacidade de 52 m³, perfazendo 156 m³; 1 tanque de surgência para barita/bentonita com capacidade de 2 m³.

Sistema de transferência a ar de 40 psi.

a) Mangueiras de transferência:

- Material a granel: 4 unidades x 4" x 12 m
- Água industrial: 2 unidades x 4" x 12 m
- Água potável: 2 unidades x 3" x 12 m
- Diesel: 2 unidades x 3" x 12m
- Lama líquida: 2 unidades x 4" x 12 m (API 7K Grade D)
- Cimento: 1 unidade x 2" x 12 m

As mangueiras relacionadas acima possuem segmentos para sua extensão variando entre 10 e 12 m de extensão, além das conexões necessárias para encaixe nos vários trechos, do tipo macho - fêmea , variando entre 150 e 300

psi de pressão. Estes acessórios para extensão do comprimento das mangueiras de transferência são disponíveis nas seguintes quantidades:

- 6 unidades x 4" (mangueiras auxiliares, 150 psi, 10 m)
- 2 unidades x 4" (mangueiras auxiliares, 150 psi, 12 m)
- 6 unidades x 2" (150 psi, 6 m)
- 2 unidades x 2" (para ar, 150 psi, 10 m)
- 3 unidades x 3" (para ar, 150 psi, 6 m)
- 1 unidades x 3" (para ar, 150 psi, 12 m)
- 3 unidades x 4" (mangueiras principais, 300 psi, 6 m)
- 1 unidades x 4" (mangueiras principais, 300 psi, 10 m)

b) Sistema de teste de formação:

Não serão realizados testes de formação no presente empreendimento.

c) Sistema de instrumentação de 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 riscos 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, etc. Alguns dos sistemas e equipamentos utilizados para instrumentação de segurança são listados a seguir:

- Sistema para detecção de ganho ou perda 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 nos tanques de lama;
- Sistema para detecção de aumento ou diminuição no fluxo de lama, incluindo um indicador de fluxo de retorno;
- Tanque de manobras, para o monitoramento de volumes durante as manobras;
- Medidores de fluxo de lama;
- Medidor de torque de perfuração;
- Indicador de peso no gancho e peso sobre a broca;
- Indicador de torque de conexão;
- Indicador de velocidade de rotação da mesa rotativa (RPM);
- Indicador de velocidade das bombas de lama (stroke counter) (SPM);
- Medidor de torque da mesa rotativa (lb.ft);
- Indicador de pressão de bombeio (psi);

- Indicador da taxa de penetração;
- Indicador de pressão e temperatura nas linhas de *kill* e *choke*;

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);
- Desvio do poço;
- Sinal acústico de indicação de posição do poço e inclinação da coluna de perfuração.

d) Sistema de movimentação de cargas:

Guindastes

A plataforma fixa será equipada com 2 guindastes do tipo Seatrax 6024 ou similar, cuja localização é apresentada nas plantas de arranjo do *deck* de perfuração que constam das **Figuras II.2.4.1.B-9 e II.2.4.1.B-10**, apresentadas no final da **Seção II.2.4.1**., ao final desta seção. Os guindastes terão 360° de giro de lança, comprimento igual a 30,48 m (100 pés), e capacidade de carga de 4,5 t @ 30,48 m.

A casa de máquinas dos guindastes (compartimento fechado protegido contra intempéries e à prova de som) disporá de unidade de força completa com motor a diesel, bombas hidráulicas, resfriadores a óleo, tanque de óleo, tanque de combustível, válvula, dentre outros.

A Unidade de Potência Hidráulica compreenderá bombas hidráulicas principais para içamento/levantamento, giro e levantamento da lança, movidas por um motor único a diesel. Os cabos de içamento serão do tipo “não giratório”.

A segurança na operação dos guindastes será garantida pelos seguintes sistemas: Sistema de segurança de carga; Sistema de liberação de emergência; Sistema de prevenção de sobrecarga bruta; Indicador de carga segura

e) Sistema de Salvatagem:

Os equipamentos do sistema de salvatagem foram dimensionados para atender aos requisitos da Convenção SOLAS (*Safety of Life at Sea*) e MODU CODE e aos padrões de segurança da **Devon**. Assim, são disponíveis a bordo os seguintes equipamentos, considerado em seu dimensionamento a população máxima da plataforma fixa, incluindo as equipes de perfuração (68 pessoas) e de produção (32 pessoas):

- 3 barcos salva-vidas, para abandono da unidade, com capacidade para 50 pessoas cada (2 barcos para a população máxima e um de reserva), totalmente fechados, à prova de fogo, com motor, localizados nas proximidades das áreas de acomodações;
- balsas infláveis com capacidade total para 50 pessoas (50% da população máxima da unidade);
- 1 barco de resgate, com capacidade para 6 pessoas;
- bóias salva-vidas equipadas com luzes e sinais de fumaça ativados automaticamente, dispostas a cada 24 metros ao longo da borda dos conveses;
- coletes salva-vidas nas seguintes quantidades:
- 100 unidades distribuídas nas acomodações da totalidade da população máxima da plataforma;
- 1 unidade na sala de rádio;
- 50 unidades (50% da população máxima) distribuídos adequadamente nos pontos de encontro definidos no plano de segurança;
- 6 unidades dispostas próximo à embarcação de resgate;
- 1 unidade para o leito da enfermaria e 1 unidade para o atendente.
- 20 coletes de segurança de trabalho na área de almoxarifado;
- 5 ressucitadores Scott Airpack;
- cabos com nós, cesta para transferência de pessoal, escadas de corda e outros.

f) Sistema de comunicação:

A plataforma fixa será equipada com sistema de telefonia interna com ramais nas áreas: convés de perfuração, sala de bombas de lama, compartimento da unidade de cimentação, compartimento das peneiras, sala de tanques de lama, sala de rádio, *moon pool*, unidade de *mud logging*, sala do sondador, dentre outras.

Além do sistema de telefonia, são também disponíveis: sistema de chamada por autofalantes, sistemas de alarmes e sirenes, 4 rádios VHF portáteis, 1 rádio VHF fixo (*Horizon 178*), 1 sistema de comunicações por satélite (*IWL*

Communications) e equipamentos de comunicação de segurança requeridos pela norma IMO-MODU CODE.

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 neutrons, 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 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.

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 *Campo Polvo* 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 do *Campo de Polvo*.

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

Para efeito da modelagem de cascalhos e fluido a ser descartado, consideraram-se estimativas de volume feitas a partir da base dos sistemas de fluidos a serem utilizados em cada fase de perfuração e do sistema de tratamento de sólidos dimensionados para esta operação.

O **Quadro II.2.4.1.F-1** 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 14 poços previstos para o *Campo de Polvo*.

Como descrito anteriormente, na primeira fase de cada do poço será cravado um condutor de 24", que será cravado na sua respectiva locação sem a utilização de

fluido. Na segunda fase (perfuração de 17 ½” com instalação do revestimento de 13 3/8”) será utilizado um fluido de base aquosa. Já as duas outras fases (perfurações de 12 ¼” e 8 ½”) serão perfuradas com fluido base sintética.

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 dos 14 poços descartado no mar, a partir da plataforma fixa. O fluido de base sintética também será reaproveitado para cada poço perfurado e o volume remanescente ao final da operação será enviado para terra.

Quanto aos cascalhos gerados na perfuração de cada um dos 14 poços, estes após tratamento, conforme descrito em no **item L**, serão descartados no mar, juntamente com a parcela de fluido aderido, a partir da plataforma fixa.

QUADRO II.2.4.1.F-1: ESTIMATIVA DOS VOLUMES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO QUE SERÃO UTILIZADOS EM CADA FASE DA PERFURAÇÃO.

Poço		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Horizonte		Carapebus EO	Carapebus EO	Carapebus MA	Carapebus MA	Carapebus TU	Carapebus TU	Carapebus	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A
Tipo		Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #1	Horizontal #2	Inj. Convencional	Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #3	Horizontal #4	Horizontal #5	Injetor #1	Injetor #2
Fase	Tipo Lama	em bbl													
17 1/2"	WBM	2.157,0	1.093,0	2.893,0	3.018,0	3.041,0	3.011,0	3.016,0	2.112,0	3.285,0	2.534,0	1.149,0	1.530,0	1.367,0	4.714,0
12 1/4"	SBM	193,6	283,4	486,8	599,4	450,7	431,9	433,7	321,9	547,0	516,9	293,7	296,1	276,1	336,8
8 1/2"	SBM	58,9	66,0	52,5	241,2	250,7	257,3	288,8	53,6	40,6	201,0	151,5	187,9	165,7	184,4
Fase	Tipo Lama	em m³													
17 1/2"	WBM	342,9	173,8	459,9	479,8	483,5	478,7	479,5	335,8	522,2	402,9	182,7	243,2	217,3	749,4
12 1/4"	SBM	30,8	45,1	77,4	95,3	71,7	68,7	69,0	51,2	87,0	82,2	46,7	47,1	43,9	53,6
8 1/2"	SBM	9,4	10,5	8,3	38,3	39,9	40,9	45,9	8,5	6,5	32,0	24,1	29,9	26,3	29,3

QUADRO II.2.4.1.F-2: ESTIMATIVA DOS VOLUMES DE CASCALHO A SEREM DESCARTADOS DURANTE A ETAPA DE PERFURAÇÃO DO CAMPO DE POLVO

Poço		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Horizonte		Carapebus EO	Carapebus EO	Carapebus MA	Carapebus MA	Carapebus TU	Carapebus TU	Carapebus	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A	Macaé A
Tipo		Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #1	Horizontal #2	Inj. Convencional	Horizontal #1	Horizontal #2	Horizontal #3	Horizontal #4	Horizontal #5	Injetor #1	Injetor #2
Fase		em bbl													
17 1/2"		970,1	524,9	1.007,1	1.002,6	1.008,2	1.000,4	1.002,6	777,2	1.086,7	875,9	546,2	666,2	615,7	881,5
12 1/4"		966,7	613,0	1696,4	1654,3	1751,1	1648,0	1599,1	1003,5	1748,4	1271,1	1056,1	1227,0	1051,9	1344,7
8 1/2"		174,4	213,1	139,7	198,9	211,6	273,1	381,9	161,5	92,9	179,7	93,4	158,2	152,4	118,7
Fase		em m³													
17 1/2"		154,2	83,4	160,1	159,4	160,3	159,0	159,4	123,6	172,8	139,2	86,8	105,9	97,9	140,1
12 1/4"		153,7	97,4	269,7	263,0	278,4	262,0	254,2	159,5	278,0	202,1	167,9	195,1	167,2	213,8
8 1/2"		27,7	33,9	22,2	31,6	33,6	43,4	60,7	25,7	14,8	28,6	14,8	25,1	24,2	18,9

II.2.4.1.I Propriedades Físico-Químicas dos Fluidos

Tendo em vista o atual estágio do detalhamento das operações e o escopo do licenciamento ora proposto (fase de avaliação da viabilidade locacional), não se dispõe ainda da definição final do fluido a ser utilizado. Contudo, pelo fato de todas as fases dos poços serem perfuradas com retorno do sistema de fluido à plataforma fixa e dado que todos os furos são direcionais, pode-se, na atual fase do projeto, definir que o primeiro condutor (24") será instalado por cravação, portanto sem utilização de fluidos, que a primeira fase de perfuração utilizará fluido de base aquosa e que, para as fases subseqüentes, utilizar-se-á fluido de base sintética.

Tal definição permite proceder à caracterização necessária à avaliação de impactos e à formulação das medidas mitigadoras correspondentes. Propõe-se portanto, proceder à caracterização físico-química dos fluidos a serem utilizados, quando da definição final pela **Devon**, da empresa responsável pelo fornecimento dos mesmos.

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

Pelos motivos explanados acima, não se dispõe nesta fase do processo de implementação do projeto do *Campo de Polvo* de definições quanto à presença de baritina na composição dos fluidos a serem utilizados. Assim sendo, propõe-se que, caso os fluidos selecionados venham a possuir baritina em sua composição, a caracterização dos teores de cádmio e mercúrio presentes na mesma sejam apresentados quando da definição pela **Devon** da empresa responsável pelo fornecimento.

Vale ressaltar que, quando da contratação do fornecimento, a **Devon** incluirá nas especificações de contratação o requisito de que sejam observados, no caso da existência de baritina na composição dos fluidos propostos, os limites ambientais aceitáveis para as concentrações de cádmio e mercúrio em tal componente, correspondentes a 3 e 1 ppm, respectivamente.

II.2.3.1.K Caracterização da Toxicidade Aguda e Crônica dos Fluidos a serem Utilizados

Dado não se dispor ainda da composição dos fluidos de perfuração a serem utilizados, não serão apresentados neste EIA os elementos de caracterização da toxicidade aguda e crônica dos mesmos. Contudo ressalta-se que a **Devon** estabelecerá, dentre os critérios de análise e seleção dos fluidos, o requisito de que sejam apresentados pelos fornecedores, os laudos de tais testes, realizados em amostras representativas das composições propostas, sendo especificado *a priori* que os resultados atendam aos limites vigentes à época da contratação.

Tais laudos serão apresentados ao IBAMA quando da conclusão do processo de seleção e contratação do fornecimento.

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

O sistema de fluido a ser licenciado para execução da segunda fase de perfuração dos poços do *Campo de Polvo* será a base de água, e, será descartado diretamente no mar – ressaltando-se que revestimento da primeira fase será cravado sem uso de fluido de perfuração.

Para as duas últimas fases de perfuração será utilizado um sistema de base sintética. Desta maneira, ao se dimensionar o tratamento de separação de sólidos a bordo, serão observados os critérios estabelecidos pelo TR 11/05: “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. No caso de atividades afastadas da costa e em lâmina d’água superior a 60 m, como nos poços a serem perfurados no *Campo de Polvo*, os cascalhos são dispostos no mar, no local da perfuração.

Conforme descrito na **Seção II.2.4.1-A** a lama e o cascalho serão trazidos até a sonda de perfuração (plataforma fixa), 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 100 m, suficientemente profunda para possibilitar a dispersão deste na coluna d’água, reduzindo as espessuras de deposição sobre o assoalho marinho. O estudo da previsão da deposição do cascalho no assoalho marinho, para os 14 poços a serem perfurados, é apresentado na **Seção II.6.1-A**.

Vale ressaltar que qualquer sistema de fluido de perfuração que seja selecionado, será reutilizado após passar pelo sistema de separação de sólidos ora descrito. O fluido base aquosa previsto para a segunda fase, 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 14 poços, todo fluido de base

aquosa remanescente nos tanques de circulação, o qual é designado como fluido excedente. Por este motivo, a modelagem apresentada na **Seção II.6.1-A** considerou 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.

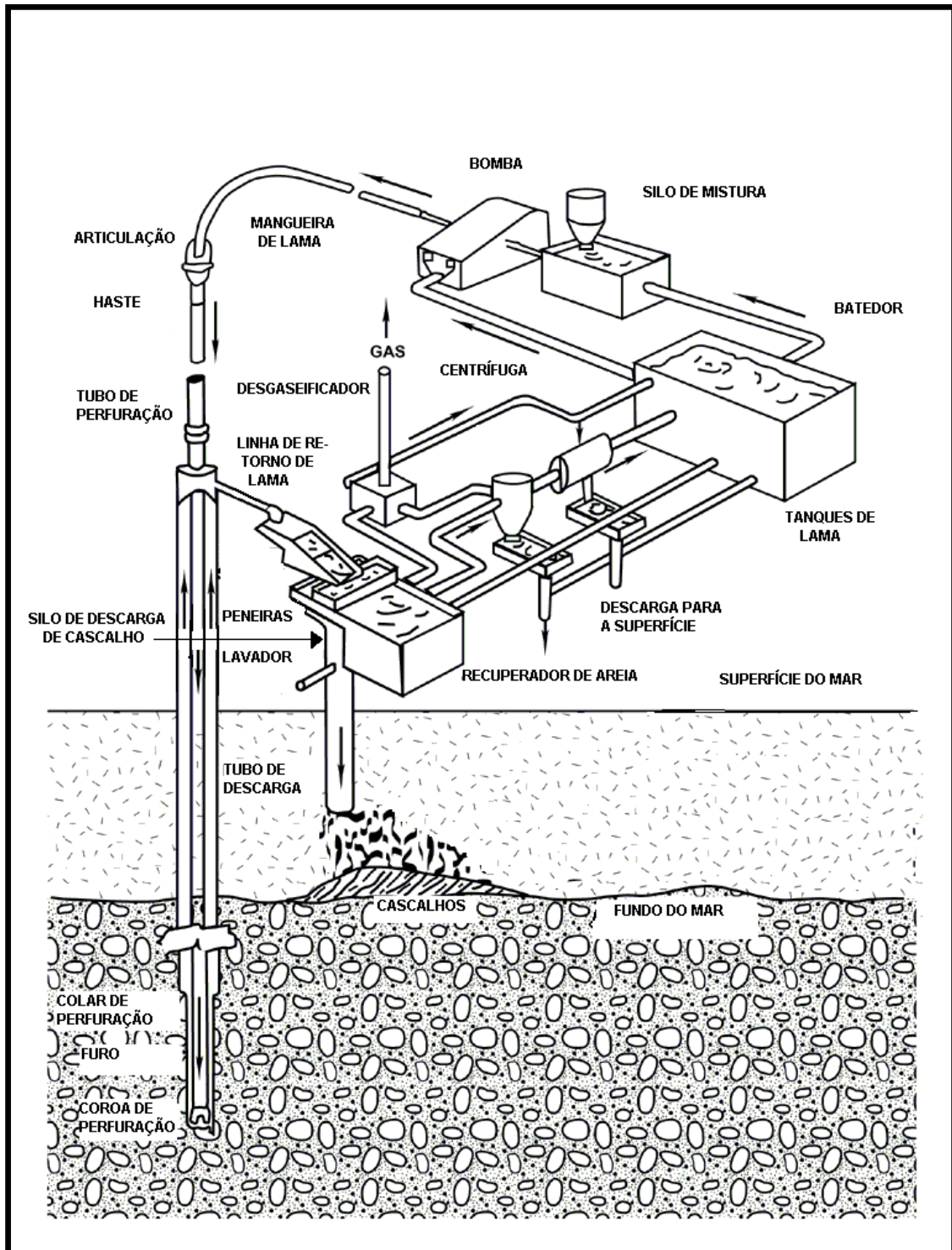


FIGURA II.2.4.1.L-1: DESENHO ESQUEMÁTICO DO SISTEMA DE LAMA E CONTROLE DE SÓLIDOS INTEGRANTES DO PROCESSO DE PERFURAÇÃO – FONTE: ECOLOGUS

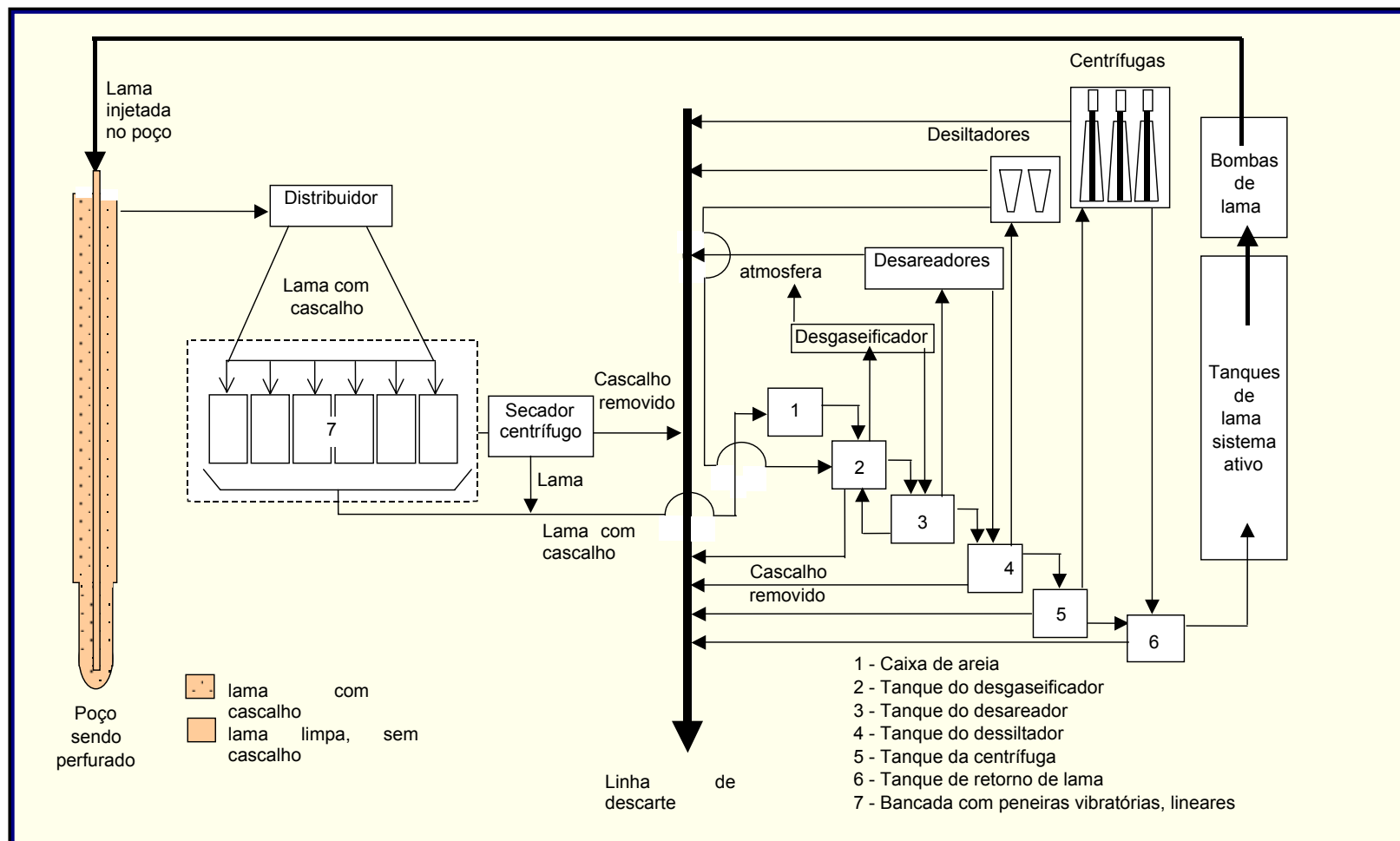


FIGURA II.2.4.1.L-2: FLUXOGRAMA ESQUEMÁTICO DO PROCESSO DE TRATAMENTO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Separação de Sólidos para Fluido de Base Sintética

Para a terceira e quarta fases 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.

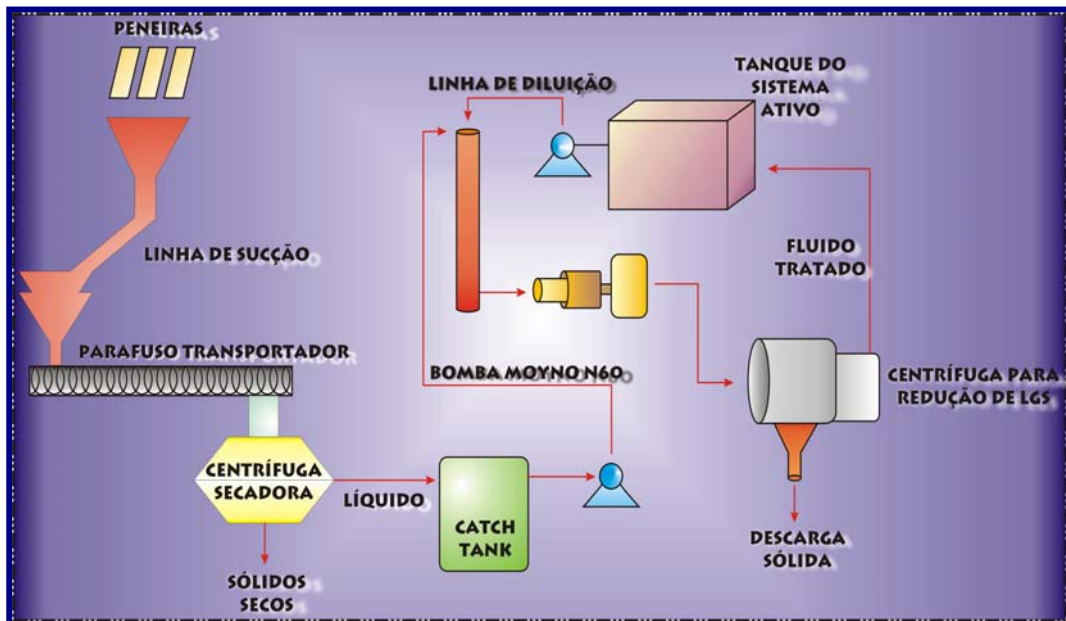


FIGURA II.2.4.1.L-3: ESQUEMA DO SISTEMA DE CONTROLE DE SÓLIDOS QUE SERÁ UTILIZADO PARA FLUIDOS SINTÉTICOS – FONTE: FORNECEDOR DO SISTEMA VERT-G

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 Poli aromáticos (total de HPA) e Potencial de Bioacumulação (*logPow*)

Tendo em vista não se dispor ainda da definição final do fluido a ser utilizado, propõe-se, que os resultados dos testes solicitados sejam apresentados quando da contratação do fornecimento dos fluidos de perfuração pela **Devon**.

II.2.4.1.N Descrição das Formas de Tratamento

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

Não haverá sistema de posicionamento e, ou ancoragem, por se tratar de uma sonda de perfuração modular a ser instalada em uma plataforma fixa, que será assentada sobre uma jaqueta, conforme descrito na **Seção II.2.4.1-B** deste EIA.

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 será equipada com detectores portáteis de gases, incluindo, sensores de níveis de oxigênio, explosímetros, detectores de hidrocarbonetos e de gás sulfídrico (H₂S), detectores multi-gás, 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 *dampers* 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 serão 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).

Serão instaladas barreiras laterais de proteção contra o vento aO Leste e aO Oeste da área de chegada dos poços. Tais barreiras consistirão em paredes que

irão se estender do piso do Convés de Produção até a borda inferior do Convés de Perfuração.

O convés do porão será dotado de 2 bombas de água para combate a incêndio. Uma bomba terá acionamento automático mediante a detecção de fogo ou perda de pressão no barrilete de água de incêndio. Quanto à outra, atuará 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, 1.000 gpm, 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.

Um sistema de inundação, de ativação automática, será utilizado nas seguintes áreas: área do poço, plataformas de arrasto das bombas multifásicas, tanques de diesel e óleo base e outras localidades a definir de acordo com as necessidades de aparelhos e equipamentos a bordo. Serão também disponibilizados carretéis de mangueiras.

Existirão 2 bombas jôquei de turbina em linha, com vazões de aproximadamente 200 gpm a uma pressão operacional de 130 psig. Uma bomba estará todo o tempo em serviço, enquanto a segunda bomba será usada como sobressalente. As bombas jôquei ficarão submersas e a bomba ativa será utilizada para alimentar a unidade de produção de água potável e os carretéis de mangueiras de água dos serviços de utilidade, bem como para manter a pressão no barrilete de água de incêndio. O barrilete de água de serviços de utilidade será estendido até a aparelhagem de perfuração para fornecer água para os carretéis de mangueiras.

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

Em caso de ocorrência de pane no sistema principal de geração da unidade, um sistema de reserva será acionado para suprir as seguintes funções críticas:

- Unidade Hidráulica;
- Turco do bote de resgate e das baleeiras;
- Ventiladores e Ar condicionado de emergência;
- Compressor de ar de partida;
- Transformador de emergência da sala de rádio;
- Bomba de serviço de óleo combustível;
- Elevador de coluna (plataforma);
- Ventilação do gerador de emergência;
- Baterias;
- Bomba de incêndio;
- Transformador para iluminação de áreas de risco;
- Compressor para equipamento de respiração;

- Exaustão da sala do gerador de emergência;
- Unidades de espuma para sala de tanques de lama (plataforma) e *helideck*;
- Sistemas de iluminação para sinalização à navegação.

No caso das bombas de incêndio e dos compressores para equipamentos de respiração, estes também possuem pequenos geradores *stand alone* dedicados, que podem ser operados em casos de emergência.

Sistema de Controle de Poço (BOP)

O BOP, instalado na cabeça do poço, consiste em um conjunto de válvulas capazes de fechá-lo rapidamente quando houver influxo de fluidos da formação para dentro do poço (*kick*). Uma vez fechado o BOP, procedimentos especiais permitem colocar o poço novamente sob controle. Estes procedimentos são conhecidos como “matar” (*kill*) o 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 BOP. Uma vez fechado o BOP, 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 BOP volte a ser aberto, 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 (ex: poço sem coluna durante uma troca de broca ou coluna entupida impedindo a circulação).

O Sistema BOP a ser utilizado durante as perfurações de desenvolvimento do *Campo de Polvo* é do tipo *Shaffer 13 5/8” x 10 K* e é composto por:

- 1 preventor principal anular *Shaffer* modelo esférico, de 13 5/8” x 5.000 psi. Este preventor é uma válvula capaz de fechar em torno de qualquer diâmetro de coluna passando pelo BOP na hora de seu fechamento. Projetado para operar em poços com presença de H₂S.
- 1 preventor duplo de gaveta tipo *Shaffer SL*, 13 5/8” x 10.000 psi, com a seguinte configuração:

- Conexões na base e no topo do tipo flangeadas de 13 5/8" x 10.000 psi;
 - 2 saídas 4 1/16" x 10.000 psi, flangeadas;
 - 1 Gaveta cega e 1 Gaveta para 5".
- 1 preventor simples de gaveta tipo *Shaffer SL*, 13 5/8" x 10.000 psi, com a seguinte configuração:
- Conexões na base e no topo do tipo flangeadas de 13 5/8" x 10.000 psi;
 - 2 saídas 4 1/16" x 10.000 psi, flangeadas;
 - 1 Gaveta para 5".
- 2 válvulas *Shaffer* de 3 1/16" x 10.000 psi, de operação hidráulica para atuação das linhas de *choke/kill*.
- 2 válvulas *Shaffer* de 3 1/16" x 10.000 psi, de operação manual para atuação das linhas de *choke/kill*.

Os painéis de controle principal e do *diverter* (diversor) são instalados no convés de perfuração. Além destes, são disponíveis 2 painéis de controle remoto: 1 na sala do sondador e outro na subestrutura.

Equipamentos de controle e associados:

- 1 unidade acumuladora de superfície *Shaffer*, do tipo Sistema de Controle de BOP, instalada no convés de perfuração, com 8 estações e 36 garrafas com capacidade de armazenamento de 0,04 m³ (11 gal) cada (capacidade total de 1,5 m³ ou 396 gal) e pressão de trabalho de 3.000 psi.".
- 1 bomba triplex alimentada por um motor de 60 hp, com capacidade de 12,2 gpm e pressão de trabalho de 3.000 psi.

Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

Os sistemas para tratamento de efluentes incluem: sistemas 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 destes sistemas:

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 utiliza o princípio de tratamento através de digestão aeróbia 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 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 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.

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 enviados para a destinação final adequada.

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

Devido a atual fase do projeto, ainda não foi concluída a seleção da base que prestará apoio terrestre às atividades no *Campo de Polvo*. Entretanto, pode-se afirmar, a partir das definições já concluídas do planejamento logístico da **Devon**, que a base será localizada no município de Niterói – RJ, sendo selecionada uma dentre as empresas que prestam este tipo de serviços naquela localidade.

Além da localização, já definida, tem-se como premissa que a base a ser contratada possua condições técnicas e operacionais para prestar suporte às atividades de perfuração e produção petrolífera, prevendo-se que a partir da mesma sejam realizadas as seguintes atividades de apoio:

- Armazenamento temporário e abastecimento de produtos de lama e de cimento;
- Carregamento de equipamentos a serem enviados para a plataforma;
- Desembarque, armazenamento temporário, e encaminhamento para as empresas responsáveis pela destinação final, dos resíduos gerados na plataforma de perfuração;
- Abastecimento de produtos alimentícios.

Dentre os requisitos de seleção para contratação da base de apoio, a **Devon** avaliará as condições e a capacidade das proponentes para realizar a gestão dos resíduos gerados durante a operação, cuja destinação venha a ser feita em terra. Para tanto, as instalações participantes do processo de seleção, deverão estar devidamente licenciadas pelo órgão ambiental competente e contar com dependências adequadas para armazenamento temporário dos resíduos desembarcados, em área específica com solo impermeabilizado, bacia de contenção e drenos.

Quanto ao apoio aéreo a ser utilizado para o embarque de trabalhadores, foi definido pela **Devon** que este será realizado a partir do aeroporto Santos Dumont, na cidade do Rio de Janeiro.

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 *Campo de Polvo* contarão com barcos de apoio. A principal função dessas embarcações é servir de elo de ligação entre a plataforma fixa 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 consumo na plataforma fixa, tais como equipamentos, material de reposição, combustível, alimentos dentre outros. Essas mesmas embarcações serão também responsáveis pelo transporte de materiais e resíduos gerados na unidade de perfuração, com destino à base de apoio em terra.

A logística de apoio a ser implementada durante a perfuração de desenvolvimento do *Campo de Polvo* será definida posteriormente, juntamente com o estabelecimento de diversos procedimentos operacionais e com a definição das embarcações de apoio a serem utilizadas. Ressalta-se que assim que se dispuser destas informações, as mesmas serão enviadas ao ELPN/IBAMA para sua apreciação.

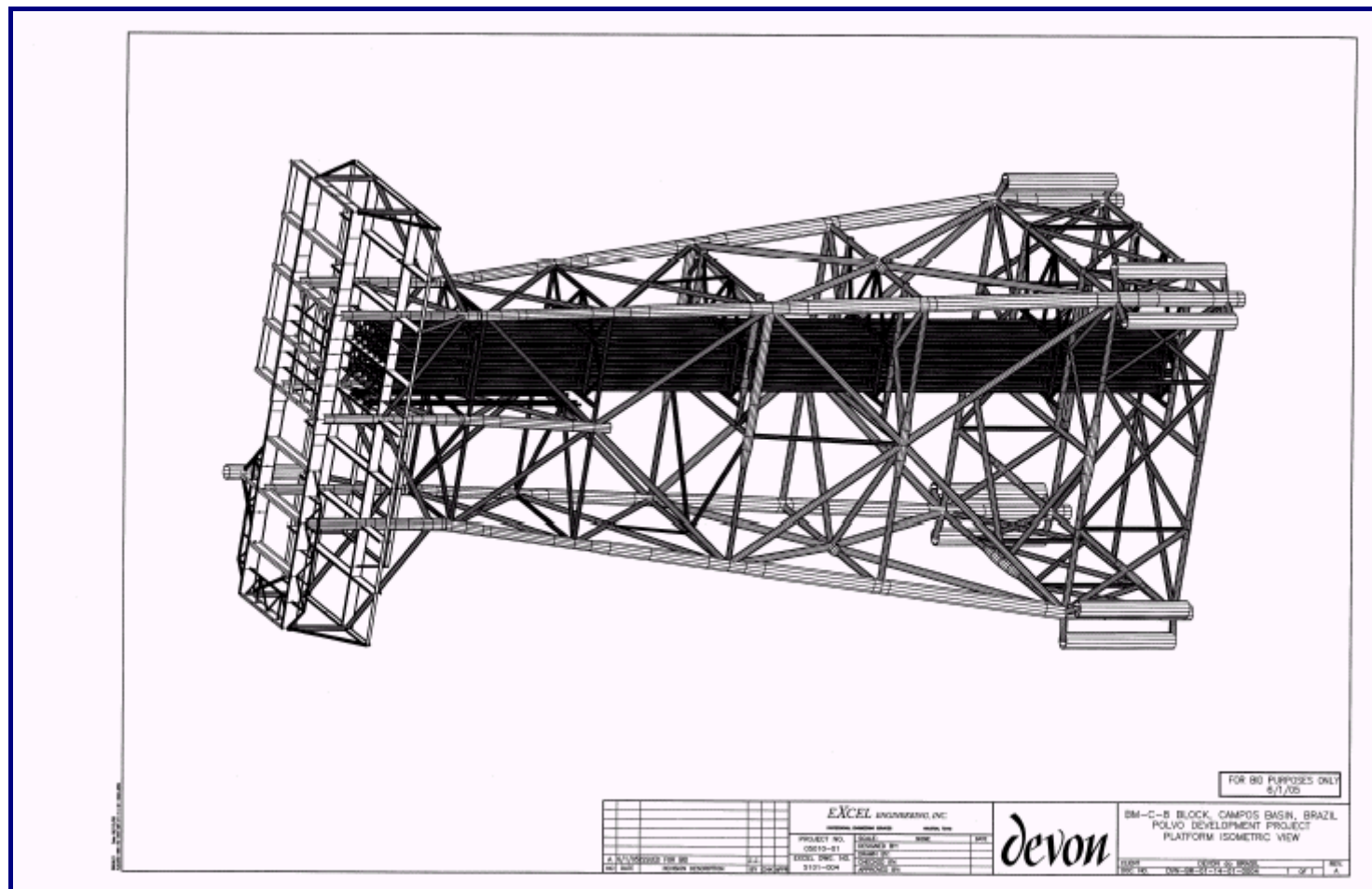


FIGURA II.2.4.1.A-3: ARRANJO TRIDIMENSIONAL DA JAQUETA

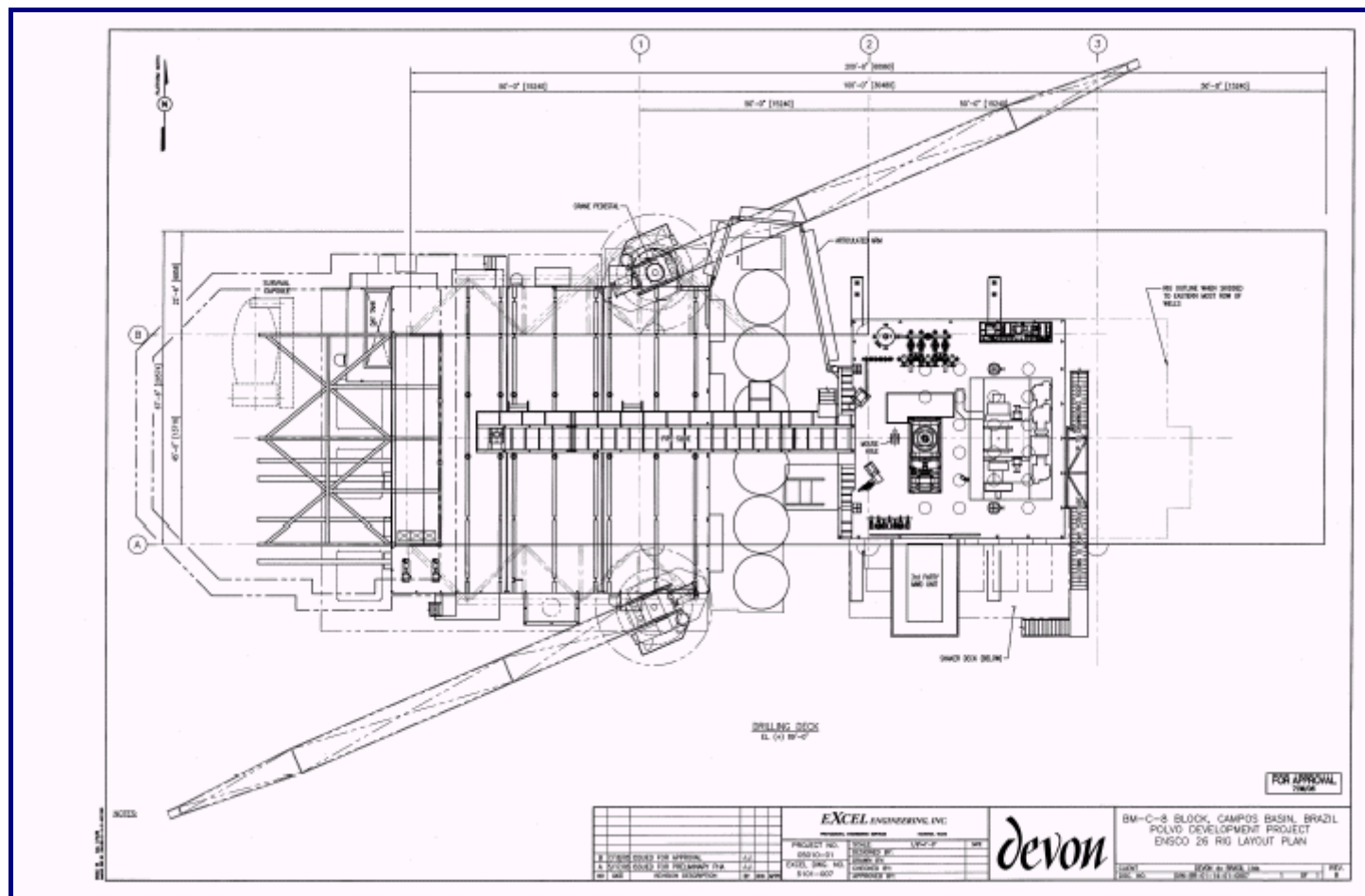


FIGURA II.2.4.1.B-10: ESQUEMA DO CONVÉS DE PERFURAÇÃO

II.2.4.2 Atividade de Produção

II.2.4.2.A Descrição geral dos processos de produção

Poços

A produção do *Campo de Polvo* será explorada por 11 poços produtores, que terão bombas elétricas submersas (*Electric Submersible Pumps - ESPs*) instaladas em sua extremidade. As bombas terão potência média de 500 hp e são projetadas para uma vazão máxima de 7.000 barris de líquidos por dia (BLPD). As linhas de produção de cada poço terão 4" de diâmetro e operarão a uma pressão média de 100-120 psig @ 130 °F.

O campo contará, ainda, com três poços de injeção de água, conforme descrito no **Item II.2.4.1.A**. Na plataforma fixa, haverá um *manifold* de injeção, que receberá a linha de injeção de 10", oriunda do FPSO, e distribuirá a água a ser injetada para os três poços de injeção disponíveis. Os poços injetarão água do mar nos reservatórios, através de linhas de 4", que operarão à pressão de 750 psig @ 100 °F.

Todos os poços terão completação seca, ou seja, as cabeças de poço com árvore de Natal serão instaladas no *Cellar Deck* da plataforma fixa (descrita no **Item II.2.4.1.B**). Após a chegada na plataforma fixa, a produção será centralizada em dois *manifolds*. Cada *manifold* de produção disporá de duas entradas de ½" cada, para adição de inibidor de corrosão ou de demulsificador, entre o *header* de produção e o *header* de teste, quando necessário.

Recebimento da Produção na Plataforma

Após passagem pelo *header* de teste do *manifold* de produção, as duas linhas de saída passarão por um medidor multifásico, que indicará leituras de capacitância, indutância, temperatura e raios-gama.

Na seqüência, as linhas passarão por três filtros, projetados para 740 psig @ 100 °F, com operação prevista de 100-120 psig @ 130 °F de 45.000 barris de líquidos por dia (BLPD). Após a passagem pelos filtros, os fluidos serão direcionados, através de uma linha de 12", até três bombas multifásicas do tipo *Tween Screw*, dimensionadas para 25.000 BOPD, 500 BWPD, 2,1 MMSCFD de gás @ 180 psig e 30.000 BOPD, 15.000 BWPD, 2,5 MMSCFD @ 275 psig, com motores trifásicos de 350 hp, 480V/60Hz. Na saída das bombas multifásicas, estarão instaladas válvulas de segurança de pressão (*Pressure Safety Valves*), que atuarão a pressões superiores a 450 psig, sendo que os fluidos que excederem esta pressão serão encaminhados para os *headers* de alívio.

FPSO

Após passagem pelas bombas, os fluidos são encaminhados a uma outra linha de 12", sendo encaminhados para a linha de exportação até o FPSO, que é de 12", e dimensionada para operar a 600 psig @ 200 °F. Um lançador de *pig*, projetado para 740 psig @ 100 °F, com pressão de trabalho média de 150-300 psig @ 160 °F, será conectado à linha de saída das bombas multifásicas, através de um "T" barrado, para lançamento do *pig* na linha de exportação, quando necessário.

Na chegada do produto no FPSO, haverá uma estrutura semelhante de recebimento do *pig* (*pig receiver*), também em "T" barrado, que permitirá a retirada da estrutura da linha. Todo resíduo resultante desta limpeza de linha será direcionado para a planta de tratamento do FPSO, sem prejuízo do processo.

Todas as válvulas localizadas nos vários pontos de recebimento e destinação do óleo produzido terão controle automático de fechamento, no caso de operação abaixo das pressões determinadas de trabalho, sendo possível, também, seu acionamento através de painéis de controle, no comando da operação.

Processamento

As instalações do processamento primário ficarão situadas no FPSO. Depois da chegada no FPSO, através do *turret* (perímetro ESD [*Shutdown* de emergência], instalações de limpeza [*pig receiver*] e *swivel* de fluidos), os fluidos oriundos da plataforma fixa são encaminhados para as instalações de processo, para separação de óleo cru, desidratação e estabilização.

As capacidades de processamento do FPSO são apresentadas na tabela a seguir.

PRODUÇÃO MÁXIMA DIÁRIA	100.000 BLPD Produção máxima de óleo: (60.000 bbl de óleo / 40.000 bbl de água) Produção máxima de água: (10.000 bbl de óleo / 90.000 bbl de água)
PROCESSAMENTO DE GÁS – CAPACIDADE DE SEPARADOR	5,0 MMSCFD de vapor instantâneo: (Na produção máxima de óleo)
CAPACIDADE DE CAPTAÇÃO E TRATAMENTO	100.000 bbls de água tratada/dia
CAPACIDADE DE ESTOQUE	1.000.000 bbls

A estabilização e desidratação do óleo cru são realizadas por duas plantas de processo, consistindo de:

- a) primeiro estágio: vaso trifásico de Remoção de Água Livre (*Free Water Knock Out - FWKO*), operando à uma pressão nominal de 150 psig, com separação de vapor instantâneo e água primária;

- b) segundo estágio: separador de produção trifásico, para controle da pressão de vapor dos fluidos, com separação instantânea de água e gás, operando à uma pressão nominal de 25 psig; e
- c) terceiro estágio: um desidratador/coalescedor de óleo cru bifásico, para separação de água final, operando à uma pressão nominal de 10 psig. O óleo cru, produto dos coalescedores, é resfriado e transportado para os tanques de carga, para armazenamento e futura exportação.

O aquecimento do processo é fornecido por vapor de alta ou baixa pressão, produzido nas caldeiras principais do FPSO ou nas caldeiras auxiliares de fornecimento deste vapor. A utilização principal do calor de processo através de vapor é elevar e manter a temperatura dos fluidos em, no máximo, 80 °C, a fim de auxiliar a desidratação do óleo cru e o controle da pressão do vapor do produto de óleo cru. O vapor também é utilizado como gás combustível, no superaquecimento do gás, para vaporização de líquidos e para fornecer energia para vaporização de água do mar, para produzir água potável nos processadores de água. O condensado do vapor de alta e baixa pressão é recuperado pelo sistema de retorno e devolvido às bombas de alimentação de água da caldeira, com adição de água doce potável de alta pureza, conforme necessário à complementação do sistema.

O excesso de aquecimento produzido no processo é removido, principalmente do óleo cru e da água produzida (antes da descarga desta no mar), através de um sistema que permite a troca de calor, utilizando-se de grande volume de água do mar ou, alternativamente, através de um sistema de água doce, em circuito fechado, contendo níveis baixos de sais dissolvidos e glicol dietilênico (DEG). O DEG funciona como elemento de transferência de calor, descarregando a parcela removida do processo na atmosfera, através de resfriadores com aletas e ventoinhas acionadas por motor elétrico. Este sistema pode ser empregado visando minimizar os efeitos de corrosão, incrustação e utilização da água salgada.

O vapor instantâneo do separador de segundo estágio é comprimido e combinado com o vapor instantâneo do separador de FWKO de primeiro estágio, que é encaminhado às instalações de edulcoração (amina), para remoção de CO₂ e H₂S e compressão, conforme necessário. Este vapor instantâneo, oriundo do separador, será utilizado como combustível do FPSO. Este combustível será utilizado nas caldeiras a vapor, em conjuntos geradores de turbina movidos por combustível duplo ou, conforme exigido, para gás do piloto e de sangramento para operação adequada do sistema de queimador de gás e alívio. Após a remoção de CO₂ e H₂S, estes serão recuperados da seção de remoção da unidade de regeneração de amina, comprimidos e superaquecidos (oxidados termicamente), através do sistema queimador de gás/alívio, conforme necessário à utilização como combustível do FPSO.

A água produzida a partir do FWKO de primeiro estágio e do separador de produção de segundo estágio será encaminhada aos separadores de óleo-água do tipo hidrociclone. A água oleosa dos hidrociclones e do desidratador de óleo

cru de terceiro estágio será encaminhada para os tanques *slop*³, para futuro tratamento, com posterior processamento pelas unidades de depuração de gás, para polimento final e descarga no mar (com conteúdo de hidrocarbonetos dissolvidos inferior a 20 ppm). O fluxo de óleo, a partir dos hidrociclones de primeiro e segundo estágio, será encaminhado para a entrada do desidratador de óleo de terceiro estágio.

Armazenamento

A produção será estocada preferencialmente nos tanques centrais do FPSO até atingir uma capacidade operacional de aproximadamente 65% da capacidade total de tancagem, ou seja, quando o volume estocado atingir a capacidade operacional de armazenamento, será realizada a transferência para navios aliviadores (procedimento de *offloading*). 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

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* dura cerca de 18 horas, em função da capacidade de transferência planejada para a embarcação, sendo as pressões de bombeamento constantemente verificadas durante o processo, em função de sua correspondência direta com a quantidade de produto transferido.

É prevista a realização de uma a duas operações de *offloading* por mês, a partir de meados de 2007.

³ Tanque de "slop" é um tanque aquecido por serpentina, destinado a receber o óleo recuperado e separá-lo da água.

Sistema de Injeção de Água

O sistema de recuperação secundária tem o objetivo de fazer com que a pressão dos fluidos de reservatório não fique abaixo da pressão de saturação. Isto é obtido através da injeção de água do mar tratada. O sistema de injeção de água consistirá em um desareador para remoção de oxigênio dissolvido corrosivo para menos de 10 ppb, filtragem primária para um tamanho máximo de partícula de 10 microns e pressurização, utilizando um mínimo de duas seqüências (2 x 50%) de bombas de injeção. A água do mar é obtida a 100 pés (30,5 m) abaixo da superfície, a fim de minimizar a captação de bactéria e incrustação marinha que ocorrem na zona fótica da superfície do mar. Caso necessário, serão instalados sistemas para injeção de biocida e outros produtos químicos de tratamento, a fim de garantir a qualidade da água de injeção.

A taxa máxima de operação para cada poço injetor será de 10.000 BWPD, considerando uma pressão máxima de injeção, na boca do poço, de 750 psig. A capacidade máxima total de injeção de água do FPSO será de 100.000 BWPD.

A **Figura II.2.4.2.A-1** apresenta, de forma esquemática, os processos da produção de petróleo no *Campo de Polvo*.

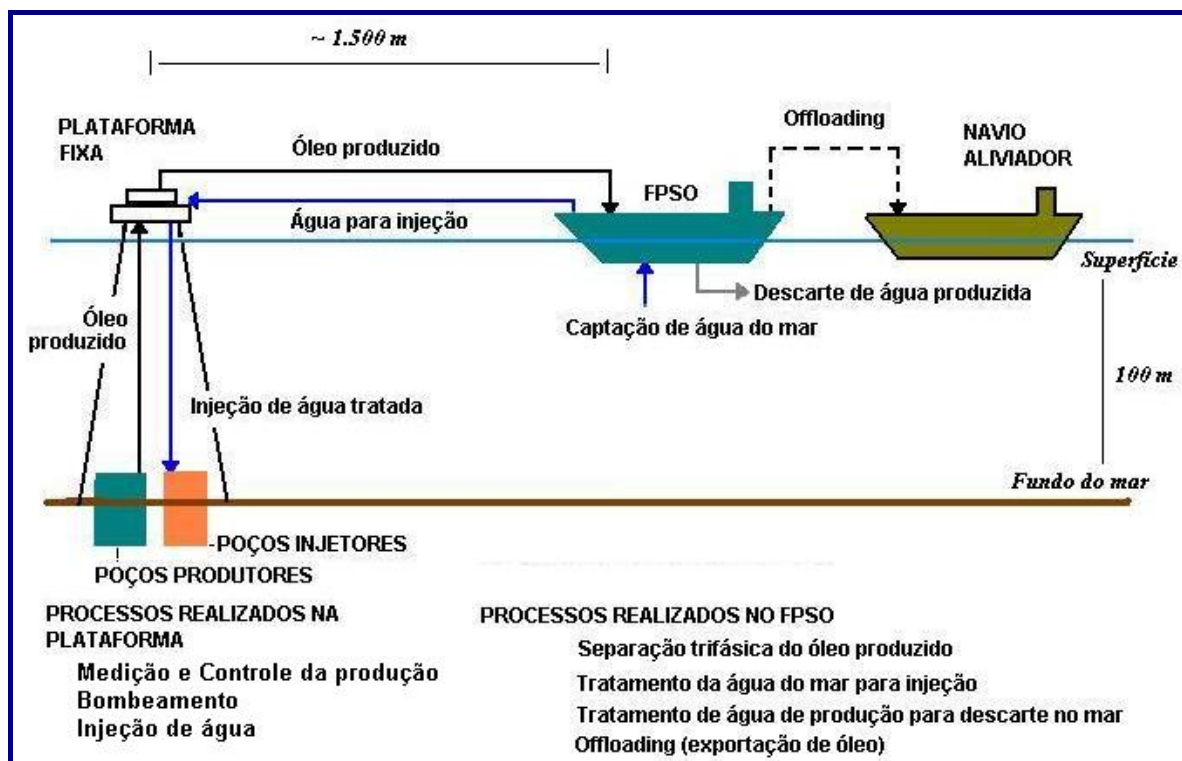


FIGURA II.2.4.2.A-1: FLUXOGRAMA ESQUEMÁTICO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO CAMPO DE POLVO

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

Procedimentos de Reconhecimento e Escolha de Locações

As locações previstas para a plataforma fixa e o FPSO foram definidas em função da melhor estratégia para a exploração do *Campo de Polvo*, considerando a geometria necessária para a realização dos poços direcionais com seções horizontais. Este fator foi prioritário na definição do ponto de instalação da plataforma fixa, a partir da qual será realizada a perfuração de desenvolvimento do campo, reduzindo ao máximo a possibilidade de ocorrência de problemas com os poços, em função de possíveis instabilidades geológicas, que não se confirmaram nos estudos já realizados.

Já a locação do FPSO foi definida em função da distância ótima operacional de afastamento da plataforma fixa, considerando os riscos operacionais e as extensões de cabos e dutos. O posicionamento dos dutos no leito marinho não exigiu maiores rigores de traçado, uma vez que a topografia do fundo é bastante plana, podendo, praticamente, ser feito o lançamento dos mesmos em uma linha reta entre as duas unidades.

A **Devon**, antes da instalação das unidades, realizará uma campanha de investigação geotécnica, a fim de obter informações sobre as condições de assoalho bem como sobre as capacidades de carga dos solos existentes em ambas as locações propostas.

Para a definição da locação final da plataforma, o plano é realizar de uma a quatro sondagens (*soil borings*), de até 14 m de profundidade, no entorno da coordenada prevista. Caso as sondagens demonstrem a necessidade de um aumento de carga, para que se alcance uma capacidade de 12.000 kips, para uma estaca de aço de fundo aberto de 2 m, estas sondagens poderão ser aprofundadas.

Já na futura locação do FPSO, prevê-se realizar sondagens em três pontos distribuídos radialmente em torno da locação prevista para o *turret*, a uma distância de 1.100 m deste e com profundidade de 14 m. Estes pontos estarão dispostos na mesma configuração que será utilizada pelas futuras linhas de ancoragem, ou seja, formando ângulos de 120° entre si.

Ao longo da futura linha de assentamento dos dutos, entre a plataforma e o FPSO, também serão amostrados três pontos, porém em profundidades de até 1,85 m, que permitirão avaliar a necessidade de lançamento de estruturas de ancoragem dos dutos.

A **Figura II.2.4.2.B-1**, apresentadas seguir, ilustram a localização dos pontos de sondagem geotécnica descritos acima.

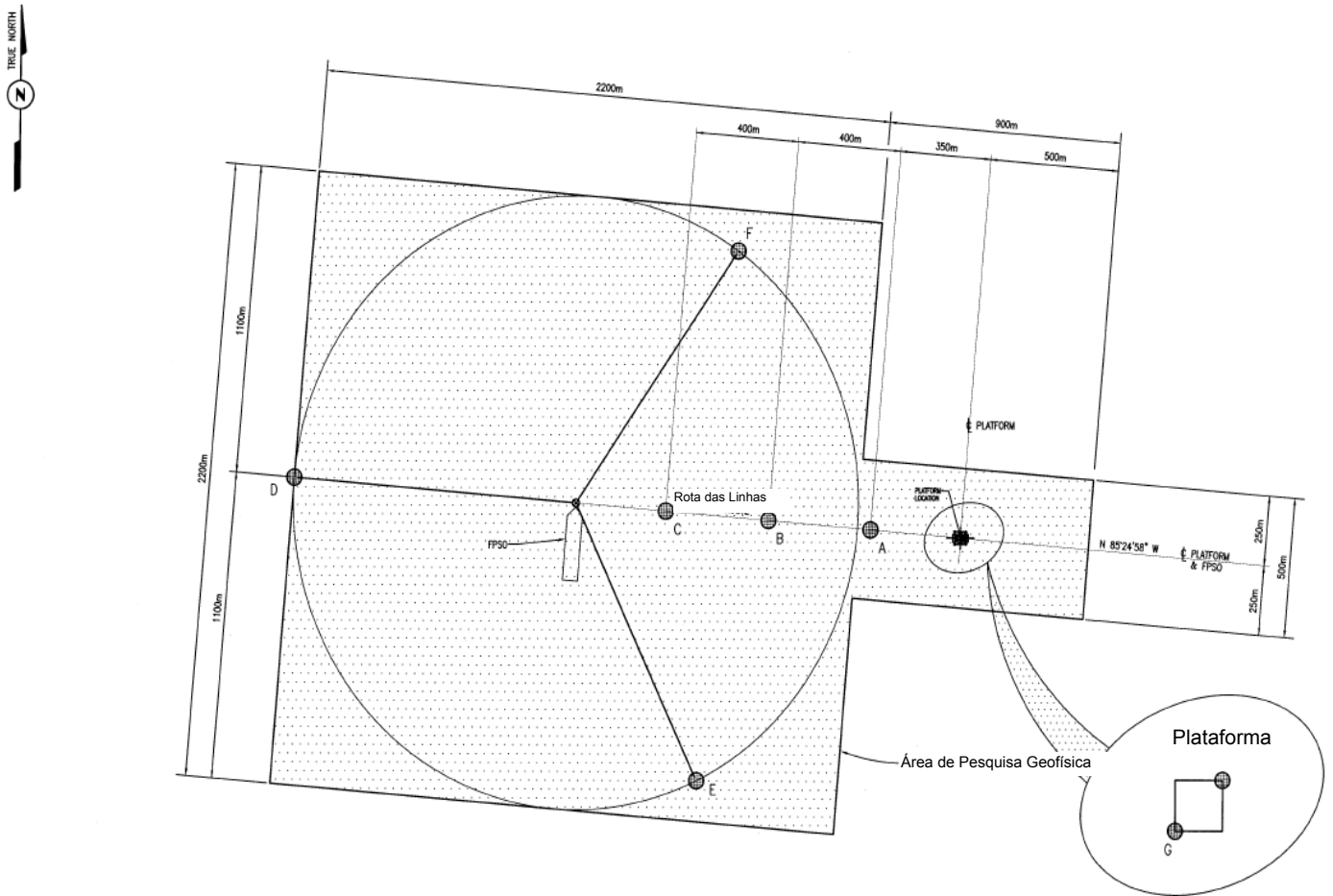
Durante a sondagem nas duas locações, a batimetria será medida diversas vezes, com um ecobatímetro de precisão, para o estabelecimento de um datum preciso.

Recentemente, foi realizado um levantamento batimétrico do assoalho marinho, através do arrasto de um sonar (“peixe”) entre as locações previstas da plataforma e do FPSO, no que seria uma linha central das linhas de exportação a serem instaladas. Esta informação está atualmente sendo confrontada com os dados já disponíveis de sísmica 3D na área e servirá para avaliar as condições do assoalho marinho da região que se pretende usar como rota para as linhas de transferência.

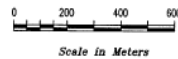
Procedimentos para Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas de Escoamento

As linhas de escoamento (rígidas ou flexíveis) serão lançadas da plataforma fixa em direção ao FPSO, onde serão ligadas ao *turret*. As linhas serão ancoradas nas regiões de subida do fundo para a superfície (“*touchdown*”), a fim de reduzir as cargas nestes pontos. Em virtude da suave topografia local, não estão previstos outros pontos de ancoragem ao longo do trecho sobre o leito marinho, mas tal definição somente será obtida após a inspeção final a ser feita durante o lançamento das linhas, avaliando sua disposição no fundo.

FIGURA II.2.4.2-3 – LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE SONDAGEM



● Localização dos Pontos de Sondagem



Mitigação dos riscos de interação das linhas a serem lançadas com outras instalações existentes na área

Não são previstos riscos de interação das linhas a serem lançadas com outras instalações existentes na área, pois o lançamento das linhas será realizado antes de qualquer outra instalação. Além disto, o projeto prevê um afastamento adequado de 1.100 m entre os trajetos de lançamento e os poços já perfurados na área.

II.2.4.2.C Descrição das Unidades de Produção

Para completação e manutenção dos poços, além da produção, armazenagem e transferência do óleo extraído do *Campo de Polvo*, serão utilizadas duas estruturas: uma plataforma fixa e um FPSO.

A partir da plataforma fixa (já descrita no **Item II.2.4.1-B**), serão perfurados todos os poços (produtores e injetores de água) do campo. Após a perfuração, os mesmos serão completados e terão suas árvores de Natal instaladas no *Cellar Deck* da plataforma.

Os esquemas tridimensionais dos equipamentos a serem instalados no *Cellar Deck* são apresentados ao final desta seção (**Anexo II.2.4.2.C-1**).

Após chegar à plataforma, toda a produção será enviada, através de uma linha (rígida ou flexível), para o FPSO. Esta unidade está planejada para possuir um *turret* pelo qual toda a conexão com a plataforma fixa será feita. Nele também será feito todo o processamento, além do armazenamento temporário e da transferência da produção para navios “aliviadores”.

O FPSO a ser contratado para esta operação ainda está em fase de licitação, sendo que nas descrições a seguir apresentadas serão consideradas as requisições estruturais e de sistemas feitas pela **Devon** em seu processo de contratação.

A alternativa de FPSO mais provável de ser utilizada no empreendimento será uma unidade convertida de um navio petroleiro com duas plantas de processo com capacidade de 30.000 bbl/dia cada, aproximadamente. Esta unidade deverá dispor de capacidade de armazenamento mínimo para 1.000.000 bbls (159.000 m³) de óleo bruto e também dispor de tanques para resíduo de óleo (tipo *slop*) e exclusivos para lastro.

Esta capacidade de armazenamento é principal característica que definirá a unidade a ser escolhida, uma vez que norteará a seleção dos possíveis cascos, por suas dimensões e distribuições de tanques. Outras definições como casario (alojamentos, refeitórios e salas de reunião) e tanques secundários (óleo diesel,

água industrial, água potável e lastro) também serão compatibilizados a partir deste volume de armazenamento primário.

Adicionalmente, a fim de garantir as melhores condições operacionais atualmente disponíveis na produção do *Campo de Polvo*, a **Devon** também apresentou requisitos básicos das características desejadas para o FPSO, orientadoras no processo de contratação. São elas:

- a) **Heliponto** – deverá ser compatível para operações com aeronaves do tipo Sikorsky S-76 e ter todos os requisitos de segurança operacional (sistema de combate a incêndio, sistema de comunicação associado em sala de rádio, pintura e tamanho determinados em normas técnicas) incluindo sinalização e iluminação para operações noturnas.
- b) **Sistema de Movimentação de Cargas** – deverá dispor de, no mínimo, duas torres para elevação de carga situadas a meia nau, com capacidade instalada para erguer até 15 toneladas de carga. Além das torres, o FPSO deverá dispor de guindastes hidráulicos (sendo um com capacidade de carga para até 20 t), dispostos uniformemente ao longo da unidade.
- c) **Sistema de Geração de Energia** – deverá dispor de um sistema de geração principal de energia, com potencia mínima contínua de 18.000 kW, e sistemas auxiliares para operação em caso de emergência, que gerem energia suficiente para manutenção dos sistemas básicos de operação da unidade (sistema de emergência, combate a incêndio, sistema de navegação e estabilidade da unidade) e de controle da produção.

É importante lembrar que o FPSO gerará energia adicional para exportar à plataforma, principalmente para acionar as Bombas Submersíveis Elétricas (ESPs), nos poços de produção, bem como para fornecer energia às cargas das acomodações e equipamentos da plataforma. O projeto especifica que a energia elétrica a ser exportada do FPSO para a plataforma, será feita através de um *swivel* de força e um cabo de força submarino, ambos especificados com 14 MW @ 25 KV. Para atendimento a tal propósito, o FPSO deverá contar com unidades adicionais geradoras de energia, também atendidas por sistemas de emergência.

Foi especificada a presença de um aquecedor tipo boiler, preferencialmente bi-combustível (óleo e gás) para aproveitamento do gás gerado na unidade.

- d) **Sistema de Transferência** – deverão ser especificadas bombas centrífugas com capacidade de elevação da ordem de 3.000 m³ de água do mar por hora a fim de atender ao sistema de tratamento de água de injeção.
- e) **Sistema de Comunicação** – a unidade deverá ser dotada de sistemas de comunicação que permitam comunicações de curta e longa distâncias. Da mesma forma, deverá ser considerada a implantação de uma rede de informática para transferência de dados nos escritórios e salas de controle,

sendo que todas as estações de trabalho deverão dispor de sistema de correio eletrônico (*e-mail*).

A comunicação de voz e dados entre o FPSO e a plataforma será feita através da utilização de um cabo de fibras óticas, embutido no umbilical entre as duas unidades.

II.2.4.2.D Descrição das Operações de Intervenção Previstas

Pelo fato de se utilizar bombas submersas para elevação da produção, será necessária uma manutenção de tais bombas, com intervalo previsto de dois anos. Contudo, o projeto será realizado com completação seca, o que facilitará as futuras manutenções tanto das linhas de produção quanto das bombas submersas.

Por não existirem outros equipamentos de produção submarinos, não são previstas operações de intervenção durante a vida útil do campo.

II.2.4.2.E Descrição do Sistema de Dutos Submarinos

Além dos *risers*, que serão verticais e dispostos diretamente do assoalho marinho até a plataforma fixa, são previstas duas linhas de escoamento entre a plataforma e o FPSO.

A linha de produção terá 12" e realizará a exportação multifásica de toda a produção da plataforma fixa para o FPSO. A segunda linha, de 10", terá a função de transportar a água do mar tratada, gerada no FPSO, para a plataforma fixa, a fim de possibilitar sua injeção no campo (poços injetores). Além destas linhas, é previsto um umbilical para transferência de energia elétrica do FPSO para a plataforma fixa. A extensão prevista do conjunto é de aproximadamente 1,5 km, que corresponde à distância prevista entre as locações do FPSO e da plataforma.

O mangote de transferência de óleo produzido para o navio aliviador ficará dobrado em forma de alça, na popa do FPSO, acompanhando o seu deslocamento, em função das correntes locais. Este mangote é uma estrutura tubular de paredes flexíveis, com um duto interno de 6" de diâmetro, que possui, em suas extremidades, válvulas e flanges de encaixe nos sistemas utilizados para o bombeamento da produção. Pelo fato de ficar no mar entre as operações de *offloading*, é necessária a adoção de procedimentos de manutenção e verificação de sua integridade, periodicamente. Ressalta-se que a periodicidade de verificação do mangote durante o inverno, na Bacia de Campos (maio a outubro), é maior, em função da maior energia do ambiente neste período, o que resulta em maiores esforços sobre a estrutura. A cada bombeamento, sua integridade também é verificada, através do seu enchimento com água e aplicação de pressão de operação de transferência, para verificação de sua estanqueidade.

Não haverá interligação de linhas com sistemas pré-existentes e a interligação das linhas (*plug in*) tanto na plataforma fixa quanto no FPSO será realizada logo após a instalação das mesmas em suas locações.

II.2.4.2.F Descrição dos Empreendimentos Associados e Decorrentes

O lançamento de dutos para a transferência de óleo produzido nos poços e água de injeção entre a plataforma fixa e o FPSO ainda está em fase de projeto, sendo avaliada a viabilidade de utilização de dutos rígidos ou flexíveis. É válido destacar que vários aspectos da operação favorecem este projeto, como a inexistência de instalações submarinas (*manifolds*) e a realização de completação seca dos poços. Desta forma, não será necessária a finalização da perfuração de todos os poços (produtores e injetores) para o início da transferência do óleo produzido para o FPSO, sendo a etapa de lançamento das linhas planejada para ocorrer antes da instalação da plataforma fixa no campo.

Em todos os casos e períodos, serão contratadas embarcações especializadas nesta operação, que já dispõem de tecnologia para tal, bem como 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 *Campo de Polvo*, a serem apresentados nas etapas subseqüentes do presente processo de licenciamento.

As linhas serão testadas quanto à sua estanqueidade mediante o preenchimento com água e monitoramento da pressão. O fluido utilizado será mantido nas linhas até a instalação do FPSO, e realização da conexão. Nesta ocasião, antes do início da produção, o fluido será direcionado ao FPSO para tratamento e disposição.

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

A **Figura II.2.4.2.G-1** apresenta a curva prevista de produção de óleo, água e injeção de água no *Campo de Polvo*. Já a **Figura II.2.4.2.G-2** indica a produção de gás prevista para o campo. A razão gás-óleo (GOR) prevista para o presente projeto é de $83 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

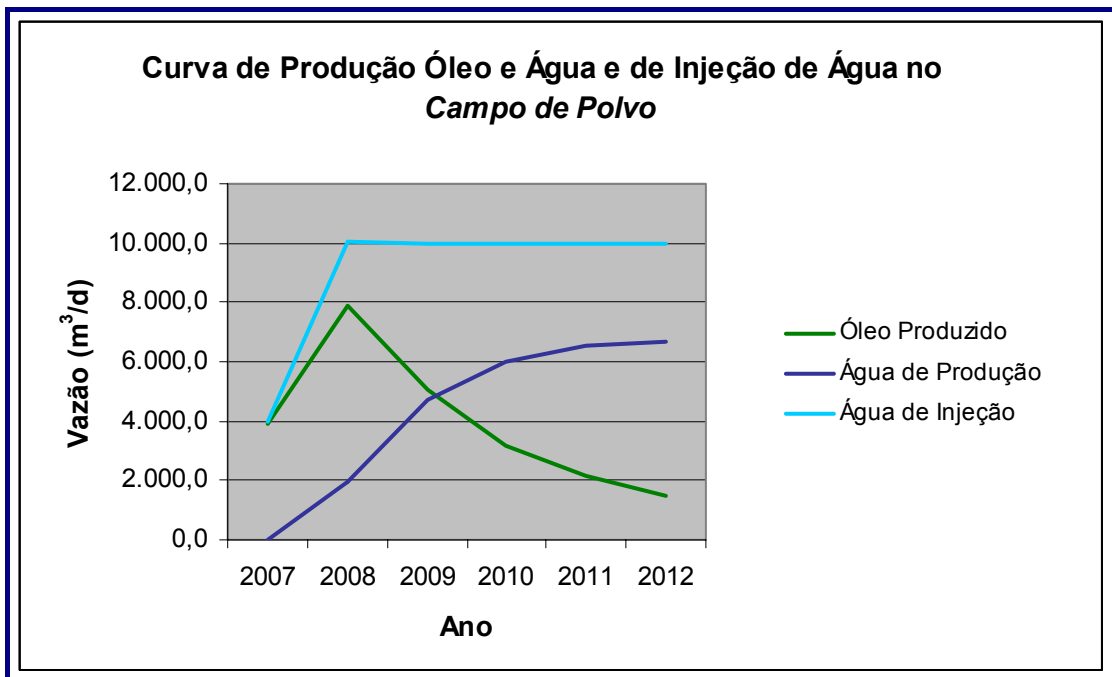


FIGURA II.2.4.2.G-1: CURVA PREVISTA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E ÁGUA E DE INJEÇÃO DE ÁGUA NO CAMPO DE POLVO

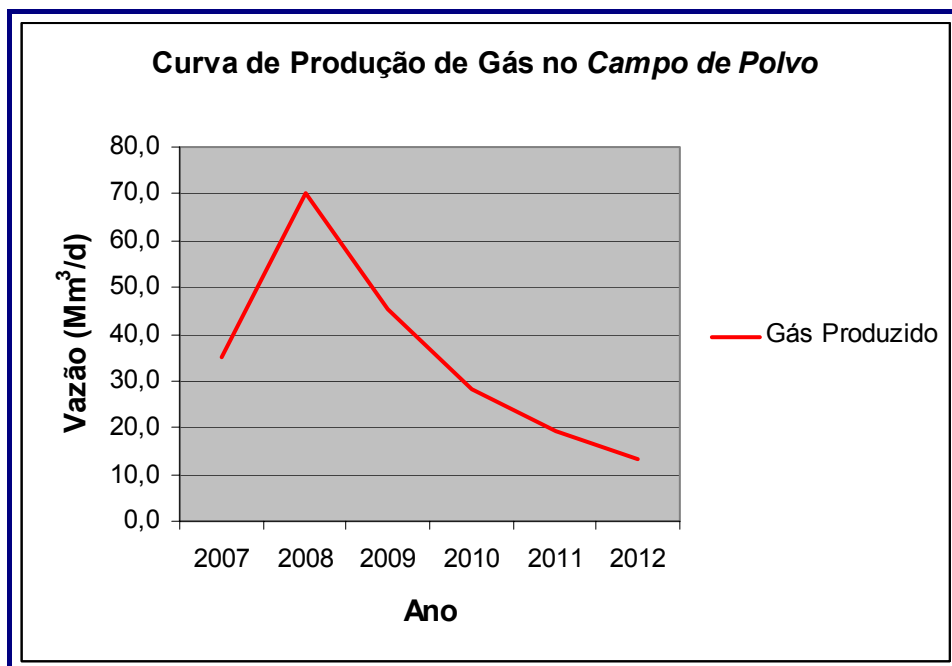


FIGURA II.2.4.2.G-2: CURVA PREVISTA DE PRODUÇÃO DE GÁS NO CAMPO DE POLVO

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

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.

No primeiro caso, como os dutos serão lançados vazios e seu teste de estanqueidade será feito com N₂ (gás inerte), não será necessária a realização de estudos toxicológicos referentes à atividade. No entanto, estes testes serão necessários à época de produção do primeiro óleo, quando deverão ser feitos na fração água de produção tratada (em função de seu descarte sistemático no mar).

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

Nos testes de formação já realizados nos poços exploratórios perfurados pela **Devon**, não houve produção de água. Desta maneira, não foi possível realizar a caracterização da mesma. A **Devon** propõe que, tão logo disponha de uma amostra de água de produção, sejam realizadas as análises solicitadas e apresentados os respectivos laudos 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 *Campo de Polvo* 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 no boiler bi-combustível do FPSO. As quantidades geradas serão função da produção do campo (variável ao longo dos anos) e da performance dos equipamentos de queima do óleo 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 de COVs. 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* bi-combustível (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 no Campo.

Água de Produção

A curva da estimativa de água a ser produzida no *Campo de Polvo* foi apresentada no **Item II.2.4.2.G** e o quadro a seguir apresenta os valores estimados.

ANO	ÁGUA PRODUZIDA (M ³ /D)
2007	5,6
2008	1.970,5
2009	4.709,7
2010	6.014,9
2011	6.563,9
2012	6.677,6

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 dos hidrociclones 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. A água retirada do coalescedor/desidratador será encaminhada diretamente aos tanques tipo *slop*.

Os tanques tipo *slop* operarão continuamente para retirar o óleo da superfície e retorná-lo à entrada do coalescedor/desidratador, para reciclagem no tratamento eletroestático. 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.

Seu lançamento ao mar será feito pelo bordo do FPSO e a modelagem de sua dispersão (apresentada no **Anexo II.6.4.4**), que considerou aspectos gerais deste lançamento, indica que sua influência será sentida até 15-20 metros de profundidade, ocorrendo seu afloramento a cerca de 300-350 m de distância do FPSO. Apenas nos pontos onde o jato do efluente ainda se encontra íntegro (primeiros metros de afastamento e profundidade, em função da sua densidade e vazão) as concentrações de óleo aproximam-se dos 20 ppm, sendo rapidamente reduzidas, em função da perda de integridade do efluente e, conseqüentemente, da ação dos processos de dispersão e diluição.

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 as populações máximas a bordo da plataforma fixa e planejadas para o FPSO, obtendo-se, assim, os seguintes valores:

➤ Plataforma fixa:

Volume de esgoto tratado = 120 L/homem/dia x 100 homens = 12.000 m³/dia.

➤ FPSO:

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 no mar dentro dos padrões estabelecidos pela Convenção MARPOL. O sistema de tratamento está descrito no **Item II.2.4.2.L**.

II.2.4.2.L Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental.

Serão utilizadas duas unidades para o desenvolvimento e produção do *Campo de Polvo*: uma plataforma fixa (responsável pela perfuração e completação dos poços produtores, na fase de perfuração, e recebimento do óleo dos poços, na fase de produção) e um navio FPSO (responsável pelo processamento, armazenamento e transferência da produção). Os sistemas de segurança e proteção ambiental da plataforma fixa já foram descritos no **Item II.2.4.1-M**. A seguir, apresentam-se os principais sistemas requeridos no processo de seleção, feito pela **Devon** e em andamento, do projeto do FPSO.

Sistema de Ancoragem

O FPSO será instalado a aproximadamente 1,5 km a oeste da plataforma fixa, usando um sistema de atracação de torre, em uma lâmina d'água de aproximadamente 100 m. O sistema de atracação utilizará nove linhas de ancoragem do tipo *Single Point Mooring*, em uma configuração de perna semi-retesada, distribuída em três grupos de três linhas, formando 120° entre cada grupo, conforme visto na **Figura II.2.4.2.L-1** a seguir. As pernas de amarração,

que estão ligadas ao *turret* (sistema de recebimento da produção requerido), serão ligadas ao leito do mar, através de âncoras ou estaqueamento, opção a ser determinada a partir dos resultados das análises geotécnicas de sondagem do solo.

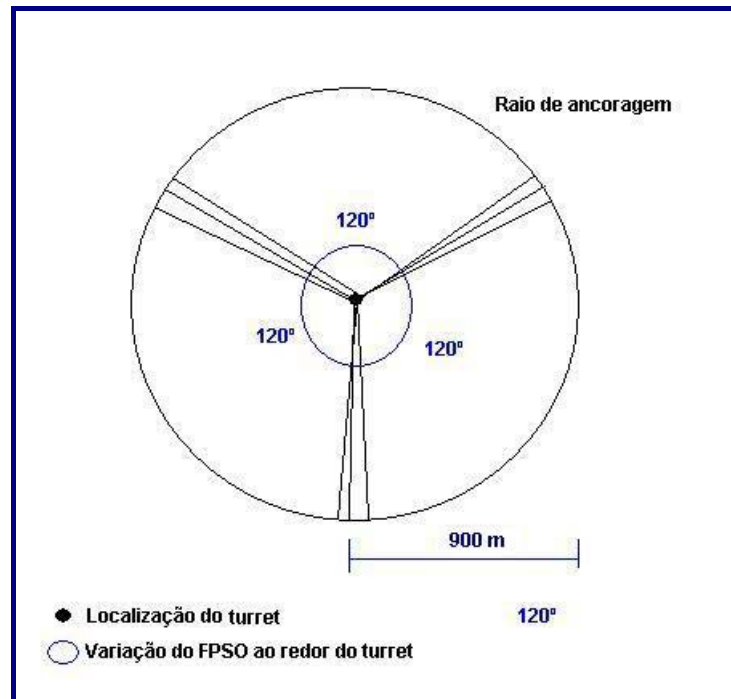


FIGURA II.2.4.2.L-1: ANCORAGEM DO FPSO

Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

O sistema produtor do *Campo de Polvo* é composto de três linhas de escoamento entre a plataforma fixa e o FPSO, a saber:

- a linha de escoamento do óleo dos poços, que partirá da plataforma fixa para o FPSO, conectada ao *turret* da unidade;
- a linha para injeção de água de 10", que partirá do FPSO, passando pelo *turret*, até chegar na plataforma fixa; e
- uma terceira linha, responsável pelo fornecimento de energia do FPSO à plataforma fixa.

A conexão destas linhas entre o *turret* e o FPSO será feita através de um *swivel* de linhas (energia e fluidos), que é um sistema que permite a interligação das tubulações e cabos entre as duas unidades, 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.

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 comum de emergência.

No caso da plataforma fixa, sensores de H₂S estão localizados nos *decks* de perfuração e produção, sendo o processo de alarme semelhante ao projetado para o FPSO (ativação de sinalização no painel de controle e alarme sonoro).

Com exceção de eventos críticos de acidentes, os vazamentos de óleo mais freqüentes são aqueles relacionados às transferências da produção entre a plataforma fixa e o FPSO, entre o FPSO e o aliviador e à transferência de óleo diesel entre o barco de apoio e o FPSO. Em todos os três casos, a operação será realizada sob pressão, sendo que qualquer queda sentida neste parâmetro ativará o sistema de alarme. Além disto, é boa prática comum na indústria que o processo seja acompanhado por observadores munidos de rádio, para que, na evidência de qualquer problema, possam ativar a parada imediata do sistema.

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.

Sistema de Segurança

➤ Sistema de Proteção e Combate a Incêndio:

- Equipamentos portáteis de combate a incêndio e mangueiras de incêndio, dentre outros, serão distribuídos no FPSO, em quantidade e localização adequadas, segundo as normas internacionais pertinentes.
- Pequenos armários de tintas e armazéns de produtos químicos serão equipados com detectores térmicos e de gases e equipamentos de combate a incêndio, conforme estabelecidos nas normas legais aplicáveis.

A seguir, são apresentadas as locações a bordo do FPSO, que disporão de sistemas especiais de proteção e combate a incêndios:

- **Gerador e Sala de Bombas** – protegidos por sistema de inundação total de CO₂ de baixa pressão, comum a ambos os ambientes, contudo com atuação e alarme independentes.
- **Convés** – o convés de cargas será protegido por um sistema fixo de espuma de baixa expansão, com monitores.
- **Heliponto** – o heliponto será protegido por um sistema fixo de espuma de baixa expansão. O sistema será colocado em standby, antes de cada operação de pouso e decolagem de helicópteros.
- **Área de Produção** – ambas as plantas de processamento disporão de um sistema automático fixo tipo inundação.
- **Face Frontal das Acomodações** – a face frontal das acomodações, normalmente próxima ou exposta ao convés de cargas, disporá de um sistema fixo tipo inundação.

Sistema de Salvatagem

O FPSO disporá de duas baleeiras, com capacidade total para todos os membros da tripulação (prevista para 110 pessoas), dispostas uma de cada lado das acomodações (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

A medição de fluidos de produção seguirá estritamente as especificações da ANP, para a medição de óleo e gás natural produzido. As medições serão sempre realizadas em condições padrão e utilizarão tabela de correção para os elementos de geometria do sistema de *offloading* do FPSO (cálculo de perdas e volumes retidos no sistema).

Ainda na plataforma fixa, um medidor multi-fásico (medidor-teste) será utilizado para monitorar e testar as vazões de produção de cada poço. Os *manifolds* de injeção de água serão equipados com medidores de fase simples, em cada linha, para medir a vazão de injeção por poço.

A frequência mínima de medição individual de fluidos nos poços será semanal. A análise da qualidade do óleo será feita periodicamente, sendo a densidade determinada mensalmente e a salinidade e o teor de sedimentos, diariamente.

No FPSO, serão alocados medidores fiscais após as bombas de transferência de óleo (*offloading*), que deverão ter uma incerteza inferior a 0,5%. O gás produzido será medido em diversos pontos do FPSO, incluindo o separador, a perspectiva de alimentação do *boiler* bi-combustível (requerido) e o sistema de queima de emergência (flare).

Todos os medidores de gás natural serão calibrados semestralmente. A frequência de medição será diária e a análise da qualidade do gás (teor de CO₂, composição, poder calorífico e teor de inertes) será realizada semestralmente.

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 podemos citar:

- Unidade hidráulica;
- Turco do bote de resgate;
- Turco das baleeiras;
- Ventilador da praça de máquinas;
- Transferência de serviços essenciais;
- Ventiladores e ar condicionado de emergência;
- 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, como na plataforma fixa, 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 esgoto 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, a qual será equipada com uma unidade para tratamento de esgoto sanitário. 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”. 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.

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, 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

O projeto inicial já prevê a exploração do *Campo de Polvo*, conforme explicitado no **Item II.2.1**. Contudo, a **Devon** ainda pretende realizar perfurações exploratórias em outras áreas do Bloco BM-C-8, em que se tem indício da presença de hidrocarbonetos. Caso tais expectativas se confirmem, após as perfurações exploratórias a serem realizadas, o presente projeto já prevê uma capacidade de ampliação.

Para tanto, novos poços poderão ser perfurados a partir da plataforma instalada, que ainda possui a capacidade para a perfuração e conexão de mais 9 *slots*. Caso as descobertas extrapolem esta capacidade, novas plataformas satélites podem ser instaladas sobre cada reservatório que venha a ser descoberto, em um projeto semelhante ao da plataforma fixa a ser instalada na fase inicial do projeto do *Campo de Polvo*. Estas plataformas satélites se interligariam à plataforma fixa e, através desta, escoariam sua produção para o FPSO.

Desta maneira, caso se descubram novas reservas de interesse comercial no *Campo de Polvo*, a exploração das mesmas contará, inicialmente, com a expansão da capacidade de produção da plataforma existente, e posteriormente, com a instalação de uma plataforma satélite e de uma linha de escoamento da produção até a plataforma fixa, já instalada no campo.

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

Conforme já explanado no **Item II.2.4.1**, ainda não se dispõe da definição da base de apoio terrestre do *Campo de Polvo*, tendo, contudo, já sido definido que esta será selecionada dentre aquelas existentes no município de Niterói (RJ). Cabe ressaltar apenas que todo o embarque de pessoal será realizado por helicóptero, a partir do Aeroporto Santos Dumont, na cidade do Rio de Janeiro, até o FPSO e a plataforma fixa. Os suprimentos e combustíveis tanto para a plataforma fixa quanto para o FPSO serão transportados por embarcações de apoio, a partir da base de apoio a ser selecionada pela **Devon**.

Toda a produção será exportada do *Campo de Polvo* por navios “aliviadores”, não sendo prevista qualquer instalação de dutos de exportação da produção para terra.

II.2.4.2.O Procedimentos Previstos para Desativação das Unidades

O planejamento do descomissionamento do campo, 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 uma análise da desativação, que deve ocorrer depois de 2012.

Os procedimentos a serem realizados ao final da operação no *Campo de Polvo* 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 (definitiva ou temporariamente), segundo as determinações destas normas e arrasados, em função de sua lâmina d'água.

Todos os *risers* serão removidos, sendo deixados na locação os dutos (rígidos ou flexíveis) limpos, descontaminados e, posteriormente, preenchidos com água e tamponados de maneira segura.

A plataforma fixa será retirada usando uma balsa guindaste para içar suas estruturas e depositá-las sobre balsas transportadoras. Os componentes serão exportados ou demolidos. As estacas de cravação (*skirt piles*) serão cortadas abaixo do assoalho marinho e serão deixadas no local.

A previsão de utilização do FPSO no presente projeto será em regime de contrato do tipo charter. Desta maneira, após o término do contrato, o FPSO será desconectado do sistema de ancoragem e transportado para fora dos limites territoriais brasileiros, quer por propulsão própria ou através de rebocadores contratados pelo seu proprietário. As amarras e âncoras do sistema de ancoragem serão removidas para disposição em terra ou fixadas em local pré-determinado e autorizado no fundo do mar.