

II.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 APRESENTAÇÃO

O Campo de Frade, localizado na Bacia de Campos, foi descoberto em dezembro de 1986 pela Petrobras e declarado comercial pela ANP em 1998. O desenvolvimento da área do Frade é atualmente realizado por um consórcio de empresas formado pela Petrobras E&P, que detém 30,0% de participação, pela FRADE JAPÃO PETRÓLEO LTDA, com 18,3% e pela **CHEVRON** BRASIL LTDA, com 51,7%, que opera o campo em nome de suas parceiras.

A produção do campo foi planejada para ser implementada em duas fases, quando serão perfurados, no total, 12 poços produtores e 7 injetores de água nos reservatórios da área do poço RJS-366, anteriormente perfurada. A maior parte destes poços (somados a mais 3 poços pilotos de avaliação) será perfurada na **Fase 1** do projeto, cuja primeira produção de óleo está prevista para o final do ano de 2008.

A recuperação estimada para o campo é de 22,4 milhões de m³ de óleo e 1,3 bilhões de m³ de gás ao longo de um período de mais de 17 anos.

O projeto de desenvolvimento dos reservatórios do Campo de Frade foi definido considerando sua localização em águas profundas e as características do óleo. No que concerne à recuperação dos reservatórios, embora sejam normalmente pressurizados, prevê-se a elevação com gás (*gas lift*) em todos os poços produtores, para possibilitar vazões comerciais, e também para melhorar a eficiência na recuperação otimizada do campo. Além disso, uma característica peculiar a ressaltar neste projeto é o fato de não haver descarte no mar de água de produção, já que a mesma será devolvida ao reservatório, através do processo de reinjeção, juntamente com uma parcela de água do mar, após tratamento.

A produção trifásica (água, óleo e gás) extraída dos poços será processada e separada em uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência – FPSO (*Floating Production Storage and Offloading Unit*). O óleo será armazenado nos tanques da unidade e transportado por navios tanques aliviadores e o gás não utilizado a bordo será escoado por um gasoduto de exportação até o Campo de Roncador (da Petrobras).

II.2.1.1 Objetivo da Atividade

O objetivo do empreendimento, escopo do presente processo de licenciamento, é o desenvolvimento com a finalidade de produção de petróleo e gás no Campo de Frade, localizado na Bacia de Campos.

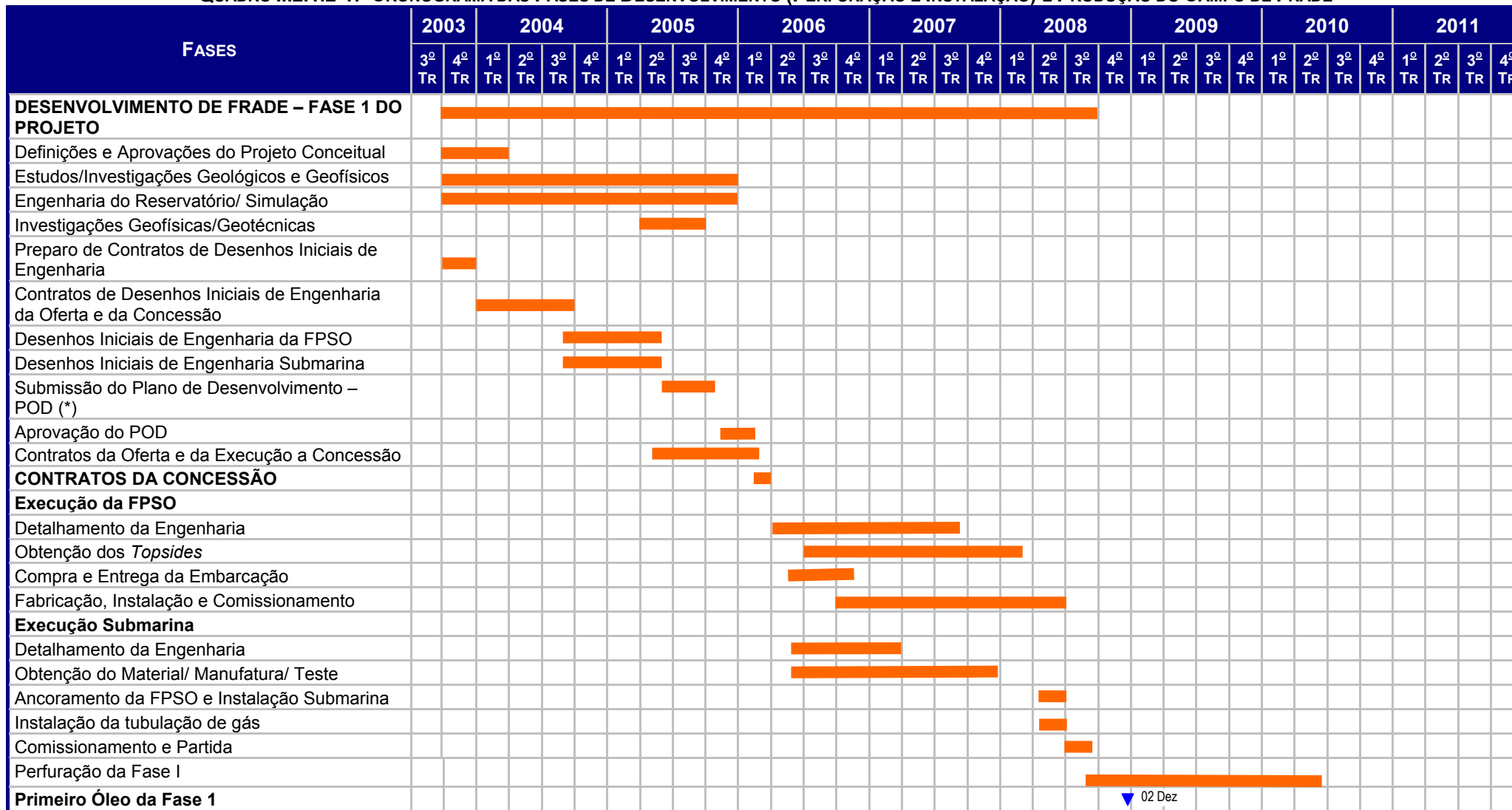


II.2.1.2 Cronograma Preliminar da Atividade

Conforme cronograma de desenvolvimento apresentado no **Quadro II.2.1.2-1**, a previsão de início da produção relativa à **Fase 1** do projeto é dezembro de 2008; e de sua **Fase 2**, em setembro de 2010.



QUADRO II.2.1.2-1: CRONOGRAMA DAS FASES DE DESENVOLVIMENTO (PERFURAÇÃO E INSTALAÇÃO) E PRODUÇÃO DO CAMPO DE FRADE



▼ 02 Dez

II.2.1.3 Localização do Bloco

A área de desenvolvimento do Campo de Frade está localizada ao norte da Bacia de Campos, a oeste do desenvolvimento do Campo Roncador e a aproximadamente 120 km da costa a Leste do Cabo de São Tomé, no Estado do Rio de Janeiro (ver **Figura II.2.1.3-1**). A profundidade da água varia de 1.050 m, na fronteira ocidental do bloco, a 1.300 m, na fronteira oriental.

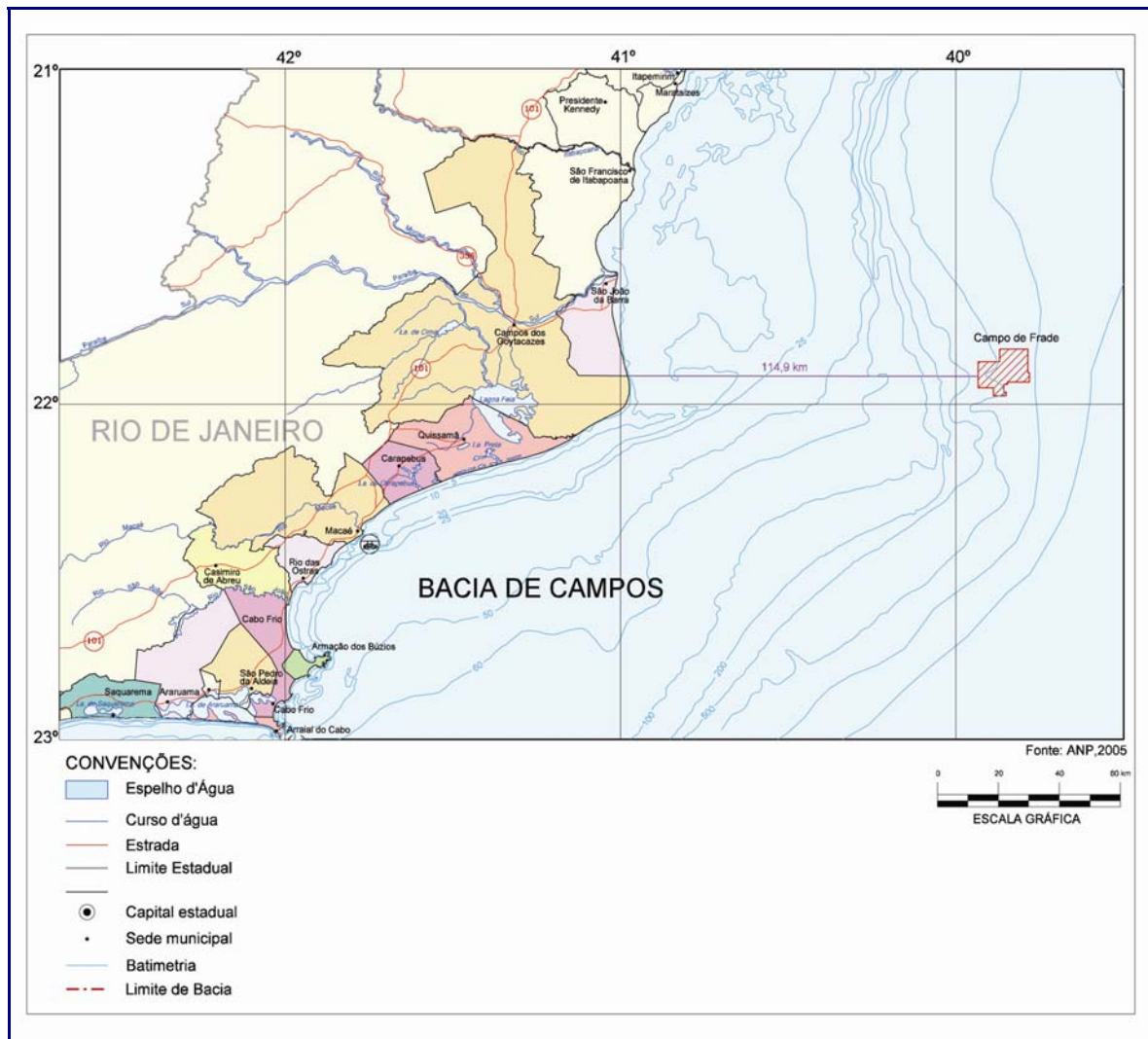


FIGURA II.2.1.3-1: LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE FRADE

As coordenadas de localização do campo são apresentadas no **Quadro II.2.1.3-1**, e o seu posicionamento, em relação aos campos produtores próximos da Bacia de Campos, é ilustrado pela **Figura II.2.1.3-2**.

QUADRO II.2.1.3-1: COORDENADAS DO CAMPO FRADE

Ponto	PROJEÇÃO: POLICÔNICA		PROJEÇÃO: POLICÔNICA		PROJEÇÃO: UTMS/Z24	
	DADO: SAD 69		DADO: WGS 84		DADO: WGS84	
	MC: 54		MC: 24		ZONA DE UTM: 24	
	FALSO LESTE: 5.000.000		FALSO LESTE: 500.000		FALSO LESTE: 500.000	
	LATITUDE	LONGITUDE	LATITUDE	LONGITUDE	X	Y
1	21° 50' 09,37 5" S	39° 52' 20,625" W	21° 50' 11,19" S	39° 52' 22,00" W	409805,6613	7585020,943
2	21° 52' 39,375" S	39° 52' 20,625" W	21° 52' 41,19" S	39° 52' 22,00" W	409831,8199	7580408,718
3	21° 52' 39,375" S	39° 56' 05,625" W	21° 52' 41,19" S	39° 56' 07,00" W	403374,4337	7580370,749
4	21° 56' 52,500" S	39° 56' 05,625" W	21° 56' 54,31" S	39° 56' 07,00" W	403421,8531	7572587,623
5	21° 56' 52,500" S	39° 53' 26,250" W	21° 56' 54,31" S	39° 53' 27,63" W	407993,4545	7572614,858
6	21° 58' 26,250" S	39° 53' 26,250" W	21° 58' 28,06" S	39° 53' 27,63" W	408010,2210	7569732,172
7	21° 58' 26,250" S	39° 51' 15,000" W	21° 58' 28,06" S	39° 51' 16,38" W	411774,4711	7569753,630
8	21° 57' 48,750" S	39° 51' 15,000" W	21° 57' 50,56" S	39° 51' 16,38" W	411768,0368	7570906,697
9	21° 57' 48,750" S	39° 51' 24,375" W	21° 57' 50,56" S	39° 51' 25,75" W	411499,2865	7570905,196
10	21° 56' 05,625" S	39° 51' 24,375" W	21° 56' 07,44" S	39° 51' 25,75" W	411481,5542	7574075,972
11	21° 56' 05,625" S	39° 50' 46,875" W	21° 56' 07,44" S	39° 50' 48,25" W	412557,3439	7574081,948
12	21° 55' 37,500" S	39° 50' 46,875" W	21° 55' 39,31" S	39° 50' 48,25" W	412552,5693	7574946,898
13	21° 55' 37,500" S	39° 47' 01,875" W	21° 55' 39,31" S	39° 47' 03,25" W	419007,6172	7574981,209
14	21° 54' 22,500" S	39° 47' 01,875" W	21° 54' 24,31" S	39° 47' 03,25" W	418995,8344	7577287,300
15	21° 54' 22,500" S	39° 47' 11,250" W	21° 54' 24,31" S	39° 47' 12,62" W	418726,9799	7577285,925
16	21° 53' 07,500" S	39° 47' 11,250" W	21° 53' 09,31" S	39° 47' 12,62" W	418715,1687	7579592,012
17	21° 53' 07,500" S	39° 47' 20,625" W	21° 53' 09,31" S	39° 47' 22,00" W	418445,9880	7579590,632
18	21° 50' 09,375" S	39° 47' 20,625" W	21° 50' 11,19" S	39° 47' 22,00" W	418417,8875	7585067,414

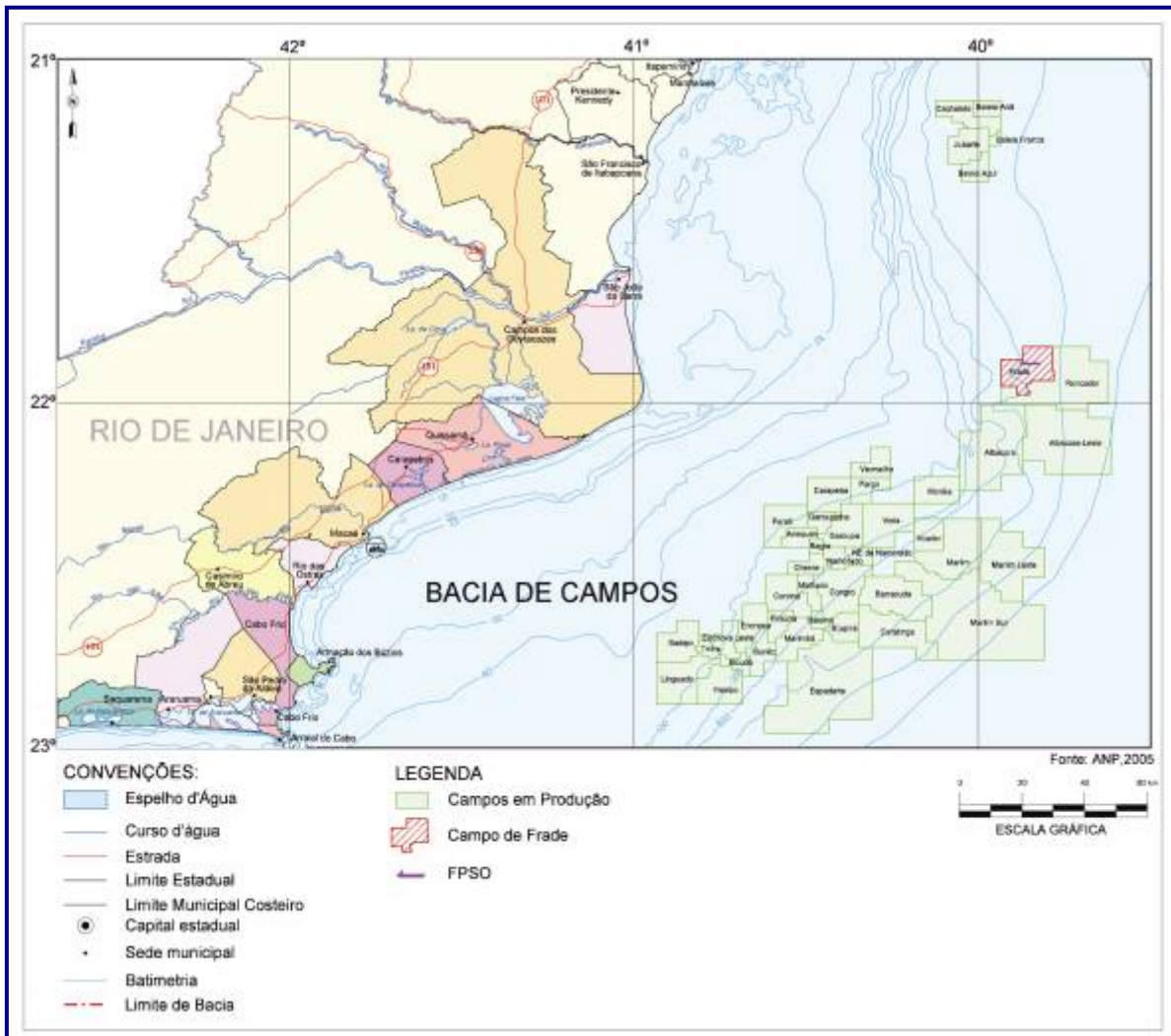


FIGURA II.2.1.3-2: LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE FRADE EM RELAÇÃO A CAMPOS PRODUTORES PRÓXIMOS

II.2.1.4 Poços a serem Perfurados

O desenvolvimento para a produção dos reservatórios do Campo de Frade compreenderá a perfuração de 12 poços produtores e 7 injetores, além de 3 poços pilotos para avaliação. Os poços serão perfurados através de uma plataforma de perfuração semi-submersível de posicionamento dinâmico.

A campanha de perfuração destes poços está programada em duas fases de acordo com o cronograma apresentado na **Figura II.2.1.4-1**. A **Fase 1** é prevista para início de Setembro de 2008, com a perfuração de 7 produtores e 6 injetores. Durante esta fase serão perfurados os 3 poços pilotos com intuito de obter dados adicionais e determinar o posicionamento preciso dos poços. A **Fase 2**, prevista para início na segunda quinzena de junho de 2010, compreenderá 5 produtores e 1 injetor.

Foi definida a estratégia de perfuração dos poços em duas modalidades: em bateladas (*batch*) e seqüencial. No primeiro caso, as perfurações serão realizadas em conjuntos de vários poços, sendo perfuradas as seções de mesmo diâmetro, sendo os poços revestidos e abandonados tamponados temporariamente até o retorno da unidade para perfuração de uma seção seguinte. No segundo caso, em operação tradicionalmente realizada, cada poço será perfurado do início ao fim, seguindo-se às seções, sem tamponamento intermediário.

De acordo com o cronograma apresentado, a **Fase 1** será iniciada com a perfuração em batelada de um poço produtor e um injetor, e de um poço piloto seqüencialmente, prevendo-se desta forma iniciar a produção de óleo do primeiro poço em início de dezembro de 2008. Um segundo produtor será perfurado seqüencialmente logo após esta data, prevendo-se o início da sua produção no final do mês seguinte (janeiro de 2009). A partir de então, ao longo deste mesmo ano, serão perfurados os dois últimos poços pilotos previstos no projeto, e colocados em produção mais cinco produtores, perfurados em batelada. A **Fase 1** será finalizada em meados de junho de 2010, com a perfuração em batelada dos cinco injetores restantes.

Na **Fase 2**, todos os poços (cinco produtores e um injetor) serão perfurados em batelada, estando previsto o início da produção dos três primeiros para o último quadrimestre de 2010 e dos dois últimos, para o primeiro trimestre de 2011.

Os **Quadros II.2.1.4-1** e **II.2.1.4-2** resumem a quantidade de poços a serem perfurados por fase em cada reservatório.

QUADRO II.2.1.4-1: POÇOS DA FASE 1

Reservatório	Produtor	Injetor	Total
N570	3	3	6
N560	1	1	2
N545/N540	3	2	5
Total	7	6	13

QUADRO II.2.1.4-2: POÇOS DA FASE 2

Reservatório	Produtor	Injetor	Total
N570	3	0	3
N560	0	0	0
N545/N540	2	1	3
Total	5	1	6

Devido ao baixo peso específico na escala API e natureza viscosa do óleo do Frade, e em função dos aspectos técnicos do desenvolvimento em água profunda, todos os poços produtores terão completações horizontais. A estratégia de utilização de poços horizontais é bastante recomendada atualmente, pois

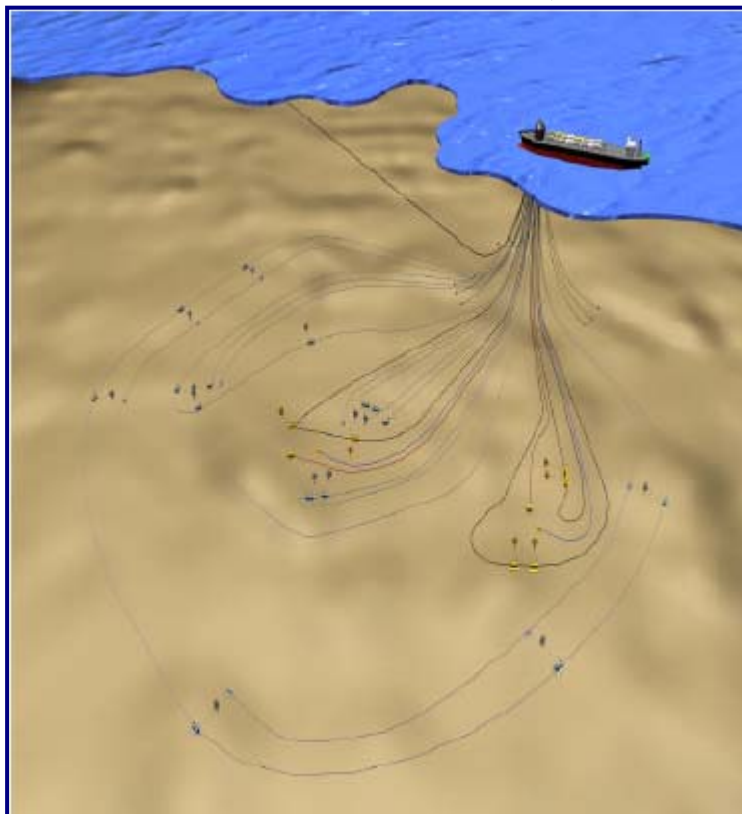
oferece taxa de produção mais alta e significativo aumento na recuperação de hidrocarbonetos por poço. Os poços periféricos injetores de água serão verticais ou direcionais.

Para os poços produtores estão planejadas completações convencionais do tipo de pré-filtros (*gravel pack*) em poço aberto, o que permite otimizar a produtividade e a longevidade das completações do poço horizontal. Os poços de injeção de água serão verticais ou direcionais e serão revestidos e perfurados sem controle primário de areia, ou seja, em vez de pré-filtros, as completações utilizarão uma combinação de pressão de injeção de água do mar e um projeto adequado de revestimento e equipamentos, incorporado dentro da completação para proporcionar controle de areia. Todos os poços produtores e injetores do Frade terão completações únicas em um único reservatório. O detalhamento das operações de completação é apresentado na **seção II.2.4.1.C** deste EIA.

Devido ao limitado potencial do aquífero e à baixa energia no reservatório, será necessária a elevação da produção com gás (*gas lift*) em todos os poços produtores horizontais, para que se obtenham vazões comerciais, e também para melhorar a recuperação otimizada do campo. O sistema de separação e coleta do gás e sua utilização são descritos na **seção II.2.4.2.A**.

Os fluidos dos poços serão encaminhados através das tubulações a uma Unidade de Produção, Armazenamento e Transbordo – FPSO, conforme esquema ilustrado na **Figura II.2.1.4-2**. Não está planejado utilizar equipamentos submarinos de separação ou de bombeio multifásico, nem tampouco *manifolds* submarinos de produção. Todos os poços possuirão linhas individuais conectadas a unidade FPSO. A distribuição dos fluidos produzidos e água de injeção será realizada na FPSO.

FIGURA II.2.1.4-2: PLANO DE DESENVOLVIMENTO ESQUEMÁTICO DOS CAMPOS



A localização dos poços e suas características, de acordo com as fases de perfuração são indicadas no **Quadro II.2.1.4-3**. Para especificação do nome dos poços foram utilizadas as seguintes convenções, estabelecidas pela ANP.

O D P I			
M = Mioceno	D = Downthrown (Setor inferior)	P = Produtor	Número do Poço
O = Oligo-Mioceno	U = Upthrown (Setor superior)	I = Injetor	
N = N560 (Mioceno)	5 = N560 (D/T)	S = Estratigráfico (Piloto)	



Quadro II.2.1.4-3 – Dados dos Poços

Fase	Tipo de Poço	Nome do Poço		Linha de Lama		Lâmina d'água	HEEL				TOE			
		Nome ANP	Nome	Localização de Superfície			X1	Y1	TD (MD)	TD (TVD)	X2	Y2	TD (MD)	TD (TVD)
				X	Y									
1	Piloto	9-FR-001-RJS	MDS1	414279	7578508	1175	-	-	-	-	413662	7578752	2858	2524
1	Piloto	9-FR-002-RJS	OUS2	413030	7579685	1126	-	-	-	-	413030	7579685	2645	2645
1	Piloto	9-FR-003-RJS	MUS2	413477	7579980	1165	-	-	-	-	413736	7579807	2574	2500
1	Injetor	7-FR-004-RJS	ODI1	414950	7578070	1206	-	-	-	-	414997	7576707	3337	2685
1	Injetor	7-FR-005-RJS	MDI1	415632	7578276	1248	-	-	-	-	415459	7577862	2879	2738
1	Injetor	7-FR-006-RJS	OUI1	416220	7579075	1290	-	-	-	-	418055	7578610	2753	2613
1	Injetor	7-FR-007-RJS	MUI1	415290	7580073	1244	-	-	-	-	415290	7580073	2630	2630
1	Produtor	7-FR-008H-RJS	ODP1	414008	7578904	1165	413711	7578723	2787	2433	412820	7578280	3630	2456
1	Produtor	7-FR-009H-RJS	OUP2	413302	7579022	1132	413030	7579685	2661,5	2345	412646	7580469	3538	2414
1	Produtor	7-FR-010H-RJS	MDP1	414440	7578660	1183	414030	7578601	2428	2184	412908	7579000	3817	2225
1	Produtor	7-FR-011H-RJS	MUP2	413940	7579616	1165	413552	7579930	2303	2085	412756	7586012	3354	2120
1	Produtor	7-FR-012H-RJS	N5P1	413855	7578274	1153	414128	7577971	2463	2251	414791	7577340	3380	2278
1	Injetor	7-FR-013H-RJS	N5I1	412777	7578241	1095	-	-	-	-	412911	7576670	3370	2504
1	Produtor	7-FR-014H-RJS	OUP1	413900	7579000	1160	414370	7579115	2604	2355	415161	7579019	3404	2392
1	Produtor	7-FR-015H-RJS	MUP1	414395	7589135	1182	414205	7579630	2350	2076	413598	7580504	3421	2115
1	Injetor	7-FR-016H-RJS	MUI2	416220	7579085	1290	-	-	-	-	416509	7579085	2752	2700
2	Produtor	7-FR-017HP-RJS	ODP3	414279	7578508	1175	414388	7578144	2546	2382	414673	7577193	3546	2478
2	Injetor	7-FR-018-RJS	OUI2	412981	7581071	1147	-	-	-	-	412981	7581071	2650	2650
2	Produtor	7-FR-019-RJS	MUP4	414411	7578464	1181	414710	7578763	2290	2092	415554	7579465	3390	2140
2	Produtor	7-FR-020-RJS	OUP3	413300	7579100	1132	413545	7579344	2489	2312	414044	7580191	3500	2414
2	Produtor	7-FR-021-RJS	MUP3	414375	7579181	1180	413859	7579494	2397,3	2094	413352	7580108	3195	2134
2	Produtor	7-FR-022-RJS	MDP2	414250	7578620	1174	414662	7576421	2447,7	2200	415560	7577982	3447	2200

Notas:

TD / MD: Extensão total de perfuração (vertical + horizontal) a partir da mesa rotativa

TVD: Comprimento de perfuração na vertical

Heel: posição inicial do *gravel pack* (filtro de cascalho) na seção horizontal do poço; Toe: posição final da seção horizontal do poço

As locações dos poços produtores e injetores, em cada reservatório, nas **Fases 1 e 2** do Projeto podem ser visualizadas na **Figura II.2.1.4-3**.

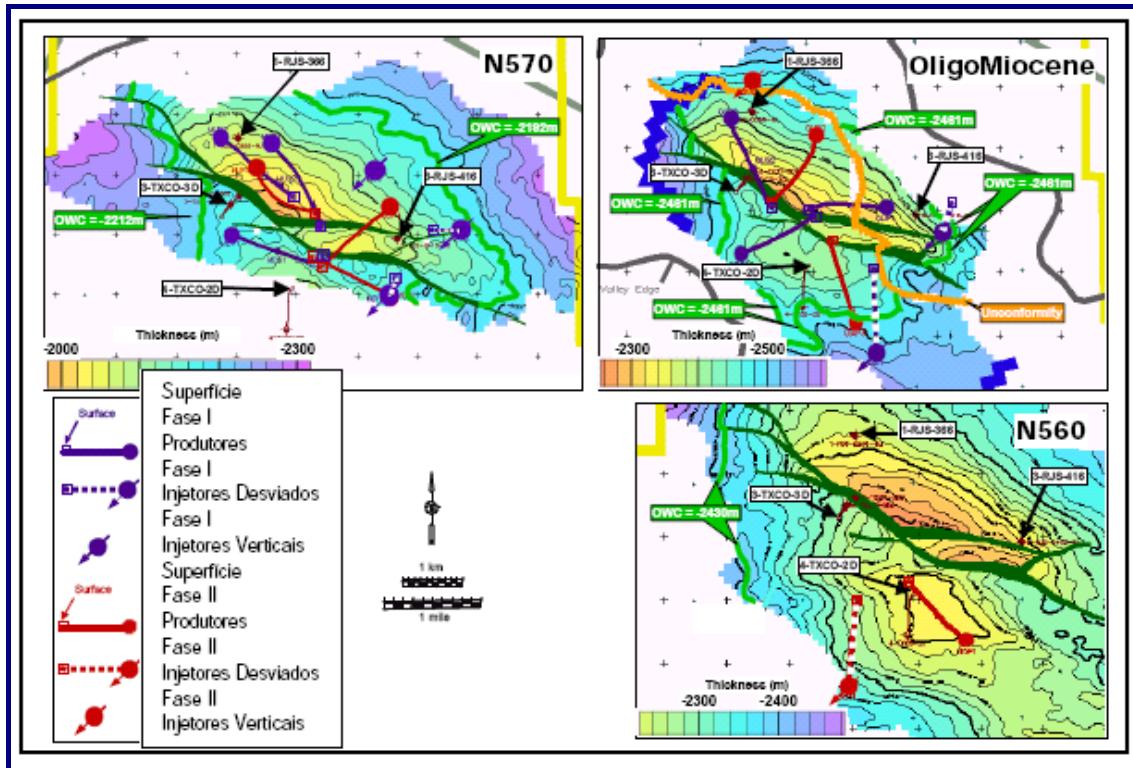


FIGURA II.2.1.4-3 : LOCAÇÕES DOS POÇOS A SEREM PERFURADOS – MAPAS ESTRUTURAIS NO TOPO DOS TRÊS RESERVATÓRIOS

Observa-se na **Figura II.2.1.4-4** que estes poços serão perfurados próximos uns dos outros.

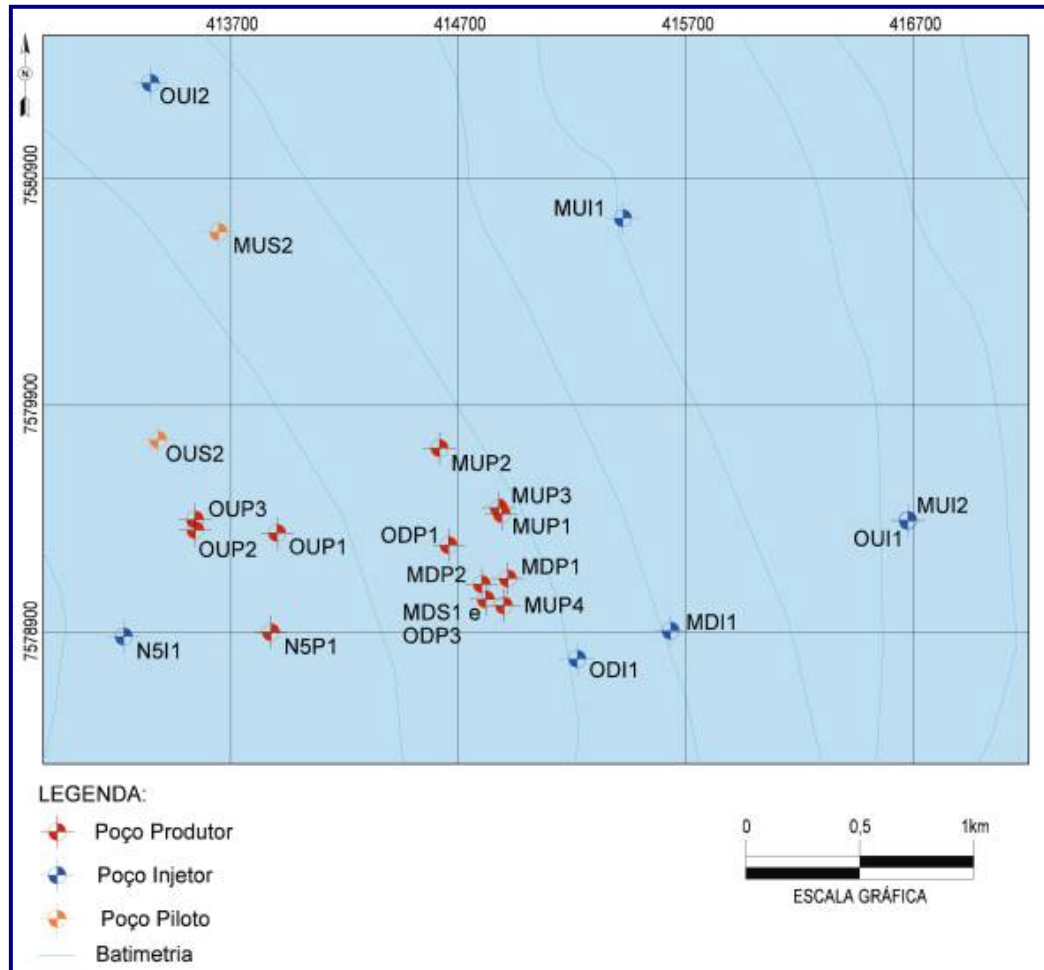


FIGURA II.2.1.4-4: DISTRIBUIÇÃO DOS POÇOS PARA DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO NO CAMPO DE FRADE

II.2.1.5 Localização da Unidade de Produção

A unidade FPSO estará localizada em lâmina d'água de 1.082 m, nas coordenadas planejadas e indicadas no **Quadro II.2.1.5-1**. Esta unidade não terá orientação específica, uma vez que será atracada em um sistema de ancoramento *turret/swivel*, com giro permitido de 360°, em função da direção dominante dos ventos e das correntes marítimas.

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

Unidade de Produção	Latitude (S)	Longitude (W)	N (m)	L (m)
FPSO	21° 53' 08"	39° 51' 18"	7.579.562	411.665

Referência das coordenadas: WGS84, MC:-24,00

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

O gás produzido será utilizado a bordo para geração de energia e auxílio na produção (*gas lift*). A parcela não-consumida será exportada através de uma tubulação flexível de 8", que partirá do *turret* da FPSO até o leito do mar, abaixo da Unidade de Produção, e de lá seguirá por cerca de 44 km por tubulação rígida de 10" até o ponto de conexão com a tubulação de exportação do gás produzido no Campo de Roncador (*Pipeline End Manifold – PLAEM nº 1*), localizado a SW do Campo de Frade.

A **Figura II.2.1.5-1** apresenta esquematicamente as rotas de exportação do gás e o posicionamento da FPSO no Campo de Frade.

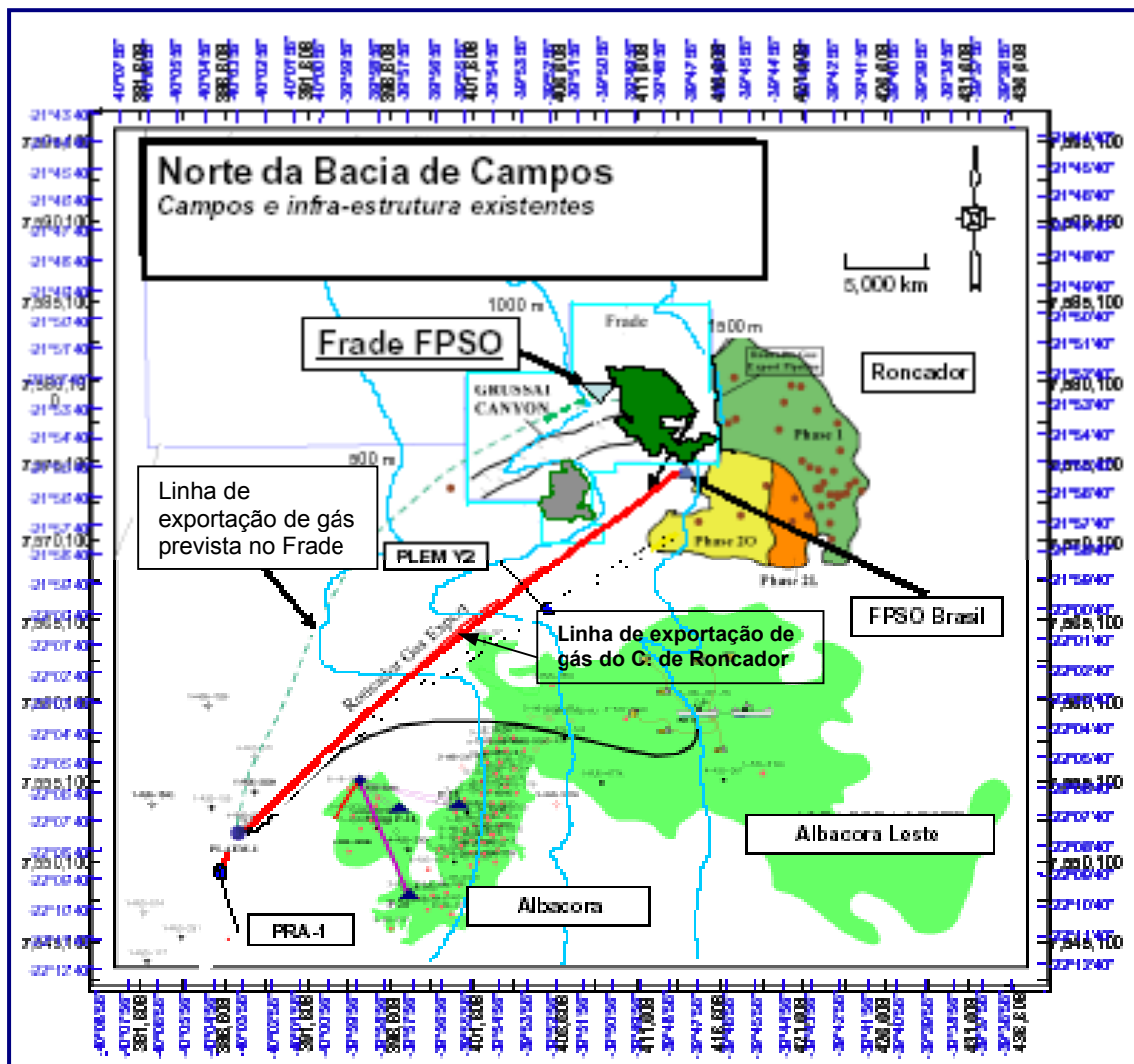


FIGURA II.2.1.5-1: LINHAS DE EXPORTAÇÃO/IMPORTAÇÃO DE GÁS.

II.2.1.6 Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

A primeira produção do Campo de Frade está inicialmente prevista para dezembro de 2008 e suas reservas são estimadas para durarem por um período superior a 17 anos de produção. A produção estimada de todos os reservatórios é apresentada no **Quadro II.2.1.6-1**. O pico de produção de aproximadamente 15.000 m³/dia de óleo será alcançado em 2011, conforme pode ser visualizado na **Figura II.2.1.6-1**. As reservas totais do Frade estão estimadas em 66,8 milhões de m³ de óleo e 4,2 bilhões de m³ de gás, com 90% de confiança na recuperação de 22,4 milhões de m³ de óleo e 1,3 bilhões de m³ de gás.

QUADRO II.2.1.6-1: ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DOS RESERVATÓRIOS NO CAMPO DE FRADE

Campo do Frade - Todos os Reservatórios				
Ano	Volume de óleo M ³ /D	Volume de gás Milhares de M ³ /D	Volume de água M ³ /D	Injeção de água M ³ /D
2008	2287	155	35	1794
2009	11817	900	627	13730
2010	10883	856	1946	14640
2011	15053	1014	5437	19985
2012	11620	779	8823	21278
2013	9022	590	11685	21746
2014	7344	482	13683	21967
2015	6226	412	15066	22220
2016	5551	368	14087	20550
2017	4926	327	15127	20848
2018	4457	297	16060	21248
2019	4070	272	16866	21610
2020	3734	250	17586	21957
2021	3429	230	18175	22198
2022	3160	212	18674	22380
2023	2840	197	19086	22466
2024	2456	184	19309	19466
2025	2239	178	14454	17341

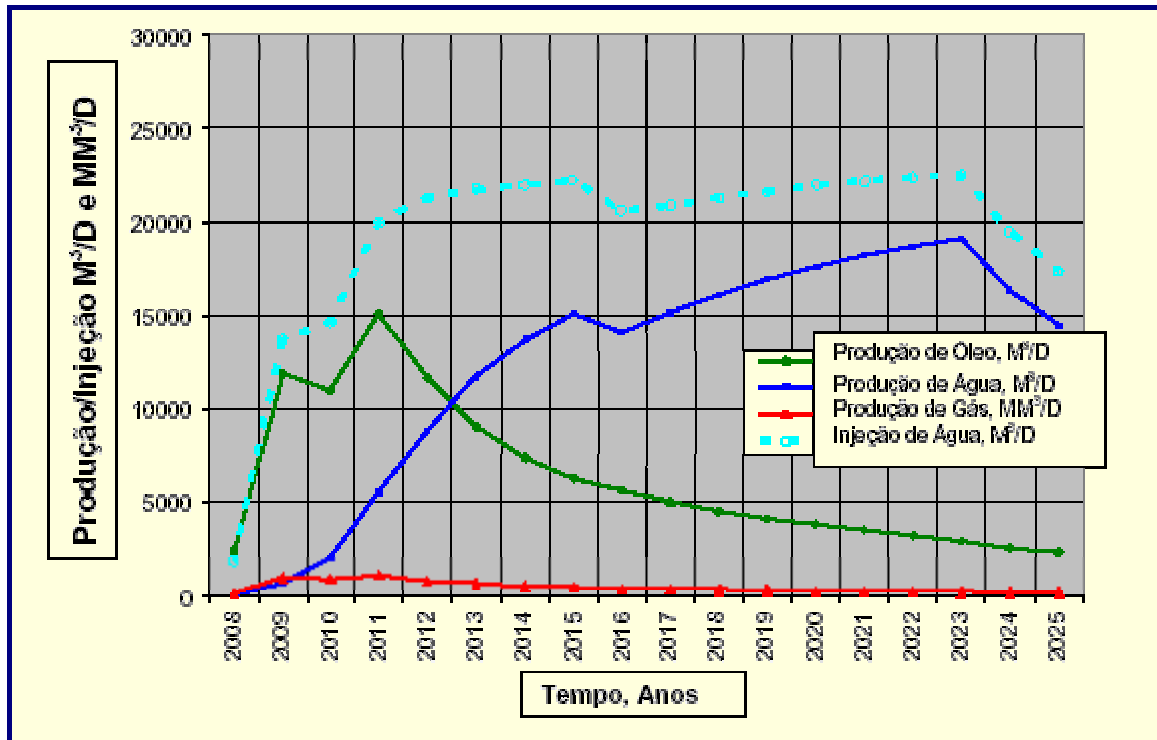


FIGURA II.2.1.6-1: PERFIS DE VOLUME DE PRODUÇÃO DE ÓLEO, GÁS E ÁGUA EM TODOS OS RESERVATÓRIOS DO CAMPO DE FRADE.

Na **Fase 1**, a produção estimada dos três poços nos reservatórios N545/N540 é de 39.000 BOPD (6.200 m³/dia). As reservas totais dos reservatórios são de 39 bilhões m³. Os três poços do reservatório N570 deverão gerar 35.000 BOPD (5.565 m³/dia) desde o início da produção, com reservas totais estimadas em 22 bilhões m³. O poço do reservatório N560 deverá produzir nesta fase, 10.000 BOPD (1.590 m³/dia) e a reserva total do reservatório é de 4 bilhões m³.

Na **Fase 2**, a produção nos dois poços dos reservatórios N545/N540 é estimada em 17.000 BOPD (2.700 m³/dia).

A taxa de produção anual de óleo estimada ao longo da vida de cada reservatório é apresentada na **Figura II.2.1.6-2**.



FIGURA II.2.1.6-2: TAXA DE PRODUÇÃO ANUAL DE ÓLEO POR RESERVATÓRIO.

De acordo com os estudos realizados, a estimativa do pico de produção de óleo, água de produção e gás por reservatório está apresentada no **Quadro II.2.1.6-1**.

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

Reservatório	Fluido	Ano	Produção
N570	Óleo (m ³ /ano)	2111	2.466.036
	Água de Produção (m ³ /ano)	2023	3.027.508
	Gás (milhares m ³ /ano)	2011	148.464
N560	Óleo (m ³ /ano)	2009	558.690
	Água de Produção (m ³ /ano)	2024	637.892
	Gás (milhares m ³ /ano)	2010	37.078
N545/N540	Óleo (m ³ /ano)	2011	2.642.900
	Água de Produção (m ³ /ano)	2023	3.302.433
	Gás (milhares m ³ /ano)	2011	198.144

II.2.2 HISTÓRICO

II.2.2.1 *Histórico das Atividades Petrolíferas no Campo de Frade*

A exploração do Campo de Frade teve início em 1985 quando a Petrobras adquiriu um levantamento sísmico 2D na região do campo, juntamente com a área contígua do Bloco BC-4.

O campo foi descoberto em dezembro de 1986 com a perfuração do poço pioneiro 1-RJS-366. A estrutura da área 366 do Frade é um anticlinal duplamente mergulhante, falhado, de direção WNW/ESE, sobre um núcleo de sal. Foram executados dois testes de produção neste poço, rendendo 140 m³/dia de óleo (19° API) do Oligoceno Superior e 93 m³/dia de óleo (16.5° API) do Mioceno Inferior (N-570). Um intervalo compacto de areia (105,8 m líquidos) de boa qualidade foi penetrado no Maastrichtiano (N-290). Os perfis mostraram uma zona fina (2,9 m) de resistividade moderada no topo da areia. Os núcleos em contato com o óleo e as visualizações dos perfis, sugeriam uma possível camada produtora de óleo neste intervalo. O Maastrichtiano não foi testado. O poço foi suspenso como descoberta.

Dando continuidade às pesquisas, um poço de confirmação da área 366, 3-RJS-416, foi perfurado em 1989, aproximadamente a 3,2 km ESE do poço RJS-366, no bloco falhado do setor superior. Este poço encontrou 67,8 metros de espessura porosa do reservatório com óleo nos reservatórios do Mioceno Inferior e Oligoceno Superior. O reservatório do Maastrichtiano não foi alcançado, possivelmente devido ao truncamento erosivo da seção. Dois testes de produção executados no poço obtiveram 196 m³/dia de óleo (19° API) do Oligoceno Superior e 100 m³/dia de óleo (18° API) do Mioceno Inferior (N-570). Este poço também foi suspenso.

Após a bem sucedida avaliação dos poços 366 e 416, em 1993 foram adquiridos 90 km² de sísmica 3D. Em outubro de 1996, o poço pioneiro 1-RJS-511 descobriu uma acumulação de petróleo adicional a SW da estrutura principal do Frade.

A área 511 do Frade é uma estrutura em domo ligeiramente alongada de direção NW/SE, com relevo estrutural muito baixo. A perfuração do poço 1-RJS-511 penetrou 10 m de óleo de baixa resistividade no Eoceno N-450 (anteriormente referido como areias do Oligoceno). Foi registrado um contato óleo-água a 2.672 m. Um teste de produção confirmou a presença de hidrocarboneto, rendendo 108 m³/dia de óleo (16° API).

Os resultados das avaliações destas áreas levaram a Petrobras propor a declaração de comercialidade da área de desenvolvimento do Campo de Frade, a qual foi aceita pela ANP em junho de 1998. Posteriormente, a Petrobras E&P entregou os direitos da área e do bloco de exploração BC-4 para um consórcio de empresas formado pela Texaco Brasil S.A. - Produtos de Petróleo (42,5% e Operadora), Frade Japão Petróleo Limitada (12,75%) e Odebrecht Frade Desenvolvimento e Produção Limitada (2,25%), retendo para ela 42,5% dos

direitos. Posterior negociação resultou na atual divisão entre as empresas **Chevron** Brasil Ltda, antiga Texaco Brasil S.A. - Produtos de Petróleo, operadora da área com participação de 51,7%, Frade Japão Petróleo Limitada com 18,3% e Petrobras com 30,0%.

Como parte de uma avaliação mais completa do Frade e de sua área contígua, em maio de 1999 foi adquirida e processada pela Geco 1.150 km² de pesquisa sísmica 3D (**Figura II.2.2.1-1**). Os resultados foram recebidos entre março e Setembro de 2000. Esta avaliação permitiu uma melhor compreensão do potencial de subsuperfície no Campo do Frade.

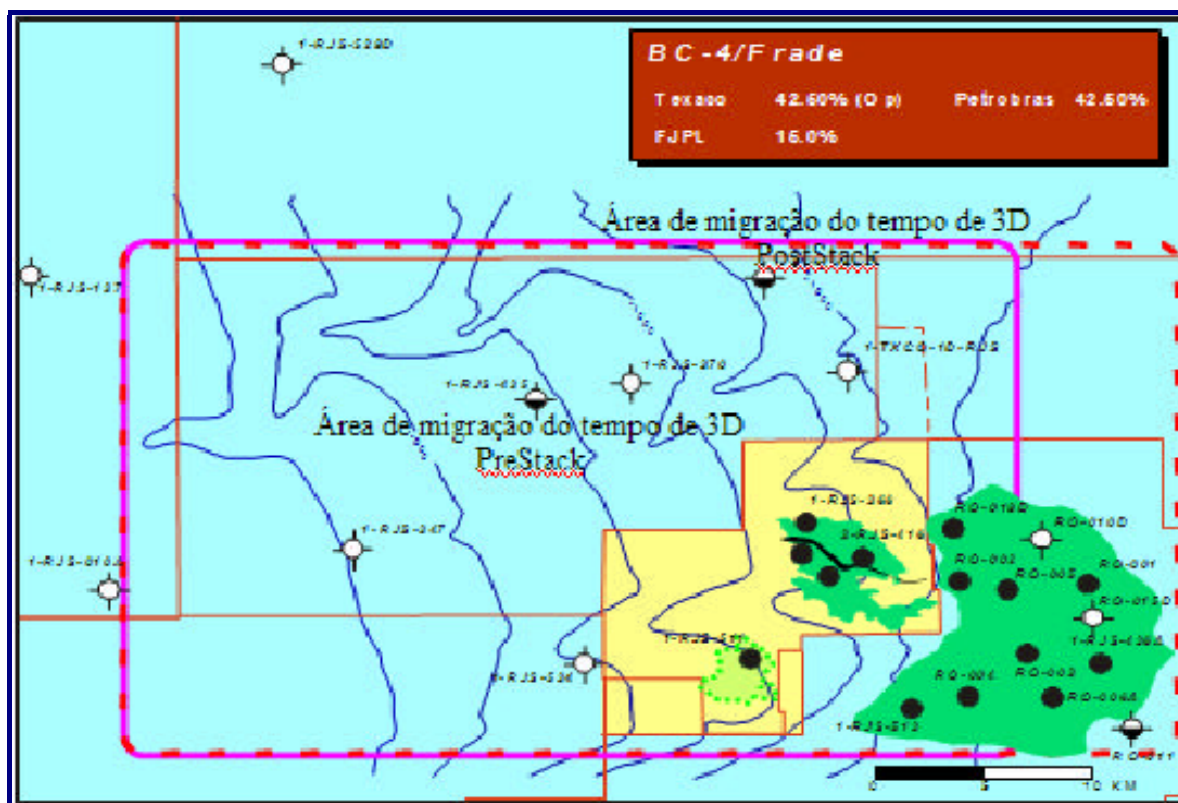


FIGURA II.2.2.1-1: LEVANTAMENTO SÍSMICO 3D EFETUADO EM 1999.

No início de 2001, antes de dar início à engenharia detalhada do projeto e construção das instalações de desenvolvimento do Campo de Frade, a **Chevron** propôs um Programa de Perfuração de Pré-Desenvolvimento do campo, a fim de resolver as principais incertezas do reservatório e complementar os dados limitados sobre o líquido e a reserva.

As incertezas da área do RJ-366 relacionavam-se às seguintes questões:

- > posição das reservas nas camadas geológicas (óleo no reservatório do Cretáceo em alicive relativamente ao RJ-366; óleo no bloco falhado de deslocamento descendente [areias N570 e N560]; limite do contato óleo-água do Mioceno; e área de deslocamento no setor superior);

> caracterização do líquido para projeto das instalações e valoração das tecnologias a serem empregadas no projeto (dados para projeto da perfuração horizontal e controle de areia; dados básicos para avaliação da permeabilidade e saturações de fluido; e dados sobre a estratigrafia complexa).

O programa de pré-desenvolvimento compreendeu a perfuração de dois poços: 4-TXCO-2D, em 15 de maio de 2001, e 3-TXCO-3D, em 10 de julho do mesmo ano. Estes poços deveriam fornecer dados de caracterização do fluido e do reservatório dentro de uma parte do campo não perfurada anteriormente.

O poço 4-TXCO-2D encontrou um total de 26 m de espessura porosa com óleo nos reservatórios do Mioceno Inferior e Oligoceno Superior (N570, N560, N545). Foi encontrado contato óleo-água do N545 a 2.620,88 m (-2461 m). O peso específico do óleo variou de 18,6 API no N570 a 22,40 API no N545. Foram realizadas quatro rodadas de amostragem e foi feita análise Pressão/Volume/Temperatura em 10 amostras de fundo do poço.

O poço 3-TXCO-3D foi perfurado *contíguo* com o 4-TXCO-2D. Devido às dificuldades técnicas e à proximidade da falha, foram perfurados 3 desvios (*sidetracks*) neste poço (“A”, “B” e “C”). O desvio 3-TXCO-3DA encontrou um total de 63,7 m de espessura porosa do reservatório com óleo nos reservatórios do Mioceno Inferior e Oligoceno Superior. Foi encontrado um contato óleo-água no N570 a 2.249,80 m (-2212 m) e no N545 a 2.495,51 (-2.451 m). O peso específico do óleo variou de 15 API no N580 a 21,50 no N560. Foi realizado um teste de produção no N570, do 3-TXCO-3D (desvio “C”) rendendo 1.100 BOPD (18,7 API).

O resumo histórico das perfurações exploratórias e de pré-desenvolvimento realizadas no Campo de Frade é apresentado no **Quadro II.2.2.1-1**, e seu posicionamento nos reservatórios pode ser visualizado na **Figura II.2.2.1-2**.

QUADRO II.2.2.1-1: PERFURAÇÃO EXPLORATÓRIA NO CAMPO DE FRADE

POÇO	DATA	COORDENADAS DE LOCALIZAÇÃO		PROFUNDIDADE (M)
		LAT (DMS)	LONG (DMS)	
1-RJS- 366	Dez 1986	21 52 32.743 S	39 50 31.020 W	3401
1-RJS- 416	Mai 1989	21 53 28.716 S	39 48 58.212 W	2820
1-RJS- 511	Out 1996	21 56 27.384 S	39 52 03.144 W	3248
4-TXCO-2D	Jun 2001	21 53 54.955 S	39 49 57.964W	3172
4-TXCO-3D	Ago 2001	21 53 16.430 S	39 50 38.643 W	2705
4-TXCO-3DA	Ago 2001	21 53 16.430 S	39 50 38.643 W	2792
4-TXCO-3DB	Ago 2001	21 53 16.430S	39 50 38.643 W	2999
4-TXCO-3DC	Ago 2001	21 53 16.430 S	39 50 38.643 W	2358

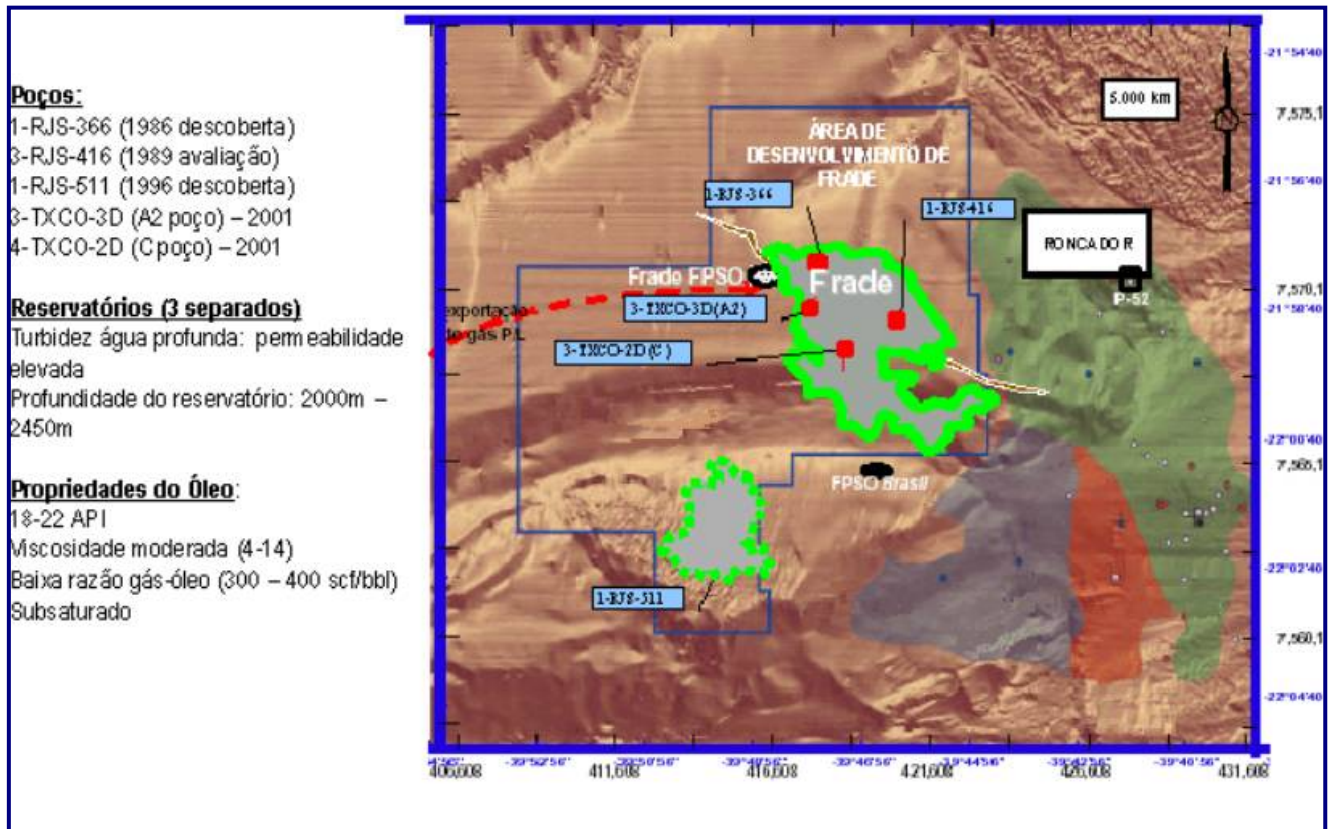


FIGURA II.2.2.1-2: MAPA DE LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE FRADE E DOS POÇOS JÁ PERFURADOS.

II.2.2.2 Relato Sumário do Projeto

O plano de desenvolvimento do Campo de Frade foi concebido visando obter a melhor produtividade dos reservatórios, primando pela segurança e, concomitantemente, pelo atendimento aos padrões de qualidade ambientalmente sustentáveis, com a utilização das melhores práticas da indústria de produção de óleo, ao longo da implementação do projeto. Os aspectos ambientais relacionados às atividades a serem desenvolvidas são descritos ao longo deste sumário.

Com base nas avaliações bem sucedidas e nos resultados obtidos com a implementação do programa de pré-desenvolvimento no Campo de Frade, realizado em 2001, conforme histórico anteriormente descrito, foi escolhida a área do poço RJS 366 para desenvolvimento do campo. A área do poço RJS 511 não foi incluída uma vez que as informações obtidas a partir das amostras coletadas estimaram reservas baixas com óleo cru de baixa qualidade (16 °API). A localização destas áreas pode ser visualizada na **Figura II.2.2.1-2**, apresentada no item anterior.

Na área do poço RJS 366, mesmo após todos os estudos e avaliações realizados até hoje, ainda existe um número significativo de incertezas referentes ao reservatório, principalmente no que tange à sua extensão, à razão de

recuperação (objetivo eficazmente atingível / total), às variações de porosidade e de permeabilidade, e o desempenho do influxo de água. Como resultado destas incertezas, a distribuição de probabilidade das reservas do Campo de Frade nesta área permanece ampla e contém riscos significativos.

Em vista disto, foi adotada a estratégia de desenvolvimento para produção em duas fases, de forma a possibilitar que tais riscos sejam estudados e mitigados, visando atingir as regiões mais produtoras das formações, obtendo um rendimento otimizado e preservando as condições ambientais da região. Nestas fases serão perfurados um total de 19 poços, sendo 13 poços na **Fase 1** (sete produtores e seis injetores) e seis poços na **Fase 2** (cinco produtores e um injetor). Os resultados da produção na fase inicial do desenvolvimento serão analisados para reavaliar as reais reservas e o desempenho dos poços produtores, o que irá direcionar os planos de desenvolvimento na fase seguinte. Além destes, estão previstas as perfurações de mais três poços pilotos (de avaliação) durante a **Fase 1** do projeto, que terão a finalidade de melhor avaliação do reservatório, provendo dados adicionais que permitirão a seleção de coordenadas mais adequadas para sua exploração.

Devido ao fato do Campo de Frade estar localizado em águas profundas, as atividades de perfuração dos poços serão realizadas a partir de uma plataforma móvel semi-submersível com posicionamento dinâmico, características recomendáveis para este caso. Ambientalmente, tal estratégia é considerada favorável no que concerne aos impactos sobre o leito marinho, já que o posicionamento dinâmico elimina a necessidade de utilização de âncoras para que esta se mantenha na posição, reduzindo a interação com este ambiente. O posicionamento é realizado a partir de motores giratórios locados abaixo do casco da embarcação que corrigem constantemente sua posição com base nas informações obtidas por satélite. Desta forma, a única ligação com o fundo do mar é aquela dos equipamentos de perfuração do poço. O aspecto negativo quanto ao posicionamento dinâmico está ligado ao grande consumo de óleo combustível para a operação de forma contínua de seus motores, e conseqüentemente, as emissões destes motores. No entanto, programas de manutenção destas máquinas são cumpridos sistematicamente de forma a garantir a melhor performance de queima, de acordo com as taxas fornecidas por seus fabricantes. Os padrões de dispersão destas emissões, em função da ausência de áreas sensíveis e dos fortes ventos observados em áreas *offshore*, também contribuem para a minimização deste impacto.

Dada a quantidade de poços a serem perfurados e ao planejamento logístico da operação, as perfurações na primeira fase do projeto serão realizadas seqüencialmente ou em bateladas. Na segunda fase, todos os poços serão perfurados em batelada. Na execução seqüencial, o poço é perfurado e revestido em todas as suas fases até a final de completação, ou seja, o poço é perfurado do início ao fim, sendo completado. A segunda forma de execução, em batelada, consiste na perfuração e revestimento de uma mesma fase em um conjunto de poços. Após a perfuração de uma fase em um poço, este é temporariamente tamponado e abandonado, sendo então perfurada a mesma fase em outro poço.

No último poço do conjunto, após a perfuração da fase já executada nos outros, é procedida a continuação da perfuração da fase seguinte, que após realizada, também é temporariamente interrompida (tampão temporário). Desta forma, procede-se à perfuração da segunda fase em todos os poços do conjunto.

Os ganhos da perfuração em batelada são significativos em vários contextos:

- Logística:** os mesmos equipamentos e materiais para perfuração de uma fase de um poço serão utilizados na perfuração dos outros poços do conjunto, sem necessidade de troca da coluna de perfuração, nem do armazenamento a bordo de revestimentos de diferentes tamanhos, nem de fluidos de perfuração distintos, otimizando com isso os deslocamentos dos barcos de apoio;
- Performance:** acelera-se o desempenho do processo de perfuração da fase, pois as dificuldades e ajustes feitos no sistema para esta fase podem ser utilizados em outros poços, aumentando-se assim a eficiência das operações na plataforma;
- Ambiental:** os sistemas de recuperação de fluido de perfuração podem também ser otimizados a partir de ajustes feitos ao longo da fase, da mesma forma que os descartes de fluido ao final das fases serão minimizados em virtude do seu reaproveitamento de um poço para o outro.

Todos os poços produtores serão perfurados direcionalmente até atingirem a localização ótima dentro do reservatório, de onde serão completados horizontalmente. A estratégia de construção de poços horizontais é bastante utilizada pela indústria atualmente e tem sido adotada nos sistemas atuais, pois favorecem uma otimização na drenagem do reservatório, oferecendo maiores taxas de produção. Os poços injetores de água serão perfurados verticalmente.

A fase inicial de perfuração das seções dos poços será sem *riser* e utilizará o hidrojateamento com água do mar, não havendo retorno de fluido para a superfície. Os fluidos selecionados para as fases seguintes serão a base de água, sendo apenas uma das seções (intermediária) perfurada com fluido base sintética. Estes fluidos recircularão no interior do poço e retornarão à superfície através da coluna de perfuração, podendo ser reaproveitados em parte. Tanto na execução em batelada como na seqüencial, a utilização dos fluidos será otimizada, de forma que seja descartado no mar o menor volume possível de fluidos remanescentes a base de água, e haja um armazenamento mínimo de fluido base sintética, para posterior envio para terra. Ressalta-se que os fluidos utilizados serão previamente testados quanto às suas toxicidade e biodegradabilidade.

Dada a grande distância da costa (120 Km) e a profundidade local (1.050 a 1.300 m), durante as perfurações os cascalhos serão descartados no próprio local, sem que isto represente prejuízo ao meio marinho, já que haverá coluna d'água e hidrodinâmica suficiente para seu espalhamento. Ressalta-se, no entanto, que todos os cascalhos perfurados em fases com fluido base sintética e os

excedentes de fluidos base água, antes de serem lançados ao mar, serão avaliados quanto a critérios de qualidade ambiental para efetivação deste descarte. Os cascalhos serão avaliados quanto à porcentagem de fluido aderido, e o fluido base água, submetido ao *static sheen test*. Nenhuma quantidade de fluido de base sintética será descartada ao mar, sendo que as quantidades fora de especificação serão retornadas ao fabricante para acondicionamento e as quantidades excedentes ao final da perfuração, encaminhadas a terra para destinação final autorizada pelo órgão ambiental.

A rocha reservatório do Frade é um arenito inconsolidado, não uniforme, mal selecionado, porém de boa permeabilidade, espessura e extensão lateral, contendo óleo pesado com alta viscosidade. Completações horizontais de pré-filtro e poço aberto, conforme planejado para os poços produtores do campo, têm se mostrado eficazes na produção de reservatórios com estas características na Bacia de Campos. As completações são projetadas para serem simples e seguras, terem uma vida longa, e necessitem de um mínimo de intervenção. A utilização do pré-filtro permitirá a obtenção de fluido livre de sólidos, com a conseqüente redução da necessidade de intervenções.

Todas as linhas de escoamento (produção, *gas lift* e injeção de água), *risers*, umbilicais e dos trechos verticais do gasoduto de exportação serão do tipo flexíveis. No trecho horizontal do gasoduto serão utilizadas linhas do tipo rígida. A instalação das linhas de escoamento em cada fase do projeto deverá ser realizada numa única mobilização e desmobilização de embarcações especializadas e equipamentos. A maior parte das instalações previstas na **Fase 1** será realizada antes da chegada da FPSO ao local, reduzindo com isto o tempo de instalação e a quantidade de embarcações atuando simultaneamente na área, e conseqüentemente, os riscos associados. Basicamente, após a chegada da unidade, serão feitas as ligações das linhas lançadas a ela. Na **Fase 2**, a instalação das linhas e dos umbilicais, bem como sua conexão com a FPSO, serão realizadas de uma única vez.

Todos os poços serão conectados individualmente a uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência – FPSO, de forma que suas operações possam ser realizadas independentemente umas das outras. Esta configuração facilitará o acesso em caso de manutenção, mudanças operacionais e a procedimentos de início e paralisação da produção dos poços. A simplificação das instalações submarinas, que não prevê utilização de *manifolds* submarinos para as linhas de produção (somente para os umbilicais), ou de equipamentos submarinos de separação, nem tampouco estações de bombeio multifásicos, contribui para a redução da ocupação do ambiente marinho.

Por localizar-se em águas profundas, a conexão das linhas aos poços e a FPSO será realizada com equipamentos de montagem e de vistoria remotamente controlados (ROVs), sem auxílio de mergulhadores, de acordo com práticas operacionais consagradas.

A FPSO será responsável pelo processamento trifásico da produção (óleo, gás e água) e pela atividade nas instalações de tratamento de gás (para *gas lift* e para exportação) e de água para injeção. Será totalmente auto-suficiente em termos de geração de energia e utilidades necessárias para apoio dessas operações de processo, bem como para fornecer uma condição de habitação e ambiente de trabalho seguro e confortável para o pessoal a bordo.

Não haverá dutos de exportação para transferência do óleo para terra, visto que toda a produção será armazenada nos tanques da FPSO e, quando atingida sua capacidade operacional de carga (202.702 m³), esta será escoada através de operações de *offloading* para navios tanques aliviadores. Desta forma, também se contribui para a minimização da interferência do sistema submarino com o leito marinho.

No início do período de produção estimado para o Campo do Frade, o gás produzido será em parte utilizado a bordo, seja como combustível na FPSO, seja no auxílio da produção, em operações de *gas lift*. O restante será escoado através de uma tubulação de gás natural que será instalada e interligada ao *manifold* de exportação do gás do campo de Roncador (RO-PLAEM-1). Além destas, existe ainda a possibilidade de reinjeção do gás excedente na formação.

Em virtude das incertezas quanto às potencialidades do reservatório, pode ser o caso de no futuro, o gasoduto de exportação ter seu fluxo invertido, passando a receber gás do sistema de Roncador, para manutenção da produção de óleo no Campo de Frade.

Um aspecto importante a ressaltar no Plano de Desenvolvimento do Campo de Frade é a estratégia de reinjeção da água de produção no reservatório, juntamente com água do mar tratada. Este tratamento não contempla a utilização de produtos químicos, o que é extremamente favorável do ponto de vista ambiental, uma vez que o principal efluente dos sistemas produtores não virá a ser descartado no ambiente.

As instalações de produção serão projetadas e construídas dentro de padrões internacionais de qualidade, atendendo também requisitos da legislação brasileira. Em função do compromisso da **Chevron** com a manutenção da qualidade ambiental, também serão objetivados os atendimentos às especificações mais conservadoras relacionadas aos padrões técnicos de segurança e de manutenção da qualidade ambiental.

As instalações serão mantidas pelo pessoal a bordo, com visitas periódicas de especialistas para verificação da conformidade de sua operação e da realização de manutenções preventivas e corretivas. Em algumas destas visitas, poderá ser identificada a necessidade de reposição ou do reparo de algum componente em terra, o que será considerado nos seus procedimentos operacionais, de forma a não acarretar prejuízos nos objetivos de manutenção dos padrões de segurança e da qualidade ambiental local.

Todos os serviços contratados pela **Chevron** deverão ser realizados de acordo com as diretrizes estabelecidas no seu Sistema de Gestão de Excelência Operacional que inclui a proteção ao meio ambiente, saúde e segurança e a busca da confiabilidade e da eficiência no trabalho. Neste sentido, somente serão contratadas empresas com práticas ambientais alinhadas a estas diretrizes e cujas licenças ambientais estejam em vigor.

A estratégia de gerenciamento de risco da **Chevron** fundamenta-se na conformidade com a legislação por meio da identificação de perigos e da avaliação e implementação de medidas de controle específicas ao Projeto do Campo do Frade. Isto permite que os riscos sejam conhecidos, mensurados, mitigados e reduzidos ao mínimo possível. Para tal, a **Chevron** estabelece um Processo de Gestão de Emergências que trata de emergências que venham a ocorrer na unidade *offshore*, próximo a esta, e em águas abertas no trajeto da base de operação para a unidade *offshore*. A estes procedimentos serão incorporados os procedimentos de emergência dos principais contratados no campo (sondas de perfuração, embarcações especialistas de lançamento de linhas, manuseio de âncoras, apoio no *offloading*, entre outras), através de registro nos contratos de prestação de serviço e da elaboração de Documentos de Integração (*Bridging Documents*). Além disso, durante a etapa de licenciamento ambiental das atividades a serem desenvolvidas no Campo do Frade, um plano específico de resposta emergencial a ocorrências envolvendo vazamento de óleo será elaborado considerando o atendimento à Resolução CONAMA 293/01.

Ressalta-se ainda, quanto aos aspectos de segurança operacional e ao cumprimento das normas ambientais, a questão de manuseio de substâncias tóxicas ou perigosas, cujos procedimentos estão incluídos nas Políticas Corporativas da **Chevron**, e práticas operacionais padronizadas aplicáveis a operações similares no mundo inteiro. A Política da Empresa é a de reduzir ou eliminar o uso de substâncias tóxicas sempre que possível, e, de preferência, reutilizá-las ou reciclá-las em vez de descartá-las. Quando há a necessidade de usar substâncias perigosas, estas são rastreadas e gerenciadas do momento de entrega das mesmas, na base terrestre, até o seu uso ou descarte em uma instalação aprovada de descarte de resíduo do tipo Classe 1.

Durante as operações *offshore* da **Chevron** são normalmente adotados procedimentos prévios para preservação da estabilidade do solo marinho e da vida no assoalho marinho, considerando a interação das estruturas do sistema submarino com o ambiente e, possíveis ajustes neste sistema em função da transposição de obstáculos, como o cruzamento dos cânions submarinos. Investigações geofísicas e geotécnicas preliminares no Campo de Frade foram realizadas em 2001 com a sonda de perfuração utilizada à época, durante o Programa de Perfuração e Pré-desenvolvimento do Campo. Para verificação da estabilidade do solo marinho em áreas de instalação das unidades de produção e equipamentos do sistema submarino foram realizados levantamentos geofísicos e geotécnicos ao longo do segundo semestre de 2005 e do primeiro semestre de 2006, que se encontram em fase de interpretação e análise, e subsidiarão a

definição das coordenadas de locação das estruturas e equipamentos submarinos.

Os planos para a preservação da biota do assoalho marinho devido à colocação de dutos de escoamento, umbilicais, âncoras, instalação de equipamentos e do descarte de cascalho da perfuração serão delineados com base em uma ampla avaliação do impacto ambiental, conforme apresentado neste estudo. Esta avaliação identifica quaisquer impactos potenciais decorrentes da implantação dos dutos de escoamento e equipamentos submarinos, ou demais atividades associadas à produção de óleo e gás. Técnicas adicionais de mitigação serão identificadas e implementadas.

Por fim, os planos para o cruzamento de cânions submarinos consistirão no mapeamento de suas posições com precisão durante o citado levantamento geofísico e na utilização de rotas otimizadas para a colocação das linhas em traçados que permitam evitá-los. Este é o caso da tubulação de exportação do gás, cuja rota prevista no Projeto do Campo de Frade será mais longa que a distância linear entre as duas unidades (a FPSO e o RO-PLAEM-1), uma vez que as rotas foram traçadas para circundar os cânions de Grussaí e Itapemirim, evitando os seus cruzamentos e oferecendo maior segurança ao duto.

A **Chevron** não prevê a instalação de tubulações de óleo em águas rasas ou em terra. Apenas um curto trecho do gasoduto de exportação será assentado em águas mais rasas, com cerca de 100 m de profundidade, próximo ao ponto de conexão com o *manifold* de controle do gasoduto de exportação do Roncador.

II.2.3 JUSTIFICATIVAS

II.2.3.1 Justificativas Econômicas

Inicialmente, deve ser considerado que a implantação de um novo sistema de produção *offshore* de hidrocarbonetos na costa brasileira representa um forte estímulo para o fortalecimento das indústrias petrolífera, petroquímica 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 direta e indireta, na fase de operação de uma unidade de produção, envolve recursos significativos, capazes de promover a dinamização da renda nas regiões onde se inserem estes tipos de empreendimento.

A consultoria ambiental deste projeto tem 100% de contratação de mão-de-obra brasileira. Nos requisitos de contratação de embarcações de apoio a serem utilizadas durante as operações de desenvolvimento e operação do campo, a **Chevron** priorizará a contratação de embarcações de bandeira brasileira e/ou grande contingente nacional em suas tripulações.

O investimento total de desenvolvimento do Campo de Frade será de 2,6 bilhões de dólares, dos quais cerca de 2 bilhões já foram gastos até o presente e o restante será investido na etapa atual de detalhamento de projeto, construção e instalação.

No processo de licitação e de contratação foram convidadas a participar das concorrências 50 empresas brasileiras para fornecimento de equipamentos e de serviços para as etapas de construção e implantação do projeto do Frade. Próximo ao término do processo de contratação estima-se que 20% do custo total do projeto será direcionado à indústria nacional

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

II.2.3.2 Justificativas Sociais

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

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

Outro aspecto de impacto social decorrente da produção de petróleo é a destinação prevista em lei para os recursos de *royalties* pagos aos estados e municípios. Segundo a Lei Federal nº 7.525/86, a aplicação dos *royalties* do petróleo deverá ser voltada às áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação, revertendo-se em melhorias na qualidade de vida das populações beneficiadas. Segundo a ANP¹, uma parcela dos *royalties* refere-se a impostos atuais que são revertidos em programas de formação de pessoal para o mercado de produção de óleo. A parcela restante é relacionada ao ressarcimento a gerações futuras pela utilização atual deste bem, o que deve nortear a aplicação dos recursos na geração de melhorias e bem-feitorias que venham a melhorar as condições destas gerações futuras nos estados e municípios.

¹ ANP, Audiência Pública da Produção no Campo de Polvo, Maio de 2006.

II.2.3.3 Justificativas Ambientais

A preocupação com a questão ambiental tem direcionado a **Chevron**, desde suas primeiras atuações no Brasil. Isto pode ser constatado no estudo preliminar de avaliação ambiental na área do BC-4/Frade, contratado pela empresa no início de 1999, visando identificar as possíveis interferências das atividades de exploração com os fatores de sensibilidade ambiental presentes na sua área de influência. O conhecimento adquirido a partir deste estudo foi ampliado em 2000, durante a elaboração do Relatório de Controle Ambiental para atividades exploratórias na mesma área.

Com base neste trabalho, durante o Programa de Pré-Desenvolvimento realizado em 2001, foram implementados inúmeros procedimentos voltados à minimização ou prevenção e mitigação de possíveis impactos ao meio ambiente ou às comunidades de sua área de influência. O desenvolvimento da atividade incorporou também estratégias de gerenciamento e controle de desempenho ambiental, padrões do gerenciamento de saúde, segurança e meio ambiente, que foram integrados aos projetos apresentados no RCA da perfuração, os quais incluíram:

- gestão de resíduos, a bordo, consistente com as normas e legislações aplicáveis;
- adoção de medidas que promovessem a minimização, reaproveitamento ou reciclagem de resíduos;
- treinamentos ambientais de trabalhadores visando implementar a bordo das sondas, os cuidados e procedimentos previstos, e contribuir para uma maior conscientização ambiental destes trabalhadores;
- informação da sociedade na área de influência sobre as interfaces da operação com suas atividades cotidianas e sobre as formas disponíveis de comunicação com a empresa.
- implementação de Plano de Emergência Individual (PEI), aprovado no processo de licenciamento; e

realização de campanhas de monitoramento ambiental, antes e depois da realização da atividade, visando avaliar a eficácia das medidas de gestão adotadas no empreendimento.

Como forma de prevenir e minimizar impactos, durante a implementação das **Fases 1 e 2** do Projeto de Desenvolvimento para Produção do Campo de Frade, são apresentadas no presente estudo, medidas semelhantes, em forma de diretrizes. Estas diretrizes constituirão na fase perfuração, instalação e operação, projetos ambientais detalhados, específicos para cada etapa, que serão apresentados no desenvolvimento do processo de licenciamento ambiental, quais sejam: 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. Além

destes será elaborado um Plano de Emergência Individual (PEI) para o empreendimento, ajustado para cada uma de suas etapas de implantação, que contemplará todas as medidas necessárias para o combate a incidentes que envolvam o vazamento de óleo no mar.

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

A **Chevron** realizou ao longo de 2005 e no primeiro semestre de 2006 investigações geotécnicas e da fauna bentônica no local de instalação da unidade FPSO e de todos os equipamentos do sistema submarino, e ao longo da rota inicialmente planejada para instalação do gasoduto de ligação da FPSO ao ponto de conexão com o gasoduto de Roncador. Estas investigações tiveram objetivo de averiguar as condições do assoalho marinho, mitigando riscos de instabilidade geológica e, conseqüentemente, assegurar que a ancoragem da FPSO e dos equipamentos ocorram de forma segura, evitando riscos com os equipamentos assentados no solo marinho. O estudo da fauna bentônica por sua vez visou o inventário das espécies ocorrentes e a identificação de espécies sensíveis que demandassem alterações de projeto ou ainda a adoção de medidas de proteção. O diagnóstico do Meio Biótico do presente EIA utilizou os resultados obtidos no estudo da fauna bentônica para caracterização da fauna local.

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

Por fim, faz-se necessário mencionar que, as tecnologias de controle ambiental a serem utilizadas neste empreendimento são conhecidas e de total domínio da **Chevron**, tendo sido utilizadas com sucesso em outros projetos da empresa, inclusive na fase de perfuração exploratória do Campo de Frade.

A introdução da perfuração por batelada permite sensível redução nas quantidades de descartes de fluido de perfuração base água ao final de cada fase, uma vez que o excedente em um poço é utilizado no poço seguinte. Da mesma forma, os ajustes conseguidos durante a perfuração de uma fase são otimizados para todos os trechos dos poços perfurados num mesmo conjunto,

Em relação aos desafios tecnológicos do projeto de produção, estudos específicos estão sendo realizados, a fim de que seus entendimentos e viabilidades possam ser plenos, bem como a garantia de seus funcionamentos conforme as especificações técnicas e Política Corporativa da Empresa. Neste sentido, as propostas de conexão individual de cada poço e simplificação das instalações submarinas ligadas a FPSO, bem como a decisão pela reinjeção da água de produção no reservatório, representam ganhos sensíveis na manutenção

da qualidade ambiental. No primeiro caso, pela reduzida interferência no ambiente marinho, e no segundo, além do ganho de produtividade, também acarretará a eliminação do principal aspecto de impacto da etapa de produção relacionado a água de produção, que no Brasil é usualmente descartada diretamente no mar após tratamento.

Todos os poços serão conectados individualmente a uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência – FPSO, de forma que suas operações possam ser realizadas independentemente umas das outras. Esta configuração facilitará o acesso em casos de manutenção, mudanças operacionais e a procedimentos de início e paralisação da produção nos poços. A simplificação das instalações submarinas, que não prevê utilização de *manifolds* submarinos para as linhas de produção (somente para os umbilicais), ou de equipamentos submarinos de separação, nem tampouco estações de bombeio multifásicos, contribui para a já citada redução de interferência no ambiente marinho.

II.2.4 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

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:

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

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

a) Peso sobre a broca:

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

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

Assim, durante a perfuração do poço, o sondador estará monitorando e controlando, constantemente, o torque aplicado no topo da coluna de perfuração, de forma a manter sobre a broca um peso ideal para cada formação, garantindo a eficiência da operação. Conforme o avanço da perfuração, o cabo de perfuração, enrolado no tambor do guincho de perfuração, vai sendo liberado 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, para então um novo tubo ou seção de tubos ser conectado ao topo da coluna de perfuração e o processo ser 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 hidraulicamente e denominada *Top Drive*. Esta unidade tem liberdade para mover-se para cima ou para baixo dentro de guias de deslizamento na torre de perfuração, eliminando a necessidade do emprego da haste do *kelly*.

Além dos métodos acima descritos, a rotação na perfuração de desenvolvimento do Campo de Frade será fornecida acionando-se um motor de fundo (*downhole motor*), no qual é fixada a broca. Neste caso, a coluna de

perfuração permanece estacionária no que diz respeito à rotação e o giro da broca é causado pelo fluxo de fluido passando pelo interior da turbina. Este método, chamado *Rotary Steerable System*, é muito utilizado na execução de poços direcionais ou mesmo em poços verticais, em determinadas formações devido às suas características particulares.

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

c) Circulação de Lama:

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

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

A passagem da lama pelos jatos da broca representa a maior parte da perda de carga em todo o circuito acima descrito. De fato, o diâmetro dos orifícios dos jatos é pré-dimensionado de forma que o percentual de perda de carga na broca atinja até 65% do total no circuito, para uma determinada pressão de bombeio, maximizando-se assim a potência hidráulica no fundo. Deste modo, a lama ao sair pelos jatos, atinge a formação com elevada potência, representando importante contribuição no processo de desagregação da rocha durante a perfuração. Além disso, a lama contribui das seguintes formas:

- Removendo os cascalhos provenientes do corte da rocha sob a broca, contribuindo desta forma com a eficiência do equipamento e evitando que a mesma trabalhe sobre cascalhos já cortados da rocha.

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

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

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

aquela ocasionada pelo avanço da perfuração (as quais indicam perda de lama do poço para a formação).

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

Na superfície, a lama e os cascalhos recebem tratamento, conforme descrito na **seção 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 centrifugas e, se necessário, desgaseificadores. Após o tratamento, a lama retorna aos tanques do sistema e o cascalho é descartado no mar.

Acionamento dos Sistemas de Perfuração - Suprimento de Energia

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

Perfuração Direcional – Poços Horizontais e Verticais

A perfuração direcional, técnica a ser utilizada na perfuração dos poços do Campo de Frade, consiste no desvio intencional da trajetória de um poço vertical, para atingir objetivos que não se encontram diretamente abaixo da sua localização na superfície. Diversos são os motivos para se lançar mão de tal tecnologia, dentre os quais podem ser citados, a otimização da recuperação do potencial dos reservatórios em função do tipo de óleo, e o maior controle quanto à estabilidade dos poços, em função da granulometria das rochas matrizes.

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

- a) **Tipo I:** o ponto de desvio é raso e o trecho inclinado prossegue até atingir o objetivo.
- b) **Tipo II:** o ponto de desvio é raso e o trecho inclinado prossegue até se conseguir o afastamento lateral projetado. O poço é trazido para a vertical e assim prossegue até atingir o objetivo.

c) **Tipo III:** semelhante ao Tipo I, contudo o ponto de desvio é mais profundo e o objetivo é atingido na fase de crescimento da inclinação.

Ainda existe uma quarta variação do poço direcional, caracterizada por apresentar direção horizontal no trecho final, que tem sido muito utilizada por proporcionar um aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos. Neste tipo de poço direcional, também denominado como poço horizontal, o trecho horizontal é perfurado dentro da formação produtora, aumentando assim sua área de drenagem no reservatório. A **Figura II.2.4.1.A-1** mostra estes tipos de poços.

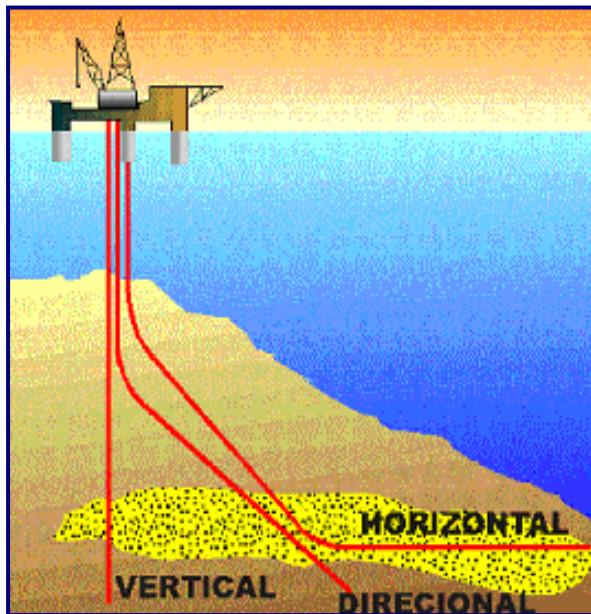


FIGURA II.2.4.1.A-1: TIPOS DE FURO (VERTICAL, DIRECIONAL E DIRECIONAL COM TRECHO HORIZONTAL).

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

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

No caso do Campo de Frade, em função das características do óleo, que possui baixo peso específico na escala API e natureza viscosa, e por localizar-se em águas profundas, todos os poços produtores serão direcionais até atingirem a locação ótima do reservatório, a partir de onde serão perfurados e completados horizontalmente. Para os poços injetores de água, análises efetuadas demonstraram suficiente porosidade para realização da perfuração e completação vertical, ou direcional em ângulo moderado até o local de injeção objetivado. Contudo, os locais de injeção localizados na extremidade sul do Campo, abaixo do cânion submarino, serão alcançados com poços direcionais com maior ângulo a partir dos locais *offset* de perfuração ao norte da parede do cânion.

Instrumentos de Orientação

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

Operações de Desvio

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

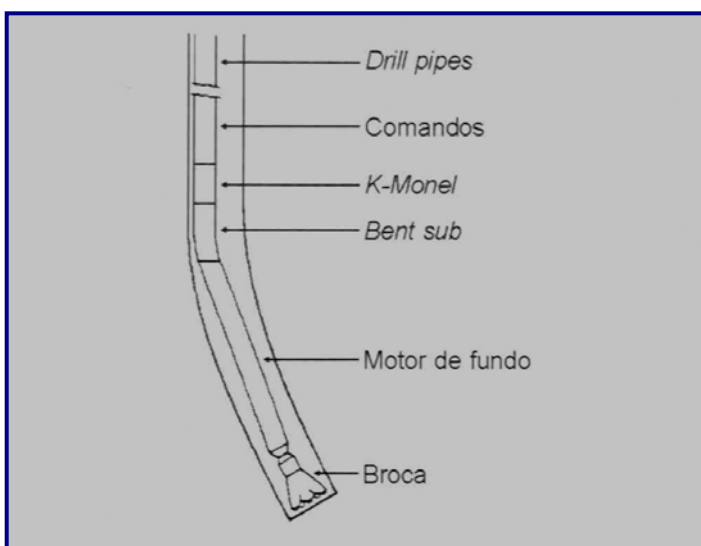


FIGURA II.2.4.1.A-2: COLUNA DE DESVIO.
EXTRAÍDA DE PETROBRAS, 2001.

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

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

As Fases da Perfuração

a) Posicionamento da Unidade:

A perfuração de cada um dos poços submarinos previstos no presente programa inicia-se com o posicionamento da unidade semi-submersível na locação determinada para a perfuração do poço. O posicionamento da unidade e a manutenção desta posição, ao longo de todas as atividades realizadas sobre o poço, são assegurados pelo sistema de posicionamento dinâmico.

Ao atingir a posição onde ocorrerá a perfuração, o sistema de posicionamento dinâmico orienta-se inicialmente por informações de uma série de satélites e, dependendo da locação, também de estações fixas em terra.

Em seguida, estacionada nesta posição, a unidade posiciona no fundo do mar, com auxílio de seu veículo controlado remotamente (ROV), uma série de *transponders* (emissores de sinais). Estes são dispostos ao redor da posição do futuro poço (*Long Base Line*), mantendo entre si uma distância da ordem de centenas de metros. Este afastamento visa a estabelecer ângulos significativos entre as linhas retas que vão dos *transponders*, no fundo do mar, aos *transducers* (hidrofonos) instalados no casco da unidade. Quanto maiores estes ângulos, maior a precisão das informações de posicionamento.

Uma vez instalados os *transponders* no fundo do mar, o sistema de posicionamento passa a orientar-se prioritariamente pelos sinais acústicos emitidos pelos mesmos e recebidos pelos *transducers*. A partir daí, os dados oriundos dos satélites tornam-se redundantes, ficando disponíveis como fonte adicional (*backup*) de informação.

Os dados de posição alimentam um sistema computadorizado que controla os propulsores (*thrusters*) posicionados na parte inferior da unidade de perfuração. Este sistema computadorizado opera um modelo matemático, que prevê o comportamento da unidade, em resposta às diversas alterações nas direções e intensidades das correntes e dos ventos. Estes parâmetros (correntes e ventos) são também monitorados de forma contínua por sensores instalados na unidade, que enviam os dados para o sistema computadorizado.

Assim, o sistema, ao receber dos sensores a informação sobre uma eventual mudança de direção ou velocidade do vento e/ou corrente, aplica os novos parâmetros ao modelo matemático e, prevendo o comportamento da unidade,

modifica a configuração dos *thrusters* antes que o referido efeito se faça sentir, minimizando ao máximo o deslocamento ou “passeio” (*foot print*) da unidade.

Todo o sistema de posicionamento, incluindo os receptores dos sinais de posição, os sensores de parâmetros ambientais e as unidades processadoras são redundantes, acomodando tanto as necessidades de manutenção como as de contingências.

Como medida de segurança, visando evitar interferências com o sistema acústico de posicionamento, toda e qualquer unidade utilizando sistemas acústicos, que vier a tomar posição nas proximidades da Unidade de Perfuração (distância inferior a 3 km) deverá seguir um protocolo de segurança. Este protocolo prevê a obrigatoriedade, por parte de qualquer unidade assumindo posição em uma determinada locação, de contatar aquelas já em posição dentro do raio especificado, para definir frequências compatíveis de operação de dispositivos acústicos.

b) Construção do Poço - Perfuração e Revestimento:

A operações de perfuração e revestimento de um poço são executadas 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 seqüência operacional destas atividades pode ser realizada de duas formas:

- 1) Seqüencial - cada poço é perfurado e revestido em todas as fases de diâmetros decrescentes até a sua seção final, onde é então completado. Durante esta operação a unidade de perfuração é posicionada uma única vez sobre o poço que será construído do início ao fim.
- 2) Batelada - vários poços são construídos em bateladas (ou em lotes), sendo perfurados e revestidos em cada batelada todas as seções de mesmo diâmetro, em cada poço, até a completação da seção final. Neste caso, a unidade de perfuração é posicionada mais de uma vez em cada poço, para construção da seção requerida, utilizando em cada batelada os mesmos equipamentos e procedimentos operacionais para todos os poços.

No desenvolvimento do Campo de Frade os poços das **Fases 1 e 2** do projeto serão construídos de forma mista, isto é parte em bateladas, parte seqüencialmente. A seqüência operacional das perfurações e revestimento dos poços será realizada em três fases (A, B e C).

Com exceção da inclusão do revestimento de 20” (furos de 26”) em dois poços injetores (ODI1, N5I1), localizados nos pontos mais profundos, em canyons submarinos, todos os poços a serem executados seguem projetos similares, conforme sumarizado a seguir:

Fase A – Perfuração e instalação dos revestimentos, estrutural e de superfície.

Fase B – Perfuração da fase de 12 ¼” e instalação do revestimento 9 5/8”. No caso dos 3 poços pilotos, após a instalação do revestimento de 9 5/8”, será efetuado *logging* para obtenção de dados, seguido do tamponamento e abandono dos mesmos. No caso dos poços injetores, a instalação do revestimento de 9 5/8” será seguida da instalação das árvores de natal molhadas (ANMs). No caso dos poços produtores horizontais, após a instalação do revestimento de 9 5/8”, será preparada a ANM para instalação na fase seguinte.

Fase C – Perfuração da fase de 8 ½” nos poços produtores e instalação de tubulação de produção nestes e de injeção nos poços injetores.

As Fases A, B e C a seguir descritas serão perfuradas de acordo com a programação indicada no cronograma anteriormente apresentado na **Figura II.2.1.4-1**.

Seqüência Operacional das Fases A, B e C de Perfuração e Revestimento

FASE A:

Esta fase envolve as operações antes da descida do *riser* marinho e do BOP, e compreenderá as seguintes atividades:

- ♦ Montagem da seção de fundo (*Bottom Hole Assembly – BHA*) da coluna de 17 ½” e sistema de jateamento de 36”, para descida do condutor estrutural.
- ♦ A instalação do condutor é efetuada através da técnica de jateamento com água do mar.
- ♦ Descida do conjunto até o fundo (solo marinho).
- ♦ Jateamento e descida do condutor até a profundidade de projeto, seguido da liberação da ferramenta para perfurar adiante.
- ♦ Perfuração da seção de poço de 17 ½”, seguida da circulação de fluido de perfuração a base de água.
- ♦ Retirada do BHA, do poço, seguida da retirada da coluna de perfuração (*POOH*).
- ♦ Descida do revestimento de 13 3/8”, equipado no topo, para a futura conexão do BOP.
- ♦ Cimentação do revestimento, seguida de liberação da ferramenta de descida e remoção da coluna
- ♦ Instalação da capa de corrosão, no caso das operações em batelada, seguida do movimento da unidade de perfuração para outro poço.

O condutor de 36" é projetado para oferecer estabilidade durante a perfuração do poço, na fase de perfuração sem riser (sem retorno do material – lama e cascalho – à plataforma), constituindo um revestimento de suporte estrutural para o poço. Este condutor será assentado a 60 m abaixo do fundo marinho (mud line), a 1150 – 1200 m de profundidade. A fricção natural entre o revestimento e a formação fornece o suporte requerido.

Alguns dos poços do Frade requerem iniciação do programa direcional no furo de superfície (17 1/2") como resultado da profundidade da lamina d'água mais elevada e/ou objetivos de reservatórios mais rasos.

A seção de 17 1/2" será perfurada até aproximadamente 550 m abaixo do fundo marinho, onde o revestimento de 13 3/8" será assentado. O ângulo do poço a esta profundidade é determinado pela trajetória do mesmo, necessária para atingir o reservatório-alvo designado. Contudo, os projetos dos poços irão minimizar a perfuração direcional nesta seção, a fim de reduzir problemas de estabilidade e permitir a eliminação da coluna condutora de revestimento de 20".

Assentado a esta profundidade, o revestimento fornecerá uma integridade mínima (gradiente de fratura) de 10,4 ppg. Esse nível de integridade é adequado para o controle do poço nos intervalos produtivos e fornece uma folga adequada para a perda de pressão anular (ECD).

FASE B

Esta fase compreenderá as seguintes etapas:

- ♦ Descida do conjunto BOP e do riser marinho.
- ♦ Remoção da capa de proteção, assentamento e teste do BOP.
- ♦ Montagem do conjunto de fundo (*Bottom Hole Assembly – BHA*) de 12 1/4" e descida do mesmo no poço (*RIH*)
- ♦ Perfuração da sapata do revestimento 13 3/8", seguida da substituição do fluido (ou lama) de perfuração.
- ♦ Execução do teste de absorção. Este teste é efetuado logo após a perfuração da sapata para medir a resistência da formação abaixo da mesma, fornecendo o maior peso específico de lama que pode ser utilizado durante a perfuração da seção, sem causar a ruptura da formação e a conseqüente perda de fluido para a mesma - perda de circulação.
- ♦ Perfuração da fase de 12 1/4".
- ♦ Retirada da coluna de perfuração do poço para a execução de testemunhagem (*coring*). Este procedimento consiste na perfuração de um trecho de rocha, utilizando-se uma broca em forma de coroa. O solo então penetra intacto pelo furo da coluna de testemunho e quando esta é retirada

até a superfície, esta “barra” de rocha poderá ser analisada pelos geólogos. Esta operação é prevista para 2 dos poços.

- ♦ Circulação para limpeza e retirada da coluna do poço.
- ♦ Execução de perfil a cabo.
- ♦ Descida do revestimento de 9 5/8”.
- ♦ Cimentação do revestimento de 9 5/8”.
- ♦ Teste de selo no ponto de ancoragem do revestimento de 9 5/8”.
- ♦ Liberação da ferramenta de instalação, seguida da circulação do volume do *riser* marinho com água do mar.
- ♦ Desconectar BOP e remover 2 a 3 seções de *riser*.
- ♦ Preparação da árvore de natal molhada horizontal. Esta atividade não interfere com o cronograma operacional.

FASE C

Esta incluirá a perfuração da seção horizontal de 8 1/2” (somente nos poços produtores). A especificações do projeto de completação dos poços são apresentadas na **seção II.2.4.1.C**.

A árvore submarina para cada poço será instalada *offline* em um momento conveniente entre a conclusão das operações da Fase B e o início das operações da Fase C.

A seqüência de operações nesta fase para os poços produtores e injetores compreenderá:

FASE C – PRODUTORES

- ♦ Assentamento do conjunto BOP e bucha de desgaste.
- ♦ Montagem do conjunto de fundo (*Bottom Hole Assembly – BHA*) de 8 1/2”.
- ♦ Perfuração da sapata do revestimento de 9 5/8” e circulação do fluido de perfuração para início da perfuração da fase de 8 1/2”.
- ♦ Execução do teste de absorção (conforme descrito na Fase B).
- ♦ Perfuração da fase de 8 1/2”.
- ♦ Circulação para limpeza e remoção da coluna de perfuração.
- ♦ Montagem e descida do BHA para limpeza do poço.
- ♦ Circulação total do volume de fluido de perfuração e substituição do mesmo por *brine* de produção.
- ♦ Retirada da coluna.

- ◆ Preparação do poço para produção incluindo: descida de coluna com o *packer* e assentamento do mesmo, perfuração, teste submarino da ANM, início do fluxo do poço para limpeza.
- ◆ Preparação final da ANM.
- ◆ Desconexão do BOP e remoção da 2 ou 3 seções do *riser* marinho.
- ◆ Instalação da capa de corrosão.

FASE C – INJETORES

- ◆ Assentamento do conjunto BOP e bucha de desgaste.
- ◆ Montagem do BHA de limpeza e descida no poço.
- ◆ Circulação e substituição do fluido de perfuração pelo *brine* de produção.
- ◆ Retirada da coluna do poço.
- ◆ Perfilagem a cabo (CBL, CCL, GR).
- ◆ Retirada da bucha de desgaste, injeção na cabeça do poço.
- ◆ Perfuração da seção de 8 1/2”.
- ◆ Descida do revestimento com canhões para perfuração.
- ◆ Instalação tubulação para injeção com sistema de ancoragem e suspensão.
- ◆ Teste submarino da árvore
- ◆ Circulação do fluido, assentamento do sistema de ancoragem (*hanger*)
- ◆ Teste de injeção.
- ◆ Preparação final da árvore e liberação do BOP
- ◆ Remoção de 2 ou 3 seções de *riser*, no caso de perfuração em batelada.
- ◆ Instalação de capa de corrosão.

As características do projeto de revestimento dos poços do Frade são sumarizadas no **Quadro II.2.4.1.A-1**. A profundidade do assentamento de cada revestimento é estabelecida pelo peso da lama necessário para conter a pressão da formação e fornecer a densidade adequada dentro do poço para estabilidade, mais um desconto para a pressão de fricção resultante da circulação do fluido de perfuração e controle do poço.

Ressalta-se que os poços do projeto do Campo de Frade serão do tipo delgado (*slender*).

QUADRO II.2.4.1.A-1: PROGRAMA DE REVESTIMENTO DO POÇO

Seção	Dimensão do Furo (pol.)	Dimensão do Tubo (pol.)	Profundidade de Assentamento (TVDS, m)	Peso (kg/m)	Afundamento (psi)	Explosão (psi)	Tensão (kibs)
Estrutural	Jato	36"	1200-1325 (55m BML)	816	2690	4080	0194
Condutor (atípico)	-	20"	1500	196	1050	2530	4057
Superfície	17 1/2"	13 3/8"	1850	107	1450	3060	2130
Intermediário	12 1/4"	9 5/8"	2050-2600	69	2270	5020	1556
Poço Aberto	8 1/2"	-	3050-3600	-	4760	6870	1086

II.2.4.1.B Descrição da Unidade de Perfuração

As operações de perfuração serão realizadas por uma Unidade de Perfuração *Offshore* Móvel (MODU) dinamicamente posicionada, tendo sido selecionada a unidade semi-submersível Transocean Sedco 706.

Trata-se de uma plataforma de segunda geração, atualmente capacitada para operar em lâminas d'água de 2.000 m e perfurar profundidades de até 7.620 m.

A MODU foi construída em 1976, e em 1991 foram feitas melhorias, a fim de atender às especificações do *United Kingdom Certificate of Fitness Guidelines*, quarta edição, sendo adequada ao mesmo em 1994. Nessa ocasião, também foram realizadas alterações para o aumento da vida útil da unidade. Para atender aos procedimentos de perfuração do plano de desenvolvimento do Campo de Frade, a Unidade está novamente sendo aperfeiçoada. Assim, ao término da implantação das melhorias, a Unidade será re-certificada e sua documentação, atualizada.

As principais características da plataforma Transocean Sedco 706 são fornecidas a seguir:



a) Dados Gerais:

Ano de Construção:	1976
Classificação:	Sistema de Classificação ABS Maltese Cross A1
Registro:	
Proprietário:	Transocean
Projeto:	Earl & Wright Sedco 700 series
Construção:	Kaiser Steel Shipyard em Oakland, Califórnia, EUA.
Tipo	Semi-submersível
Certificados	
Classificação:	ABS + A1 DPS2
Registro de Instalação Offshore:	Informações a serem fornecidas quando a unidade obtiver sua certificação revalidada após as adequações estruturais de melhoria.
Equipamentos de Segurança:	
Código MODU da OMI:	1973

b) Estruturas da Plataforma de Operação:

A Sedco 706 é constituída por cascos de flutuação submersos gêmeos, suportando oito colunas (4 por casco) e um convés retangular elevado (**Figura II.2.4.1.B-1**). Os cascos inferiores são espaçados de centro a centro em 59,4 m. Para suportar a plataforma principal, de cada casco inferior levantam-se duas colunas de estabilidade de canto de 9,1 m de diâmetro, mais duas colunas intermediárias com 5,5 m de diâmetro. As quatro colunas em cada casco são espaçadas em 22,9 m separados nos centros e estendidas verticalmente em um diâmetro constante de 39,6 m do alto do casco ao nível da plataforma principal. Cada coluna de canto nos revestimentos ao longo das laterais do casco no sentido longitudinal possui 8,8 m de largura por 3 m de profundidade.

A lama é armazenada nas colunas intermediárias e a lama líquida (tanque da lama do *riser*) é armazenada nas colunas de canto traseiras. A água potável é armazenada nas colunas de canto dianteiras. Um tanque de base óleo é posicionado a estibordo da coluna dianteira.



FIGURA II.2.4.1.B-1: TRANSOCEAN SEDCO-706 –
UNIDADE DE PERFURAÇÃO MÓVEL SEMI-SUBMERSÍVEL

Cada casco inferior tem 108,2 m de comprimento e 15,2 m de largura e fornece espaço para o armazenamento do óleo combustível, salmoura, água de perfuração, sala de bombas, compartimentos do reator e *thrusters*.

Os *trusses*² funcionam em transversal aos cascos inferiores entre cada par de colunas. Membros tubulares dão forma aos *trusses*, os membros horizontais transversais têm diâmetro de 1,8 m, os membros horizontais diagonais e longitudinais têm diâmetros de 1,2 m e de 0,91 m, respectivamente. Todos os membros horizontais estão na elevação de 10,7 m. Os membros do *truss* nos

² Seção intermediária da coluna cilíndrica vertical flutuante que conecta o tanque superior (denominado *hard tank*), com o tanque inferior (*soft tank*) contendo água de lastro permanente. Esta tecnologia tem sido recentemente utilizada em plataformas semi-submersíveis, em substituição aos cascos convencionais constituídos por cilindros de um componente vertical único.

planos verticais são de 1,5 m (vertical) e de 1,2 m (diagonal) de diâmetro tubular. Todos os *trusses* e membros de apoio são flutuantes.

A plataforma principal possui 70,4 m de comprimento por 68,6 m de largura, estando instalada em sua área central a torre de perfuração. Na área frontal da plataforma localizam-se os prédios e adiante desta, os alojamentos, áreas de armazenamento de equipamentos e suprimentos, espaços de máquinas, e áreas de trabalho. A área da maquinaria principal e os alojamentos encontram-se cobertos pelo heliporto, no lado estibordo. A casa da lama fica situada atrás da linha central e contem a sala da bomba da lama, os reservatórios da lama, o armazenamento dos sacos, o quarto do cimento e a sala do gerador de emergência. Possui ainda um armazém de estocagem abaixo-plataforma.

O *riser* e os *pipe racks* (tubulações) auxiliares estão situados na plataforma principal para bombordo e estibordo da casa da lama. O *pipe rack* primário está localizado na cobertura da casa da lama. A Sedco 706 tem aproximadamente 743,2 m² para armazenamento de *pipe rack* e 362,3 m² para armazenamento de *risers*. Aproximadamente 278,7 m² do espaço desobstruído da plataforma são fornecidos a bombordo e a estibordo da torre de perfuração e da subestrutura.

O assoalho de perfuração está na elevação de 51,8 m. A área do *moon pool*, 12,2 m abaixo da plataforma principal, inclui uma área para o armazenamento do preventor de *blowout* no lado portuário. Uma plataforma do mezanino fica situada entre o assoalho de perfuração e o da plataforma principal na elevação 46,3 m. As árvores submarinas podem funcionar normalmente a estibordo da subestrutura.

O heliponto localiza-se no topo da casa de máquinas a estibordo e possui capacidade de pouso de aeronaves do tipo Sikorsky S61.

A plataforma possui acomodações que oferecem leitos para 133 tripulantes distribuídos em cinco quartos para uma pessoa, 26 quartos para duas pessoas, e 19 quartos para quatro pessoas. Além destas, conta com uma unidade médica com duas camas.

c) Parâmetros Ambientais de Operação:

A Sedco 706 é projetada para operar em profundidades de água de aproximadamente 200 m a 2000 m, em ambientes de clima moderado.

A capacidade de carga variável da plataforma (VDL) é de 4.000 t em operação e de trânsito em campo entre 22,9 m e 25,3 m. Em trânsito no oceano de 6,4 m, seu VDL é 3.000 t. A embarcação pode se autopropelir no oceano a aproximadamente 5 nós.

A VDL é definida como todos os materiais ou ferramentas temporárias, equipamentos e suprimentos que estiverem contidos no MODU, nas colunas,

dentro ou acima da plataforma principal. O BOP e o riser são uma parte do VDL. Base Óleo, volume de lama líquida, e a água potável nas colunas são parte do VDL. A corrente e as âncoras para a amarração do porto fazem parte do navio. Além de manter VDL real a bordo do MODU dentro dos limites fixos de projeto de 4.000 t (em operação e em trânsito), o VDL deve ser arranjado para manter a margem de mínimo peso para as circunstâncias ambientais. A orientação geral de projeto para estas circunstâncias é apresentada no **Quadro II.2.1.B-1**:

QUADRO II.2.1.B-1: CAPACIDADE DE CARGA DA PLATAFORMA (VDL) EM FUNÇÃO DAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS E MODOS DE OPERAÇÃO

Condição do Tempo	Sobrevivência	Operando (Conectado com todos os motores/thrusters operacionais)	Operando (Conectado com 5 motores/6 thrusters e 5 MW carga de drilling/hotel)	Tempestade (Conectado com 5 motores/7 thrusters e 1,5 MW de carga do hotel)	Tempestade (desconectado com 5 motores/7 thrusters e 1 MW de carga do hotel)
Vento	100 nós	50 nós	30 nós	46 nós	55 nós
Onda	33,5 m (altura máxima da onda)	4,6 m (c/ período de 9,9 segundos de pico espectral)	4,6 m (c/ período de 9,9 s de pico espectral)	5,7 m (c/ período de 13,7 s de pico espectral)	6,1 m (c/ período de 13,5 s de pico espectral)
Corrente	2,4 nós	2 nós	2.1 nós	2 nós	2,3 nós
Draft	19,8 m	25,3 m (máx)	25,3 m (máx)	25,3 m (máx)	25,3 m (máx)
VDL	4.000 t	4.000 t	4.000 t	4.000 t	4.000 t

d) Capacidade de Estocagem:

Os tanques de armazenamento da plataforma Transocean Sedco 706 possuem as seguintes capacidades:

QUADRO II.2.1.B-2: CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

Discriminação	Capacidade
Tambores de lama	328 m ³
Lama (armazenamento da coluna)	393 m ³
Lama a granel	268 m ³
Cimento a granel	268 m ³
Sacos de material	3.000 sacos
Base Óleo	180 m ³
Salmoura	750 m ³
Água de perfuração	922 m ³
Água potável	210 m ³
Óleo combustível	1.516 m ³

Estocagem de Salmoura

A salmoura é estocada em dois tanques adjacentes com capacidade de 393 m³ no *pontoon* estibordo. Um dos tanques é uma combinação tanque de salmoura/tanque de lastro. Estes tanques são somente para armazenamento e não são conectados ao sistema PVT (Pressão, Volume e Temperatura) ativo da embarcação. É possível encher diretamente e descarregar esses tanques de/para uma outra embarcação. A linha de abastecimento é de 4" e a linha de descarga é de 5". Duas bombas de transferência operam, respectivamente, a 80 e 90 m³/h,. Os tanques são revestidos para serviço da salmoura e serão usados somente para armazenar a salmoura e para raras exigências de lastro. A salmoura pode ser circulada através de um sistema de filtração provisório na superfície, utilizando a bomba de transferência de salmoura, ou pode ser transferida aos poços ativo de lama e circular através do sistema de filtração da superfície, usando as bombas de transferência de lama, condicionando o líquido antes do deslocamento.

O Armazenamento da Base Óleo

O armazenamento da base óleo na coluna de frente a estibordo tem capacidade para 180 m³. Uma bomba de transferência, que opera em 300 rpm, está situada na sala do *thruster*, a frente da extensão do *pontoon* de boreste, para transferência de líquidos aos poços de lama, ou à embarcação de suprimento através de tubulações de 4" para abastecimento/descarga.

Coluna de Armazenamento de Lama

Dois tanques de coluna de armazenamento, com capacidade de 198 m³ de lama cada, são posicionados nas colunas traseiras e não são conectados ao sistema PVT ativo. Os tanques podem ser abastecidos ou descarregados diretamente para/de embarcações através das linhas de 6" e uma bomba de 204 m³/h com água. A circulação e a limpeza dos tanques serão realizadas com o uso de um sistema incorporado de jateamento. Os tanques foram projetados com o fundo moderadamente inclinado para sucção canalizada e otimização do processo de auto limpeza.

e) Sistema de Geração de Energia

Geração de Energia a Bordo da Unidade:

A unidade possui seis geradores a diesel modelo Caterpillar 3612, cada um ajustado para gerar 3.640 Kw (4.850 hp). Com isso a energia total gerada é de 21.840 Kw (29.120 hp). Os geradores estão localizados na sala do motor principal, e os controles do motor principal ficam na sala do disjuntor primário. Trocadores de calor de dois estágios servem como trocadores preliminares para que os motores principais assegurem a capacidade de produção adequada.

Sistema de Distribuição de Energia:

A energia primária é fornecida por geradores de corrente alternada de 11 Kv, com transformadores que reduzem a tensão para 640 V na fonte de alimentação do *thruster*, para 480 V na embarcação e na fonte de alimentação do maquinário de perfuração; e para 750 V em corrente contínua, nos sistemas SCRs que fornecem energia ao equipamento de perfuração principal e aos molinetes para movimentação das amarras de âncora.

O sistema SCR é constituído por oito SCRs da marca Siemens. O sistema de energia de corrente alternada de 480 V é reduzido para 240 V em determinados serviços de hospedagens e para 120 V na iluminação e pequenos serviços de energia.

Energia de Emergência

Este sistema é detalhadamente descrito na **seção II.2.4.1.O.**

f) Sistema de Propulsão:

A unidade é equipada com 8 (oito) *thrusters* (**Figura II.2.1.B-2**) de velocidades variáveis em corrente alternada de 690 V, com energia de entrada de 2.250 kW (3.000 hp), localizados nos *pontoons*, sendo dois situados em cada extremidade do *pontoon*. Cada *thruster* é avaliado nominalmente em 45 t de pressão.



FIGURA II.2.4.1.B-2: UNIDADE DE PROPULSÃO (*THRUSTER*)

g) Guindastes:

A unidade possui dois guindastes, situados sobre as colunas intermediárias na área de popa. Ambos os guindastes possuem comprimento variável - raio mínimo de lança de 9,1 m e máximo de 36,6 m. O guindaste a bombordo é do tipo OS-435, com capacidade de içamento principal (estático) de 49 t para o raio mínimo e 11,2 t para o máximo, e içamento auxiliar de 5 t. O guindaste a estibordo possui capacidade de içamento principal de 60 t e 11,2 t, para os comprimentos de raio mínimo e máximo, respectivamente, e auxiliar de 8 t.

h) Estação Automática de Posicionamento:

O posicionamento da unidade de perfuração é controlado por uma Estação Automática de Posicionamento, cujas características são detalhadamente descritas na **seção II.2.4.1.O**.

i) Gerência da Embarcação (incluindo gerenciamento de energia)

A gerência da embarcação é realizada através de um sistema modelo Kongsberg SVC que fornece a gerência da energia, do controle do casco de fundo e do lastro, e constitui uma interface para todas utilidades críticas e sistemas de segurança da embarcação. Este sistema trabalha com redundância no *hardware*, nas comunicações e na distribuição de energia, assegurando a disponibilidade elevada e a confiabilidade dos sistemas do navio, fatores essenciais para a estação automática de posicionamento.

j) Equipamentos do Sistema de Perfuração

Torre de perfuração

Possui um mastro tipo Lee C. Moore com 56,4 m de comprimento, 589,7 t de carga estática e 650 t de gancho, bloco da coroa com 7 polias, e bloco móvel com 6 polias para cabos de 1 3/4", com capacidade de perfuração de 7.620 m.

Operações gerais auxiliares (*drawworks*)

Estas operações são realizadas por três motores de tração de corrente contínua da marca Oilwell E-3000 (3.000 hp de entrada), equipados com disco duplo de freio e um freio dinâmico da corrente, EL Malgco modelo 7838 eddy, com *back-up* de bateria do controlador.

Mesa Rotativa

A mesa rotativa é da marca Oilwell modelo A-49-1/2, com movimentação independente fornecida por um motor de tração de corrente contínua com 800 hp de potência e transmissão de duas velocidades. É capaz de suportar 800 t, girando em uma velocidade máxima de 325 rpm, e 691,3 kgf.m de torque contínuo.

Top Drive

O *top drive*, dispositivo que faz girar o conjunto de ferramentas de perfuração, é da marca Varco TDS-4S. Possui capacidade de levantamento de cargas 650 t e é movido por um motor de tração de corrente contínua de 1.300 hp de potência de entrada. Contem uma caixa de engrenagem de duas velocidades, podendo alcançar velocidade máxima de 270 rpm, com torque de entrada contínuo de



1907,9 kgf.m em engrenagem alta, e 115 rpm, a um torque de perfuração contínuo de 6290,6 kgf.m em engrenagem baixa. O torque máximo do eixo principal é de 7134 kgf.m.

Manuseio de Tubulações (*Pipe Handling*)

O manuseio das tubulações (*pipe handling*) é predominantemente manual, sendo realizado a partir de ferramentas e dispositivos hidráulicos de içamento que serão fornecidos pelos contratados para suprimento de tubulações.

k) Sistema de Lama

Bombas de Lama

São três bombas de lama da marca Oilwell A-1700 PT *triplex*, com pressão nominal de 5.000 psi e potência de 1.600 hp de entrada, fornecidos por dois motores de tração de corrente contínua.

Controle dos Sólidos

O equipamento de controle primário dos sólidos da plataforma é constituído por três vibradores (*shakers*) móveis de movimento linear. Não há equipamento de limpeza de lama, desaerador ou desiltador. O sistema de controle de sólidos é complementado por centrifugadores de saída. Existem quatro tanques de controle de sólidos, sendo dois tanques de decantação com capacidade aproximada de 17 m³, e dois de processamento com 20 m³. Um desgaseificador a vácuo horizontal da marca Swaco que trabalha a 1000 rpm fica situado na casa de controle dos sólidos.

Tanques de Lama

São quatro tanques de lama, com capacidade de armazenamento total de 227 m³, constituídos por dois tanques ativos de 65 e 32 m³, e dois reservas, com capacidade individual de 65 m³. Existe ainda, um tanque de pré-mistura para volumes menores, com 18 m³ e um tanque para lama mais densa (*slug*) de 13 m³. Todos os tanques localizam-se na área principal dos tanques de lama e são equipados com agitadores e injetores de lama. Todas as válvulas de descarga do tanque de lama e válvula mestra são isoladas mecanicamente para impedir descargas não planejadas no mar.

A água de drenagem da área de perfuração e da área do vibrador é coletada em um tanque comum, para permitir o retorno da lama ao sistema ativo, para transferi-la ao sistema de processamento de corte de cascalhos, ou para descarregá-la no mar. Os drenos da sala dos tanques e da sala das bombas de lama são ligados ao sistema de tratamento de fluido base sintética, como prevenção de descargas não planejadas no mar. O fluido de perfuração residual



será coletado por aspiradores de lama e transferidos de volta para o sistema ativo.

Mistura da Lama

Duas bombas centrifugas de lama 8 x 6 com motores de 100 hp alimentam estações de mistura Vortex Ventures. O sistema de mistura opera à velocidade nominal de 800 rpm.

Um reservatório portátil de mistura 'Big Bag' é fornecido para a salmoura e ajuste da densidade da lama quando necessário.

Manuseio de barita e bentonita

A barita e a bentonita são armazenadas em quatro tanques com capacidade de 66,4 m³ cada, totalizando 265,6 m³. Os tanques estão situados a bombordo da coluna intermediária, sendo dois na dianteira e dois na traseira. Tubulações de 6", curvas e com válvulas acionadas por controle remoto (do tipo borboleta) fornecem o volume de material para dois tanques de mistura, cada um com capacidade de 2,8 m³, que ficam situados na sala dos sacos

O material a granel é embarcado através de um sistema de ar pressurizado (baixa pressão, 60 psi) mantido por um compressor próprio acoplado a um sistema secador para retirada de umidade. O material ensacado é armazenado numa sala com capacidade para aproximadamente 3.000 sacos, movimentados através de estrados em um elevador de carga.

Manuseio do volume de cimento

O cimento é armazenado em quatro tanques com capacidade individual de 66,4 m³, totalizando 265,6 m³. Os tanques estão situados a estibordo da coluna intermediária, sendo dois na dianteira e dois na traseira. Tubulações de 6" curvas e com válvulas acionadas por controle remoto (do tipo borboleta) fornecem o volume de material para dois tanques de operação, cada um com capacidade de 2,8 m³, localizados na sala do cimento, que alimentam a unidade de mistura do cimento. O sistema de entrega do produto será feito sob medida para enviar no mínimo 0,34 m³/min dos tanques de armazenamento para a unidade de operação.

m) Sistemas submarinos

Blow Out Prevention - BOP e LMRP

O sistema de *Blow Out Prevention* – BOP é instalado na cabeça do poço e consiste em um conjunto de válvulas capazes de controlá-lo rapidamente quando houver influxo de fluidos da formação para dentro do poço (*kick*). Estes controles podem levar ao fechamento do poço (procedimento chamado de *kill*) ou à pressurização dos influxos para seu deslocamento até a superfície (*choke*).

De forma geral, 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 de *kill*, que além de poder ser usada como a de *choke*, é utilizada para controlar o poço em situações especiais de *kick* (ex: poço sem coluna durante uma troca de broca ou coluna entupida impedindo a circulação).

O conjunto do BOP no campo de FRADE possuirá dois preventores duplos de 18 3/4" x 10.000 psi.; *shoke* e *kill lines* de 3" e 10.000 psi e um conector principal da marca Vetco modelo HD H-4 com 18 3/4" e 10.000 psi. No topo do BOP, o conector também será do tipo Vetco com 18 3/4", para pressão 5.000 psi. O BOP será ajustado com conexões hidráulicas e um painel ROV.

O LMRP (*Lower Marine Riser Package*) é a parte do sistema que controla o BOP, as válvulas e anulares, a partir de sistemas hidráulicos e eletrônicos. Compreenderá um conector BOP Vecto modelo H-4 18 3/4", dois preventores anulares de 18 3/4" com 5.000 psi, e uma junção do cabo flexível *Oilstates* avaliada para 198,1 m de profundidade de água e capaz de um curso angular de 10°. Em caso de desconexão de emergência, o LMRP é separado do BOP pelo destravamento e desconexão do conector H-4.

Sistema de Manuseio do BOP

Dois guindastes de ponte com capacidade de 80 t cada (160 t em série) são utilizados para movimentar o BOP para a área de *moon pool*. O BOP é instalado em duas seções, relativas ao BOP, sendo realizados testes separados para cada seção. Estruturas treliçadas de vigas, de cerca de 250 t, suportarão o BOP no *moon pool* quando este for montado e conectado ao *riser*. Os guindastes de ponte trafegam da posição de armazenamento do BOP a bombordo, para o estibordo extremo da área do *moon pool*, de forma a permitir nesta área, a transferência de árvores horizontais e bases guia, entre outras estruturas.



Riser

O *riser* é composto por 100 junções Vetco MR-6E *dogged riser* de diâmetro externo de 21" e espessura de parede 5/8", com dois bloqueadores de linha de 4,5 x 3" e 15.000 psi WP, dois controles hidráulicos de linha de 1 3/4" e 5.000 psi WP, e um impulsionador de linha do *riser* de 5 x 4" e 5.000 psi WP.

Tensores do Riser

A subestrutura é ajustada com oito tensores duplos de *riser* com capacidade de 120 kip cada, ou seja, 1.920 kips de tensão instalada para suportar o *riser* marinho flutuante de diâmetro externo (OD) de 0,5 m, permitindo operações de perfuração em profundidades de água de até 1.981,2 m e com este tamanho de *riser*.

Manifold de Bloqueio (*choke manifold*)

O *choke manifold* é toda a tubulação a bordo feita sob medida de 3" nominais e para pressão de 15.000 psi WP e apropriada para serviço de H₂S. O *manifold* tem dois bloqueadores de energia e dois bloqueadores manuais ajustáveis assim como uma linha de by-pass totalmente aberta. Há duas válvulas de isolamento do fluxo acima e abaixo de cada bloqueador.

II.2.4.1.C Descrição das Operações Complementares Previstas

Perfilagem

a) Perfilagem a Cabo:

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

b) LWD/MWD:

São perfilagens realizadas durante a operação de perfuração, com avaliação das diversas características e propriedades das rochas (elétricas, nucleares ou acústicas). Sensores nucleares, utilizados nos processos de raios gama e

densitometria de nêutrons, detectam a intensidade de radioatividade das rochas e dos fluidos em seus poros, podendo-se inferir a identificação litológica das mesmas.

O monitoramento da pressão anular do poço durante a perfuração (APWD) fornece informação em tempo real a cerca da dinâmica da pressão no furo em execução. Este dado é utilizado tanto para otimizar a performance quanto para minimizar riscos, através da identificação da limpeza e estabilidade do furo, e ainda das questões de controle de poço que são facilmente corrigidas com o ajuste dos parâmetros pelo sondador.

Teste de Formação

Não será realizado, pois o objeto do presente empreendimento é o desenvolvimento para produção, de forma que os poços serão perfurados e completados para produção por toda a vida útil dos reservatórios.

Completação

A rocha reservatório do Frade é arenito inconsolidado, não-uniforme, mal selecionado. Os reservatórios de óleo pesado subsaturados têm alta viscosidade que leva à baixa mobilidade do óleo e a problemas com o aparecimento da água (*breakthrough*) e de água conata (retida nos poros e fissuras da rocha). No entanto, os reservatórios têm boa permeabilidade, espessura de areia e extensão lateral. Completações horizontais de pré-filtro e poço aberto, como as planejadas para o Frade, têm sido eficazes na produção desses tipos de reservatórios na Bacia de Campos.

As completações do Frade utilizarão árvores submarinas horizontais amarradas a uma FPSO. As completações dos poços produtivos serão pré-filtros (*gravel packs*) horizontais de poço aberto perfurado em um único reservatório. Os poços de injeção serão poços direcionais ou retos e serão revestidos e perfurados sem controle primário de areia e também serão completados em um único reservatório.

Não haverá completações seletivas futuras nem configurações de retamponamento. As completações são projetadas para serem simples e seguras, terem uma vida longa, e necessitem de um mínimo de intervenção.

Todos os poços serão completados com tubulação corretamente dimensionada e adequada às taxas de produção ou de injeção requeridas. A corrosão do equipamento de completação no poço será evitada pela devida aplicação de metalurgia, revestimentos e injeção de inibidor de corrosão. Substâncias químicas serão utilizadas para inibição de incrustações. Os produtos químicos serão utilizados em conformidade com os critérios e normas ambientais vigentes.

a) Completação dos Poços de Produção:

Os poços de produção terão tubulação de 5 ½”, elevação com gás para reforço da taxa, e comprimentos horizontais de alvo próximo dos 1.000 m a fim de alcançar a taxa média alvo de 10.000 a 15.000 BOPD.

Nestes poços, o revestimento de 9 5/8” será assentado quase na horizontal na areia alvo e cimentado na posição. O fluido será trocado por um fluido de perfuração à base de carbonato de cálcio e uma seção de furo de 8 ½” será perfurada. O comprimento horizontal dependerá das condições do furo, volume e tipo de xisto encontrado, propriedades da lama, qualidade da areia e gradiente de fratura ao longo do trajeto do poço.

Quando a profundidade total for alcançada, o furo será condicionado, o fluido de perfuração trocado por um sistema sem sólidos, e será instalado controle de areia como descrito no **Item C**, adiante. Uma Válvula de Segurança de Subsuperfície Controlada da Superfície (SCSSV) será instalada em cada produtor. A SCSSV certificada será instalada abaixo da profundidade de formação de hidrato em todos os poços produtores. Uma válvula de injeção química para injeção de inibidor de hidrato será instalada imediatamente acima da SCSSV.

Medidores de pressão e temperatura, duas válvulas de injeção química, e uma válvula de controle de fluxo variável hidráulicamente controlada para injeção da elevação com gás serão instalados na coluna de tubulação. Um ou dois *nipples* de assentamento serão colocados no poço para fornecer um local para fixação de um *plugue* ou outro dispositivo de poço. A SCSSV também terá um perfil para *niple* de assentamento. Serão utilizados medidores de pressão e de temperatura para análise do reservatório e monitoramento da produção. As válvulas de injeção química serão utilizadas para injetar inibidor de emulsão, inibidor de incrustação, e/ou inibidores de parafina/asfaleno, caso necessário.

Os poços do Frade fluirão por conta própria, mas não com taxas econômicas, sendo necessária a elevação da produção com auxílio de fluxo de gás (*gas lift*) para aumentar esta produção. As taxas de injeção de gás serão controladas com um *choke* na árvore submarina e também por uma válvula de fluxo de múltiplas posições, hidráulicamente controlada colocada no poço. As características do projeto de elevação artificial são apresentadas mais detalhadamente na **seção II.2.4.2**, relativa a atividade de produção.

Um estudo de metalurgia completo foi executado e foram feitas recomendações baseadas nas amostras de fluido e testes de poço a partir de poços descobridores e de avaliação. A tubulação e os acessórios do poço produtivo serão 13% Cr sem revestimento interno. Serão usadas ligas mais altas para os materiais da tela do pré-filtro, linhas de controle, e conexões da linha de controle.

Apresenta-se na **Figura II.2.4.1.C-1** um diagrama da completação refletindo os componentes de um poço de produção.

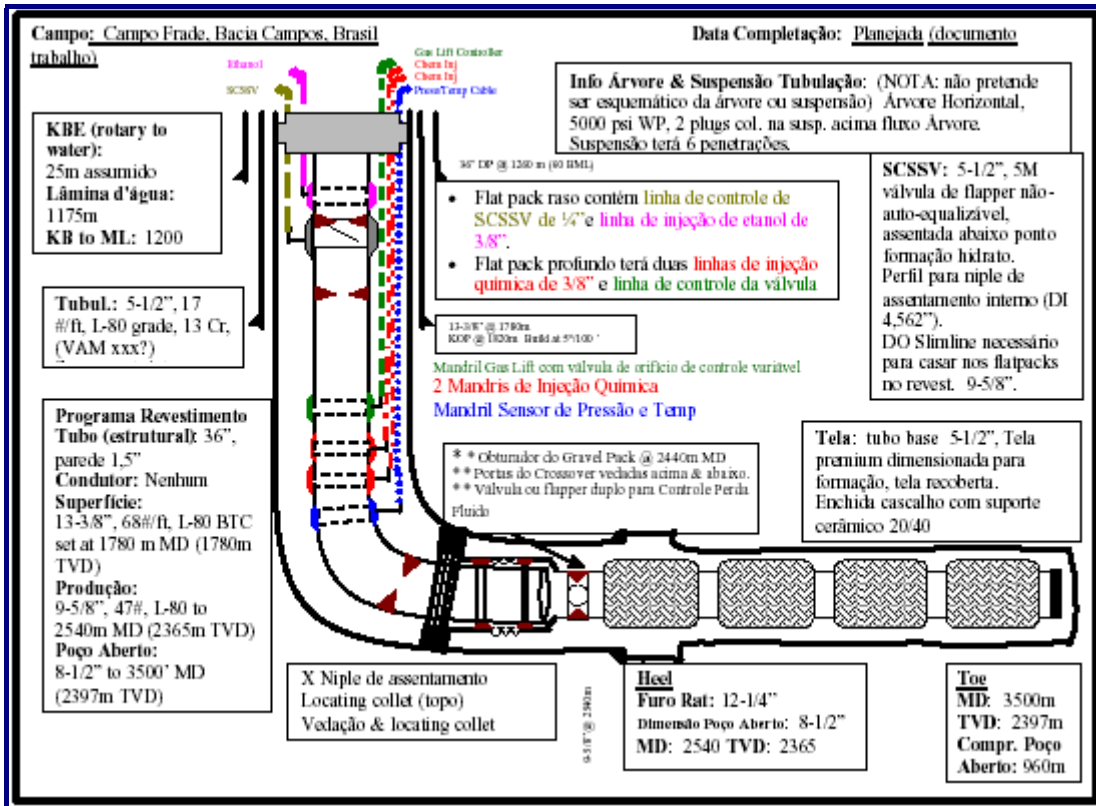


FIGURA II.2.4.1.C-1: COMPLETAÇÃO DA ELEVAÇÃO COM GÁS (GAS LIFT) SUBMARINA.

b) Completação dos Poços de Injeção de Água:

Os poços de injeção no Campo de Frade serão retos ou direcionais (< 60°) e serão completações revestidas e perfuradas sem controle "ativo" de areia. Os poços de injeção estarão em um *loop* de fluxo de água de injeção que atende a todos os poços de injeção.

Inicialmente, será injetada água do mar para manter a pressão do reservatório. Uma vez ocorrido o surgimento da água, tanto a água do mar quanto a água produzida serão injetadas. Os poços de injeção são projetados para serem simples e eficazes. A tubulação será de 5 1/2" com exceção de um poço, que terá uma seção de tubulação de 7", para eliminar restrições friccionais.

Dentre as dificuldades do processo de injeção encontra-se a perda de condição de injeção, que é devida principalmente ao dano na formação. Estes danos são devidos a uma complexa interação entre os vários componentes de fluidos injetados, como componentes químicos, partículas sólidas em suspensão, partículas de óleo em emulsão e a formação rochosa, fatores esses que podem tornar o processo ineficiente ao longo do tempo devido ao entupimento progressivo dos poros. Desta forma a manutenção da taxa constante de

injeção somente é possível com o aumento da pressão de injeção. Entretanto, o aumento da pressão de injeção pode gerar na formação, a propagação de fraturas em torno do poço. As fraturas, por sua vez, são desejáveis no processo desde que sua propagação alcance formações não danificadas, ou seja, aquelas que não permitam a canalização de água injetada em direção ao poço produtor e mantendo, desta forma, a taxa de injeção.

Tendo em vista estas dificuldades, no projeto do Frade, será utilizada a injeção acima da pressão de fraturamento com intuito de obter alta performance no processo e contornar danos localizados. A análise indica que, devido à baixa viscosidade da água e à alta permeabilidade da areia, haverá grandes vazamentos (*leakoff*) para a formação. Portanto, a projeção de crescimento da fratura será limitado e as fraturas, esperadas de permanecer dentro da zona mesmo com estas taxas altas (25.000 BWPD). Contudo, serão monitoradas as ocorrências de pequenas fraturas nos poços, avaliando a possibilidade de ocorrência de danos no furo e no tamponamento da areia, que conforme explicado anteriormente, são problemas recorrentes típicos dos poços de injeção.

Os poços de injeção terão tubulação de aço carbono revestido com material vedador de fibra de vidro Duoline 20 ou outro tipo de revestimento específico para evitar corrosão.

Os acessórios não revestidos na coluna da tubulação serão: uma liga resistente a corrosão (CRA, p.ex., Liga 625) e um medidor de temperatura e pressão, que será instalado abaixo da válvula de vedação do furo para fins de monitoramento do reservatório..

A **Figura II.2.4.1.C-2** ilustra um projeto típico de completação de poço de injeção.

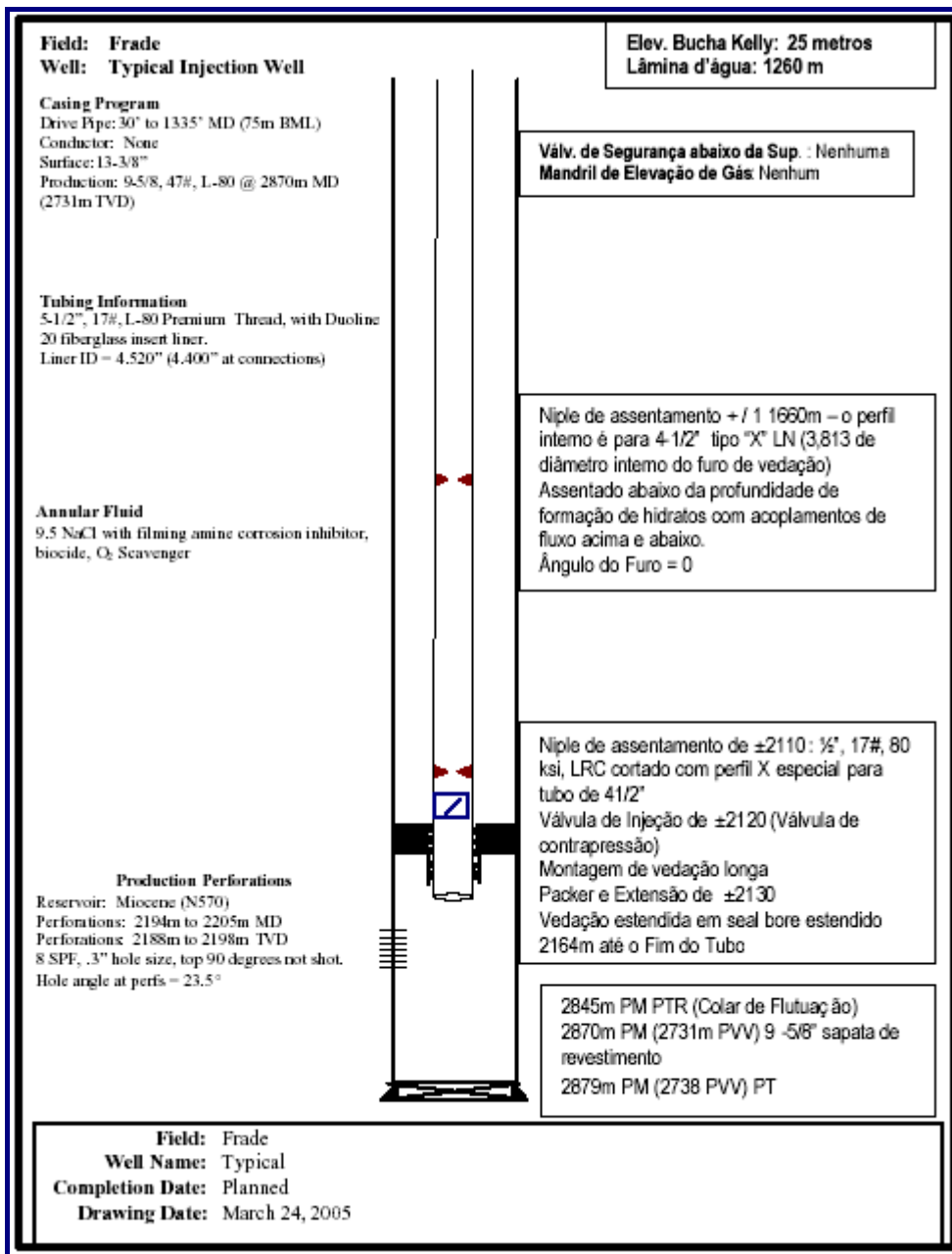


FIGURA II.2.4.1.C-2: POÇO DE INJEÇÃO DE ÁGUA DO FRADE (POÇO ABERTO).

c) Cabeça de Poço e Árvore de Natal Submarina:

A árvore submarina horizontal de produção será de 5", com pressão de trabalho de 5.000 psi e sem cabos-guia. Árvores horizontais conseguem prontamente acomodar as cabeças de poço e são menos sensíveis às condições do perfil interno da cabeça de poço. O desenho horizontal da árvore submarina foi escolhido por melhor se adaptar ao processo de perfuração em batelada a ser usado na perfuração dos poços de desenvolvimento do Frade, propiciando uma redução de custo e tempo.

Outra vantagem em utilizar este tipo de árvore é o aumento de espaço no *deck* da plataforma para a colocação dos equipamentos e materiais de completação, já que o *riser* da unidade de perfuração é usado nas operações de completação, não sendo armazenado no *deck* durante este período. Este processo contrasta com operações de completação em que um estilo convencional de árvore submarina é utilizada, requerendo um *riser* de completação dedicado, enquanto o *riser* da unidade de perfuração permanece inutilizado no *deck*.

Todas as operações de condicionamento são realizadas pela árvore submarina. A completação do fundo do poço pode ser recuperada e reinstalada sem atrapalhar a árvore, suas pontes ou o sistema associado de controle.

A árvore, conforme configurada e mostrada na **Figura II.2.4.1.C-3**, terá *chokes* recuperáveis e cápsulas de controle, bem como dispositivos para injeção química no furo e na árvore. Todas as válvulas da árvore podem ser manipuladas diretamente por um Veículo Controlado à Distância (ROV), eliminando o sistema de controle eletro-hidráulico.

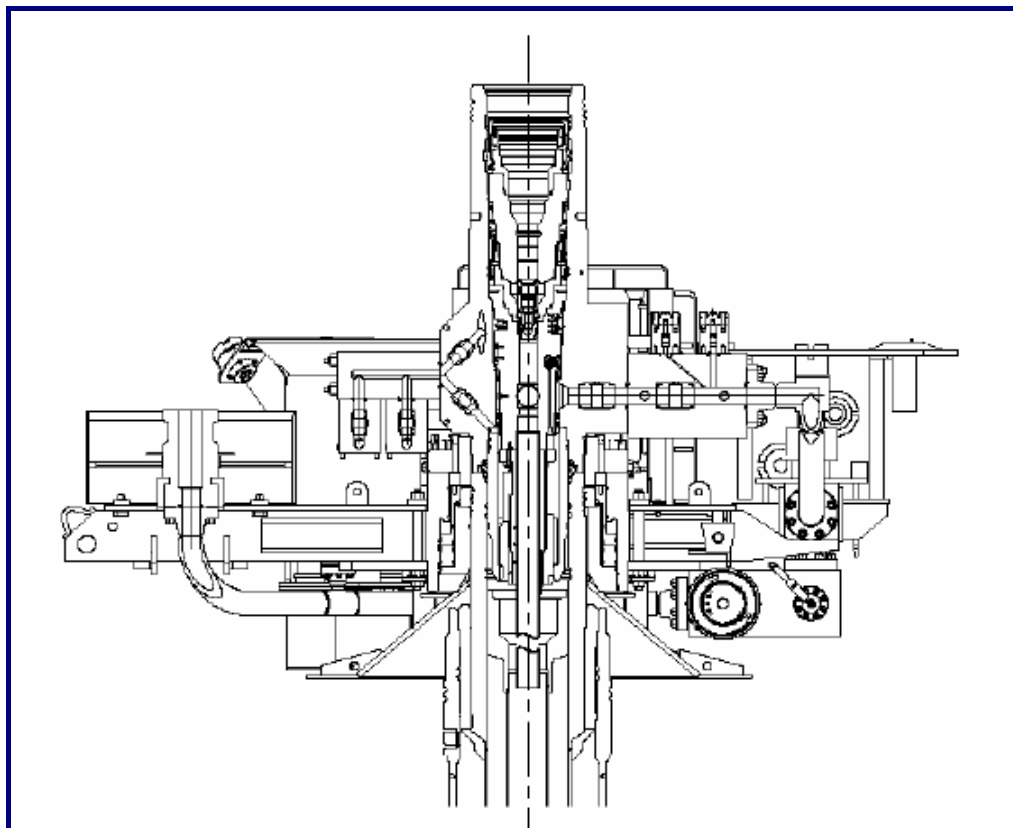


FIGURA II.2.4.1.C-3: ÁRVORE DE NATAL SUBMARINA HORIZONTAL DO FRADE

d) Controle de Areia:

Um pré-filtro horizontal de poço aberto é um método de completação comprovado nos reservatórios da Bacia de Campos, e a mesma técnica será utilizada para poços produtores do Frade.

Os testemunhos de seção inteira e das paredes laterais tomados nas perfurações já feitas no Campo do Frade proporcionaram a análise de tamanho de partícula utilizada para dimensionar tanto a malha do filtro de tela quanto o material do pré-filtro. Uma tela de pré-filtro de malha média (175-225 microns) recoberta com tela de alta eficiência irá deter areia de formação (ver **Figura II.2.4.1.C-1** anteriormente apresentada). No entanto, devido à alta porcentagem de partículas finas e à não uniformidade da areia, também será instalado um pré-filtro. O pré-filtro evitará o afundamento do furo ao redor da tela, o que reduz a permeabilidade. Também irá manter os finos de formação afastados da tela, resultando em menos tamponamento e menos película (*skin*). No caso do pré-filtro ter vácuos ou ser ineficaz, o poço poderá ser produzido relativamente sem areia graças à tela de alta eficiência.

Uma vez completada a perfuração, o furo será lavado com um fluido livre de sólidos. A tela será passada no poço aberto e um obturador de pré-filtro será assentado no revestimento de 9 ⁵/₈". Uma vez instaladas e devidamente testadas, de acordo com os procedimentos de segurança, a zona será preenchida com cascalho como em um pré-filtro padrão, comum para poços horizontais.

O maior desafio para um bem sucedido enchimento com cascalho é o baixo gradiente de fratura, que varia conforme a profundidade da água e a sobrecarga da injeção. Várias técnicas e processos para enchimento com cascalho em um ambiente de baixo gradiente de fratura ainda estão sendo estudados, inclusive suportes leves, concentrações reduzidas de suporte e válvulas de pressão diferencial.

O projeto do poço de injeção é um conceito relativamente novo que depende de controle de areia "passivo" em vez de controle de areia "ativo". Este, depende do amplo conhecimento da indústria sobre fratura, fluidos hidráulicos e mecânica das rochas. Nestes poços, como a água será injetada acima da pressão de fratura, os mesmos nunca precisarão de fluxo invertido, não sendo necessário, portanto, o controle de areia. No entanto, várias medidas foram planejadas para responder ao fluxo de sedimentos não desejado no poço, que possa produzir areia. Estas medidas de controle "passivo" de areia são:

- Instalação de uma válvula de injeção recuperável no furo (válvula de retenção) próxima ao fundo da tubulação. Este é um aspecto novo de tecnologia, visto que este item não se encontra prontamente disponível no tamanho 5 1/2". A válvula de retenção no poço evita o ingresso de areia, minimizando golpe de aríete cavitacional quando os poços são fechados.

- Uma válvula de retenção será instalada na ponte. Isto minimizará o ingresso de areia, eliminando fluxo cruzado entre poços durante os fechamentos e efeitos de golpe de aríete com fechamentos da superfície.
- Somente um curto intervalo (10 m no máximo) de areia homogênea será perfurado. Tem sido demonstrado que pode ocorrer fluxo cruzado entre zonas de permeabilidade diferente depois dos fechamentos. Um intervalo perfurado curto deveria eliminar o fluxo cruzado no poço.
- Os especialistas em mecânicas das rochas da **Chevron** identificarão a melhor orientação de perfuração para minimizar afundamento da perfuração e ingresso de areia.
- O furo será perfurado e revestido mais profundamente do que a zona de injeção. Isto deixará um grande volume dentro do revestimento de 9 5/8" abaixo das perfurações ("fossa") para capturar quantias pequenas de areia com o passar do tempo, sem tampar a tubulação ou as perfurações. Os poços de injeção terão um desvio menor que 60°, o que permitirá que qualquer ingresso de areia no poço fique retido na fossa.

e) Aspectos Relevantes das Completações de Poço:

Os poços produtores e de injeção são projetados para serem simples mas eficientes e confiáveis. Além da técnica de controle de areia "passivo" em poço de injeção utilizada, não há nenhum outro aspecto especial ou exclusivo dessas compleтаções.

Uma vez que as compleтаções do poço produtivo estejam instaladas, os poços podem ser retornados à plataforma de perfuração por um período curto a fim de limpar os poços (descarrega do fluido de compleтаção) e verificar se a atividade e o controle de areia tiveram êxito do ponto de vista mecânico. O procedimento de fluxo inverso será estabelecido quando do detalhamento do projeto de engenharia.

Os poços de injeção podem passar um curto período de injetividade para verificar se a compleтаção foi instalada com sucesso.

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 deste EIA, tendo em vista que todos os poços a serem perfurados no Campo de Frade serão poços de desenvolvimento, já tendo, portanto, sido superada a fase de descoberta de hidrocarbonetos.

II.2.4.1.E Procedimentos de Desativação

Estes procedimentos são apresentados na **seção II.2.4.2-O**, referente à atividade de produção, uma vez que os poços a serem perfurados serão completados e servirão de produtores ou injetores dos reservatórios na Produção do Campo de Frade.

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

Os tipos de fluidos de perfuração planejados e os parâmetros de desempenho das seções individuais do poço de produção encontram-se no **Quadro II.2.4.1.F-1**. Os poços injetores utilizarão fluidos não aquosos para todas as seções do furo (12 ¼" e 17 ½").

O revestimento de 36" será jateado no local com a água do mar. O revestimento de 13 ⅜" é assentado em um furo de 17 ½", o qual será perfurado com água do mar, Goma de guar viscosa e *sweeps* de bentonita para limpeza do poço, conforme necessário.

Caso haja a necessidade de ângulos de poço superiores a 25° acima da sapata de revestimento de 13 ⅜" para atingir o alvo pretendido no reservatório, um condutor de 20" será assentado e um sistema de fluidos não aquosos de perfuração será utilizado nas seções de poço de 17 ½" e 12 ¼". Esse tipo de fluido fornece excelente estabilidade química para o poço e fricção reduzida, o que reduz o torque e o arrasto nos conjuntos de perfuração e revestimento.

QUADRO II.2.4.1.F-1: DADOS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Fase de Perfuração	Fase A Sem Riser	Fase A (atípico)	Fase A	Fase B	Fase C (Furo aberto)
Furo / Revestimento	Jateamento / Condutor 36"	26" / Condutor 20"	17 ½" / 13 ⅜"	12 ¼" / 9 ⅝"	8 ½"
Tipo de lama	<i>guar gum sweeps</i> (goma de limpeza de Guar) / Gel <i>sweeps</i> (gel de limpeza)	<i>guar gum sweeps</i> / <i>Gel sweeps</i> / <i>Pad Mud</i> (lama de peso)	<i>Gel sweeps</i> / <i>Pad Mud</i>	Fluido base sintética / Fluido base água	Fluido base água

O **Quadro II.2.4.1.F-2** apresenta as estimativas dos volumes de cascalhos a serem gerados, e os volumes de lama a serem utilizados nas **Fases 1 e 2** do projeto.

O volume de fluido de base aquosa remanescente da perfuração de cada poço será utilizado para a perfuração do poço subsequente, sendo o volume remanescente ao final da perfuração descartado no mar. O fluido de base não aquosa também será reaproveitado para cada poço perfurado e o volume remanescente, ao final de toda a perfuração de cada fase do desenvolvimento, será enviado para terra. Ressalta-se que a execução da “perfuração em batelada” otimizará a reutilização dos fluidos, já que em cada seção, o mesmo tipo de fluido estará sendo utilizado em todos os poços seqüencialmente, reduzindo com isto a quantidade de fluido remanescente.

Quanto aos cascalhos gerados na perfuração de cada um dos até 19 poços, após tratamento conforme descrito em na **seção II.2.4.1.L**, serão descartados no mar, juntamente com uma parcela de fluido aderido. Esta parcela de fluido aderida será descartada dentro dos padrões de lançamento, determinados no Termo de Referência ELPN/IBAMA 026/05, garantidos pelos dispositivos de tratamento prévio, existentes na unidade de perfuração.



QUADRO II.2.4.1.F-2: ESTIMATIVA DOS VOLUMES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO QUE SERÃO UTILIZADOS E DOS VOLUMES DE CASCALHO A SEREM DESCARTADOS EM CADA FASE DA PERFURAÇÃO DO PROJETO NO CAMPO DE FRADE.

Nome do poço	Tipo de poço	Fase 26" (WBM)			Fase 17.1/2" (WBM)			Fase 12.1/4" (SBM)			Fase 9.1/2" (WBM)			Fase 8.1/2" (WBM)		
		Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de fluido excedente ao final da perfuração (m ³)	Volume de fluido aderido ao cascalho descartado (m ³)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de fluido excedente ao final da perfuração (m ³)	Volume de fluido aderido ao cascalho descartado (m ³)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de fluido excedente ao final da perfuração (m ³)	Volume de fluido aderido ao cascalho descartado (m ³)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de fluido excedente ao final da perfuração (m ³)	Volume de fluido aderido ao cascalho descartado (m ³)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de fluido excedente ao final da perfuração (m ³)	Volume de fluido aderido ao cascalho descartado (m ³)
MDS1	Piloto	-	-	-	37	32	N/A	-	-	-	16	382	111	-	-	-
OUS2	Piloto	-	-	-	40	32	N/A	-	-	-	13	382	111	-	-	-
MUS2	Piloto	-	-	-	37	32	N/A	-	-	-	12	382	111	-	-	-
ODI1	Injetor	33	32	N/A	17	32	N/A	37	382	95	-	-	-	-	-	-
MDI1	Injetor	-	-	-	29	32	N/A	29	382	95	-	-	-	-	-	-
OUI1	Injetor	-	-	-	37	32	N/A	21	382	95	-	-	-	-	-	-
MUI1	Injetor	-	-	-	36	32	N/A	20	382	95	-	-	-	-	-	-
ODP1	Produtor	-	-	-	37	32	N/A	21	350	56	-	-	-	12	445	79
OUP2	Produtor	-	-	-	39	32	N/A	22	350	56	-	-	-	14	445	79
MDP1	Produtor	-	-	-	36	32	N/A	16	350	56	-	-	-	15	445	79
MUP2	Produtor	-	-	-	37	32	N/A	13	350	56	-	-	-	13	445	79
N5P1	Produtor	-	-	-	36	32	N/A	18	350	56	-	-	-	11	445	79
N5I1	Injetor	33	32	N/A	17	32	N/A	37	382	95	-	-	-	-	-	-
OUP1	Produtor	-	-	-	37	32	N/A	21	350	56	-	-	-	10	445	79
MUP1	Produtor	-	-	-	36	32	N/A	14	350	56	-	-	-	13	445	79
MUI2	Injetor	-	-	-	36	32	N/A	21	382	95	-	-	-	-	-	-
ODP3	Produtor	-	-	-	40	32	N/A	18	350	56	-	-	-	12	445	79
OUI2	Injetor	-	-	-	38	32	N/A	21	382	95	-	-	-	-	-	-
MUP4	Produtor	-	-	-	39	32	N/A	11	350	56	-	-	-	14	445	79
OUP3	Produtor	-	-	-	37	32	N/A	18	350	56	-	-	-	13	445	79
MUP3	Produtor	-	-	-	31	32	N/A	18	350	56	-	-	-	10	445	79
MDP2	Produtor	-	-	-	36	32	N/A	16	350	56	-	-	-	12	445	79

Nota: WBM – fluido base água; SBM – fluido base sintética; N/A – Não Avaliado.

II.2.4.1.I Propriedades Físico-Químicas dos Fluidos

As concentrações dos produtos que comporão os fluidos de perfuração base água e base sintética, juntamente com respectivas fichas de segurança (FISPQ) e características físico-químicas, serão apresentadas ao IBAMA tão logo esteja definida a empresa fornecedora dos mesmos.

No entanto, ressalta-se que a **Chevron** está zelando no processo de seleção desta empresa pela utilização de fluidos já consagrados quanto à característica de reduzido impacto no ambiente, representados pela ostensiva avaliação dos componentes destes fluidos, bem como dos testes de toxicidade, elementos analisados para a decisão de sua utilização. Além disto, características físico-químicas do fluido, como o pH, serão controladas para não ultrapassar os limites estabelecidos (no caso do pH, 9) para o descarte de efluentes pela Resolução CONAMA 357/05 ou outro texto legal que vier a regular a questão.

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

O lote de barita a ser utilizado no preparo dos fluidos de perfuração, que serão utilizados nas atividades exploratórias dos poços, será testado para a quantificação da presença dos metais Cd e Hg.

Quando da contratação do fornecimento de baritina, a **Chevron** incluirá nas especificações de contratação o requisito de que sejam observados os limites ambientais aceitáveis para as concentrações dos dois metais (correspondentes a 3 e 1 ppm, respectivamente para Cd e Hg), no caso da utilização deste produto na composição dos fluidos propostos.

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

Conforme explicado na **seção II.2.4.1.I**, no estágio atual do projeto ainda não se dispõe da composição dos fluidos de perfuração, impossibilitando a apresentação de suas características toxicológicas. Contudo, ressalta-se que dentre os critérios de análise e seleção dos fluidos, a **Chevron** exige a apresentação dos laudos de tais testes pelos fornecedores, 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

Os fluidos base água, utilizados na Fase A (36") e Fase C (de 8 ½") de perfuração serão descartados diretamente no mar ao final desta última fase.

Somente durante a fase de perfuração de 12 ¼" (Fase B) será utilizado fluido não aquoso. Desta maneira, ao se dimensionar o tratamento de separação de sólidos a bordo, serão observados os critérios estabelecidos pelo TR ELPN/IBAMA N^o 026/05, onde especifica que os *"teores de fluido de base não aquosa aderido ao cascalho inferiores a 6,9% (por peso de cascalho úmido) para base hidrocarbônica e a 9,4% para base éster (por peso de cascalho úmido)"*.

O fluido de perfuração e o cascalho representam os principais resíduos gerados durante as atividades de perfuração. Como a atividade a ser desenvolvida no Campo de Frade estará localizada em região afastada da costa e em águas profundas (1.050 a 1.300 m de lâmina d'água), os cascalhos poderão ser dispostos no mar, no próprio local da perfuração.

Conforme descrito na **seção II.2.4.1.A**, o fluido e o cascalho serão trazidos até a plataforma de perfuração, onde passarão por um sistema de separação de sólidos. Neste sistema, a fração sólida, correspondente às formações perfuradas, é removida do fluido e descartada no mar. Na seqüência, o fluido 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 base sintética, será utilizado um sistema de tratamento adicional para sua separação, que garantirá que a fração deste incorporado ao cascalho descartado no mar corresponda a menos que 6,9%, caso seja base hidrocarbônica. Este processo será apresentado ao final desta seção.

Os descartes do fluido e do cascalho ocorrerão em lâmina d'água superior a 1.050 m, suficientemente profunda para possibilitar a dispersão deste na coluna d'água, minimizando as espessuras de deposição sobre o assoalho marinho. O estudo da previsão da deposição do cascalho no assoalho marinho, para os poços a serem perfurados, é apresentado na **seção II.6.4.1**.

Vale ressaltar que o fluido de perfuração selecionado será reutilizado após passar pelo sistema de separação de sólidos descrito. O fluido base aquosa, quando não se encontrar mais em condição de ser utilizado, será descartado ao mar. Da mesma forma, será descartado no mar ao final da perfuração dos poços, todo fluido de base aquosa remanescente nos tanques de circulação, o qual é designado como fluido excedente. Ressalta-se, no entanto, que os procedimentos planejados de perfuração em batelada, permitirão minimizar de forma significativa estas quantidades. Por este motivo, as considerações sobre o descarte apresentadas na **seção II.6.4.1** consideraram tanto o fluido base aquosa a ser descartado ao longo da perfuração, quanto aquele descartado ao término da mesma.

A Figura II.2.4.1.L-1 apresenta de forma esquemática o sistema de tratamento de fluido e controle de sólidos da fase de perfuração.

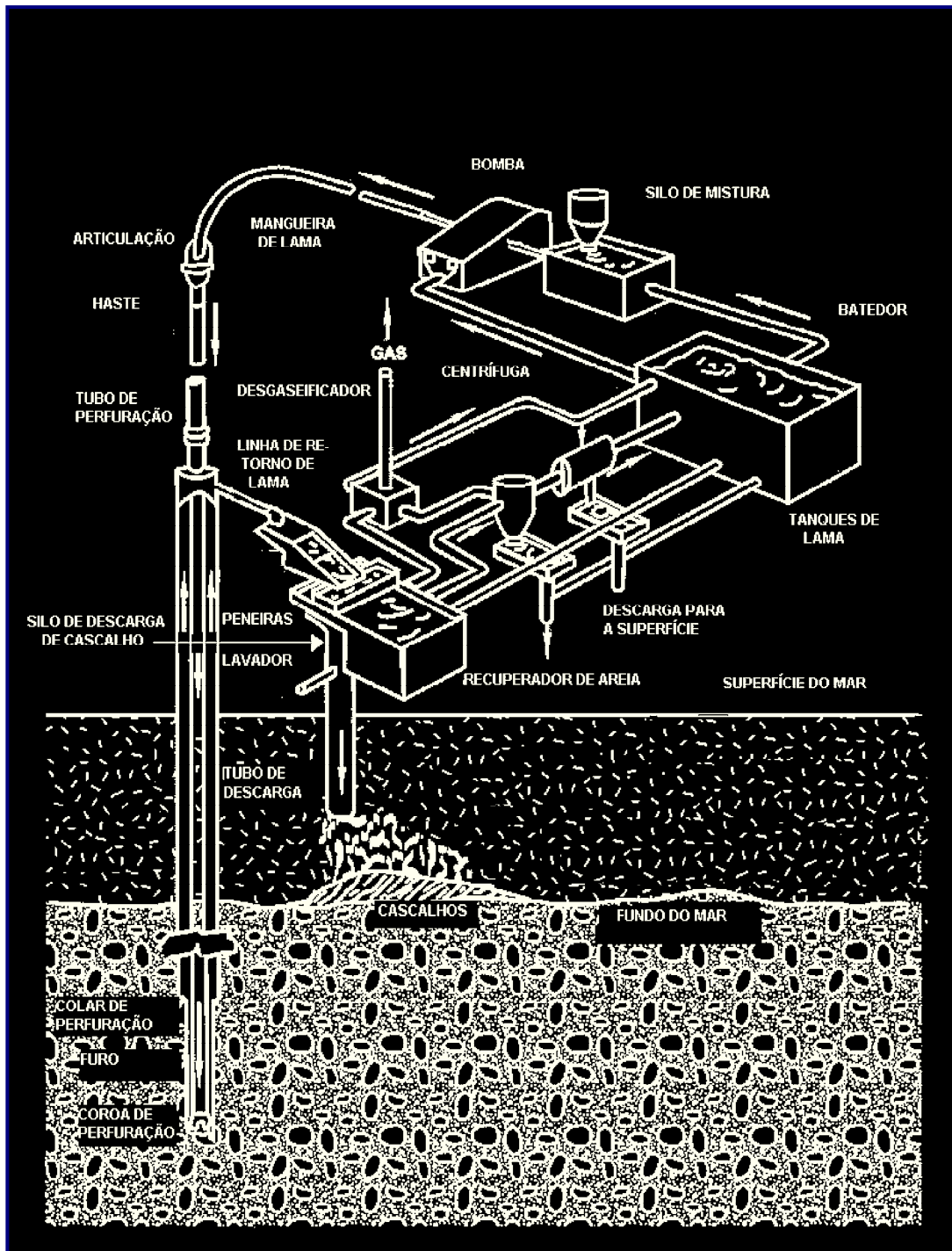


FIGURA II.2.4.1.L-1: DESENHO ESQUEMÁTICO DO SISTEMA DE LAMA E CONTROLE DE SÓLIDOS INTEGRANTES DO PROCESSO DE PERFURAÇÃO. FONTE: ECOLOGUS

Separação e Tratamento de Sólidos.

O fluxograma do processo de separação e tratamento dos sólidos a ser utilizado no Campo do Frade é apresentado na **Figura II.2.4.1.L-2**. Este processo de separação de sólidos, e conseqüente tratamento dos fluidos, ocorre integrado ao sistema de utilização, recirculação e descarte deste. 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 ao fluido e é carregado para a superfície. Na superfície, os cascalhos são mecanicamente separados do fluido, o qual é bombeado para o tanque na área de armazenagem, onde o processo se reinicia.

Inicialmente, a separação é realizada direcionando-se a mistura de cascalho e fluido, 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. Daí, ele é encaminhado para um secador de cascalhos e descartado no mar através do tubo de descarte de superfície, com níveis reduzidos e dentro dos limites autorizados de fluido aderido, no caso da utilização de fluido sintético. Quando da utilização de fluido base sintética, o fluido separado do cascalho no secador é encaminhado para um sistema de separação de resíduos finos, que consiste em tanques de retenção e uma centrífuga.

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 coluna de perfuração (fluido). 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 fluido 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 do fluido, 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.

Durante a perfuração, além de fluido de base água, será também utilizado fluido base sintética, necessitando, neste caso, da configuração adicional de separação e tratamento de sólidos antes de seu descarte no mar. Tal configuração exige um conjunto de equipamentos cujo principal objetivo é a recuperação da maior quantidade possível de fluido, com a sua separação dos cascalhos produzidos. Após a separação, os cascalhos serão descartados no mar com o menor teor possível de fluido aderido a ele e o fluido, reutilizado no sistema de perfuração. Este processo de separação é detalhado a seguir.

Todo o fluido sintético oriundo do poço que está sendo perfurado passa por um conjunto de peneiras vibratórias, a partir do qual ocorre a separação em primeiro estágio deste fluido e das partículas de cascalho de maior granulometria. Estas peneiras produzem, tipicamente, cascalhos com um teor de umidade da ordem de 10 a 20% por peso. O fluido recuperado neste primeiro estágio segue diretamente para os Tanques de Fluido do Sistema Ativo, para serem reutilizados na perfuração.

A parte sólida, ainda com teores de umidade, é então direcionada ao Secador de Cascalhos. Neste segundo estágio, o fluido é separado da fração sólida, que apresenta teores finais de 3 a 6% de peso úmido de fluido aderido. A fração líquida separada, altamente impregnada por sólidos finos e ultrafinos, é destinada para um Tanque de Retenção. O fluido recuperado retorna aos Tanques do Sistema Ativo, enquanto que os sólidos são encaminhados, juntamente às quantidades geradas no Secador, para descarte no mar.

Em função da menor granulometria das partículas envolvidas no processo de centrifugação, o teor final de fluido agregado nesta parcela fica na ordem de 5 a 10% de seu peso úmido. No entanto, seu volume é bem inferior ao da parcela gerada no primeiro estágio (à razão máxima de 1:75), garantindo que o cascalho lançado ao mar no final possua uma porcentagem final de praticamente 4 a 6% de peso úmido de fluido aderido. Com isso, é garantido o atendimento à diretriz do CGPEG/IBAMA descrita no Termo de Referência 026/05 (**seção II.2.4.1-L**), na qual o sistema deve garantir teores de fluido aderido ao cascalho inferiores a 9,4% do peso de cascalho úmido no caso de fluido base éster e inferior a 6,9% caso seja base hidrocarbônica.

Ressalta-se que a **Chevron**, em atendimento às suas diretrizes operacionais de garantia de preservação da qualidade ambiental, monitorará o sistema continuamente, de forma a ajustá-lo para funcionamento visando o atendimento aos menores percentuais operacionais descritos. Assim, diariamente os valores médios de fluido aderido serão registrados e sua performance avaliada.

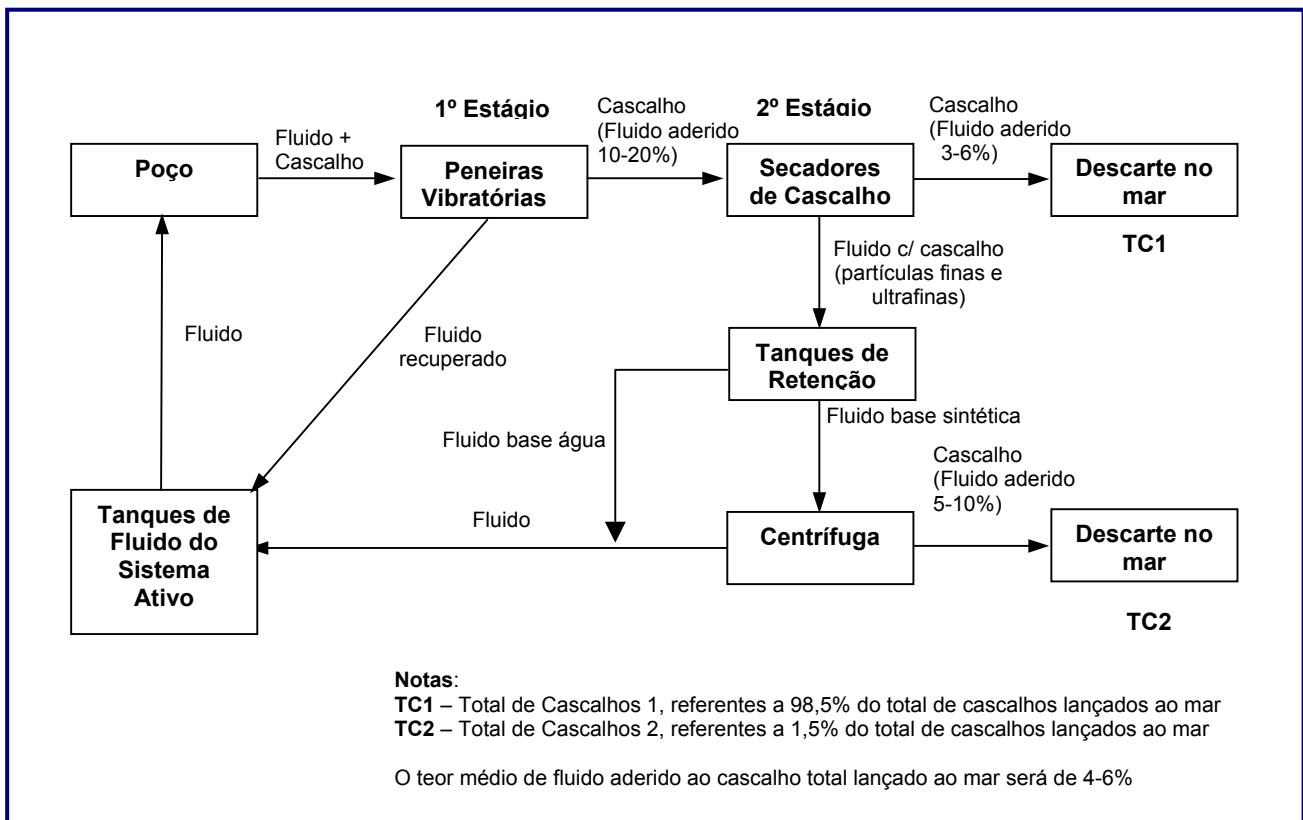


FIGURA II.2.4.1.L-2 : SISTEMA DE SEPARAÇÃO DO FLUIDO BASE SINTÉTICA.

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

Os resultados dos testes solicitados neste item serão apresentados ao CGPEG/IBAMA tão logo esteja concluído o processo de seleção e contratação da empresa fornecedora dos fluidos.

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

Requisitos atendidos na **seção 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

A unidade de perfuração SEDCO 706 possui posicionamento dinâmico, realizado a partir de motores giratórios (*thrusters*) posicionados abaixo do casco da embarcação, que corrigem constantemente sua posição com base nas informações obtidas por satélite.

A estação de automática de posicionamento e sistema de navegação é do tipo Kongsberg. Este sistema integra sistemas de controle do navio (SVC 400), sistema de controle do sistema de navegação (*thrusters* - STC 400) e do sistema com tripla redundância de referenciais do posicionamento no *hardware* (SDP modelo 32). Além destes, opera todo o processamento do controle da unidade, as comunicações, a distribuição de energia, e os sensores ambientais de referência. Os sinais são validados através de arquitetura lógica tripla.

Os referenciais de posicionamento compreendem a leitura constante de dois satélites diferenciais Fugro DGPS com sistemas de posicionamento acústico redundantes (sensores acústicos Sonardyne), para assegurar esta redundância completa e a disponibilidade de dados suficientes para a garantia de operacionalização constante do sistema.

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

A SEDCO 706 possui sistema integrado de monitoramento de segurança que consiste de detectores de fogo, de gás combustível e gás tóxico, que permitem ações automáticas de combate, controle e monitoramento a incêndios. Este sistema inclui ainda o controle e monitoramento de ventilação a bordo, considerando a sua manutenção operacional no caso de falta de energia do sistema principal, através da ativação do sistema de energia de emergência da embarcação.

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

A energia de emergência é fornecida por um gerador diesel modelo Caterpillar 3508, ajustado para gerar 715 Kw. O gerador de emergência fornece energia aos sistemas críticos e aos maquinários de segurança associados à sobrevivência do MODU, que incluem:

- ♦ circuitos de iluminação de emergência e da fonte de alimentação, em corrente alternada de 120 V, que fornecem energia a todos os

equipamentos de emergência e para os sistemas críticos do controle e de comunicações;

- ♦ controle da bomba do BOP e painéis de controle do BOP;
- ♦ painéis dos geradores e motores de controle dos *thrusters*;
- ♦ bombas de emergência do lastro e do casco;
- ♦ válvulas de acionamento do motor abaixo do casco;
- ♦ transformador ASK;
- ♦ bomba de incêndio (emergência);
- ♦ bomba de mistura de lama (unidade de suprimento de cimento).

Sistema de Controle do BOP

O BOP, cujas características estão detalhadamente descritas na **seção II.2.4.1.B Item M**, possui um sistema de controle eletro-hidráulico com 2,3 m³ de capacidade no acumulador de superfície, pressão de 5.000 psi WP e com 3,4 m³ nos reservatórios de fluido misturado.

O sistema de controle do BOP é do tipo *multiplex* (MUX), consistido por um microprocessador central e inteiramente redundante em relação ao *hardware*, à energia e às comunicações. As unidades de processamento central redundante ficam localizadas na Sala de Controle do BOP e cada unidade é abrigada em um armário separadamente.

O fluido é bombeado para o BOP por duas bombas *quintplex* elétricas de 100 HP, programadas para 25 rpm cada, à pressão de 5.000 psi WP. O controle primário de superfície do *manifold* está localizado na Sala de Controle do BOP, na área do *moon pool*, a bombordo. Painéis elétricos remotos estão localizados no assoalho de perfuração e no escritório do gerente da plataforma (OIM). Os carretéis do MUX estão situados na área *moon pool* e quando novos, possuem 2286 m de cabo. Um sistema de controle acústico de emergência do BOP é incorporado no sistema controlador do BOP.

Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

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

A seguir, estão descritas as principais características destes sistemas.

Sistema de Efluentes Sanitários, Águas Servidas e Resíduos de Cozinha

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

A estação de tratamento é composta de um tanque dividido em compartimentos de aeração, sedimentação e cloração. O esgoto chega aos compartimentos de aeração, onde é macerado e digerido por bactérias aeróbicas e microrganismos que são desenvolvidos no próprio esgoto com a adição de oxigênio. Deste compartimento, o esgoto escoar para o compartimento de sedimentação onde o resultado da digestão das bactérias é decantado como efluente limpo. Este efluente final ainda passa por uma tela de filtragem para a última remoção dos resíduos sólidos. Esta tela é periodicamente limpa, sendo seus resíduos destinados como Classe IIa.

As águas servidas englobam os efluentes da cozinha, de pias e chuveiros e da lavanderia. Toda a drenagem destes efluentes são direcionadas para o tanque de águas servidas (*Clean Slop Tank*), sendo periodicamente esgotado para o mar. É importante destacar que a **Chevron** orienta as empresas subcontratadas de taifagem contratadas a não proceder o lançamento de óleo vegetal usado na rede de coleta, da mesma forma que a utilizar a bordo, somente produtos de limpeza (detergentes e sabões em pó) que sejam biodegradáveis e não agredam o meio ambiente.

Os restos alimentares gerados são direcionados a um sistema de trituração de sólidos que produz partículas finais com tamanho máximo de 2,5 cm, em conformidade com o estabelecido na Convenção Marpol, sendo lançados também ao mar.

Sistema de Drenagem de Conveses:

O sistema de drenagem de conveses direciona as águas não contaminadas coletadas (águas de baldeação ou pluviais) para os bornais localizados no costado da embarcação, rente ao convés principal. Caso ocorra a contaminação destas águas, existe um procedimento definido a bordo de fechamento dos bornais e contenção das águas sobre o convés, devendo estas serem bombeadas para a rede de coleta do sistema de drenagem de águas oleosas.

Sistema de Drenagem e Tratamento de Águas Oleosas:

As drenagens das áreas de serviços dos conveses com potencial contaminação por óleo (área de perfuração e de entorno, da área de *moonpool*, da sala das peneiras vibratórias, da sala de bombeamento e da área de teste do poço, além da área de armazenamento de produtos químicos), serão destinadas para um tanque de água oleosa (*Dirty Slop Tank*). Este tanque, situado no *convés inferior*,



processa a separação do óleo por gravidade, destinando o efluente residual para um separador de água e óleo.

A concentração de óleo na água de saída do separador é monitorada por um sensor automático e deverá ser inferior a 15 ppm para ser descartada no mar. Caso a concentração residual de óleo exceda este limite, um alarme é acionado e a descarga automaticamente interrompida, divergindo o fluxo para o tanque de água oleosa.

O óleo removido pelo separador água/óleo é enviado para o tanque de resíduos oleosos. Deste tanque, o resíduo oleoso (ou óleo sujo) será acondicionado em recipientes adequados e lacrados, sendo enviados para terra, onde serão destinados apropriadamente.

Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Contaminados:

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

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

Durante as operações de desenvolvimento do Campo de Frade, a **Chevron** prevê utilizar uma base de apoio marítimo no estado do Rio de Janeiro. Porém a escolha final das instalações ainda não foi decidida. Nesse Estado, as alternativas disponíveis são o Porto de Niterói (Edson Chouest), o terminal da RENAVE e o terminal da BRASCO, cujas descrições sucintas são apresentadas na seqüência.

Todo o transporte de pessoal será feito via aérea, a partir do Aeroporto de Macaé, no Estado do Rio de Janeiro, que dista cerca de uma hora do Campo do Frade.

Tão logo estas bases estejam selecionadas serão fornecidas ao IBAMA suas respectivas LO's.

Porto de Niterói

O Porto de Niterói está localizado na costa leste da Baía de Guanabara, na cidade de Niterói, constituindo-se no único acesso marítimo, que permite a atracação de navios na capital do Estado do Rio de Janeiro (**Figura II.2.4.1.P-1**).

É facilmente acessível pelas Rodovias RJ-104 e BR-101. A barra corresponde à entrada da Baía de Guanabara, entre o Morro do Pão de Açúcar e a Fortaleza de Santa Cruz, numa faixa de largura de 1,5 km e profundidade mínima de 12 m. O

canal de acesso se estende por 1,4 km, com largura de 70 m e profundidade de 6 m.

O cais comercial tem, atualmente, extensão de 431 m, dispondo de três berços de atracação com profundidades variando entre 3 e 6 m. Possui dois armazéns, cuja área total é de 3.300 metros quadrados, com capacidade de 12.000 toneladas e conta, ainda, com dois pátios descobertos totalizando 3.584 metros quadrados.

A Gerência do Porto de Niterói está localizada na Avenida Feliciano Sodré, nº 215, Centro – Niterói/RJ – CEP 24012-030.



FIGURA II.2.4.1.P-1: VISTA DO PORTO DE NITERÓI
FONTE: WWW.PORTOSRIO.GOV.BR/NITEROI/NITPOR

Terminal da RENAVE

Fundada em 1974 a RENAVE é atualmente o maior estaleiro de reparos navais da América Latina.

Localiza-se na Ilha do Viana na Baía de Guanabara, e permite fácil acesso pelo píer do Maruí, em Barreto, Niterói/RJ, onde *ferry-boats*, balsas e lanchas estão disponíveis sem qualquer custo e com regularidade, 24 horas por dia, 07 dias por semana (**Figura II.2.4.1.P-2**).

Situa-se junto às principais fontes de suprimento e de material do Rio de Janeiro, sendo beneficiada por uma excelente rede de comunicação e transporte, devido sua proximidade ao Aeroporto Internacional, Portos do Rio e de Niterói, e acesso fácil ao Rio de Janeiro, pela Ponte Presidente Costa e Silva.

Em outubro de 1995, RENAVE e ENAVI, fundiram-se trazendo, para o novo empreendimento, ampla experiência em todos os tipos de reparos navais, docagens e conversões, com cinco diques disponíveis para o mercado e 1500 m

de ancoradouro repletos de recursos muito bem preparados para atender a grande exigência da comunidade naval nacional e internacional.

No mercado *offshore*, os clientes encontram na ENAVI & RENAVE a confiabilidade, qualidade e cumprimento de prazos e normas legais para sua atuação, que são imprescindíveis aos seus contratos de operação junto a seus contratantes.

Procurando sempre atender as necessidades de seus clientes, a ENAVI & RENAVE disponibilizam ao mercado um hotel dentro da própria ilha (*Offshore Inn*), com capacidade de acomodação de até 250 pessoas, com serviço completo de hotelaria.

A Gerência da ENAVI & RENAVE está localizada na Avenida do Contorno, 169; Barreto, Niterói/RJ – Brasil.

Tel: (21) 2628-1025; Fax: (21) 2624-1662 / 2628-7855.



FIGURA II.2.4.2.P-2: ESTALEIROS DA ENAVI & RENAVE
FONTE: WWW.ENAVI.COM.BR

Terminal da BRASCO

A Base de Apoio Logístico da BRASCO está localizada dentro do estaleiro da PROMAR, na Ilha da Conceição e foi projetada para operar como base de suporte das atividades operacionais de companhias envolvidas na atividade de exploração petrolífera (**Figura II.2.4.1.P-3**). Desde novembro de 2001, neste local, a Brasco construiu e opera um terminal portuário privativo de uso misto, direcionado a oferecer prestação de serviços e apoio logístico às atividades offshore e onshore.

A BRASCO não exerce nenhuma atividade industrial, apenas organiza o processo de encomenda, estocagem e recebimento de materiais das plataformas atendidas. Os materiais, inclusive os produtos químicos, não são utilizados para

qualquer atividade de industrialização na base e são estocados e manuseados em sistemas fechados. Os seguintes serviços poderão ser fornecidos pela BRASCO:

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

A Gerência da Brasco localiza-se na Rua Engenheiro Fábio Goulart, 302 e 605 – Parte – Contíguos, Ilha da Conceição, Niterói-RJ.
Tel: (21) 2718-9265; Fax: (21) 2718-9253.



FIGURA II.2.4.2.P-3: VISTA DO TERMINAL DA BRASCO
FONTE: WWW.BRASCO.COM.BR

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

As embarcações de apoio serão responsáveis pelo transporte de materiais necessários às operações e consumos na unidade de perfuração e na FPSO, tais como equipamentos, material de reposição, combustível, alimentos dentre outros, além do transporte de materiais e resíduos gerados nas unidades, com destino à base de apoio em terra. Em caso de emergência, essas embarcações também são responsáveis não só pelo socorro imediato, como pelo apoio no caso da ocorrência de eventuais riscos e danos que o acidente possa causar.

A logística de apoio a ser implementada durante a perfuração de desenvolvimento do Campo de Frade ainda encontra-se em fase de desenvolvimento, juntamente com o estabelecimento de diversos procedimentos operacionais em função da definição das embarcações de apoio a serem utilizadas. Ressalta-se que assim

que estas informações estiverem disponíveis, as mesmas serão enviadas ao CGPEG/IBAMA para sua apreciação.

Entretanto, cabe ressaltar que a **Chevron** possui rigorosos critérios operacionais e de saúde, segurança e meio ambiente (*HSE*, em inglês), que nortearão as diretrizes de desenvolvimento de cada ação nas fases de implantação da Produção no Campo de Frade.

A **Chevron** prevê utilizar cinco tipos de embarcações para apoio às suas operações no Campo de Frade: a) embarcação multi-funcional - MSV (*Multi Service Vessel*); b) embarcação de reboque – TSV (*Tug Supply Vessel*) e; c) embarcação para suprimento da plataforma – PSV (*Platform Supply Vessel*); d) embarcações de manuseio e lançamento de linhas e dutos – PLV (*Pipe Laying Vessel*); e e) embarcações de manuseio de âncoras – AHTV (*Anchor Handling Tug Vessel*).

As especificações mínimas requeridas pela **Chevron** para contratação destas embarcações são descritas a seguir.

a) Embarcação Multi-Funcional - MSV

Este tipo de embarcação corresponde a uma PSV modificada, com posicionamento dinâmico, contendo equipamentos especificados pela **Chevron**, de forma a constituir uma embarcação multiserviços mais adequada às operações em águas profundas no Campo de Frade. Além de executar as operações típicas de uma MSV, tais como pequenas instalações submarinas e trabalhos com veículo de operação remota (ROV), a embarcação requerida pela **Chevron** deverá ainda ser assistente para operações de completação e necessidades de suprimento para a unidade de perfuração semi-submersível dinamicamente posicionada e para a unidade de produção FPSO.

A **Chevron** requer que este tipo de embarcação esteja capacitado a realizar as seguintes funções:

- ♦ Acomodação e instalação de condutores, arvores de natal e cabeças de poço;
- ♦ Instalação de conectores e sistemas de escoamento submarino;
- ♦ Solução de problemas durante os testes com a FPSO de sistemas em campo;
- ♦ Prontidão com equipamentos terceirizados durante os testes e completação;
- ♦ Pesquisas preliminares do local, instalação e posicionamento de sensores acústicos em cada poço
- ♦ Suprimento de itens para perfuração (combustível, gel, barita, cimento, salmora, lama) e completação (tanques de etanol, etc).

Sistemas de Guinchos no Casco/Convés

As especificações do MSV descritas no **Quadro II.2.4.1.Q-1**, incluem dois sistemas de guincho de 150 t e 2500 m de tração, um dos quais compensado. O segundo sistema, não compensado, é utilizado para auxílio no lançamento de longos conectores que não podem se auto-suportar e serem pressionados através do lançamento de suas extremidades. O sistema de guincho compensado é utilizado para fixar árvores de natal de 45 t em estruturas submarinas e conectar cabos a árvores, sleds e plets (terminais de tubulações), onde os movimentos devem ser precisamente controlados.

Sistema *Moonpool*

O *moonpool* é uma abertura no casco do navio de perfuração por onde descem ao mar as tubulações e equipamentos e se processam as operações de perfuração.

As especificações do MSV apresentadas no Quadro II.2.4.1.Q.1 incluem a área de *moonpool*, mais o acesso no casco para lançamento de um ROV de 150 HP em sistema de trilhos guia.

A **Chevron** utiliza dados de avaliação das condições de mar durante as operações de lançamento de árvore de natal, de forma a reduzir os riscos e impactos sobre o fundo oceânico e danos ao equipamento. Para incrementar a disponibilidade das condições de tempo para trabalho, a **Chevron** recomenda que o *moonpool* esteja situado no centro da embarcação.

A **Figura II.2.4.1.Q-1**, a seguir, mostra uma desenho de uma embarcação MSV genérica, com várias das características descritas.

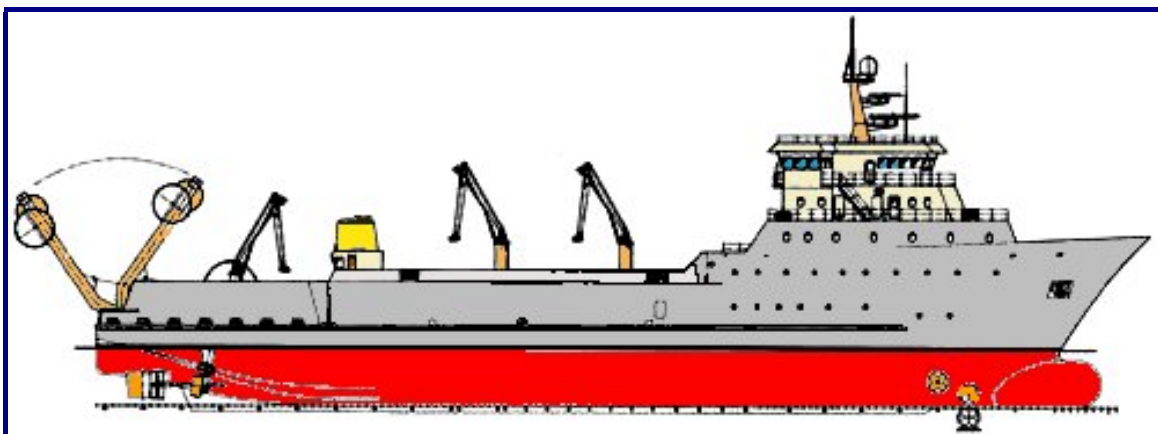


FIGURA II.2.4.1.Q-1: EMBARCAÇÃO DO TIPO MSV

FONTES: WWW.SOLENWATERS.CO.UK

b) Embarcação de Reboque - TSV

A TSV tem como principais atividades o suprimento da perfuração e da FPSO, além de assistir os navios tanques para *offloading*. A TSV corresponde a uma embarcação do tipo AHTS (de manuseio de âncoras) que requer força de tração estática de 130 t, conforme apresentado no **Quadro II.2.4.1.Q.2**. A TSV deve ser compartilhado pelas operações de perfuração, principalmente de suprimento, e pelas operações da FPSO, para suprimento e reboque no *offloading*.

Nos períodos que a atividade da TSV se torne mais necessária na assistência ao *offloading*, uma terceira embarcação, do tipo PSV, poderá ser temporariamente empregada para efetuar as necessidades de suprimento.

A TSV será empregada na operação com o ROV após a MSV deixar o local. Esta embarcação será suficientemente grande para conter um sistema ROV similar ao do MSV para as necessidades de manutenção durante a vida produtiva do campo.

A **Figura II.2.4.1.Q-2**, a seguir, mostra uma desenho de uma embarcação MSV genérica, com várias das características descritas.

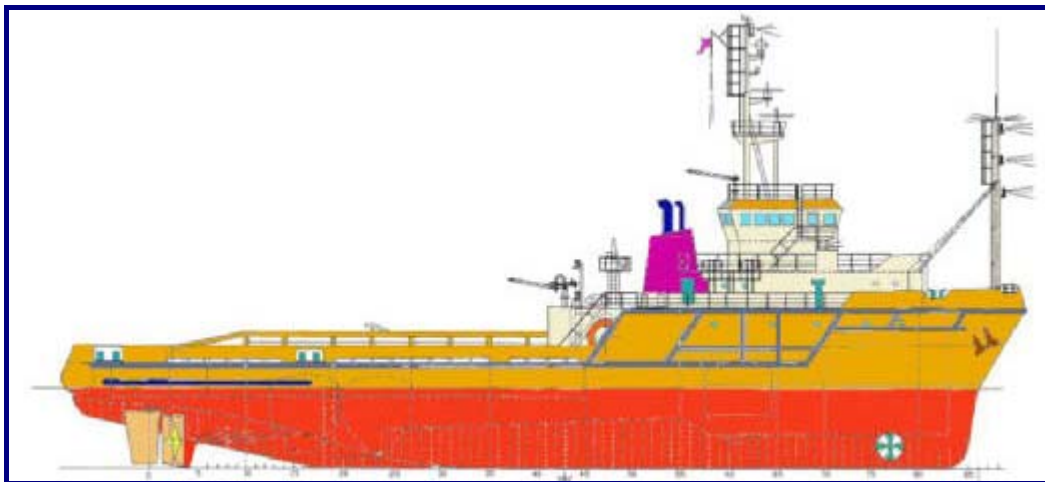


FIGURA II.2.4.1.Q-2: EMBARCAÇÃO DO TIPO TSV
FONTE: WWW.SOLENWATERS.CO.UK

c) Embarcação de Suprimento da Plataforma - PSV

A PSV a ser empregada nas operações do Campo de Frade constitui um embarcação de posicionamento dinâmico, com padrão típico na indústria offshore, que visa atender às necessidades de suprimento associada às operações de perfuração. A **Chevron** dará preferência a contratação de embarcações com bandeira e tripulações brasileiras.

d) Embarcação de Manuseio e Lançamento de Linhas e Dutos - PLV

Os PLV são um grupo especializados de embarcações, normalmente convertidos de outros tipos. São caracterizados pelos planos inclinados e aberturas operacionais em sua popa e fortes guindastes e sistemas de tração para o suporte dos cabos e estruturas que lança. Pode variar quanto a forma de ocupação do convés, em função do tipo de duto a ser lançado (rígidos ou flexíveis).

Os dutos e cabos podem ser carregados a bordo em seções montadas ou em grandes carretéis, de onde vão sendo lançados. Normalmente estas embarcações possuem capacidade para lançar dutos rígidos de 4" a 16" de diâmetro, e flexíveis de até 20" de diâmetro, até grandes profundidades.

Em função de sua especificidade, não coube uma pré-especificação de características operacionais para as alternativas em análise para operação na fase de instalação do desenvolvimento do Campo de Frade, como no caso das outras embarcações. No entanto, parâmetros como lâmina d'água operacional, capacidade de carga e experiências prévias na região foram diretrizes adotadas no processo de seleção.

A Figura II.2.4.1.Q-4, a seguir, mostra uma desenho de uma embarcação PLV do tipo balsa, própria para operação com dutos flexíveis.

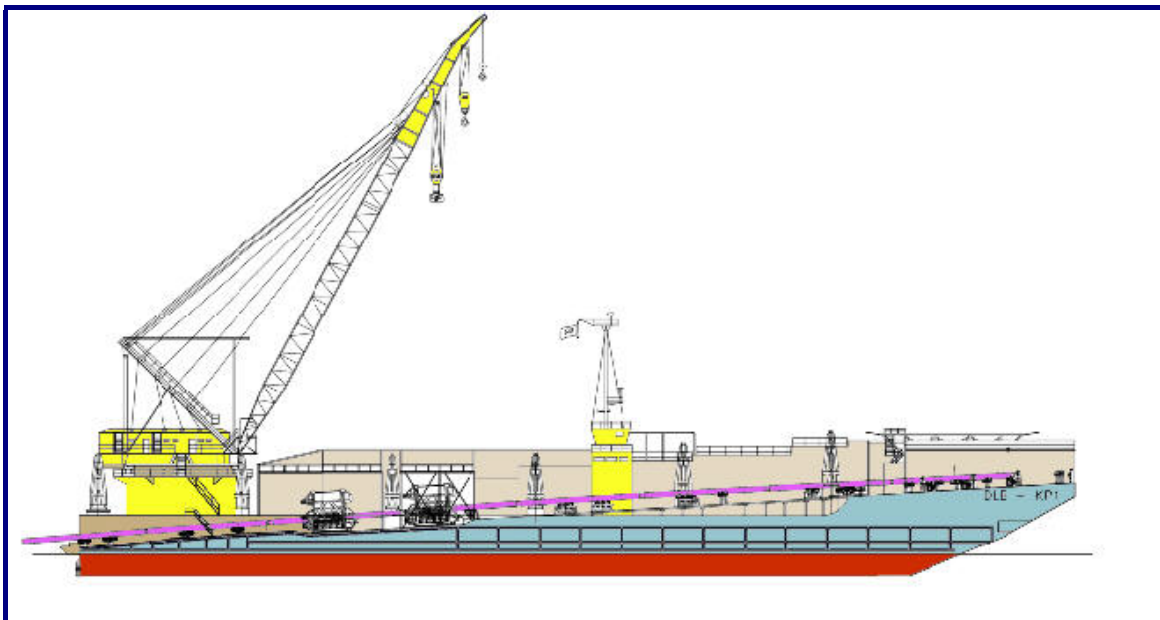


FIGURA II.2.4.1.Q-4: EMBARCAÇÃO DO TIPO PLV
FONTE: WWW.SOLENWATERS.CO.UK



e) Embarcação de Manuseio de Âncoras - AHTV

Especificação idêntica à TSV, podendo ser a mesma embarcação, já que terá ação específica no período de instalação das âncoras da FPSO e de pontos de ancoramento dos dutos (principalmente o gasoduto, em função da sua extensão).

As especificações preliminares requeridas pela **Chevron** para as embarcações MSV, TSV e PSV são apresentadas nos **Quadros II.2.4.1.Q.1, II.2.4.1.Q.2 e II.2.4.1.Q.3:**

QUADRO II.2.4.1.Q.1 – ESPECIFICAÇÕES MÍNIMAS PARA EMBARCAÇÃO MULTI-FUNCIONAL – MSV

Descrição	Especificações CHEVRON
Nome da embarcação	
Classificação	IACS
Bandeira	Brasil
Dimensões Gerais	
Comprimento	80m
Calado máximo	<7m
Largura da boca	>15m
Peso aproximado	4.000 t
Motores e Energia	
Motores principais	> 7000 BHP
Força de tração estática	>25 t
Thrusters	
Proa (tunel)	1 x 1200 BHP CP
Proa (retrátil)	1 x 1200 BHP CP Azimute
Popa Principal	Z- thrusters direção principal (azimute)
Popa (tunel)	OR 2 x 1000 BHP CP Tunnel
Auxiliares	
Gerador	2 x 2500 kW
Gerador a Diesel	2 x 400 kW
Gerador de energia diesel a bombordo	1 x 80 kW
Velocidade/Consumo	
Velocidade máxima	
Econômica (Velocidade / consumo)	12 nós / ~10 t / 24 hrs
Consumo	
No porto	
Parado no mar	
Sistema de Posicionamento Dinâmico	
	DP 2 e sistema de referência DGPS
Equipamento do Convés	
Capstan (quantidade/taxa)	2 x hidráulico / 15 t
Guincho do deck	4 x hidráulico / 30 t
Guindaste Hidráulico	1 cada / 25 t@15m x 35 t/10 m
	1 x Guindaste Hidráulico, 10 t/15m x 15 t/10 m
200m guincho de tração	Traseira do moonpool, 76mm x 2,500m de cabo
Rolamento de boreste	3m dia x 4m length
Pegadores	2 x 250t unidades
Estruturas de ancoragem	2 sets
Guindaste do deck	50 t
Embarcação de salvatagem rápida	Sim
Embarcação de salvatagem com rede entrelaçada	Sim
Equipamento de Instalação Submarina	
Moonpool(s)	10m x 5m mínimo, com deck e acessos ao casco.
Sistema de redução do heave	(guinchos ou guindastes) distância de 2,500m
Sistema de Içamento	150 t (Guindaste ur A-frame)
ROV	2 x 150hp distância 2,500m com sistema de trilho de lançamento



Descrição	Especificações CHEVRON
Especificações do Convés (aproximadas)	
Comprimento	25 m (livre após o guincho de tração e moonpool)
Carga	1000 t
Largura	15 m
Área	375 m ²
Força	10 t/ m ²
Capacidade Líquida (aproximada)	
Água potável	300 m ³
Perfuração/Água de lastro (fresca)	900 m ³
Óleo Combustível / Diesel	1200 m ³
Salmora SG 2.5	300 m ³
Lama líquida SG 2.5 (base óleo ou água)	600 m ³ Total (2 sist. segregados)
Base Óleo	80 m ³
Etanol	170 m ³
Armazenamento a Granel	
	Total 226 m ³ / 4 tanks
Taxa de Transferência de Material (aproximada)	
Cimento	75 t/h
Lama base óleo	2 x 75 m ³ /h
Água doce	150 m ³ /h
Água industrial (para perfuração)	300 m ³ /h
Óleo	150 m ³ /h
Salmoura	75 m ³ /h
Etanol	150 m ³ /h
Outros Equipamentos da Ponte	
Joystick	Sim
Piloto Automático	Sim
Giro-compasso	Sim
Radares	Sim (2)
Registrador de Velocidade	Sim
Navegador	Sim
DGPS	Sim
Ecobatímetro	Sim
Navtex	Sim
Fax de tempo	Sim
Satélite de Comunicação	Sim, com conexão de internet em banda larga
Radio VHF	Sim (4 estacionários)
EPIRB	Sim (2)
Transdutores Radar	Sim (2)
VHF portátil	Sim (6)
Bússola Magnética	Sim (2)
Acomodações	
Total de Pessoas	52
Cabines simples com banheiro e toaletes	24
Cabines duplas com banheiro e toaletes	6
4 cabines principais	4
Escritórios/ cabines simples com conexão à Internet.	2 escritórios
Combate ao Fogo	
	2 postos (7.200 m ³ /hr)

QUADRO II.2.4.1.Q.2 – ESPECIFICAÇÕES MÍNIMAS PARA EMBARCAÇÃO DE REBOQUE - TSV

Descrição	Especificações CHEVRON
Nome da embarcação	
Classificação	IACS
Bandeira	Brasil
Dimensões Gerais	
Comprimento	65m
Calado máximo	<7m
Largura da boca	~15m
Peso aproximado	4.000 t
Motores e Energia	
Motores principais	> 12000 BHP
Força de tração estática	>130 t
Thrusters	
Proa (tunel)	1 x 450 BHP CP
Proa (retrátil)	1 x 450 BHP CP Azimute
Popa Principal	Z- thrusters direção principal (azimute)
Popa (tunel)	OR 1 x 800 BHP CP Tunnel
Auxiliares	
Gerador	1 x 500 kW
Gerador a Diesel	2 x 250 kW
Gerador de energia diesel a bombordo	1 x 90 kW
Velocidade / Consumo	
Velocidade máxima	~14 nós
Econômica Velocidade / consumo	~11 kts /~10 t/24 hrs
Consumo	
No porto	0.5 t /24hrs
Parado no mar	~5-6 t /24hrs
Sistema de Posicionamento Dinâmico	
	DP 2, classificado e sistema de referencia DGPS
Equipamento do Convés	
Capstan (qde/taxa)	2 x hidráulico / 15 t pull
Guincho de convés	4 x hidráulico / 30 t pull
Guindaste hidráulico	1 ea / 25 tons@15m x 35 tons/10 m
Reboque de âncora e manuseio de guincho	Tambor duplo hidráulico, capacidade de descida na água: 1000 m of 64mm cada tambor Linha de puxada: 200 t freio: 350 t força de retenção estática
Carretel	1.000m of 64 mm de cabo
Rolamento de boreste	3m dia x 4m comprimento
Pegadores	2 x 250t unidades
Estruturas de ancoragem	2 conjuntos
Barco de salvatagem rápido	Sim
Áreas de salvatagem com redes entrelaçadas	Sim
Equipamentos de Instalação Submarina	
ROV	Espaço para instalar o sistema



Descrição	Especificações CHEVRON
Especificações do Convés (aproximada)	
Comprimento	30 m
Carga	500 t
Largura	15 m
Área	450 m ²
Força	5 t/ m ²
Capacidades Líquidas (aproximadas)	
Água potável	300 m ³
Perfuração/Água de lastro (fresca)	500 m ³
Oleo Combustível / Diesel	800 m ³ (carga/domestica)
Salmora SG 2.5	100 m ³
Lama líquida SG 2.5 (base óleo ou água)	100 m ³
Base Óleo	80 m ³
Etanol	100 m ³
Armazenamento a Granel	
	Total 226 m ³ / 4 tanques
Taxa de Transferência de Material (aproximado)	
Cimento	75 t/h
Lama base óleo	80 m ³ /h
Água doce	150 m ³ /h
Água industrial (para perfuração)	300 m ³ /h
Combustível / óleo	150 m ³ /h
Salmoura	75 m ³ /h
Etanol	150 m ³ /h
Outros Equipamentos da Ponte	
Joystick	Sim
Piloto Automático	Sim
Giro-compasso	Sim
Radares	Sim (2)
Registrador de Velocidade	Sim
Navegador	Sim
DGPS	Sim
Ecobatímetro	Sim
Navtex	Sim
Fax de tempo	Sim
Satélite de Comunicação	Sim, com conexão de internet em banda larga
Radio VHF	Sim (4 estacionários)
EPIRB	Sim (2)
Transdutores Radar	Sim (2)
VHF portátil	Sim (4)
Bússola Magnética	Sim (2)
Acomodações	
Total de Pessoas	22
Cabines simples com banheiro e toaletes	5
Cabines duplas com banheiro e toaletes	4
4 cabines principais	2
Escritórios/ cabines simples com conexão à Internet.	1 escritório
Combate ao fogo	
	1 posto (7.200 m ³ /hr)

QUADRO II.2.4.1.Q.3 – ESPECIFICAÇÕES MÍNIMAS PARA EMBARCAÇÃO DE SUPRIMENTO - PSV

Descrição	Especificações CHEVRON
Nome da embarcação	
Classificação	IACS
Bandeira	Brasil
Dimensões Gerais	
Comprimento	70m
Calado máximo	<7m
Largura da boca	>12m
Peso aproximado	2.800 t
Motores e Energia	
Motores principais	~ 8000 BHP
Força de tração estática	>30 t
Thrusters	
Proa (tunel)	1 x 450 BHP CP
Proa (retrátil)	1 x 450 BHP CP azimute
Popa Principal	Z- thrusters direção principal (azimute)
Popa (tunel)	OR 1 x 800 BHP CP
Auxiliares	
Gerador	1 x 500 kW
Gerador a Diesel	2 x 250 kW
Gerador de energia diesel a bombordo	1 x 90 kW
Velocidade / Consumo	
Velocidade máxima	~14 kts
Econômica	~11 kts /~10 t/24 hrs
Velocidade / consumo	
Consumo	
No porto	0.5 t /24hrs
Parado no mar	~5-6 t /24hrs
Sistema de Posicionamento Dinâmico	
	DP 1 e sistema de referência DGPS
Equipamento do Convés	
Capstan (qde/taxa)	2 x hidráulico / 15 t
Guincho do convés	4 x hidráulico / 30 t
Guindaste hidráulico	1 cada/ 25 t@15m x 35 t/10 m
Embarcação de resgate rápida	Sim
Área de embarcação de resgate com rede entrelaçada	Sim
Especificações do Convés (aproximada)	
Comprimento	45 m
Carga	2000 t
Largura	13 m min
Área	585 m ²
Força	5 t/ m ²
Capacidades Líquidas (aproximadas)	
Água potável	300 m ³
Perfuração/Água de lastro (fresca)	500 m ³
Gas Oleo / Diesel	800 m ³ (carga/domestico)
Salmoura SG 2.5	100 m ³
Lama líquida SG 2.5 (base óleo ou água)	200 m ³
Base Óleo	100 m ³



Descrição	Especificações CHEVRON
Armazenamento a Granel	
	Total 226 m ³ / 4 tanques
Taxa de Transferência de Material (aproximada)	
Cimento	75 t/h
Lama base óleo	80 m ³ /h
Água doce	150 m ³ /h
Água industrial (para perfuração)	300 m ³ /h
Gás óleo / Diesel	150 m ³ /h
Salmoura	75 m ³ /h
Etanol	150 m ³ /h
Outros Equipamentos da Ponte	
Joystick	Sim
Piloto Automático	Sim
Giro-compasso	Sim
Radares	Sim (2)
Registrador de Velocidade	Sim
Navegador	Sim
DGPS	Sim
Ecobatímetro	Sim
Navtex	Sim
Fax de tempo	Sim
Satélite de Comunicação	Sim, com conexão internet banda larga
Radio VHF	Sim (4 estacionárias)
EPIRB	Sim (2)
Transdutores Radar	Sim (2)
VHF portátil	4
Bússola Magnética	Sim (2)
Acomodações	
Total de Pessoas	22
Cabines simples com banheiro e toaletes	5
Cabines duplas com banheiro e toaletes	4
4 cabines principais	2
Escritórios/ cabines simples com conexão à Internet.	1 escritório
Combate ao Fogo	
	2 postos (7.200 m ³ /hr)

II.2.4.2 Atividade de Produção

II.2.4.2.A Descrição Geral dos Processos de Produção

A atividade de produção de petróleo e gás no Campo de Frade contempla diversos processos, utilidades e instalações (principais e auxiliares), entre os quais se destacam:

- a) sistemas de processamento primário (separação trifásica da produção e tratamento dos fluidos);
- b) recuperação secundária do reservatório (captação, tratamento e injeção de água do mar e tratamento e injeção da água de produção);
- c) utilidades de suporte (água industrial, energia elétrica, produção de calor, combustível, tratamento de efluentes, entre outros);
- d) armazenamento e;
- e) escoamento da produção.

As facilidades envolvidas nestes processos serão instaladas na unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência – **FPSO**, sendo que o escoamento do gás se dará através de um gasoduto para o sistema do Campo de Roncador; e o óleo, por navios tanques aliviadores. Estes petroleiros receberão periodicamente a produção armazenada na FPSO e a transportarão para processamento em unidades terrestres.

A produção do campo será explotada através de poços individuais perfurados nos reservatórios N570, N560 e N545/N540, totalizando 12 poços produtores e 7 injetores de água, que entrarão em operação em duas fases, conforme detalhadamente descrito na **seção II.2.4.2.1**.

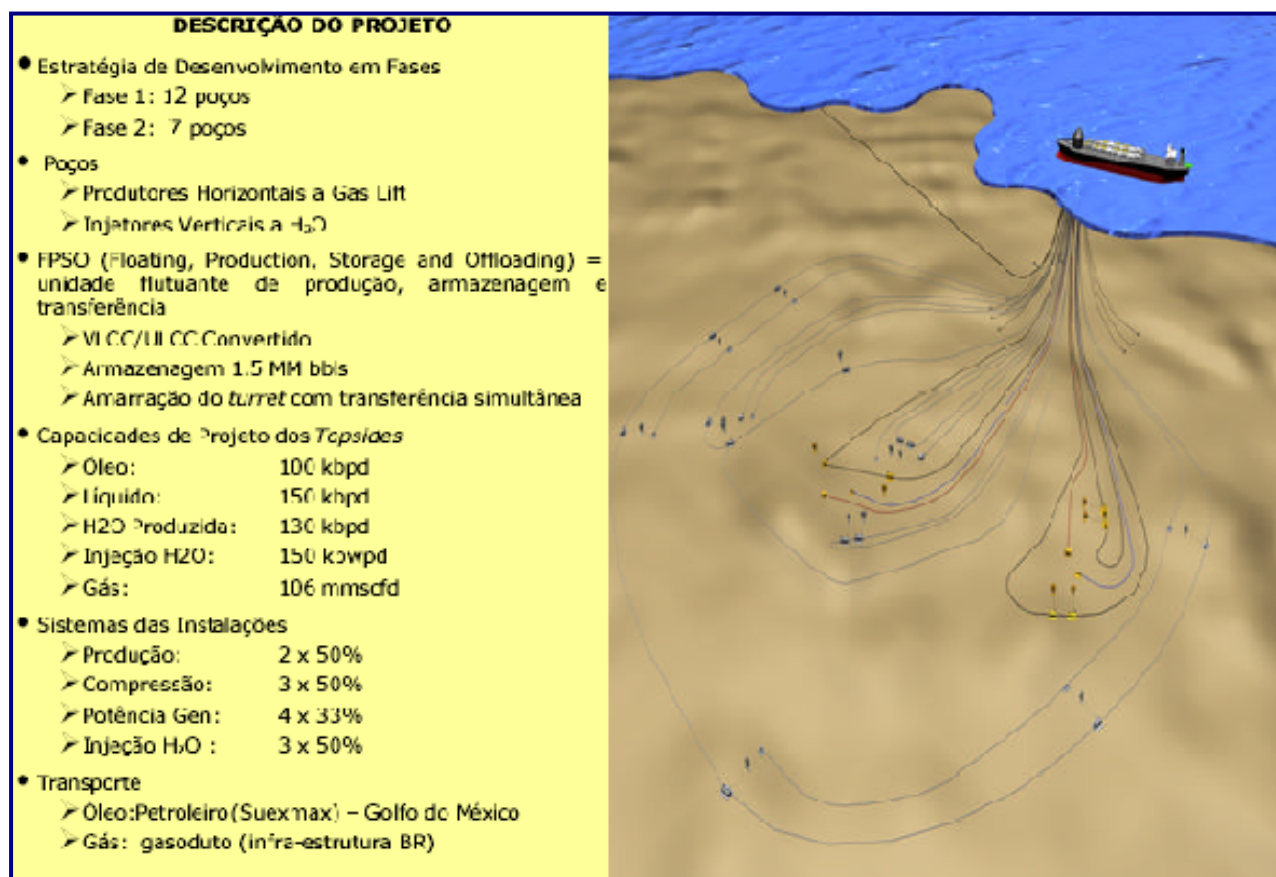
Toda a produção do petróleo bruto (óleo-água-gás) será extraída mediante *gas lift* e recebida através de *risers* individuais conectados a FPSO. Esta unidade será ancorada por uma torre interna (*turret*) que alojará os *risers* de produção, injeção e exportação de gás.

O sistema de separação trifásico operará em dois estágios realizando a separação do óleo, do gás e da água produzida, sendo o óleo armazenado nos tanques de carga da FPSO e descarregado diretamente pela popa da unidade, através de sua transferência para navios tanques aliviadores utilizados na exportação de petróleo.

O projeto prevê a injeção de água do mar tratada e desaerada para recuperação secundária do reservatório, assim como a reinjeção de toda água de produção.

O gás produzido será coletado no sistema de compressão e utilizado como combustível na FPSO, para o sistema de *gas lift* de apoio à produção e, para exportação. Devido às incertezas de comercialização do gás excedente, o projeto prevê que o mesmo poderá ser reinjetado na formação permitindo sua utilização futura.

A **Figura II.2.4.2.A-1**, a seguir, resume as principais características do projeto de desenvolvimento do Campo de Frade.



Legenda:

VLCC/ULCC: *Very Large Cargo Capacity / Ultra Large Cargo Capacity*

FIGURA II.2.4.2.A-1: ESTRATÉGIA DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE FRADE

a) Processamento Primário

O processamento primário consiste em ações de tratamento e separação trifásica de óleo, água e gás natural, que extraídos dos fluidos do poço de produção são coletados e processados na FPSO.

Nas instalações da FPSO, os fluidos do poço que foram artificialmente extraídos por elevação com gás dos poços (*gas lift*) são recebidos através dos

risers que chegam ao *turret* da FPSO, e são direcionados para as instalações de produção ou de teste, via *manifolds* específicos.

O *turret* é constituído de uma estrutura em torre tipo tubulão com rolamentos, instalada no casco da FPSO e fixada ao fundo do mar por um sistema de cabos e amarras, que permite que o navio gire, mantendo-se alinhado às forças de vento e correntes, e através do qual os *risers* de produção, exportação, injeção e umbilicais eletro-hidráulicos são interligados a FPSO. As especificações do sistema de *turret* da FPSO são apresentadas na **seção II.2.4.2.C.**

Processamento do óleo, da água e do gás produzidos

Os fluidos produzidos serão pré-aquecidos de forma a reduzir a sua viscosidade e melhorar a eficiência da separação gás-líquido.

Para que sejam cumpridas as especificações de salinidade do óleo cru para exportação, o óleo do Frade exigirá um processo de dessalinização em dois estágios, e diluição com água doce gerada nas instalações de Tratamento de Água do Mar e de Desidratação.

A separação água/óleo compreende um processo de desidratação e dessalinização do óleo em dois estágios, onde a água e o óleo cru recuperam o calor gasto no processo, através da troca de calor da água do desidratador pelos fluidos a montante do Separador de Produção e de um Trocador de Óleo. Serão utilizados trens duplos no processo, com o objetivo de limitar os diâmetros dos trocadores e do vaso de processo para melhorar a confiabilidade do sistema (**Figura II.2.4.2.A-2**).

O projeto de desenvolvimento do Campo de Frade prevê uma ação inovadora: não haverá descarte de água produzida no mar. O projeto prevê a reinjeção de toda água produzida no reservatório após tratamento prévio. O Sistema de Tratamento de Água Produzida inclui hidrociclones e célula de flotação de óleo, que possibilitam a obtenção de teores inferiores a 400 ppm de óleo na água para sua reinjeção.

O óleo cru para exportação será adicionalmente resfriado com água do mar em um trocador, antes de ser armazenado nos tanques do casco da FPSO, para evitar que a temperatura máxima especificada seja excedida.

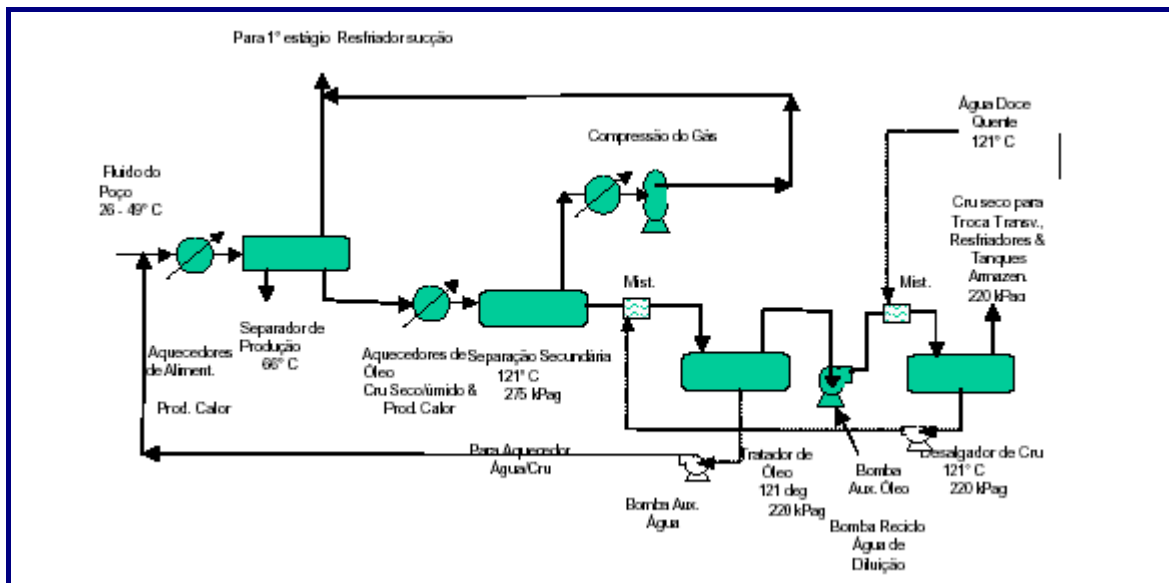


Figura II.2.4.2.A-2: DIAGRAMA DE UM TREM DO PROCESSO PRELIMINAR DE SEPARAÇÃO E DESIDRATAÇÃO DO ÓLEO

Sistema de Tratamento de Gases

O gás coletado em cada estágio de separação será comprimido, resfriado e desidratado para fornecer o suprimento de gás a ser utilizado como combustível, para o sistema de *gas lift* e para exportação.

O processo de condicionamento dos gases da FPSO inclui dois conjuntos de compressores de gás natural com três estágios em operação, e um terceiro conjunto de compressão também de três estágios, em caráter de reserva (*stand-by*), para comprimir adicionalmente o gás de reinjeção. Para fins de elevação com gás, a pressão de recalque de projeto do terceiro estágio é de 21.000 kPag, e caso haja necessidade de reinjeção do gás na formação, haverá um quarto estágio de compressão a uma pressão de recalque de 31.000 kPag (**Figura II.2.4.2.A-3**).

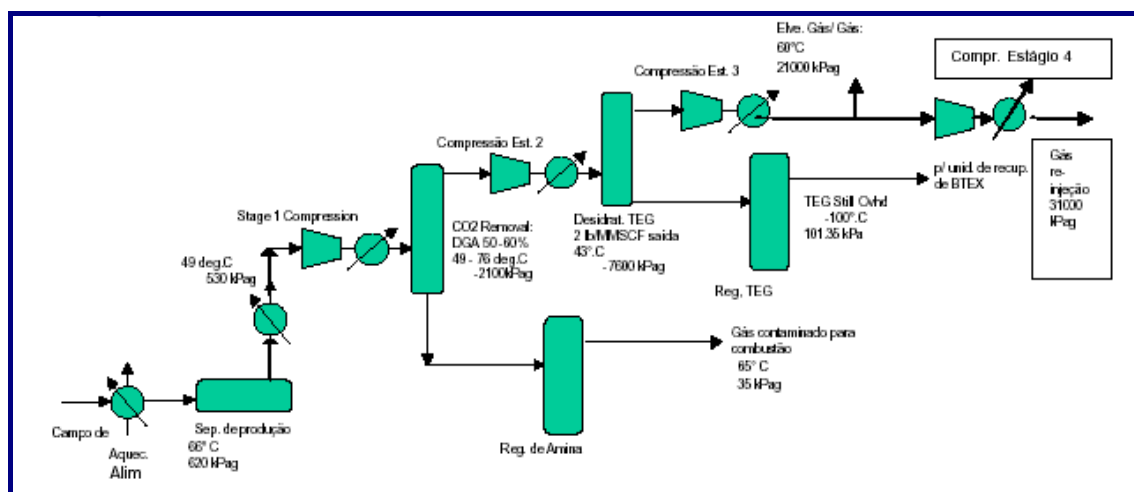


FIGURA II.2.4.2.A-3: DIAGRAMA DO CONDICIONAMENTO PRELIMINAR DO GÁS

O Tratamento do Gás Ácido com DGA (diglicolamina) para remoção de CO₂ e H₂S, deverá estar localizado após o primeiro estágio da compressão do gás de processo. A DGA foi selecionada devido à baixa especificação de CO₂ para o gás de injeção. Além disso, os sistemas normais de amina tendem a ser seletivos para H₂S e a passar através do CO₂. Ao tratar toda a corrente de gás, o conteúdo de CO₂, inclusive no gás utilizado para o auxílio da elevação da produção (*gas lift*), será reduzido para menos de 2%.

Uma vez tratado, o gás do *gas lift* mistura-se ao gás produzido, reduzindo efetivamente o teor de CO₂ do gás que retorna às instalações na planta de tratamento (*topside*) da FPSO a pouco mais de 4%. Após o contato com o DGA existente no sistema de tratamento de gás ácido, o conteúdo de CO₂ deste gás diminui para cerca de 0,25% por volume.

A desidratação do gás é realizada em um sistema de desidratação TEG (trietilenoglicol) convencional, localizado a jusante do segundo estágio da compressão do gás de processo.

O gás produzido será utilizado como combustível a bordo da FPSO, para vendas e para o auxílio da elevação da produção com o *gas lift*. Caso em alguma fase da produção no Campo do Frade, o volume de gás produzido for maior que estes consumos, o gás excedente poderá ser reinjetado na formação auxiliando na recuperação e para uso futuro.

b) Recuperação Secundária do Reservatório: Sistema de Injeção de Água do Mar e Reinjeção de Água Produzida

A recuperação secundária do reservatório é realizada através da injeção de água do mar e de água produzida nos poços deste sistema, de forma a manter a pressão de produção no reservatório. Desta injeção, a maior parcela corresponde à água do mar.

O processo de injeção inicia com a elevação da água do mar para a FPSO por bombas de captação localizadas em tubulões no bordo da embarcação. Na FPSO, a água elevada é conduzida através de filtros retrolaváveis para um desaerador a vácuo. Um seqüestrador de oxigênio é injetado por compressores a vácuo no desaerador para reduzir o conteúdo de oxigênio dissolvido até teores abaixo que 10 ppb.

A água desaerada é bombeada a partir do desaerador, através das bombas auxiliares de injeção para um tanque onde será misturada à água produzida tratada. Daí, passam em seguida por outro conjunto de bombas de injeção, direcionando, através do *turret*, para os poços injetores individuais. Uma parte da água desaerada é direcionada para o Gerador de Água Doce, que é uma unidade de osmose reversa que gera água de lavagem para dessalinização.

Também é previsto no processo de injeção de água, a instalação futura de um sistema de desulfatação. Este tratamento tem sido utilizado nos últimos anos em sistemas de produção, para evitar entupimentos na coluna de produção. Estes entupimentos são decorrentes das incrustações e precipitações provocadas pela mistura da água do mar (que possui alto teor de enxofre) com outros componentes químicos indesejáveis.

c) Utilidades de Suporte

Os principais serviços de utilidade realizados na FPSO consistem no sistema de água industrial, na geração de energia, no sistema de recuperação de calor, na provisão de combustíveis e no tratamento de efluentes, conforme descrito a seguir.

Água Industrial

A água industrial será extraída do sistema de injeção de água. Um de seus principais usos será alimentar as unidades de osmose reversa utilizadas para fornecer água doce para lavagem de óleo cru.

Energia Elétrica

As instalações de produção da FPSO utilizarão geradores elétricos acionados por turbinas capazes de utilizar dois tipos de combustível para geração de energia elétrica (gás e óleo). A geração de energia será equipada com quatro geradores, normalmente acionados por gás combustível com 25% de capacidade, cuja potência será definida no detalhamento, estimada em 13,5 MW por unidade. Na partida, esses geradores serão acionados por diesel. A carga atualmente prevista de pico das instalações da FPSO é de aproximadamente 54 MW.

Sistema de Recuperação de Calor (WHRU)

Não serão utilizadas as caldeiras de vapor da FPSO. Na área do *topside* será instalado um sistema de recuperação de calor do tipo circuito fechado com inibidor de corrosão.

Estas unidades serão instaladas para recuperação do calor da exaustão das turbinas a gás dos geradores. Elas gerarão calor suficiente para satisfazer as demandas do processo da FPSO, exceto para o aquecedor do TEG (trietilenoglicol, para desidratação do gás), aquecedor de gás produzido e aquecedor suplementar de gás combustível de alta pressão, que disporão de aquecedores elétricos.

Combustível

A geração de energia se dará basicamente através do gás combustível proveniente do sistema de separação trifásica da produção da unidade. O diesel será fornecido por barcos e transferido para a FPSO para ser armazenado em tanque apropriado da unidade.

O uso dos conjuntos de geradores para as instalações de produção, com turbinas capazes de operar com dois tipos de combustíveis (gás ou diesel), dará flexibilidade à transição, para passar a gás de processo condicionado, como combustível durante a maior parte da vida do campo. Futuramente, o reservatório não produzirá gás suficiente associado, havendo então a necessidade de sua importação através do sistema de dutos ou sua recuperação dos poços de injeção. O combustível diesel permanecerá, portanto, como uma fonte de reserva durante toda a vida do projeto.

Tratamento de Efluentes

Todos os efluentes (esgotos, águas drenadas, água produzida, água oleosa) serão tratados na FPSO, conforme detalhadamente descrito na **seção II.2.4.2.L** deste documento.

d) Armazenamento da Produção

O óleo cru processado será armazenado nos tanques de carga da FPSO, que terá capacidade de armazenamento para 1,5 milhões de barris. Estes tanques possuem interligação feita através de dutos de transferência, sendo operados pelo controle de lastro da FPSO, a fim de garantir sua estabilidade.

Durante a armazenagem é utilizado um sistema de inertização com pressurização por nitrogênio (N₂), a fim de minimizar a geração de atmosfera explosiva, 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.

e) Escoamento da Produção de Óleo e Gás

O escoamento da produção utilizará navios tanques aliviadores no transporte do óleo armazenado nos tanques da embarcação de produção, e um duto de exportação até o PLAEM de Roncador para o gás.

Transferência da produção de óleo (Offloading)

Quando atingida a capacidade de armazenamento operacional dos tanques de armazenamento da FPSO, 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 da FPSO, onde se encontra o mangote de transferência de óleo. Geralmente são utilizadas unidades de apoio durante a operação, ficando uma ligada através do cabo de âncora ao aliviador, para ajudá-lo a manter a posição e o afastamento da FPSO (necessário à segurança da operação); e outra em tarefas de passagem de cabos e do mangote entre a FPSO e o navio tanque aliviador. A operação de *offloading* tem duração variável, sendo função do volume a ser transferido e da vazão utilizada.

As pressões de bombeamento são constantemente verificadas durante o processo, em função de sua correspondência direta com a quantidade de produto transferido de modo a se detectar possíveis vazamentos e interromper o bombeamento.

Dentro do mangote, no início da transferência, encontra-se apenas água. Ao conectar a FPSO ao navio tanque aliviador, o mangote é pressurizado e inicia-se o bombeio do óleo da primeira para a segunda embarcação. A água do mangote é armazenada no tanque de água oleosa do aliviador e quando começa a chegar o óleo a esta embarcação, o fluxo é direcionado para os tanques de armazenamento.

Ao final da transferência, novamente é bombeada água para manutenção da pressão de operação. Quando é verificada a chegada de água no recebimento pelo aliviador, o fluxo é novamente direcionado para o tanque de água oleosa e a transferência interrompida. Desta forma, o mangote fora de operação possui somente água em seu interior, e nenhum efluente passado por ele é descartado ao mar, preservando a qualidade ambiental local.

Exportação do gás

A exportação do gás para venda será feita através de um duto de 10" com cerca de 50 km, da FPSO do Frade até o PLAEM No. 1 do gasoduto de exportação do Campo Roncador, localizado a sudoeste do Campo de Frade. Este duto servirá para exportar o excedente do gás produzido para terra, e possivelmente, para receber gás daquele mesmo sistema necessário às

operações nas instalações do Frade quando o campo vier a ter deficiência do combustível.

Observa-se que, contribuindo para a avaliação ambiental do campo, todo o balanço do gás produzido será analisado. O gás consumido como combustível também será medido, juntamente com o suprimento de combustível extraído depois da desidratação do gás.

Todos os medidores de vendas de gás serão aferidos de acordo com os "Regulamentos para Medição da ANP/INMETRO".

A **Figura II.2.4.2.A-4** apresenta o arranjo geral das instalações do Frade. Esta figura mostra a posição da FPSO e do duto de exportação de gás, e a forma com que o duto se conecta ao sistema da Petrobras.

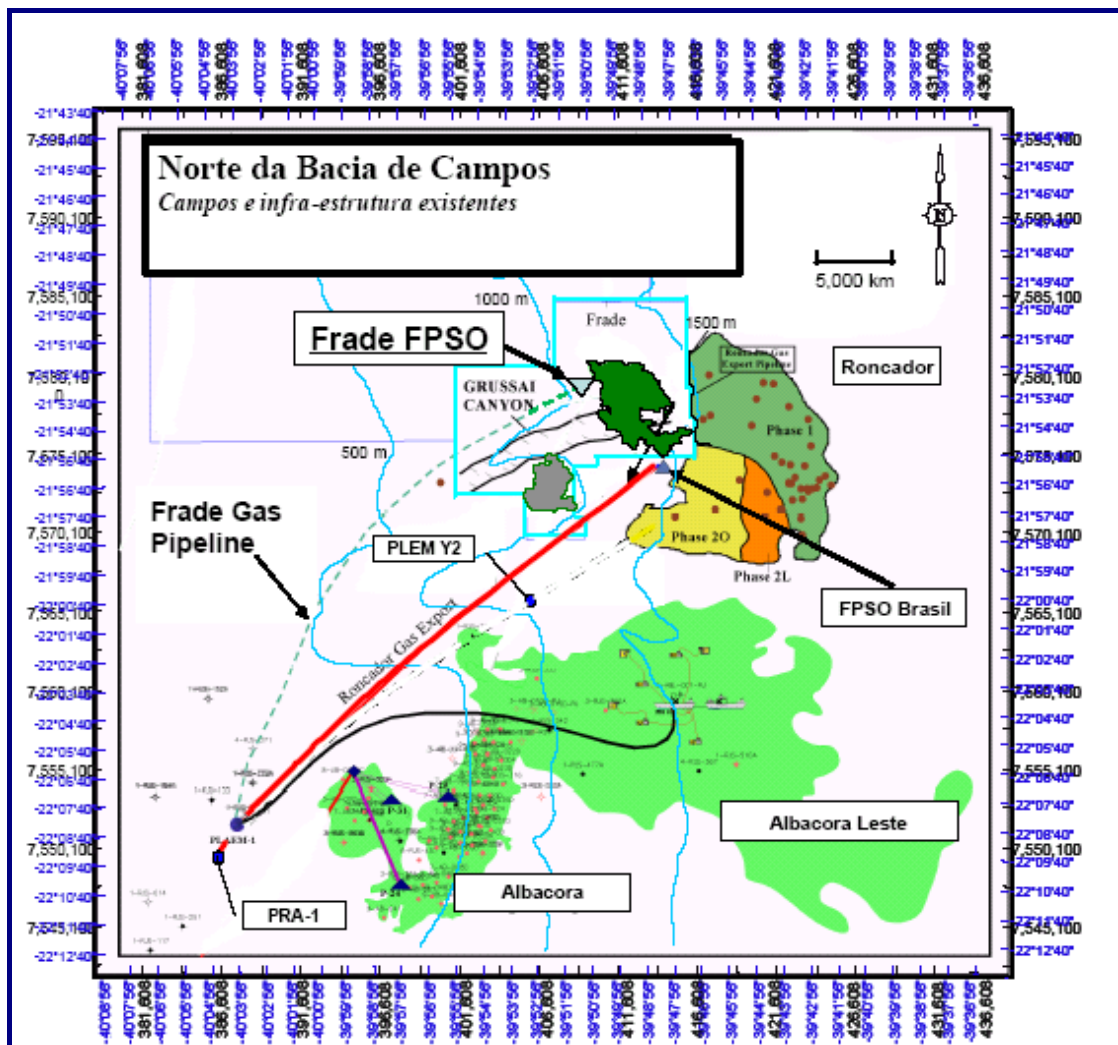


FIGURA II.2.4.2.A-4: INFRA-ESTRUTURA PREVISTA PARA ESCOAMENTO DE GÁS

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

Procedimentos de Reconhecimento e Escolha de Locações

Conforme mencionado nas **seções II.2.2.2 e II.2.3.3**, os planos de locação dos equipamentos submarinos foram elaborados com base em investigações e estudos geotécnicos e geológicos realizados em 2005 e início de 2006. Quando da realização da instalação, estes planos serão ratificados por um novo levantamento geofísico e geotécnico a ser realizada previamente ao início das operações.

Os planos elaborados para o cruzamento de cânions submarinos irão nortear a disposição das linhas do sistema submarino. As posições dos cânions foram inspecionadas com maior precisão durante o levantamento geofísico, de forma a permitir eventuais ajustes das rotas planejadas para a colocação de tubulações, com o intuito de evitar sempre que possível o cruzamento com os mesmos..

No caso da tubulação do gás, o desenho atual prevê uma rota circundante aos cânions de Grussaí e Itapemirim, que viabilize um duto amplo e curvo e evite qualquer topografia mais acidentada. Esta rota é mais longa, mas possibilitará ao duto um grau de inclinação ascendente uniforme. Tal arquitetura evita os declives mais acentuados, os quais poderiam potencialmente acumular líquidos e ocasionar precipitação de impurezas do gás.

Ressalta-se que no projeto do Frade, a **Chevron** não prevê a instalação de tubulações em águas rasas ou que cheguem em terra.

Procedimentos para Lançamento, Ancoragem, Conexão e Comissionamento das Linhas de Escoamento

Planejamento do Sistema Submarino

O planejamento final de localização, traçado e ancoragem das estruturas que comporão o sistema submarino de produção do Projeto de Produção no Campo do Frade (equipamentos e dutos submarinos), com definição de coordenadas definitivas que permitam o seu mapeamento, somente será possível após a realização de inspeções submarinas na região. Estas inspeções, feitas por meio de um veículo de operação remota – **ROV**, apoiado em uma embarcação de apoio, permitirão identificar através de filmagens em vídeo as condições topográficas e geomorfológicas do fundo submarino nas rotas e locações previstas, considerando pequenas alterações que venham a ser incorporadas no projeto original em função de obstáculos ou situações inseguras observadas. Estudo já realizado e orelatorio final foi enviado. Na verdade foi usado um AUV

Conforme descrito na **seção II.2.1** deste estudo, as linhas e equipamentos dos poços do Campo de Frade serão instalados em duas fases:

- **Fase 1** (em 2008), após o final da fase inicial de perfuração até a chegada da FPSO, quando serão lançados os terminais, linhas, dutos e umbilicais (**Fase 1A**); e após a sua chegada (**Fase 1B**), quando serão feitas as conexões; e
- **Fase 2** (em 2010), as mesmas ações, de forma contínua (lançamento e conexão), relativas ao segundo conjunto de poços, previsto para entrarem em operação no segundo semestre deste ano.

Lançamento de Linhas

Todas as atividades de lançamento de linhas e equipamentos submarinos serão realizadas a partir da embarcação especializada *MV Polar Queen*, cujas especificações são apresentadas na **seção II.2.4.2.F**. É válido ressaltar que os procedimentos de lançamento a serem adotados serão padrão para as duas fases, já que todas as linhas serão do mesmo tipo (flexíveis) e lançadas vazias.

Para realizar esta instalação, a embarcação realizará diversas viagens entre a base de apoio e a locação a fim de embarcar carretéis de diversos tamanhos, com trechos de linhas e equipamentos que serão instalados, em função da seqüência operacional desta atividade.

As primeiras estruturas a serem lançadas serão os trechos da linha de exportação/importação de gás, que ligará o Campo do Frade ao Campo de Roncador (Petrobras), com uma distância aproximada de 50 Km. Conforme descrito anteriormente, ainda em função das incertezas do Projeto, estas linhas servirão para a exportação do gás excedente no início da produção e a possível importação do combustível ao longo desenvolvimento do Campo.

Em virtude da logística para o seu transporte, inicialmente serão instalados cerca de 40 Km, pelo fato dos carretéis com esta extensão das linhas virem do exterior já embarcados a bordo do *MV Polar Queen*. O restante será embarcado na base de apoio, sendo finalizado o lançamento até o final da **Fase 1A**.

O lançamento será iniciado pela extremidade próxima ao PLAEM-1 de Roncador (RO-PLAEM-1, ver **Figura II.2.1.5-1**), *manifold* responsável pela exportação das linhas de gás daquela unidade para terra. As linhas serão lançadas vazias e destamponadas ao longo de todo o trajeto passando pelo Campo do Frade até próximo ao local previsto para o posicionamento da FPSO (no lado oeste do Campo). Em cada extremidade da linha existirá um conjunto composto por um *manifold* de fim de linha (**PLEM – PipeLine End Manifold**) com uma válvula de intervenção submarina (**SSIV – SubSea Intervention Valve**), para controle do fluxo do produto.

Ainda na **Fase 1A**, juntamente com o lançamento das linhas de escoamento e umbilicais hidráulicos, serão instalados os **PLETs (PipeLine End Termination)** próximos à locação da FPSO. Estas estruturas servem para a convergência das linhas de produção e conexão com os segmentos verticais (*risers* - extremidades

de ligação vertical das linhas de escoamento, no fundo, até a FPSO, na superfície), que estarão conectados a FPSO. Também serão instaladas caixas terminais, que servem de proteção dos sistemas de controle do poço e que são ativados remotamente pelos comandos enviados através dos umbilicais. A ativação das válvulas de intervenção ou das válvulas de fechamento de poço, para interrupção da produção em caso de problemas, é feita por comando da FPSO, ou automaticamente, em caso de depressurização do umbilical. Para o caso de falha dos sistemas eletromecânicos, o **PLET** também permite o acionamento da válvula a partir de sua estrutura, através de operação utilizando um **ROV**.

Os **PLETs** e as caixas terminais serão carregados no convés do *MV Polar Queen* na base de apoio e instalados na locação com auxílio do guindaste e do guincho de lançamento da embarcação, atividade apoiada com o acompanhamento do **ROV**. A utilização destes equipamentos visa garantir o perfeito assentamento das estruturas nas posições e coordenadas definidas no leito marinho.

Tanto para o suporte de trechos de linhas, como de equipamentos (como as caixas terminais e os **PLETs**), poderão ser lançadas estruturas de apoio chamadas de trenós – **SLEDS** (ver **Figura II.2.4.2.B-1**). Estas estruturas são como trilhos que auxiliam a colocação dos equipamentos em trechos com a morfologia acidentada ou para vencimento de obstáculos submarinos, como pequenas encostas e/ou depressões.



FIGURA II.2.4.2.B-1: ESTRUTURA DE APOIO DO TIPO SLED

Todas as linhas e umbilicais hidráulicos serão lançados dos poços em direção à futura locação da FPSO, sendo conectadas nas respectivas estruturas de fluxo (**PLETs** ou caixas terminais) e, no caso das linhas de escoamento, aos seus *risers*.

Todos os *risers* – de exportação de gás, de produção, de injeção e de *gas lift* – serão flexíveis e lançados em seções na **Fase 1A**. Antes da chegada da FPSO, estes ficarão assentados no assoalho marinho até serem posteriormente içados e conectados a esta unidade, o que ocorrerá na **Fase 1B**.

As **Árvores de Natal Molhadas (ANM)** também serão embarcadas na base de apoio no *MV Polar Queen*, utilizando-se do guindaste e do guincho compensado, para possibilitar a sua descida e a sua colocação na posição correta no solo marinho, sobre a cabeça de cada poço. Os procedimentos e intervenções para instalação das **ANMs** e sua conexão às linhas de escoamento e umbilicais de controle serão realizados com o apoio do **ROV**, conforme especificação dos fabricantes das mesmas.

Os umbilicais hidráulicos, igualmente lançados pelo *MV Polar Queen*, serão levados à área do projeto em bobinas de 9,2m de diâmetro externo. Todas estas linhas serão conectadas com dispositivos distorcedores em suas extremidades de conexão com as caixas terminais, a fim de reduzir os esforços de torque e tensão em ambos os elementos durante a operação de lançamento dos umbilicais.

As **Figuras II.2.4.2.B-2 a II.2.4.2.B-5** apresentam esquematicamente a seqüência de instalação destas estruturas.

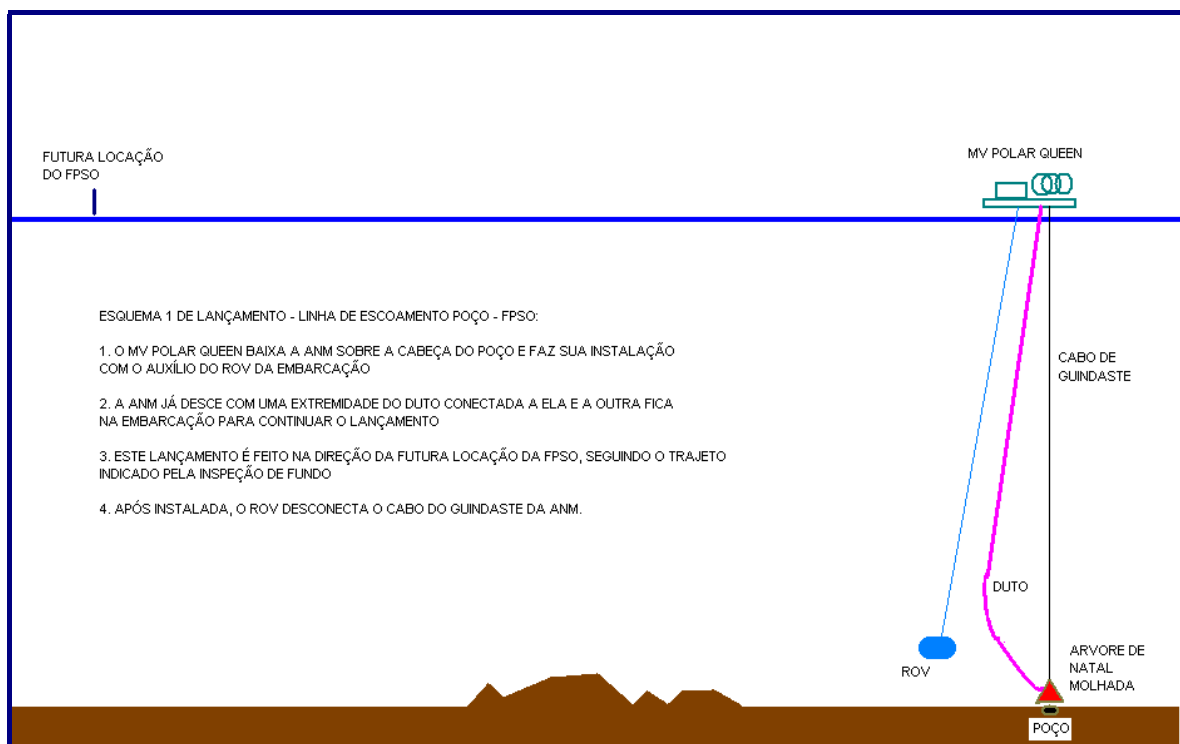


FIGURA II.2.4.2.B-2: ESQUEMA 1 - LANÇAMENTO DA LINHA DE ESCOAMENTO DO POÇO - FASE 1A

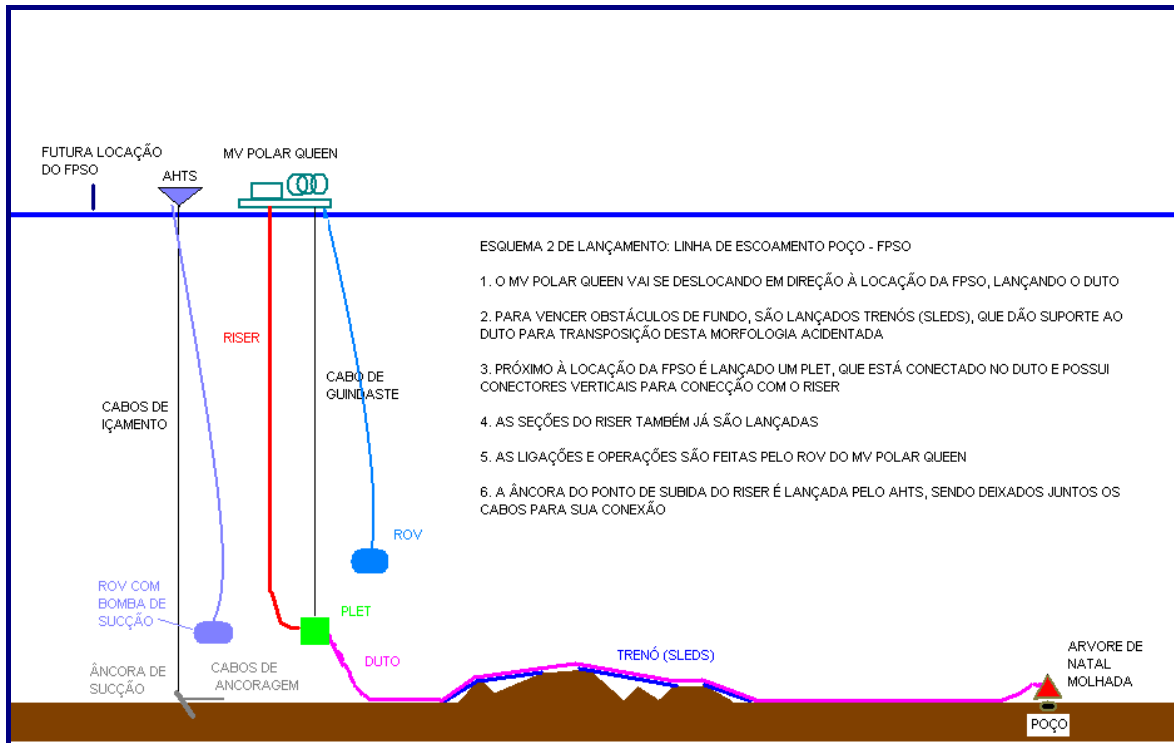


FIGURA II.2.4.2.B-3: ESQUEMA 2 - LANÇAMENTO DA LINHA DE ESCOAMENTO DO POÇO - FASE 1A



FIGURA II.2.4.2.B-4: ESQUEMA 3 - LANÇAMENTO DA LINHA DE ESCOAMENTO DO POÇO - FASE 1A

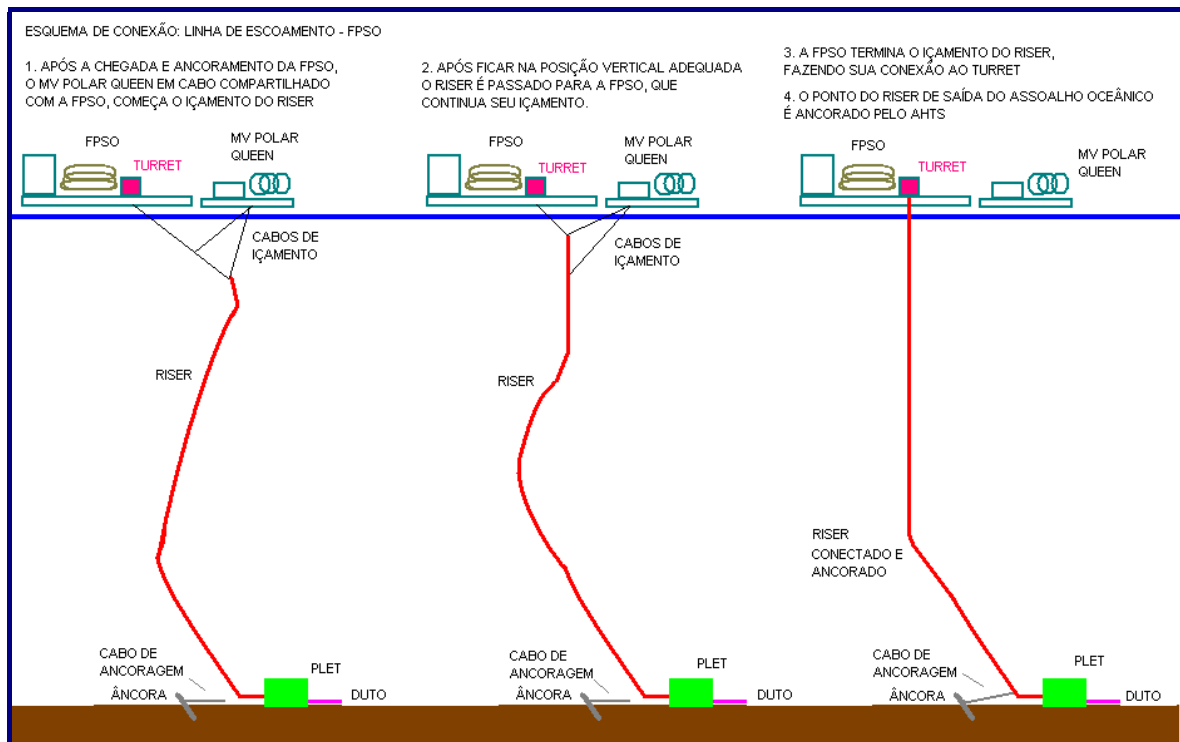


FIGURA II.2.4.2.B-5: ESQUEMA 4 – CONEXÃO AO TURRET DA FPSO - FASE 1B

Ancoragem de Linhas

Em virtude dos resultados da inspeção do fundo a ser feita no local de instalação do sistema submarino, ajustes nos traçados dos dutos, linhas de escoamento e umbilicais poderão vir a ser necessários. Da mesma forma, poderão ser identificados trechos de maior pressão sobre as linhas, que serão mitigados com a colocação de esquemas pontuais de ancoragem nestas áreas.

O **PLEM** e os **PLETs** serão fixados ao fundo, além do enterramento parcial de sua base em função de seu peso, através da colocação de estacas sucção, manipuladas pelo **ROV** montado com uma bomba de vácuo.

Para cada *riser* haverá uma estaca âncora que será fabricada com engate de sucção. Estas estacas também serão operadas por outra embarcação especialista do tipo **AHTS** (*Anchor Handling Tug Supply*), dotada também de **ROV** próprio para as verificações de suas atividades. Sua instalação será executada com auxílio do guindaste e serão descidas ao solo marinho através de guinchos compensados e direcionados para o interior do solo pelo **ROV** montado numa bomba de sucção, igualmente descrito na fixação das estacas dos terminais e *manifolds*.

As âncoras serão posicionadas com suas estruturas de engate aos *risers* após o lançamento das linhas quando já serão conhecidas as áreas dos pontos de contato destes *risers* com o solo marinho.

A **Figura II.2.4.2.B-6** apresenta um esquema de ancoragem de linha ou duto, com estaca âncora do tipo sucção, cujo cravamento é feito por bombeamento. O procedimento de ancoragem compreende as seguintes etapas:

1. A estaca é lançada e fixada, ficando suas amarras soltas (presas a um flutuador).
2. O trecho da linha (*flowline* ou umbilical) a ser ancorado também recebe amarras, para distribuir o esforço de tensão.
3. Depois da linha ser lançada e posicionada, as amarras da âncora e da linha são conectadas para seu ancoramento.

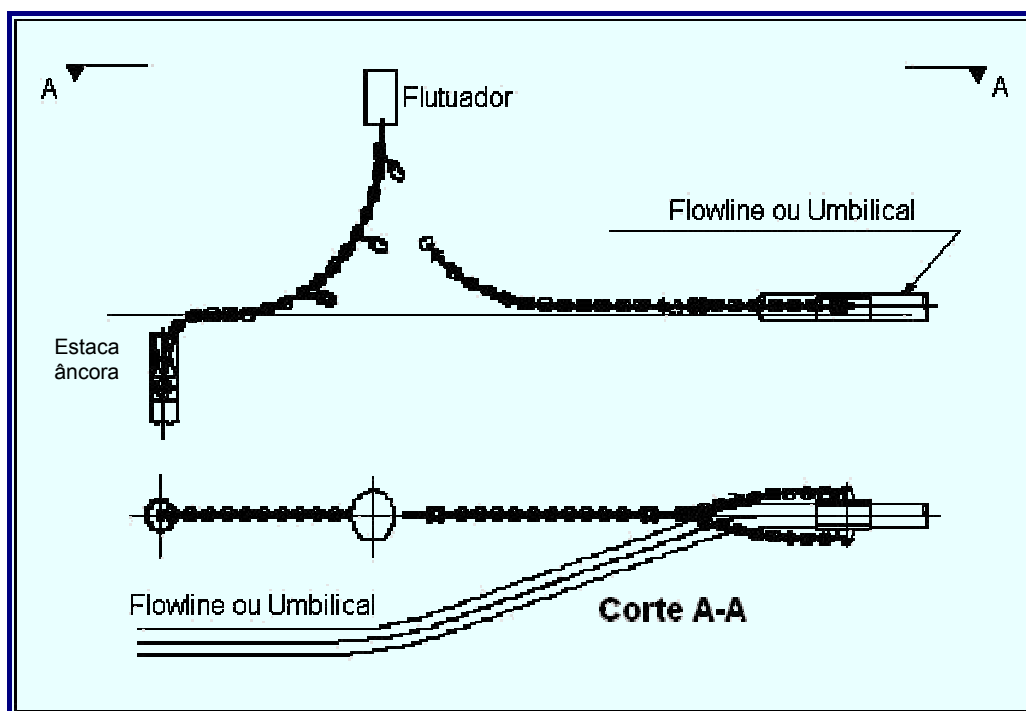


FIGURA II.2.4.2.B-6: ESQUEMA DE ANCORAGEM DE LINHAS

Conexão das Linhas

Tendo em vista que o início do lançamento das linhas de gás no **RO-PLAEM-1** será realizado a 100 m de profundidade, a operação de conexão destas linhas a este *manifold* será feita com o auxílio de mergulhadores, a partir de uma embarcação do tipo **DSV (Diving Support Vessel)**. Na outra extremidade, em profundidade local de cerca de 1000 m, o *riser* de conexão do gasoduto a FPSO será interligado ao **PLEM** do duto.

Após a chegada da FPSO, na **Fase 1B**, a embarcação de lançamento será utilizada para fazer as interligações do sistema submarino. A primeira etapa consistirá no recolhimento da extremidade de cada *riser* e umbilical, trazendo-as até a FPSO por meio de um cabo puxado através do *turret*. As extremidades dos *risers* serão recolhidas do assoalho marinho por meio de um cabo da FPSO, manuseado também pelo *MV Polar Queen*.

Inicialmente o esforço de içamento será realizado pela embarcação especialista até que a extremidade do *riser* esteja adequadamente posicionada para que se realize a transferência de carga para a equipe de conexão (*pull-in*) da FPSO. Esta puxará verticalmente o *riser* através do *turret* da unidade, realizando então sua fixação adequadamente. A embarcação do tipo **AHTS** então procederá a ancoragem do *riser*, conectando o seu ponto de toque no assoalho oceânico à respectiva âncora previamente lançada.

A operação se repetirá para todas as conexões de linhas e umbilicais hidráulicos, quando então a embarcação de lançamento deixará o local para verificar as conexões das linhas às **ANM** dos poços.

As instalações das linhas de escoamento e dos umbilicais dos poços da **Fase 2** do projeto serão realizadas de uma única vez. As linhas de escoamento e os umbilicais serão instalados seguindo-se o mesmo procedimento adotado na **Fase 1**, a partir das localizações dos poços e em direção a FPSO, que nesta fase já estará posicionado. As operações da FPSO terão que ser paralisadas temporariamente, como precaução contra danos aos *risers* já instalados, quando do arrastamento dos novos para dentro do *turret*. Uma vez interligadas as novas linhas, a FPSO poderá então retomar suas operações.

No **Quadro II.2.4.2.B-1** apresenta-se um resumo dos quantitativos de equipamentos, extensões de linhas e umbilicais a serem instalados no sistema submarino de produção e escoamento do Campo do Frade.

QUADRO II.2.4.2.B-1 - QUANTITATIVOS DE EQUIPAMENTOS E EXTENSÕES DE LINHAS E UMBILICAIS A SEREM INSTALADOS NO CAMPO DE FRADE

Fase 1 - Quantitativos	Fase 2 - Quantitativos
13 árvores de natal (injeção e produção)	6 árvores de natal (injeção e produção)
2 PLEMs e 2 SSIVs – elementos necessários à montagem das linhas de importação e exportação de gás para Roncador	—
97 km de linhas flexíveis (produção, injeção e <i>gas lift</i>)	8 km de linhas flexíveis (produção e <i>gas lift</i>)
24 km de <i>risers</i> flexíveis (vários)	3 km de <i>risers</i> flexíveis (produção)
20 estacas engastadas de sucção para ancoragem de <i>riser</i>	2 estacas engastadas de sucção para ancoragem de <i>riser</i>
9 PLETs (vários)	1 PLETs (produção e <i>gas lift</i>)

Fase 1 - Quantitativos	Fase 2 - Quantitativos
16 SLEDS	4 SLEDS
20 conectores	11 conectores
22 caixas terminais de umbilical	8 caixas terminais de umbilical
26 km de umbilicais estáticos (vários); 4 umbilicais dinâmicos	3,5 km de umbilicais estáticos (injeção e produção)
80 Jumpers de interligação do tipo <i>flying lead</i> para conexão a FPSO e 1 do tipo <i>spool</i> para conexão ao PLAEM-1 de Roncador (água rasa – gás I/E)	34 Jumpers de interligação do tipo <i>flying leads</i> .

Comissionamento

Para o comissionamento dos sistemas serão realizados testes hidrostáticos na FPSO, conforme apresentado na seqüência, de modo a assegurar a estanqueidade e integridade dos dutos, equipamentos submarinos e suas conexões.

As linhas de produção e de injeção de água serão testadas em sistema fechado a partir da FPSO. Estas linhas, lançadas vazias, serão preenchidas com água industrial tratada (filtrada). Após o teste hidrostático, as linhas de produção serão esvaziadas com auxílio da passagem de *pigs* (equipamento de varredura e limpeza de linhas) e serão deixadas com diesel à pressão ambiente. As linhas de injeção serão deixadas apenas com água do mar à pressão ambiente.

O teste das linhas de *gas lift* será realizado ao final, no sentido da FPSO para o *MV Polar Queen*. Estas linhas, lançadas vazias, serão preenchidas com água do mar filtrada. Após o teste hidrostático, as linhas também serão esvaziadas com a passagem de *pigs* e serão deixadas com diesel à pressão ambiente.

As linhas do gasoduto de exportação para Roncador, até o **PLEM** do sistema, serão testadas ao final da instalação através da conexão da FPSO à embarcação especialista. Neste pré-comissionamento, estas linhas, também lançadas vazias, serão preenchidas com água do mar filtrada. De forma semelhante às outras, após o teste hidrostático as linhas serão esvaziadas através da passagem de *pigs*. No entanto, depois disto serão bombeadas com ar comprimido; submetidas a vácuo seco e pressurizadas com nitrogênio à pressão de 1 bar, forma como serão deixadas no ambiente, aguardando o início da produção.

Os conectores de óleo e gás, e os conectores de injeção de água serão mantidos a bordo secos e instalados úmidos. Não há teste hidrostático para ambos. Os primeiros serão desalagados com Glycol (que permanecerá no conector) injetado do umbilical e no seu conector (do tipo *flying lead*) previamente ao teste



hidrostático da linha. Os conectores de água de injeção serão deixados no ambiente com água.

A conexão do trecho da linha de gás para exportação do PLEM do sistema até a RO-PLAEM-1 será feita posteriormente ao pré-comissionamento da linha de gás para exportação, com a SSIV fechada. O teste de vedação dos flanges da conexão serão realizados e entregues com Gel de **Mono-Etileno-Glycol (MEG)**.

Finalmente, nos umbilicais e conectores do tipo *flying leads* deverão ser realizados testes de pressurização e testes de função. Inicialmente, os testes (pressão e conduto/continuidade) nos umbilicais deverão ser feitos a bordo do MV *Polar Queen*, monitorados durante sua instalação. Após esta instalação, estes deverão ser preenchidos com fluido hidráulico. Terminada a instalação, os umbilicais terão novamente testados a pressão (que deverá ser de 1 bar) e o conduto/continuidade. A pressão total e a condutividade/continuidade dos conectores *flying leads* hidráulicos (feitos em aço ou tubo plástico) serão testadas imediatamente antes da colocação. Em seguida, estes serão instalados com fluido hidráulico a pressão de 1/2 bar.

Ao final de todo o processo de instalação, serão realizadas inspeções com apoio do **ROV**, para verificação de vazamentos, registro da localização definitiva do esquema submarino (equipamentos e trajetória de dutos lançados).

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

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

II.2.4.2.C Descrição da Unidade de Produção

A unidade de produção, armazenamento e transbordo (FPSO - *Floating Production, Storage and Offloading*) será constituída por um navio-tanque convertido, de 269.000 ton. O casco da FPSO será do tamanho de um navio petroleiro de grande porte, com capacidades mínimas de 240.000 m³ para armazenamento, 24.000 m³ para processamento de fluidos, e 990.000 m³ para processamento diário de gás, e 106 MMscf para compressão de gás por dia, além das instalações de injeção de água. O sistema de transferência da FPSO possui capacidade de aproximadamente 6.400 m³ por hora (40.000 barris por hora).

A FPSO será ancorado na superfície da área do RJS-366, nas coordenadas UTM Norte, 7.579.562 m e Leste, 411.665 m, onde a profundidade média da água no local é de 1.080 m.

A unidade será ancorada através de um sistema de *turret* interno. Os navios petroleiros serão conectados diretamente à popa da FPSO para transferência simultânea de óleo armazenado nos seus tanques de carga, não sendo utilizadas portanto, neste projeto, bóias articuladas ou de amarração em único ponto para *offloading* da produção.

O **Quadro II.2.4.2.C-1** resume as capacidades de processamento da FPSO.

QUADRO II.2.4.2.C-1: CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E ARMAZENAMENTO DA FPSO

Discriminação	Volumes
Capacidade de Produção de Óleo	15.900 m ³ /dia (100.000 BPD)
Capacidade de Produção de Água	20.700 m ³ /dia (130.000 BPD)
Capacidade de Produção Total de Líquido	23.800 m ³ /dia (150.000 BPD)
Capacidade de Produção de Gás	1.002.000 m ³ /dia (38 MMscfD)
Capacidade de Produção de Gás Lift	1.800.000 m ³ /dia (68 MMscfD)
Capacidade de Injeção de Água	23.900 m ³ /dia (150.000 BPD)
Capacidade de Estoque de Óleo Cru	1.500.000 barris

Nota:

MMscfD- *Millions of standard cubic feet Day* (Milhões de padrão pés cúbicos dia)

BPD: *Barrels Per Day* (barris por dia)

Sistema de Amarração e Ancoragem

O Sistema de Amarração da FPSO é do tipo *taut-leg* 3 x 3 (três grupos de três pernas de ancoragem), e o desenho de amarração selecionado utiliza pernas de ancoragem compostas, que consistem em corrente sem cavilhas e corda de poliéster. As características deste sistema são detalhadamente descritas na **seção II.2.4.2.L**.

Sistema de Turret

O sistema de ancoragem por turret interno a ser utilizado no projeto do Campo de Frade compreende uma estrutura cilíndrica instalada no casco da FPSO e fixada ao fundo do mar por um sistema de cabos e amarras, conforme representado na **Figura II.2.4.2.C-1**.

O *turret* interno irá conectar os módulos processadores da FPSO aos *risers* de produção, do *gas lift*, de injeção de água e de exportação do gás e aos umbilicais de produção submarina através de um sistema de válvulas (*swive/s*) que permite a variação da posição da embarcação sem prejuízo do escoamento pelas linhas.

A decisão sobre a utilização de um *turret* interno, deve-se ao fato de ser este sistema o que melhor se adequa ao número de *risers* e umbilicais previstos no projeto, que requerem um *turret* de grandes dimensões. A partir de determinado tamanho, um *turret* externo torna a operação e controle mais difíceis, por ser uma grande massa externa ao sistema de flutuação da FPSO. Além disto, a grande dimensão e extensão da estrutura requerida para um sistema de *turret* externo, demanda um grande reforço de aço. Pesaram ainda nesta escolha o fato de que sistemas simples ou duplos de suporte relacionados com *turrets* externos poderão afetar significativamente a estabilidade da FPSO, quando este estiver em trânsito para o Campo do Frade.

Outros detalhes do sistema de ancoragem por turret interno são fornecidos na **seção II.2.4.2.L.**

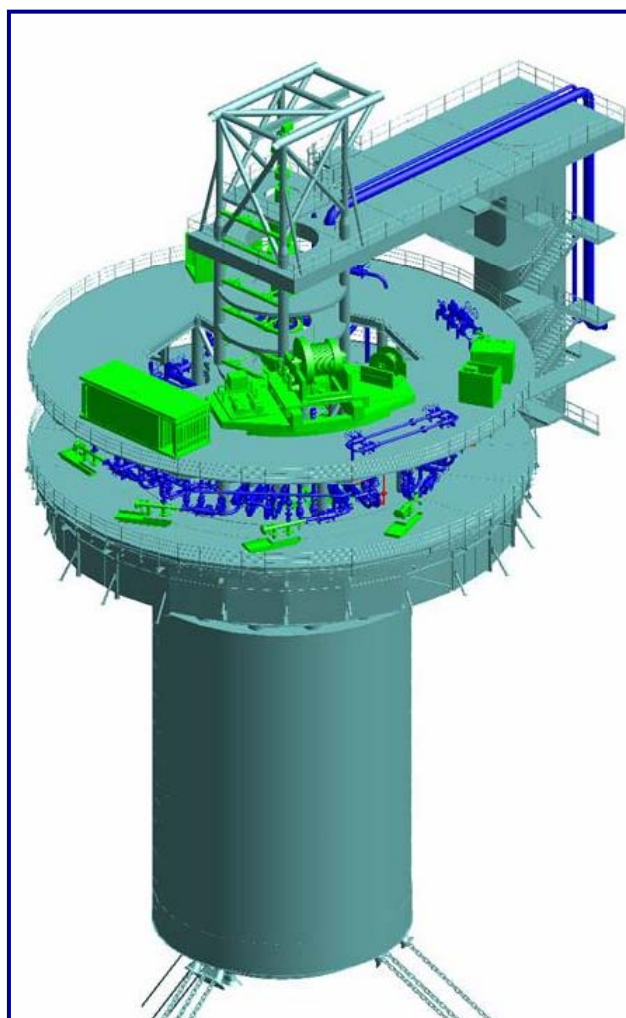


FIGURA II.2.4.2.C-1 – ARRANJO GERAL DO TURRET INTERNO

Equipamentos do Sistema de Injeção de Fluidos

Para o tratamento da água para injeção serão utilizadas bombas que permitam a captação da água do mar a uma taxa de 1700 m³/hr @ 550 kPag, com filtros que realizem 98% de remoção de partículas de tamanho até 80 micron, e filtros de água próprios para sistemas com retrolavagem e desaerador, operando a 50/13 kPa @ 21 – 28° C.

Este sistema de injeção de água não prevê armazenamento desta água. Desta forma, a água do mar tratada será direcionada para as bombas de transferência, que compreendem: bombas auxiliares de água tratada, 2 em operação e uma em *stand-by*, a 455 m³/hr @ 650 kpag; bombas de injeção de água, 2 em operação e uma em *stand-by*, a 495 m³/h @ 19800 kpag; e bombas auxiliares de injeção de água, 2 em operação e uma em *stand-by*, a 495 m³/hr @ 515 kpag..

II.2.4.2.D Descrição das Operações de Intervenção Previstas

Conforme explicado na **seção II.2.4.2.A**, toda a produção de óleo e gás dos poços será elevada por gás (*gas lift*) e encaminhada através dos *risers* até a FPSO, não havendo necessidade, neste projeto, de elevação artificial da produção através de bombas elétricas submersas multifases, nem tampouco de *manifolds* submarinos de produção, ou mesmo de equipamentos submarinos de separação, sendo todas as operações realizadas nas instalações do *topside* da FPSO.

Deste modo, minimizam-se as intervenções e necessidade de manutenções de equipamentos submarinos. Contudo, deverão ocorrer procedimentos de limpeza dos dutos, com a passagem de *pigs* de limpeza dos *risers* de produção, e destinação do resíduo para processamento nos *topsides* da FPSO, conforme descrito na seção a seguir.

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

Linhas de Escoamento

Várias linhas submarinas de produção, de *gas lift* e de injeção de água serão instaladas. Cada poço produtor terá uma linha de escoamento de produção isolada de 6", conectada a FPSO. As árvores de natal submarinas (**ANM**) serão posicionadas aos pares (pares de *risers*) para permitir que uma ponte de 6" seja conectada entre elas para fornecer um *loop* para o *pig* de limpeza, conforme explicado mais a frente.

Três linhas de *gas lift* de 4" transportarão o gás de auxílio à elevação da produção da FPSO para os *skids* submarinos de distribuição, os quais distribuirão o gás para no máximo quatro poços, cada. Três umbilicais químicos e de controle fornecerão serviços de controle submarino às quatro UTAs, os quais oferecerão

funções de controle para no máximo quatro poços cada. O sistema de distribuição das linhas e suas rotas é apresentado na **Figura II.2.4.2.E-1**.

Os poços injetores serão instalados em um *loop* do duto de escoamento de 8". Esta estrutura (o *loop*), que permite a interconexão entre os dutos dos poços de escoamento, será instalado com *sleds* em linha contendo uma tubulação em T localizada bem próxima de cada poço injetor. Cada um dos poços será conectado ao anel do duto de escoamento por meio de um *jumper* flexível a um dos *sleds* em linha. A função de controle do poço injetor será distribuída de uma maneira semelhante, tendo um umbilical alimentando uma série de poços com UTAs localizados ao longo do comprimento dos umbilicais para possibilitar a conexão de chicotes em cada poço.

Outras características técnicas das linhas de produção e injeção são mostradas no **Quadro II.2.4.2.E-1**.

QUADRO II.2.4.2.E-1: LINHAS SUBMARINAS DE ESCOAMENTO

Características Técnicas	Tipo	Comprimento	Diâmetro	Condição Operacional (na superfície)	Tipo de Revestimento	Isolamento
Produção	Flexível	3500	6 "	3050 psi	Aço	1"
Gás Lift	Flexível	3500	4 "	3500 psi	Aço	-
Injeção de Água	Flexível	3500	8 "	4.000 psi	Aço	-

Limpeza das Linhas de Escoamento

Caso haja deposições (sedimentos parafínicos), as linhas de escoamento terão que ser limpas. Os poços estarão posicionados em pares com um *loop* para *pig* conectado entre eles. O *pigging* é efetuado bombeando-se o óleo morto por detrás do *pig* para baixo de uma das linhas de escoamento da produção, cruzando-o para a linha de escoamento de seu poço correspondente por meio de uma ponte no *loop* de *pig*, e trazendo o *pig* de volta a FPSO pela segunda linha de escoamento da produção.

Caso ocorram formações de hidratos, todo o sistema de linhas de escoamento precisará ser despressurizado abaixo da curva de pressão-temperatura da formação destes hidratos. Além disso, o inibidor de hidratos será injetado na árvore submarina para auxiliar na dissociação do *plug* para estes elementos.

Umbilicais

Os umbilicais fornecerão funções de controle para as árvores submarinas e serão centralizados em *manifolds* submarinos para cada grupo de quatro poços. De acordo com os planos atuais, um umbilical terminará com um UTA bem próximo aos quatro poços. Conexões chicote distribuirão então as funções de controle para cada um destes poços a partir do UTA. Os umbilicais fornecerão energia e

controle para a operação da árvore submarina e injeção de substâncias químicas visando a garantia do fluxo.

Detalhes da instalação das linhas de escoamento e de umbilicais estão apresentados na **seção II.2.4.2.B**.

Risers

Os *risers* serão constituídos por tubos flexíveis e serão conectados diretamente às linhas flexíveis de escoamento. As características desta tubulação são apresentadas no **Quadro II.2.4.2.E-2**

QUADRO II.2.4.2.E-2: RISERS DOS DUTOS DA ÁREA DO CAMPO DE FRADE

Características Técnicas	Tipo	Comprimento	Pressão de Trabalho	Isolamento
Produção	Catenária Flexível	1850 m	3050 psi	1 "
Gás Lift	Catenária Flexível	1850 m	3500 psi	-
Injeção de Água	Catenária Flexível	1850 m	4.000 psi	-

Manifolds

Conforme já descrito, não haverá *manifolds* submarinos de produção. Todos os poços terão linhas individuais conectadas diretamente a FPSO, onde haverá *manifolds* nas instalações *topsides* da unidade, para distribuição dos fluidos produzidos e de injeção. Estruturas de *manifolds* submarinos serão utilizados apenas para os umbilicais, para agregação das linhas de controle, como descrito anteriormente, de até quatro poços.

II.2.4.2.F Descrição dos Empreendimentos Associados e Decorrentes

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

A **Chevron** propõe a utilização da embarcação *MV Polar Queen* como embarcação principal para o lançamento de linhas, *manifolds* e outras estruturas submarinas. Além desta, estarão sendo utilizadas outras embarcações, que também darão apoio durante as perfurações, cujas características estão apresentadas na **seção II.2.4.1.Q**.



A *MV Polar Queen* foi construída em 1995 para a companhia de navegação norueguesa, *Rieber Shipping*. Possui classificação DnV*A1 Icebreaker Ice 05. As principais especificações desta embarcação são as seguintes:

QUADRO II.2.4.2.F-1: CARACTERÍSTICAS DA EMBARCAÇÃO DE LANÇAMENTO – MV POLAR QUEEN

Descrição	Especificações
Motor principal	2 x Bergen Diesel BRM 6, 2550 kW e 720 rpm cada
Comprimento	80 m
Largura de boca	17 m
Calado	6,15 m
Peso	1800 t
Capacidade de combustível	1380 m ³
Combustível de aviação	(jet A1) capacidade 195 m ³
Consumo de combustível	9,5 t por 24 hs @ 12 nós
Velocidade máxima	14 nós
Autonomia	130 dias/74.000 km
Acomodações	80 pessoas com 1, 2, 3 ou 4 camas p/ cabine
Outras acomodações	sala de refeições, de lazer, de escritórios, de ginástica e de sauna
Helideck	capacidade para aeronave Super Puma ou equivalente de 10 t / 18 m diâmetro

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

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

Esta previsão está apresentada na **seção II.2.1.F** deste documento.

II.2.4.2.H Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica para as Substâncias Passíveis de Descarga durante as Etapas de Instalação e Produção

Comumente, na etapa de produção de um campo de óleo, são esperados alguns efluentes passíveis de serem descartados no ambiente relativos às atividades de

manutenção e verificação da integridade dos dutos lançados e da separação trifásica do óleo produzido.

Na fase de instalação, não haverá qualquer lançamento significativo de produto químico no ambiente, uma vez que os dutos serão lançados vazios. Conforme apresentado na **seção II.2.4.2.B**, não serão utilizados produtos químicos nos testes de estanqueidade das linhas de produção e de injeção. Estes testes serão realizados com água industrial tratada e filtrada. A linha de *gas lift* também será testada com água do mar filtrada. Contudo, no teste do umbilical será utilizado fluido hidráulico, e nos flanges da conexão do trecho da linha de gás para exportação será utilizado o produto *Gel Mono-Etileno-Glycol*. Nestes casos, as características físico-químicas e toxicológicas dos produtos serão fornecidas tão logo a empresa responsável pelo lançamento e teste das linhas seja selecionada.

Os testes necessários na fase de produção de óleo deverão ser feitos na fração água de produção após tratamento. Ressalta-se, no entanto, que no desenvolvimento do Campo de Frade, a fração água de produção não será descartada no mar em momento algum, pois será reinjetada nos poços juntamente com água do mar tratada. Sendo assim, a fração de água de produção será tratada para atingir a concentração limite de 400 ppm de óleo na água, para atender a especificação técnica para sua reinjeção, e portanto, reutilização no sistema de produção.

No que concerne ao óleo produzido, foram realizados ensaios de toxicidade em amostras de extrato de óleo coletadas durante a fase de perfuração exploratória do Campo. Nestas amostras foram determinadas as toxicidades do extrato de óleo para os organismos *L.variegatus* (ouriço do mar) e *Mysidopsis juniae* (pequeno crustáceo), por dois métodos de misturar óleo na água: Anderson e Tarzwell, obtendo-se os resultados apresentados no **Quadro II.2.4.2.H-1**. Acompanhando a análise de toxicidade, foram realizados testes complementares para determinar a fração dispersa do óleo em água para cada um dos métodos de mistura, Anderson e Tarzwell: 100% FDA e 100% FSA, respectivamente. Os laudos laboratoriais com os resultados dos testes e o relatório que consolida os resultados dos testes de toxicidade e dos testes que determinam a fração dispersa de óleo em água estão apresentados no **Anexo II.2.4.2.J**.

QUADRO II.2.4.2.H-1: RESULTADOS DOS ENSAIOS DE TOXICIDADE CRÔNICA E AGUDA NO EXTRATO DE ÓLEO DO CAMPO DE FRADE.

Ensaio	Organismo	Método	Resultados
Toxicidade Crônica	<i>Lytechinus variegatus</i>	Anderson	CENO 12,5% da FSA CEO 25% da FSA VC 17,68% da FSA ⁽¹⁾ Controle: 90,7% de larva <i>pluteus</i> Ensaio com DSS ⁽²⁾ : 1,77 mg/l (IC: 1,75 – 1,78 mg/l)
		Tarzwil	CENO 250 ppm de óleo ⁽³⁾ CEO 500 ppm de óleo ⁽³⁾ VC 353 ppm de óleo ⁽³⁾ Controle: 90,7% de larva <i>pluteus</i> Ensaio com DSS ⁽²⁾ : 1,77 mg/l (IC: 1,75 – 1,78 mg/l)
Toxicidade Aguda	<i>Mysidopsis juniae</i>	Anderson	CL(I)50; 96 horas: 75,79% da FSA Intervalo de confiança - IC: 68,12 – 84,31% da FSA Sobrevivência no controle: 100% Ensaio com zinco (05/7/06): 0,26 mg/l (IC: 0,24 – 0,28 mg/l)
		Tarzwil	CL(I)50; 96 horas: 198,43% ppm de óleo ⁽⁴⁾ Intervalo de confiança - IC: 170,43 – 231,02 ppm de óleo ⁽⁴⁾ Sobrevivência no controle: 100% Ensaio com zinco (05/7/06): 0,26 mg/l (IC: 0,24 – 0,28 mg/l)

Notas:

⁽¹⁾ FSA: Fração Solúvel do Óleo em Água

⁽²⁾ DSS: Dodecil Sulfato de Sódio

⁽³⁾ Valores correspondentes a 25,0; 50,0 e 35,3% da Fração Dispersa do Óleo em Água - FDA

⁽⁴⁾ Valores correspondentes a 19,8; 17,0 e 23,0% da Fração Dispersa do Óleo em Água - FDA

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

Estas caracterizações não são aplicáveis neste empreendimento, tendo em vista que não haverá descarte de água produzida no mar, pois a mesma será reinjetada nos poços de injeção.

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

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

Os laudos técnicos dos testes de toxicidade do óleo, da fração dispersa do óleo em água para cada um dos métodos de mistura e respectivo relatório de consolidação são apresentados no **Anexo II.2.4.2.J**. Os demais produtos químicos a serem utilizados nas etapas de instalação e de produção serão testados oportunamente e os laudos serão fornecidos ao CGPEG/IBAMA, tão logo se definam os produtos para estas atividades.

Cabe ressaltar que a **Chevron** tem como procedimento especificar em seu processo de seleção de fornecedores que os produtos sejam desenvolvidos para minimizar as possibilidades de geração de impactos ao ambiente marinho.

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

Emissões Atmosféricas

As práticas ambientais da **Chevron** durante suas operações estabelecem, dentre outros, o compromisso de minimização de geração e fuga de gases que possam contribuir para o efeito estufa.

Estes gases (dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O)) são oriundos de processos de combustão, sendo os dois primeiros também originários de emissões fugitivas dos equipamentos que os utilizam.

As principais fontes produtoras de gases de efeito estufa são:

- queima de combustível, com emissões de CO₂, CH₄ e N₂O, em motores de combustão interna, turbinas e outros equipamentos de queima direta;
- queimadores, com emissões de CO₂, CH₄ e N₂O, em plataformas de produção de petróleo (queimadores de alta - HP e baixa pressão - LP).
- emissão de CH₄ e CO₂, oriundo de tratamento de gases ácidos;
- fuga de CH₄ e CO₂ de armazenamento de óleo bruto (cru) e sistema de geração de gás inerte;
- emissões fugitivas de CH₄ e CO₂ do escoamento das tubulações, através de flanges, válvulas, vedações de compressores, etc.

O gerenciamento do uso de energia e de emissões de gases de efeito estufa é atualmente realizado pela **Chevron** com apoio de um novo *software* de

processamento – SANGEATM *Energy and Emissions Estimating System*, que foi implementado em suas instalações desde 2002. O sistema possibilita realizar as estimativas mais facilmente e com maior precisão.

Com base neste sistema foram previstas as taxas de emissões anuais de gases nas operações do Campo de Frade, as quais são apresentadas no **Quadro II.2.4.2.K-1**. Estas taxas são baseadas na combustão dos turbo-geradores, queimadores de utilidades de suporte, vapores de armazenamentos da FPSO, respiradouros de unidades de tratamento de gás ácido, e emissões fugitivas de operações de *offloading* e de armazenamento.

QUADRO II.2.4.2.K-1: PREVISÃO DAS EMISSÕES ANUAIS DE GASES DURANTE A PRODUÇÃO NO CAMPO DE FRADE

Ano	Taxa de Produção de Óleo	Taxa de Produção de Água	Taxa Total de Gás Processado	Taxa de <i>gas lift</i>	Taxa de Produção de Água de Injeção	Emissões de GEE como CO ₂ Equivalente ²	Volume em ton de CO ₂ /1000 barris de óleo produzido
	BPD	BPD	MMSCFD	MMSCFD	BPD	t/ano	T CO ₂ /1000 bbls
2008	69472	1224	48	19.3	53400	325318	12.0
2009	92166	3416	65.11	27.5	97800	422098	11.7
2010	99190	14576	77.6	37	123000	434362	11.2
2011	99118	27312	86.7	45.5	135500	445118	11.5
2012	95140	37414	89.95	50.3	139800	437446	11.8
2013	75942	62134	93.2	61.7	143000	437059	14.7
2014	64446	77846	96.32	69.1	144500	396690	15.8
2015	51042	92580	97.8	76	148000	364137	18.2
2016	42836	102714	98.4	80	149300	361228	21.6
2017	37592	110460	100	83.7	151400	351871	23.9
2018	33100	116034	103	88.4	152000	353049	27.2
2019	28900	102458	88.8	75.8	133800	337301	29.7
2020	26054	107376	91.3	79.4	135761	332610	32.5
2021	22862	111398	95.1	81.2	136500	329276	35.8
2022	20264	114700	92.3	83	137000	322413	40.5
2023	18032	117216	92.4	84	137200	319079	45.0
2024	15444	100686	79.3	72.1	117500	293947	48.4
2025	13792	102640	79.5	73	118000	291556	53.7
					Média	364142	25,8

²GEE – Gases de Efeito Estufa, incluindo a taxa de 2% de produção anual de gás dos queimadores (*flares*).

Notas

1. A taxa de emissão é o total estimado para o Campo de Frade. A parcela da **Chevron** relativa a estas emissões é de 42,5%.
2. As emissões geradas durante as perfurações não estão incluídas no quadro acima.

Água de Produção

A água produzida será reinjetada no reservatório em conjunto com a água do mar após tratamento. O sistema de tratamento consiste na ação de equipamentos do tipo hidrociclones e de uma célula de flotação, conforme detalhadamente descrito na **seção II.2.4.2.L**.

Efluentes Sanitários

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

➤ Volume de esgoto tratado = 120 L/homem/dia x 110 homens = 13,2 m³/dia.

Os esgotos da unidade de produção serão tratados em seu respectivo sistema, adequado às especificações operacionais e lançados ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Convenção MARPOL.

Água Oleosa

A água oleosa gerada durante as operações na FPSO será encaminhada para o tanque de água oleosa e daí para o separador água e óleo a ser instalado, que estará de acordo com o requisito mínimo para descarte deste efluente tratado no mar, ou seja, a concentração máxima do teor de óleo e graxa (TOG) de 15 ppm, conforme limite definido na Convenção MARPOL 73/78.

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

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

Sistema de Ancoragem

A unidade de produção FPSO será instalada em lâmina d'água de aproximadamente 1.080 m, utilizando um sistema de atracação conectado ao *turret* interno.

O sistema de atracação do tipo *turret* interno é localizado na parte da frente (próximo à proa) da embarcação e é posicionado sobre um grande rolamento que permite a variação na direção de aproamento da embarcação. É do tipo *taut-leg* 3x3 (três grupos de três pernas de ancoragem), o que permite uma série de vantagens à atividade:

- Minimização da área utilizada pelo sistema de amarração – em função da concentração das em apenas três direções de cabos de ancoragem e estruturas de fundo (âncoras);
- Maximização de área passível de ser aproveitada pelo sistema submarino de produção – consequência direta da primeira vantagem;
- Otimização das cargas totais e individuais das linhas de ancoragem – concentrando as tensões de fixação da posição da embarcação e do sistema produtor cada um dos três grupos de âncoras, gerenciadas com redundância pela geometria de distribuição das três âncoras de cada grupo; e
- Minimização da interferência entre as linhas de ancoragem e os *risers* de produção, injeção e *gas lift*.

As **Figuras II.2.4.2.L-1** e **II.2.4.2.L-2** apresentam uma foto de uma embarcação com *turret* interno e um esquema de localização do *turret* nesta embarcação, com indicação da saída de linhas de amarração de uma embarcação deste tipo.



FIGURA II.2.4.2.L-1: EMBARCAÇÃO COM TURRET INTERNO.
FONTE: www.singlebuoy.com/html/productservices/IntTurret.htm



FIGURA II.2.4.2.L-2: LOCALIZAÇÃO DO TURRET INTERNA NA EMBARCAÇÃO E ESQUEMA DE SAÍDA DE LINHAS DE ANCORAGEM. FONTE: www.singlebuoy.com/html/productservices/IntTurret.htm

A otimização da ocupação de áreas do fundo oceânico pelo sistema de ancoragem também é resultado do tipo de âncoras que serão utilizadas. As âncoras de sucção são cilindros de 21,5 m de comprimento e 4,3 m de diâmetro, com uma seção interna oca. Este tubo foi planejado para penetrar no solo até uma profundidade de 20 m, sendo assentado e instalado em áreas com cerca de 5 m de raio. Isto aumenta a simetria de distribuição das âncoras por grupo, ajudando a garantir uma divisão igualitária de carga por elas. As **Figuras II.2.4.2.L-3 a II.2.4.2.L-5** mostram âncoras do tipo de sucção como as que serão usadas no Campo de Frade.



FIGURA II.2.4.2.L-3: ÂNCORAS DO TIPO DE SUCCÃO PRONTAS PARA LANÇAMENTO.
FONTE: www.delmarus.com



FIGURA II.2.4.2.L-4: OPERAÇÃO DE LANÇAMENTO DE ÂNCORAS DO TIPO DE SUCCÃO.
FONTE: www.delmarus.com



FIGURA II.2.4.2.L-5: VISÃO GERAL DE UMA ÂNCORA DE SUÇÃO.
FONTE: www.delmarus.com

A penetração das âncoras no sedimento de fundo é feito com auxílio de um ROV dotado de uma bomba de sucção, que retira o ar do interior da cavidade da âncora, permitindo sua cravação no solo. Isto reduz significativamente o impacto na área da instalação da âncora, bem como a incerteza de seu posicionamento. Este esquema também permite a realização dos testes de tração da âncora à carga que será submetida antes da sua conexão com a linha de amarração do *turret*.

Contudo as coordenadas finais de instalação das âncoras serão definidas na fase de detalhamento do projeto do sistema submarino, considerando os aspectos identificados nos estudos geotécnicos do levantamento do fundo realizado no Campo e nos diagramas de tensões a serem elaborados, a fim de ratificar a eficiência da geometria do sistema de amarração. Na Figura II.2.4.2.L-6 é mostrado um diagrama de tensões de uma âncora deste tipo enterrada. Nesta figura observa-se a representação visual espacial das forças atuantes na âncora em função do tipo de solo (“*soft clay*” – argila mole [não consolidada]).

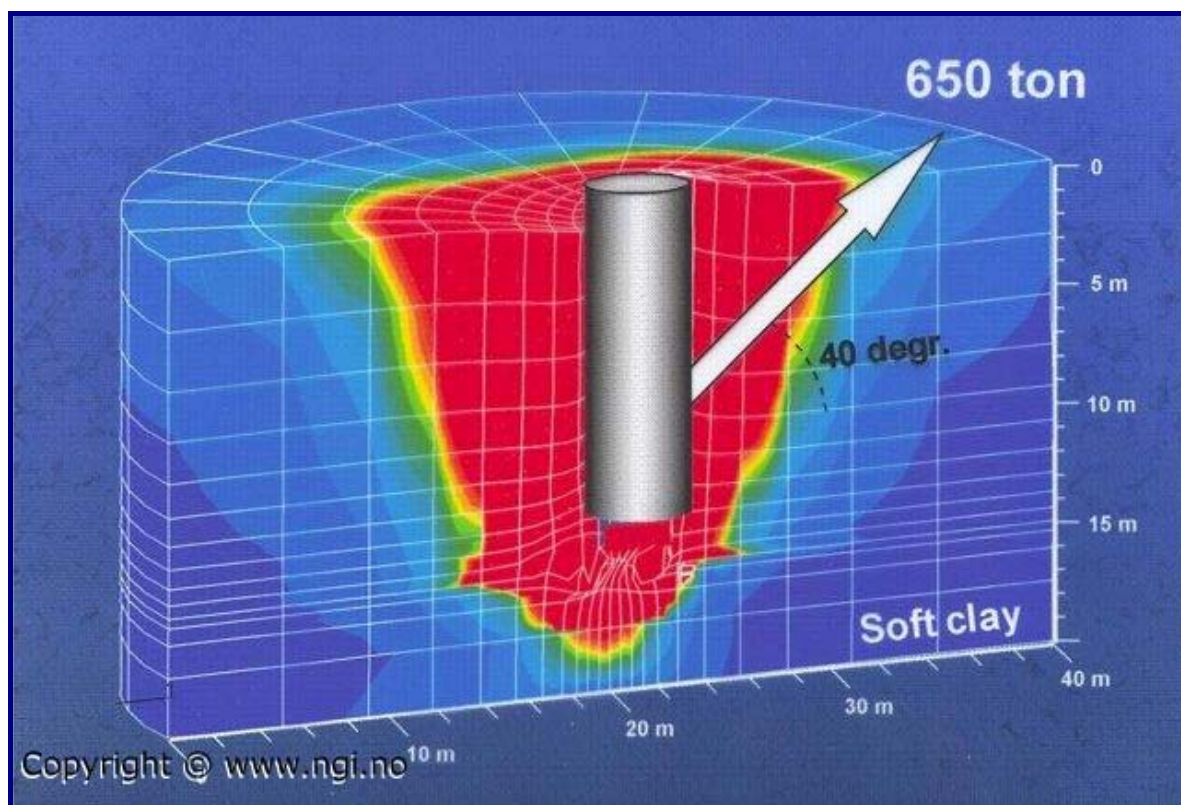


FIGURA II.2.4.2.L-6: DIAGRAMA ESPACIAL DE TENSÕES EM FUNÇÃO DE UMA FORÇANTE 650 T ATÉ UM ÂNGULO DE 40 GRAUS COM O SOLO MARINHO. FONTE: WWW.NGI.NO

Da mesma forma, para a retirada das âncoras, um ROV equipado com bomba de vácuo, operando em reverso, encherá a cavidade central de ar, facilitando seu içamento e retirada.

As pernas de ancoragem, estruturas que ligam o *turret* às âncoras, são compostas de trechos de correntes sem cavilhas e de trechos de corda de poliéster. Nas duas extremidades, junto a FPSO e junto à âncora, são utilizados trechos de correntes, principalmente para:

- forçar a geometria vertical que estas linhas devem ter junto às estruturas produtivas (*risers*) na parte superior; e
- reduzir o ângulo (da linha com o fundo) de aplicação da força de arrasto sobre a âncora, e manter a seção intermediária de corda distante do leito marinho, evitando danos decorrentes de desgaste ou de ingresso de areia no cerne da corda.

O segmento superior consistirá de uma corrente sem cavilhas de 95 mm e com 200 m de comprimento, conectando a perna de ancoragem à corrente localizada no *turret* interno. O segmento inferior, também constituído de corrente sem cavilhas de 95 mm de diâmetro possuirá 170 m de comprimento e conectará a corda de poliéster à âncora, instalada através de sucção.

Dois segmentos intermediários utilizarão cordas de poliéster de 350 e 1200 m, com 178 mm de diâmetro, muito mais leves e elásticas. A corda de poliéster possuirá pontas costuradas que permitirão a conexão direta com os segmentos da corrente sem cavilhas, através de elos conectores próprios. Os dois segmentos da corda de poliéster serão ligados pelos elos e por um segmento curto de corrente sem cavilhas com 3 m de comprimento e 95 mm de diâmetro. A corda será fabricada, inspecionada e testada de acordo com as Especificações API RP 2SM (sobre Práticas Recomendadas para o Desenho, Análise e Testagem de Cordas de Fibras Sintéticas para Utilização em Amarrações *Offshore*) e Diretrizes ABS sobre a “Utilização de Cordas Sintéticas em Amarrações *Offshore*”.

A Figura II.2.4.2.L-7 mostra o convés de operação de uma embarcação do tipo **AHTS** (**A**nchor **H**andling **T**ug **S**upply) com a presença de seções de correntes (lado inferior esquerdo da imagem) e de seções de linha de poliéster. A **Figura II.2.4.2.L-8**, registra a atividade de lançamento de um trecho de linha de poliéster.



FIGURA II.2.4.2.L-7: CONVÉS DE OPERAÇÃO DE UM AHTS, COM TRECHOS DE CORRENTE E DE LINHAS DE POLIÉSTER. FONTE: www.delmarus.com



FIGURA II.2.4.2.L-8: OPERAÇÃO DE LANÇAMENTO DE TRECHO DE LINHA DE POLIÉSTER. FONTE: www.delmarus.com

Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

A descrição e dimensionamento do sistema de escoamento estão apresentados na **seção II.2.4.2.E**.

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 toda a FPSO, espalhados em pontos chave da área de produção, controle e do casario (alojamentos, vestiários e refeitório). A ativação de um dos detectores será sinalizada no painel de controle da embarcação e estará associada à ativação do alarme de emergência.

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

Detecção de Fogo e Gás e Sistemas de Combate à Incêndio

Serão disponibilizados equipamentos de detecção e combate a incêndio nas instalações da FPSO, para garantir conformidade com os procedimentos corporativos de resposta às emergências.

A resposta emergencial do campo do Frade baseia-se nos seguintes princípios de alto nível:

- A ênfase está na prevenção de incidentes;
- Todas as emergências deverão ser controladas;
- Cada instalação deverá ter um plano de resposta emergencial baseado em cenários específicos da instalação;
- Uma organização de resposta emergencial treinada deverá ser estabelecida incluindo instalações de comando e controle totais. Uma organização de apoio deverá ser estabelecida em terra;
- Os incêndios deverão ser combatidos utilizando-se equipamentos automáticos sempre que possível;
- As acomodações da FPSO do Frade constituirão uma área segura onde todos poderão procurar abrigo – um refúgio temporário (RT), que será protegido dos efeitos do fogo e das explosões. Isto propicia um lugar seguro onde toda a

equipe poderá se reunir com segurança enquanto a emergência estiver sendo controlada.

Sistemas de Manutenção

As estratégias de manutenção da FPSO do Frade serão estabelecidas através da gerência e controle de todos os dados cruciais aos processos de manutenção. Elas serão definidas com base na legislação pertinente, nos padrões de desempenho da FPSO e nas limitações físicas e operacionais dos equipamentos e sistemas.

Além disto, estas estratégias também levarão em conta o monitoramento das condições dos equipamentos instalados na FPSO, e a funcionalidade incorporada do Sistema de Segurança de Paralisação e Controle. Neste sistema, todo o equipamento será selecionado e instalado com uma compreensão das relações e do impacto potencial entre a sua manutenção e a sua capacidade operacional, eficiência e confiabilidade no processo a que estiver inserido.

Métodos de manutenção ajustáveis às características operacionais dos equipamentos orientarão o desenvolvimento de cada uma das estratégias de implantação do sistema de Segurança e resultarão nos marcos fundamentais de verificação e checagem dos resultados esperados durante a fase da engenharia de produção, construção e comissionamento. Serão desenvolvidas estratégias de manutenção e inspeção a partir de uma Estratégia de Manutenção Baseada em Risco de Alto Nível. Essa estratégia requer que a análise de criticidade seja executada em todos os equipamentos que tenham um efeito direto e que sobrecarreguem qualquer desempenho relacionado à segurança ou ao negócio.

A partir desta análise serão avaliados os itens críticos e prováveis causas e efeitos de uma falha. A atividade de manutenção ou inspeção resultante será projetada para assegurar que serão mantidas a integridade e a disponibilidade exigidas.

Serão desenvolvidos procedimentos específicos de manutenção e inspeção para cada equipamento. Estes constituirão as instruções que serão entregues juntamente com a ordem de serviço no local de trabalho. As instruções conterão todas as informações necessárias para a realização da tarefa, e para a medição dos resultados em relação a um conjunto de critérios para verificar a integridade contínua do equipamento ou do sistema.

Um esquema de garantia de integridade será desenvolvido descrevendo as atividades de atendimento de desempenho que serão empreendidas, para assegurar que a integridade e a disponibilidade contínuas que serão alcançadas, e que as normas de desempenho serão atendidas.

Sistema de Salvatagem

A FPSO disporá de baleeiras, com capacidade total para todos os membros da tripulação, dispostas nos bordos da unidade, junto ao casario. Balsas infláveis, com capacidades somadas para o dobro da mesma quantidade de pessoas, estarão disponíveis de cada lado da embarcação, também concentradas na área de popa.

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

Sistemas de Medição e Monitoramento

No desenvolvimento do Campo de Frade serão utilizados dispositivos de medição relacionados às operações de produção, *offloading* e fiscal. Estes equipamentos serão planejados, instalados, operados e testados de acordo com a “Norma Técnica para Medição de Óleo e Gás Natural” (doravante denominada “Normas para Medição da ANP/INMETRO”), versão aprovada em 19 de junho de 2000, e conforme apropriado para o prudente controle operacional da produção, armazenamento e exportação do óleo e gás natural.

O objetivo do sistema de medição é permitir que o controle operacional e a medição fiscal do petróleo e do gás exportados sejam atingidos de forma confiável e adequada.

Os diagramas esquemáticos das principais instalações de produção, para separação de óleo, gás natural e água, da localização da medição fiscal da produção e dos pontos de medição para o controle operacional são apresentados nas figuras a seguir.

O Sistema de Medição Fiscal para Óleo fica situado na FPSO, conforme fluxos esquematizado na **Figura II.2.4.2.L-9** e **Figura II.2.4.2.L-10**.

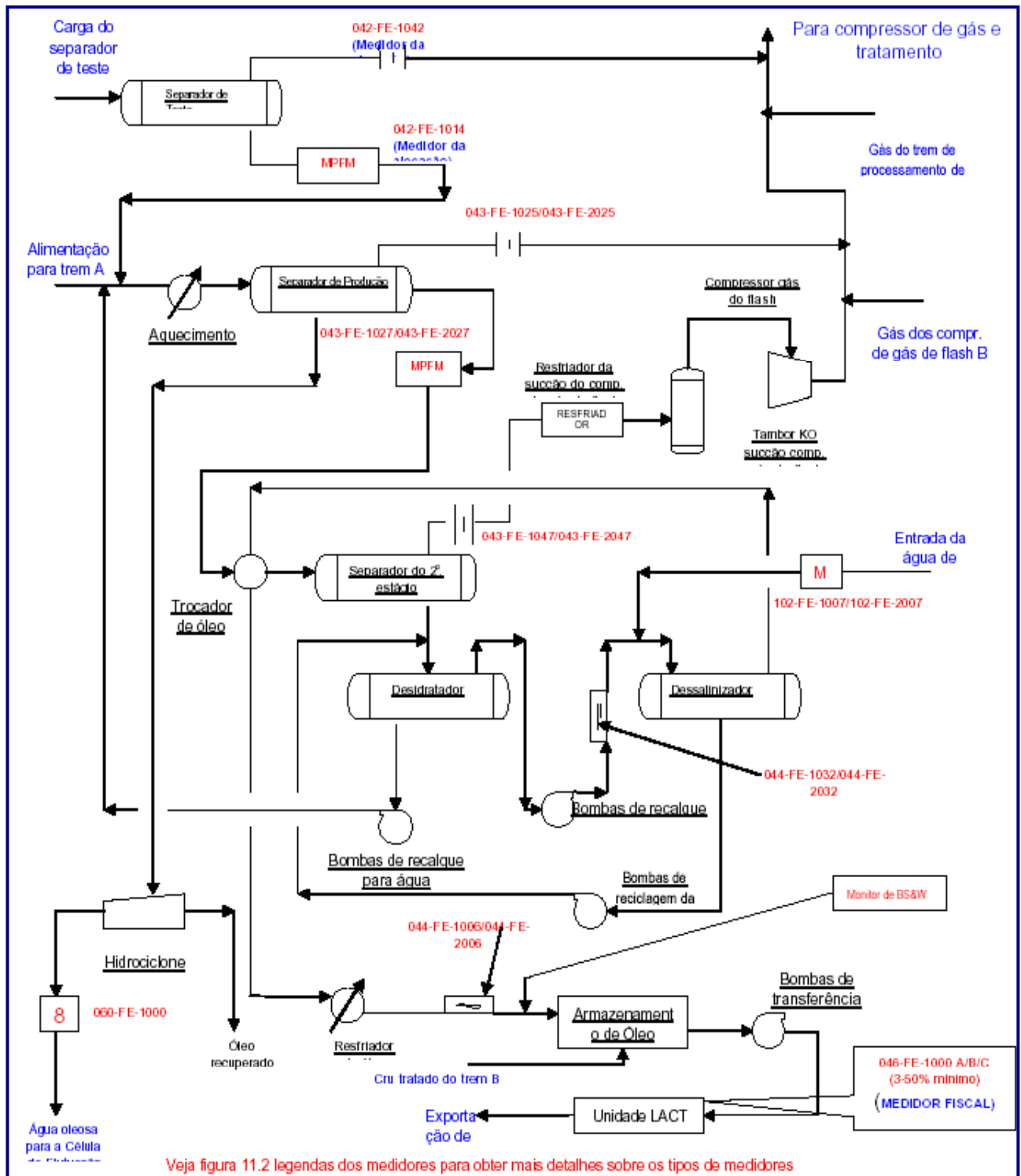


FIGURA II.2.4.2.L-9: DIAGRAMA DE FLUXO SIMPLIFICADO – SEPARAÇÃO E MEDIDORES DE ÓLEO, GÁS E ÁGUA

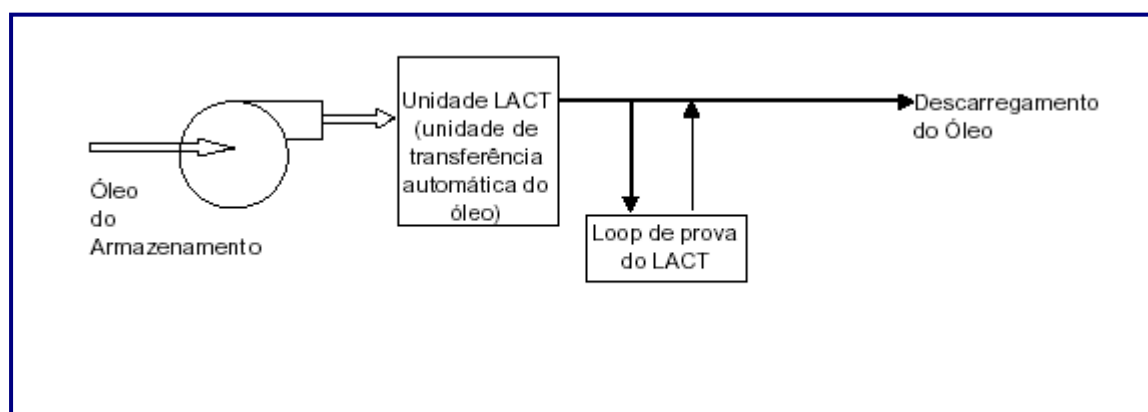


FIGURA II.2.4.2.L-10: SISTEMA DE MEDIÇÃO DE ÓLEO

O sistema de transferência automática de custódia (LACT) é uma combinação de equipamentos projetados para a transferência sem acompanhamento de hidrocarbonetos líquidos dos Tanques de Armazenagem do Óleo Cru para o navio transportador.

As unidades LACT serão equipadas para proporcionar medição, compensação automática de temperatura, amostragem automática, monitoramento de água e sedimento de fundo (BS&W - *Bottom Sediment & Water*), e verificação do medidor. Estas unidades incluirão um mínimo de três rodadas de medição, dois medidores em serviço contínuo e um sobressalente.

Os principais equipamentos que compõem a unidade LACT são misturador estático (condicionadores de fluxo); monitor de BS&W; sistema amostrador; coador e eliminador de ar; medidor de líquidos (tipo turbina helicoidal); instrumentação; válvulas de isolamento e linhas de drenagem. A vazão de projeto para o *skid* será 7000 m³ nominal por hora. O projeto da unidade deverá possibilitar a obtenção de amostra representativa do óleo transferido para que se verifique a densidade (escala API), sedimento e teor de água, e qualquer outra propriedade física requerida.

A unidade LACT terá ainda um provador bidirecional montado sobre um *skid* (base metálica) para facilitar a calibração do medidor de líquidos.

O sistema de encanamentos desta unidade não terá conexões ou desvios que permitam a transferência dos líquidos sem medição e será projetado ou equipado de forma que não possa ocorrer fluxo inverso. Os componentes que controlam ou indicam a medição de quantidade ou qualidade deverão ser equipados para fechamento ou vedação. A medição de sedimento e teor de água e densidade (escala API) será feita a partir de amostras compostas obtidas por um amostrador automático de desenho aceitável.

O Sistema de Medição Fiscal para Gás Natural também se situa na FPSO, conforme mostrado esquematicamente na **Figura II.2.4.2.L-11** e **Figura II.2.4.2.L-12**. O gás para partida do sistema de elevação com gás (*make up*) será fornecido por fluxo reverso do gás injetado dos poços de injeção de gás. O projeto das

instalações possui recompra do gás que flui pela linha de *make up* para a unidade de desidratação de gás. Da unidade de desidratação, o gás de recompra (*buy back*), é roteado para o sistema de gás combustível e para o compressor de gás do terceiro estágio para fins de auxílio para elevação da produção com gás (*gas lift*).

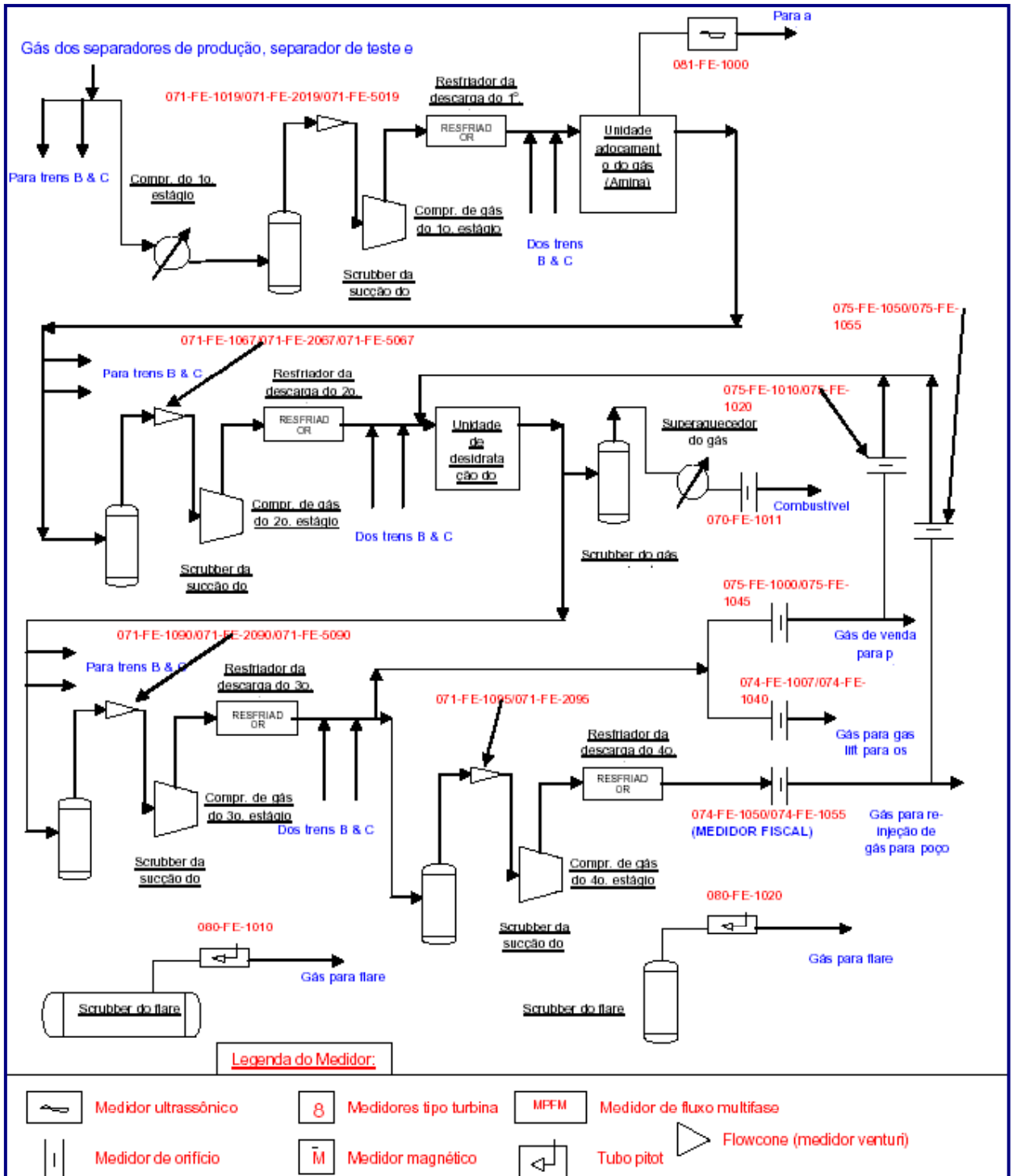


FIGURA II.2.4.2.L-11: DIAGRAMA DE FLUXO SIMPLIFICADO – COMPRESSÃO, TRATAMENTO E MEDIDORES DE GÁS

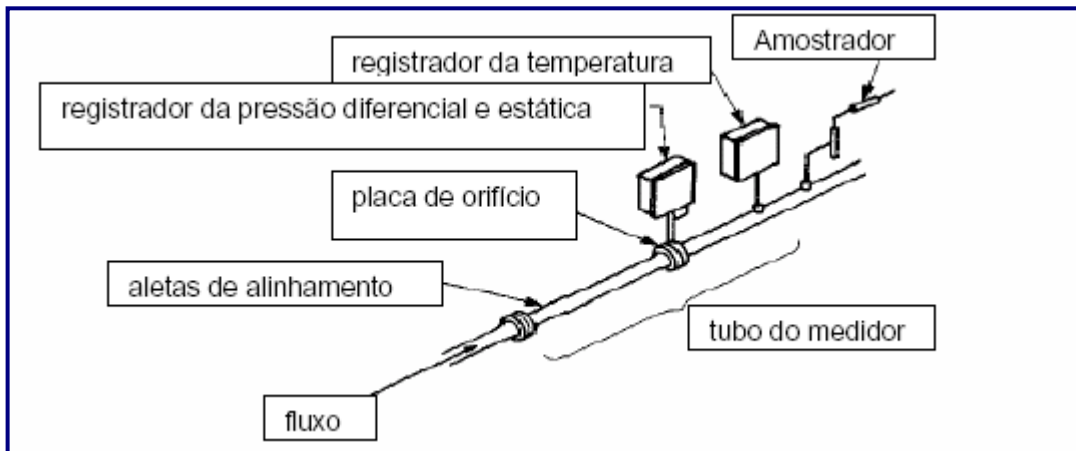


FIGURA II.2.4.2.L-12: SISTEMA DE MEDIÇÃO DE GÁS

Sistema de Geração de Energia de Emergência e Subsistemas Atendidos

A geração de energia em situação de emergência será suprida por dois geradores a diesel, um considerado principal e seu substituto (garantia de redundância), em sistema de voltagem de 440 V com carga de 1875 kVA (1500 kW). Ambos os equipamentos estarão dimensionados para cargas máximas demandadas pelos sistemas atendidos. Os quadros de distribuição destes geradores serão conectados e interligados nas instalações da planta de produção. Numa eventual queda de tensão, esses geradores serão automaticamente iniciados.

O quadro de distribuição desses geradores é provido com instalações paralelas para permitir transferência automática para energia normal depois do atendimento de uma ocorrência, e permitir a realização de testes dos geradores contra cargas emergenciais, sem nenhuma interrupção real de carga. Além destas, este quadro possui opção de retroalimentação para o quadro do gerador principal. Uma proteção preferencial entre a conexão e o disjuntor do gerador será implementada para proteger cargas emergenciais sob este modo de operação.

Portanto, estes geradores de emergência da FPSO serão ativados 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 tripulação e da embarcação. Dentre estes se podem citar:

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

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

É válido ressaltar que, para o caso de garantia do atendimento à demanda de energia, alguns dos sistemas citados serão atendidos por pequenos geradores *stand alone*, operados a diesel, que garantirão o seu funcionamento em caso de ocorrência de interrupção até do sistema de emergência de energia a bordo.

Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

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

As unidades de tratamento de esgoto serão do tipo convencional (aprovadas pela USCG - *United States Coast Guard*, IMO e Marinha do Brasil), 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: sistemas de água de produção, sistema de esgotos, sistema de drenagem dos conveses, sistema de coleta e tratamento de águas oleosas, e sistema de coleta e destinação de óleos contaminados.

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

a) Sistema de Tratamento da Água Produzida

Conforme anteriormente informado, toda água produzida será reinjetada no reservatório após tratamento. O fluxo deste sistema, cuja descrição é apresentada na seqüência, é esquematicamente mostrado na **Figura II.2.4.2.L-13**.

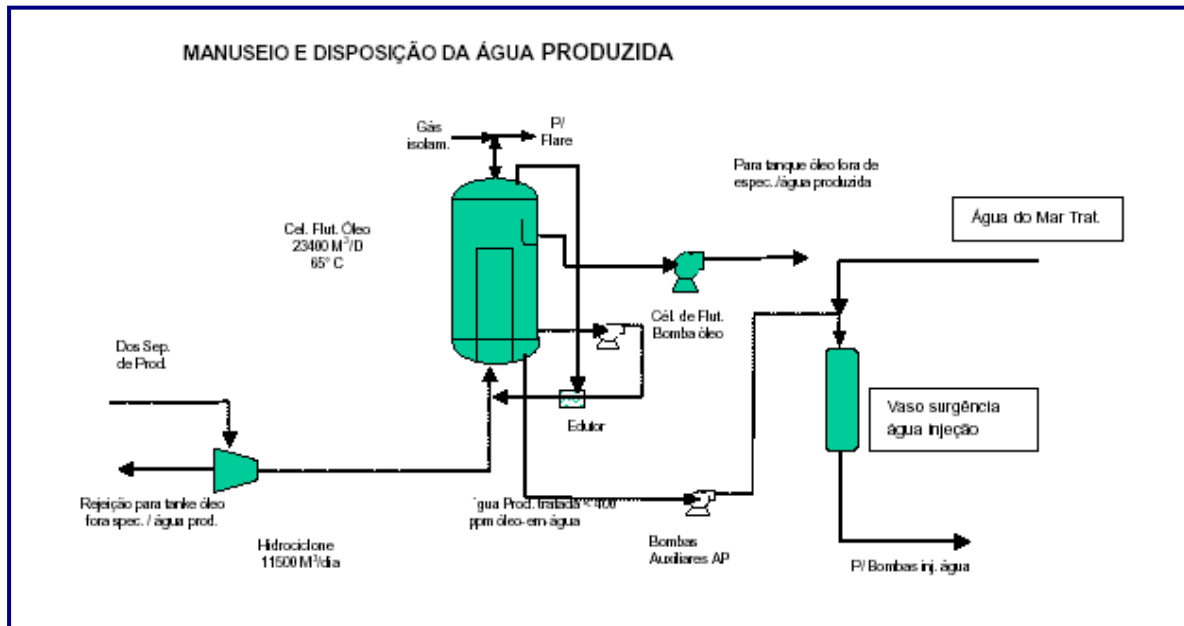


FIGURA II.2.4.2.L-13: FLUXOGRAMA DE TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA

A água, que é separada do óleo cru nos separadores trifásicos, passa por hidrociclones e em seguida, segue para a célula de flotação. Este processo garante a separação de resquícios de óleo da água de produção. A especificação mínima de óleo na água após tratamento para reinjeção na formação é de 400 ppm.

O óleo separado é bombeado para o tanque de óleo fora da especificação (*Off Spec Tank*), para ser tratado e reciclado e, em seguida, retornar ao processo. O tanque de armazenamento de óleo fora da especificação/água produzida, localizado no casco da FPSO, possui uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 15.000 m³.

A água de produção, por conseguinte, é bombeada para o tanque de urgência de água de injeção pela bomba auxiliar de água produzida. Neste tanque de água de injeção, a água produzida é misturada à água do mar tratada e injetada na formação por bombas de injeção.

Serão fornecidos meios de injeção de desmulsificador reverso no sistema de tratamento de água produzida a montante dos hidrociclones. Devido às concentrações menos restritivas de óleo em água para fins de reinjeção (400 ppm), espera-se que os equipamentos utilizados para o tratamento da água produzida executem a limpeza sem auxílio de qualquer tipo de injeção de produtos químicos.

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

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

A estação de tratamento é composta de um tanque dividido em compartimentos de aeração, sedimentação e cloração. O esgoto chega aos compartimentos de aeração, onde é macerado e digerido por bactérias aeróbicas e microrganismos que são desenvolvidos no próprio esgoto com a adição de oxigênio. Deste compartimento, o esgoto escoar para o compartimento de sedimentação onde o resultado da digestão das bactérias é decantado como efluente limpo. Este efluente final ainda passa por uma tela de filtragem para a última remoção dos resíduos sólidos. Esta tela é periodicamente limpa, sendo seus resíduos destinados como Classe IIa.

As águas servidas englobam os efluentes da cozinha, de pias e chuveiros e da lavanderia. Toda a drenagem destes efluentes são direcionadas para o tanque de águas servidas (*Clean Slop Tank*), sendo periodicamente esgotado para o mar. É importante destacar que a **Chevron** orienta as empresas subcontratadas de taifagem contratadas a não proceder o lançamento de óleo vegetal usado na rede de coleta, da mesma forma que a utilizar a bordo, somente produtos de limpeza (detergentes e sabões em pó) que sejam biodegradáveis e não agredam o meio ambiente.

Os restos alimentares gerados são direcionados a um sistema de trituração de sólidos que produz partículas finais com tamanho máximo de 2,5 cm, em conformidade com o estabelecido na Convenção Marpol, sendo lançados também ao mar.

Sistema de Drenagem de Conveses:

O sistema de drenagem de conveses direciona as águas não contaminadas coletadas (águas de baldeação ou pluviais) para os bornais localizados no costado da embarcação, rente ao convés principal. Caso ocorra a contaminação destas águas, existe um procedimento definido a bordo de fechamento dos bornais e contenção das águas sobre o convés, devendo estas serem bombeadas para a rede de coleta do sistema de drenagem de águas oleosas.

Sistema de Drenagem e Tratamento de Águas Oleosas:

As drenagens das áreas de serviços dos conveses com potencial contaminação por óleo (área abaixo do *topside* e de entorno, da área do *turret*, além da área de armazenamento de produtos químicos) serão destinadas para um tanque de água oleosa (*Dirty Slop Tank*). Este tanque encaminha suas águas ao sistema de tratamento de água de produção, para injeção no reservatório.

O óleo excedente, removido pelo sistema, é enviado para os tanques de armazenamento da produção.

Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Contaminados:

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

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.

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

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

O projeto para produção no Campo de Frade, objeto deste Estudo de Impacto Ambiental, foi planejado para ser inicialmente desenvolvido na área do poço RJ 366 em duas fases, sendo que o conhecimento adquirido na primeira fase será utilizado para o desenvolvimento da fase seguinte. O desempenho desta área embasará os estudos e a decisão final para desenvolvimento futuro da área do poço RJS 511.

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

A base de apoio prevista pela **Chevron** durante o desenvolvimento do Campo de Frade, em ambas as fases, de perfuração e de produção, será localizada no estados do Rio de Janeiro. Desta forma, a descrição apresentada na **seção II.2.4.1.P**, para atividade de perfuração valerá também para esta fase do projeto.

II.2.4.2.O Procedimentos Previstos para Desativação das Unidades

A desativação do Campo de Frade incluirá operações de abandono de poço, assim como a remoção de todas as instalações flutuantes de produção e a desativação de todos os dutos, de acordo com as normas vigentes por ocasião desta operação.

Desta forma, a desativação permanente dos poços de produção será realizada de acordo com a atual Portaria ANP Nº 25, de 6 de março de 2002 – Anexo, Regulamento Técnico Nº 2/2002: Procedimentos para Abandono de Poços de Petróleo e/ou Gás, e em consonância com quaisquer outras normas relativas vigentes na ocasião da desativação.

Ressalta-se ainda que os procedimentos específicos para abandono de poço serão desenvolvidos de acordo com as melhores práticas da indústria e da **Chevron**. Os desenhos de construção de poços fornecerão o isolamento das zonas permeáveis umas das outras e da linha de condução da lama mediante um tubo de aço (ex. revestimento, *tubing*) e/ou cimento. Nenhuma zona de pressão anormalmente alta será penetrada no desenvolvimento do Frade, e a injeção de água será utilizada para manter a pressão de produção do reservatório, eliminando as diferenças relativas à pressão extrema entre zonas permeáveis adjacentes.

Caso as condições mecânicas e as normas vigentes à época do tamponamento e abandono permitam, técnicas completas de *tubing* serão utilizadas para a colocação de barreiras de isolamento que se façam necessárias, com a desativação do *tubing*, da cabeça de poço e da árvore obsoleta no local. Caso a árvore venha a ter utilidade futura ou venha a representar um perigo, ela será recuperada, o que normalmente não acontece em desenvolvimento em águas profundas.

As tubulações submersas associadas aos sistemas de coleta e fluxo da produção serão desativados, descontaminados, tamponados em ambos os lados, e deixados no próprio local no leito do mar.

A desativação da FPSO ocorrerá após 18-20 anos de operação, quando será desconectada do seu sistema de amarração e deslocada para outro local. As suas âncoras serão recuperadas juntamente com as amarras.