

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

ÍNDICE GERAL

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE.....	1/218
II.2.1 - Apresentação	1/218
II.2.2 - Histórico	6/218
II.2.3 - Justificativas.....	32/218
II.2.4 - Descrição das Atividades	44/218

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

II.2.1.A - Objetivos

O Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, que compreende o desenvolvimento complementar da produção, com a perfuração de novos poços e a implantação de projetos de recuperação secundária, tem como objetivo assegurar a continuidade das atividades de produção de hidrocarbonetos na porção marítima de águas rasas da Bacia de Sergipe/Alagoas. Tal objetivo será alcançado aumentando-se o fator de recuperação dos campos marítimos, os quais se encontram em estágio avançado de exploração, mediante injeção de água, e desenvolvimento de antigos e novos horizontes potencialmente produtores de hidrocarbonetos.

Adicionalmente, este projeto tem como objetivo eliminar futuramente o descarte de água produzida no mar pelos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, feito atualmente através do emissário submarino PAP-1, localizado no Pólo de Atalaia.

II.2.1.B - Localização e Limites dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema

A localização e limites dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema são apresentados em mapa georreferenciado, na **Figura II.2.1-1**, a seguir.

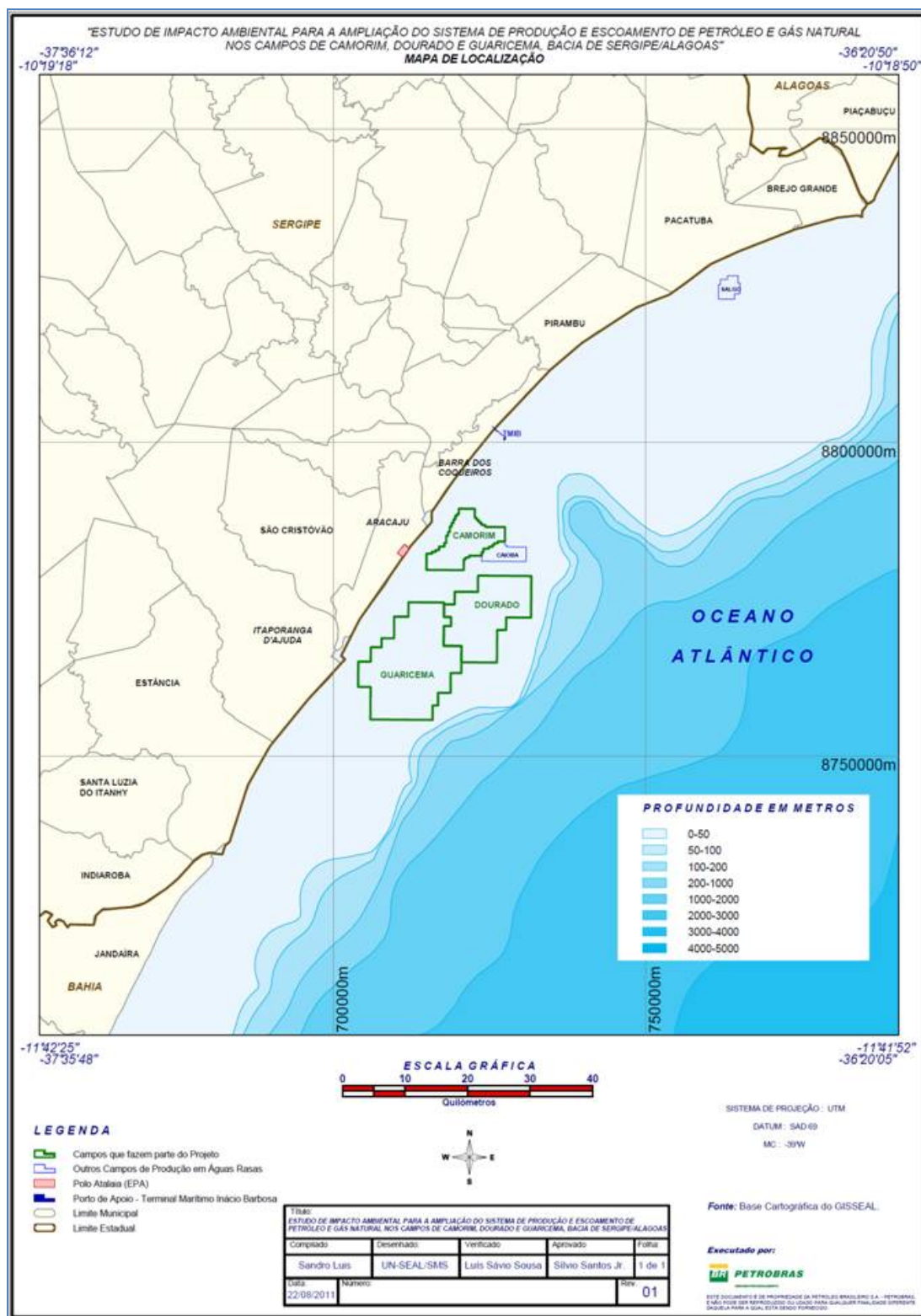


Figura II.2.1-1 - Localização e Limites dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

II.2.1.C - Localização das Plataformas de Produção, Poços e Dutos

A localização das plataformas de produção, poços e dutos, tanto existentes quanto a serem perfurados ou instalados, que serão integrantes do sistema do presente Projeto de Ampliação, encontra-se apresentada em mapas georreferenciados, no **Anexo II.2-1** (Campo de Camorim), no **Anexo II.2-2** (Campo de Dourado) e no **Anexo II.2-3** (Campo de Guaricema).

II.2.1.D - Poços a serem interligados aos Sistemas de Produção e de Injeção de Água

O **Anexo II.2-4**, **Anexo II.2-5** e o **Anexo II.2-6**, adiante, apresentam, respectivamente, as informações referentes aos poços a serem perfurados nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, seja para interligação aos seus sistemas de injeção de água, seja para desenvolvimento complementar desses três campos. Está prevista a perfuração de um total de 44 poços, sendo 17 no Campo de Camorim, 11 no de Dourado e 16 no de Guaricema.

Constam nas tabelas supracitadas, além do nome de cada poço, de suas coordenadas e das plataformas às quais estarão interligados, a lâmina d'água (LDA), à distância para a costa, as características geométricas dos poços a serem perfurados em cada campo, indicando a profundidade final por fase, diâmetros, inclinação, finalidade (injeção, produção ou exploração), o tipo de completação e respectivo método de elevação. Observar que para poços com completação seca, à distância a costa e LDA são medidas a partir da plataforma e para poços de completação molhada ou poços exploratórios a distância a costa e LDA são medidas a partir do próprio poço. As localizações para cada poço no seu respectivo campo encontram-se indicadas, em mapa georreferenciado, no **Anexo II.2-7**, **Anexo II.2-8** e no **Anexo II.2-9**, apresentadas adiante.

Os novos poços do Campo de Camorim serão perfurados em reservatórios bastante depletados, o que significa que seus reservatórios estão bem abaixo da pressão original. Nos casos dos Campos de Dourado e Guaricema, os novos poços serão perfurados tanto em reservatórios depletados quanto em reservatórios com pressão original.

No caso dos poços exploratórios, caso seja confirmada existência de reservatórios com hidrocarbonetos, poderão ser reservatórios com pressão original. Contudo, existe a possibilidade de encontrar reservatórios já depletados. De forma conservadora a PETROBRAS adotou como premissa neste projeto a ocorrência de pressão original nestes poços.

O Projeto de Ampliação contempla, ainda, a instalação de um novo duto de interligação entre a Plataforma PGA-3, no Campo de Guaricema, e a Estação de Produção de Atalaia, no Pólo Atalaia, que possibilitará a ampliação e flexibilização do sistema de escoamento da produção dos Campos de Dourado e Guaricema.

Por ser uma premissa indispensável para a viabilidade do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, a perfuração dos novos poços nestes campos, originalmente no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.007195/03, está sendo tratada no âmbito do presente processo (Processo IBAMA nº 02022.002542/06).

II.2.1.E - Contribuição da Atividade para o Setor Petrolífero

Os campos de Camorim, Dourado e Guaricema possuem, juntos, segundo o Boletim Anual de Reservas da PETROBRAS, de dezembro de 2010, reservas provadas de 1,552 milhões de m³ de petróleo de boa qualidade, com Grau API 28,5 (Camorim), e 40,4 (Dourado e Guaricema), bem como 1,021 bilhões de m³ de gás (associado + não associado) e reservas totais de 15,918 milhões de m³ de petróleo e 2,29 bilhões de m³ de gás (associado + não associado), confirmando o potencial da área, apesar do elevado grau de maturidade das concessões.

A produção dos três campos, em 2010, foi de 218 mil m³ de petróleo e 266,85 milhões de m³ de gás natural, resultando em produções acumuladas de 18,774 milhões de m³ de petróleo e 11,431 bilhões de m³ de gás. Com a implantação do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, pretende-se, ao final do período de concessão (ano 2025), uma produção adicional que ultrapassará 34,69 milhões de m³ de petróleo recuperado e 13,72 bilhões de m³ de gás produzido acumulado.

A recuperação suplementar por injeção de água e o desenvolvimento de horizontes antigos e de novos horizontes não mapeados dentro das referidas concessões permitirá ampliar a produção de petróleo e gás natural, em até 84,9% e 48,6%, no Estado de Sergipe; em até 24,3% e 11,1%, na região Nordeste; e em até 1,8% e 2,3%, no País, evidenciando a significativa contribuição desta ampliação para o setor petrolífero, tanto em escala local quanto regional, ilustrado na **Figura II.2.1-2**. Estas projeções tomam por base a comparação da produção média diária de junho de 2011 com o pico de produção previsto para os Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, considerando a ampliação objeto deste estudo.

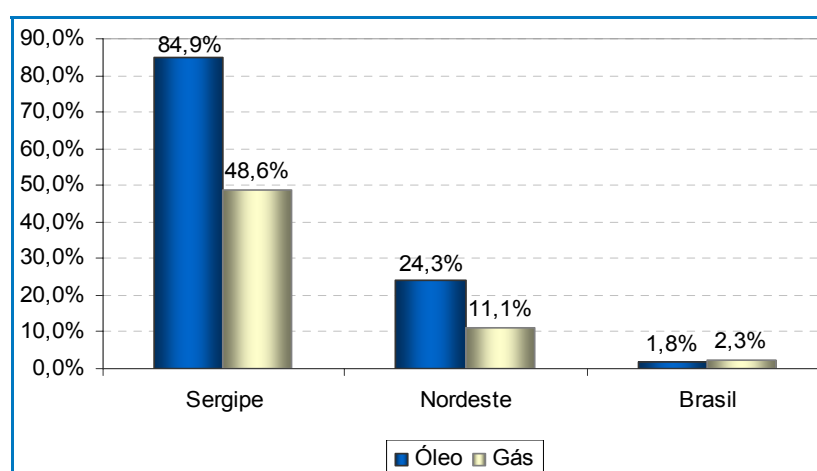


Figura II.2.1-2 - Acréscimos relativos da produção de petróleo e gás natural, com a implantação do projeto

Ressalta-se que, para o setor petrolífero local, o desenvolvimento deste projeto é de altíssima importância, pois significa: (i) a reversão do quadro atual de declínio de produção de óleo e gás nesses campos, cuja exploração ocorre há mais de 35 anos e (ii) a garantia da continuidade das atividades de produção de hidrocarbonetos na área marítima em águas rasas da Bacia de Sergipe/Alagoas, de grande relevância para a economia e suprimento energético local e regional.

II.2.1.F - Cronograma Preliminar da Atividade

O cronograma preliminar da atividade está apresentado no **Anexo II.2-10**. Cronograma detalhado das atividades de perfuração, instalação de facilidades de produção e produção, com a previsão das diferentes etapas de sua execução.

II.2.2 - Histórico

II.2.2.G - Histórico das Atividades Petrolíferas

A atividade exploratória na plataforma continental do Brasil foi iniciada em 1968, na porção sergipana da Bacia de Sergipe/Alagoas, com a perfuração do poço 1-SES-1A, primeiro poço marítimo no Brasil e descobridor do Campo de Guaricema. Hoje se encontram em produção 6 (seis) concessões marítimas em águas rasas da Bacia Sergipe/Alagoas (Campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema, Paru e Salgo) que, juntas, respondem por um volume de óleo *in place* (VOIP)¹ de 168,1 milhões de m³ (PETROBRAS, 2011) e por uma produção de óleo de 479 m³/d (base: julho de 2011). De uma forma geral, os campos apresentam-se bastante depletados, refletindo em forte declínio de produção.

Em outubro do ano 2000, ocorreu o primeiro esforço na tentativa de reverter o declínio natural dos campos marítimos da Bacia de Sergipe/Alagoas, através da implantação do piloto de injeção de água no Campo de Camorim. Em seguida, vieram os sistemas de injeção de água dos Campos de Dourado e Salgo, em setembro de 2004 e dezembro de 2005, respectivamente. Em comum, o fato de todos terem os componentes do sistema de injeção instalados em plataformas fixas de produção.

Porém, devido aos problemas de logística e operacional ocorridos durante e após a implantação desses projetos, os sistemas de injeção passaram a apresentar uma baixíssima eficiência operacional, tornando-se bastante intermitentes, o que impossibilitou o alcance das cotas de injeção previstas.

Estes projetos piloto de injeção de água implantados nos Campos de Camorim, Dourado e Salgo foram interrompidos sem resultados significativos pelos motivos citados acima.

Visando superar os problemas enfrentados, a PETROBRAS optou pela concepção do projeto com instalações terrestres de tratamento e injeção de água seguindo o modelo atualmente implantado de instalações de produção no Pólo Atalaia.

¹ Volume de óleo *in place*, ou seja, o volume total de óleo existente nos reservatórios.

Apresenta-se, a seguir, um breve histórico de cada um dos campos de interesse.

II.2.2.G.1 - Campo de Camorim

Histórico

A descoberta do Campo de Camorim ocorreu em novembro de 1970, através do poço pioneiro 1-SES-10, que constatou vazões comerciais de gás e óleo em reservatórios da Formação Muribeca/Mb. Carmópolis, além de indícios em calha nos arenitos da seção basal da Fm. Barra de Itiúba.

Este campo está localizado na plataforma continental do Estado de Sergipe, em frente aos municípios de Aracaju e Barra dos Coqueiros, a cerca de 6 km da linha de costa, em lâmina d'água variando entre 12 e 30 metros e tem aproximadamente 62 km² de área.

No ano de 1976 iniciou-se, na área Oeste do campo, sua primeira fase de desenvolvimento, que se prolongou até 1978 e contemplou o lançamento de cinco plataformas de produção (PCM-1 a PCM-5), com um total de 27 poços completados.

Sua segunda fase de desenvolvimento teve início no ano de 1984, com a perfuração de mais três poços na área Oeste, a partir de “bocas” disponíveis na PCM-3, e a instalação da PCM-7, na área Sul (seis poços), e das plataformas PCM-6, 8, 9, 10 e 11 na área Leste, com um total de 38 poços completados.

Em dezembro de 2001 foi perfurado o primeiro poço horizontal, CM-93HPA, a partir da PCM-3, ainda na área Oeste, visando avaliar a aplicabilidade desta técnica no Campo de Camorim. Esta etapa contou, ainda, com a perfuração do poço CM-97HP, a partir da PCM-2, além de um terceiro poço, cancelado devido à ocorrência, no poço-piloto (CM-94DP), de contato óleo/água não previsto. Para viabilizar tal projeto, mediante a necessidade de disponibilizar “bocas” nas plataformas, foi realizado o abandono de poços antigos, de baixa produtividade, nas plataformas PCM-1, 2 e 3 (respectivamente os poços CM-14D, CM-18D e CM-21), sendo posteriormente descartada a utilização da “boca” do poço CM-14D devido à dificuldade de posicionamento da sonda de perfuração na plataforma PCM-1.

Em 1981, com o objetivo de aperfeiçoar o modelo geológico do pólo Caioba-Camorim, realizou-se o primeiro levantamento sísmico 3D, registro pioneiro da PETROBRAS na plataforma continental. Esse levantamento, com cerca de 140 km², cobriu apenas a porção leste da Concessão de Camorim. Em 2002, foi adquirido o levantamento sísmico 3D OBC (*Ocean Bottom Cable*). Esse levantamento foi registrado com cabos, geofones e hidrofones no fundo do oceano, cobrindo integralmente as concessões de Caioba e Camorim, num total de 179 km².

Na **Figura II.2.2-1** e na **Figura II.2.2-2** são apresentadas as curvas de vazões médias diárias de óleo e gás do Campo de Camorim, ilustrando sua evolução e declínio desde o início da exploração comercial do campo.

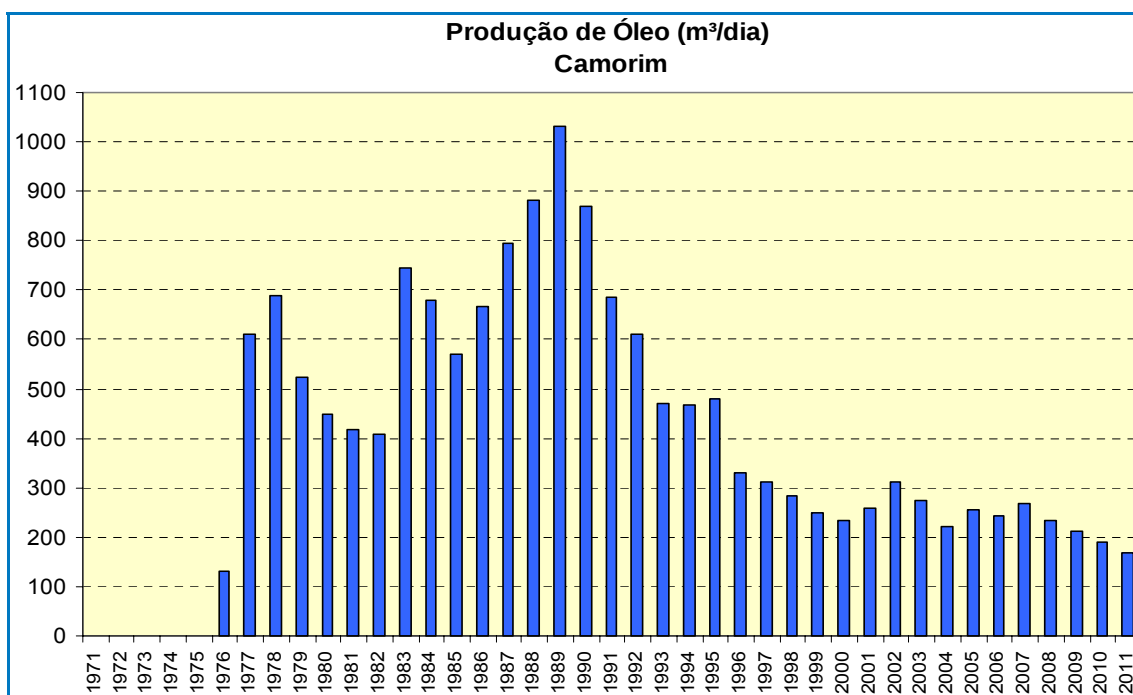


Figura II.2.2-1 - Histórico de produção de óleo no Campo de Camorim (até Julho/2011).

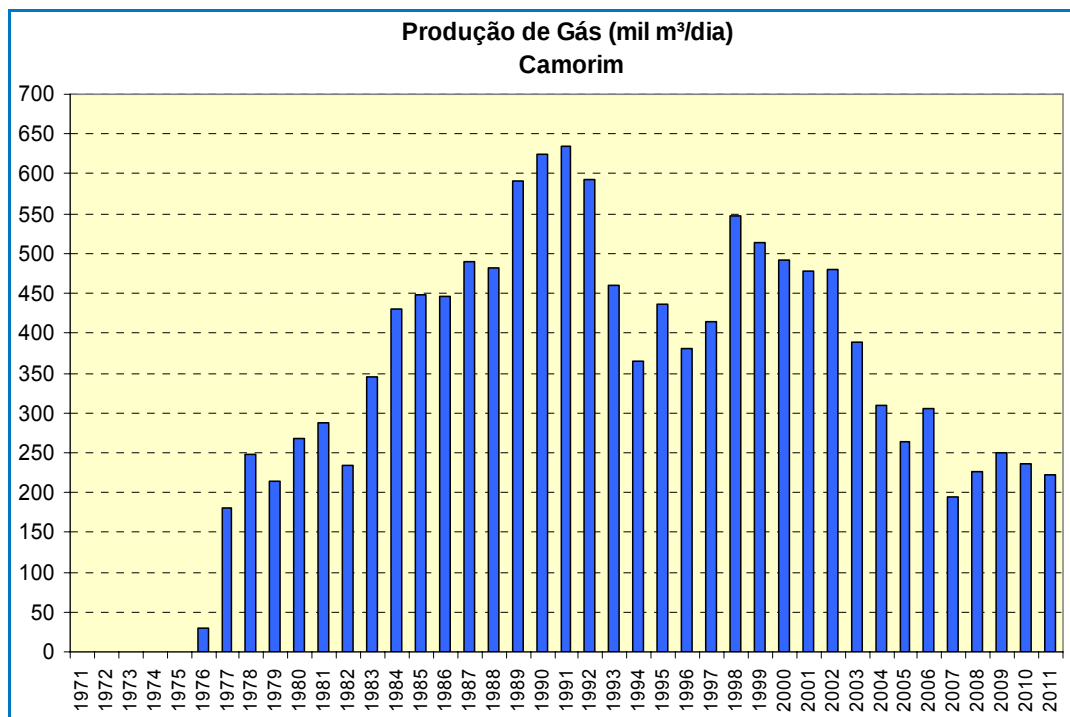


Figura II.2.2-2 - Histórico de produção de gás no Campo de Camorim (até Julho/2011).

O Campo de Camorim produz 168,6 m³/dia de óleo (grau API 28,5) e 222,7 mil m³/dia de gás (base: média janeiro a julho de 2011), (Fonte: PETROBRAS, 2011). O Volume de Óleo *In Place* (VOIP) é de 99,719 milhões de m³ e Volume de Gás *In Place* (VGIP) é de 13,972 bilhões de m³, segundo o Boletim de Reservas da PETROBRAS de dezembro de 2010. O Campo de Camorim apresenta 14 reservatórios, sendo que os principais estão na formação Muribeca/Mb. Carmópolis. As reservas provadas e totais de óleo do Campo de Camorim eram de, respectivamente, 0,295 milhões de m³ e 9,902 milhões de m³ em dezembro de 2010. No caso do gás natural (gás associado + gás não associado), as reservas provadas e totais eram de 0,402 bilhões de m³ e 1,359 bilhões de m³, respectivamente, na mesma data. A tentativa de implantação de um projeto piloto de injeção de água em Camorim resultou num volume injetado de 222 mil m³. Apesar de ter sido registrado um bom nível de injetividade, não foi possível injetar um volume suficiente para repressurizar os reservatórios devido à interrupção do projeto após diversos problemas operacionais e de logística, consequentemente, não foi observado ganho na produção de hidrocarbonetos devido ao pequeno volume injetado.

Ao todo, já foram perfurados 120 poços no campo, sendo 29 poços exploratórios e 91 de desenvolvimento. Destes, 75 foram completados, dos quais 32 estão atualmente operando, todos produtores de óleo. Todos os poços possuem completação simples com árvore-de-natal seca.

Estes 75 poços encontram-se ligados a 11 plataformas de produção fixas, todas do tipo jaqueta, sendo 10 desabitadas (PCM-01, PCM-02, PCM-03, PCM-04, PCM-05, PCM-06, PCM-07, PCM-08, PCM-10 e PCM-11) e uma habitada (PCM-09, **Figura II.2.2-3**). Todas estão ativas, exceto a PCM-11 (**Figura II.2.2-4**) que teve seu convés retirado em 1997.



Figura II.2.2-3 - Plataforma de Camorim 9 (PCM-09)



Figura II.2.2-4 - Plataforma de Camorim 11 (PCM-11)

A **Tabela II.2.2-1** apresenta, de forma resumida, o histórico das instalações neste Campo, identificando as plataformas pelo tipo, lâmina d'água (LDA), localização, distribuição atual dos poços por plataforma e data de início da operação.

Tabela II.2.2-1 - Plataformas que operam no campo de Camorim

Plataforma de Produção	Tipo	LDA (m)	Coordenadas Geográficas Datum SAD 69		Poços Interligados à Plataforma		Ano de Instalação da Plataforma
			Latitude Sul	Longitude Oeste	Produtores	Injetores	
PCM-1	Fixa	13	10° 59' 36,556"	36° 59' 35,574"	4 (Óleo)	1 (Gás)	1974
PCM-2	Fixa	15	10° 59' 2,638"	36° 58' 54,605"	6 (Óleo)	1 (Gás)	1974
PCM-3	Fixa	14	10° 58' 2,585"	36° 58' 37,198"	5 (Óleo)	1 (Gás)	1975
PCM-4	Fixa	18	10° 59' 6,189"	36° 57' 51,812"	5 (Óleo)	1 (Água)	1975
PCM-5	Fixa	20	10° 59' 56,639"	36° 58' 18,274"	7 (Óleo)	0	1977
PCM-6	Fixa	26	10° 58' 58,352"	36° 55' 56,968"	14 (Óleo)	0	1984
PCM-7	Fixa	19	11° 0' 48,703"	36° 59' 17,003"	1 (Gás), 5 (Óleo)	0	1985
PCM-8	Fixa	26	10° 59' 15,463"	36° 56' 15,488"	1 (Gás), 5 (Óleo)	0	1985
PCM-9	Fixa	25	10° 59' 11,911"	36° 56' 53,154"	6 (Óleo)	0	1987
PCM-10	Fixa	21	10° 58' 37,251"	36° 57' 11,439"	6 (Óleo)	0	1989
PCM-11(*)	Fixa	23	10° 59' 24,359"	36° 57' 19,973"	6 (Óleo)	0	1989

(*) – Plataforma desativada, com o convés removido.

O **Anexo II.2-11** apresenta a classificação e distribuição dos poços por plataforma do Campo de Camorim, indicando aqueles que se encontram, atualmente, fechados.

Sistema de Produção Atual

A produção do Campo de Camorim é coletada através de linhas de produção e direcionada para a plataforma central PCM-01. Nenhuma das plataformas dispõe de sistema de processamento e armazenamento de petróleo, sendo toda a produção exportada, através de duto multifásico, para separação e tratamento em terra, na Estação de Produção de Atalaia (EPA).

As plataformas possuem facilidades que permitem direcionar a produção para o oleoduto ou, ainda, selecionar um determinado poço e encaminhá-lo para teste em um vaso separador. Nos separadores de teste, o líquido e o gás natural produzidos pelos poços são separados e tem suas vazões medidas através de medidores mássicos e medidores multivariáveis, respectivamente. Após medição, os fluidos são novamente misturados e direcionados para o oleoduto.

Os sistemas de escoamento dos fluidos produzidos e de importação de gás do Campo de Camorim consistem de oleodutos de produção e gasodutos do sistema de *gas-lift* que interligam as plataformas entre si, conectando-se com as instalações terrestres através de um único oleoduto, que escoar toda a produção, a partir da plataforma PCM-01, para Estação de Produção de Atalaia (EPA), e de um gasoduto, que envia gás da Estação de Compressão de Atalaia (ECA)² para a plataforma PCM-01. O gás é enviado para as demais plataformas do Campo de Camorim, a partir da PCM-01, e para a PCB-01, do Campo de Caioba, a partir da PCM-06. Ver **Anexo II.2-12**.

A localização das plataformas de produção, poços e dutos existentes integrantes do sistema de produção atual do Campo de Camorim, encontra-se apresentada em mapa georreferenciado no **Anexo II.2-13** (Campo de Camorim).

² A EPA e a ECA, juntamente com a Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN, fazem parte da Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos (UTPF), do Pólo Atalaia.

II.2.2.G.2 - Campo de Dourado

Histórico

A acumulação de hidrocarbonetos do Campo de Dourado foi descoberta através dos poços pioneiros 1-SES-03, descobridor de gás, em maio de 1969, e 1-SES-05, descobridor de óleo, em junho de 1970.

Este campo encontra-se localizado a cerca de 16 km da linha de costa, 23 km ao sul da cidade de Aracaju, em profundidade d'água média de 30 metros e tem, aproximadamente, 15 km² de área.

Após sua descoberta, a comercialidade do campo foi definida em abril de 1974 com a instalação da primeira plataforma de produção (PDO-1), embora o efetivo início da produção tenha ocorrido somente em junho de 1976, devido à indisponibilidade de equipamentos de perfuração.

Em 1987 foi realizado o primeiro levantamento sísmico 3D do campo, denominado Baixo de Mosqueiro.

A perfuração de novos poços e sua entrada em operação a partir da instalação das plataformas PDO-2 e PDO-3, em 1993-1994, possibilitaram um aumento na produção do Campo, invertendo, naquele momento, sua tendência de declínio.

Em outubro de 1999, a partir dos dados obtidos com o levantamento sísmico 3D de 1987, foi definido um novo modelo geológico para o campo, em particular para a área dos poços DO-08 e DO-09D, interligados à plataforma PDO-1. Com base nos novos mapas, foi desenvolvido um estudo de simulação com vistas à proposição de um projeto de recuperação suplementar por injeção de água para os blocos-reservatórios CAL320/BL08 e CAL320/BL09. Um terceiro levantamento sísmico 3D, utilizando a tecnologia de registro com cabo de fundo (*OBC – Ocean Bottom Cable*), foi realizado em 2002 com o objetivo de substituir os dados sísmicos adquiridos em 1987, que já não permitiam reprocessamentos.

Em 2004-2005 foi iniciado, no Campo de Dourado, um Projeto de Recuperação Suplementar por Injeção de Água nos blocos dos poços DO-08 e

DO-09D, sendo a captação de água feita através do poço DO-24, em reservatório raso da Formação Marituba, com instalações de injeção na plataforma PDO-01, em um sistema bastante simplificado, sem nenhum tratamento químico ou físico da água a ser injetada.

No bloco do DO-08, o projeto previa a injeção no poço DO-11D e produção no DO-08. Para o bloco do DO-09D, que só contava com este poço, foi prevista a perfuração de dois novos poços para produção (DO-25D e DO-26D), enquanto que o poço DO-09D seria convertido para injeção.

A boa perspectiva de recuperação prevista para os blocos dos poços DO-08 e DO-09D levou a UO-SEAL a considerar a ampliação da injeção de água para outros reservatórios do Campo de Dourado.

Na **Figura II.2.2-5** e na **Figura II.2.2-6** são apresentadas as curvas de vazões médias diárias de óleo e gás do Campo de Dourado, ilustrando sua evolução e declínio desde o início da exploração comercial do campo.

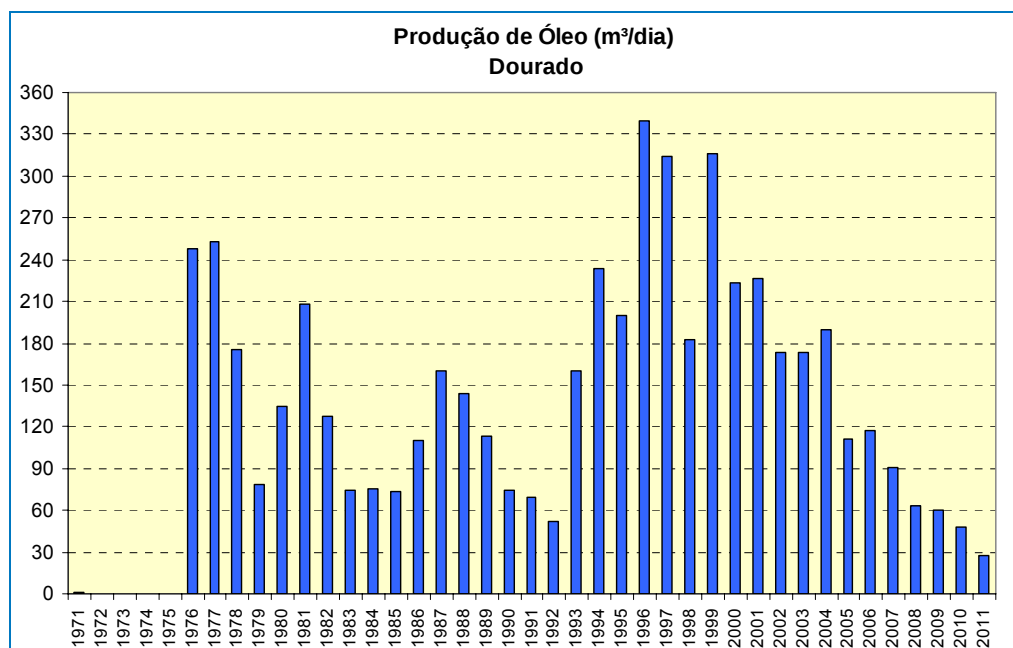


Figura II.2.2-5 - Histórico de produção de óleo no Campo de Dourado (até Julho/2011).

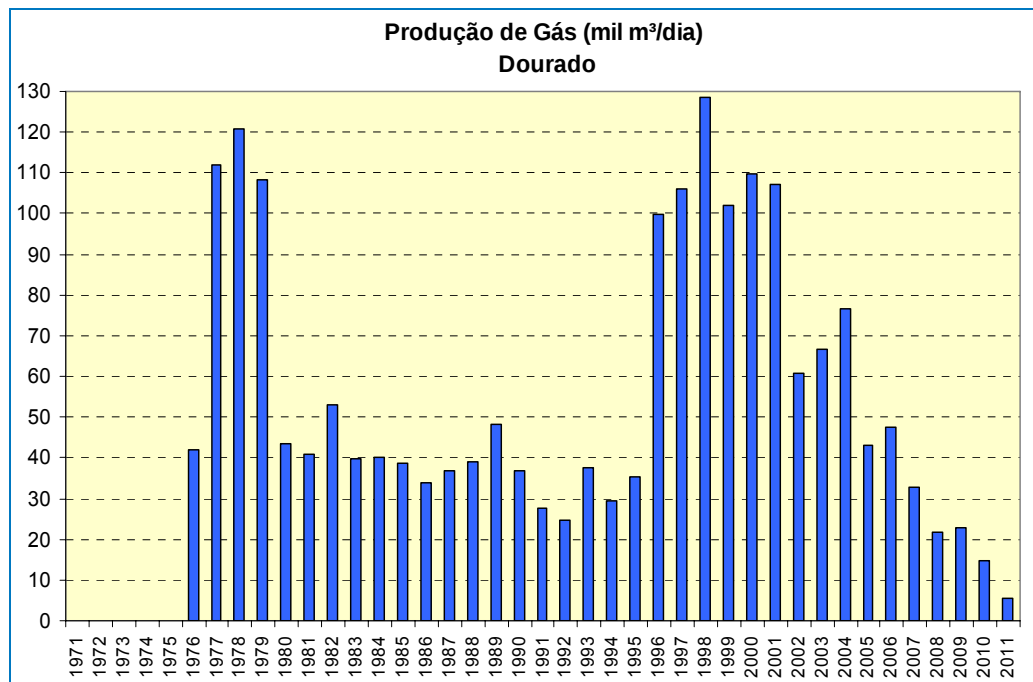


Figura II.2.2-6 - Histórico de produção de gás no Campo de Dourado (até Julho/2011).

O Campo de Dourado produz 27,7 m³/dia de óleo (grau API 40,4) e 5,5 mil m³/dia de gás (base: janeiro a julho de 2011) e apresenta um VOIP de 11,895 milhões de m³ e um VGIP de 1,301 bilhões m³, segundo o Boletim de Reservas da PETROBRAS de dezembro de 2010. As reservas provadas e totais de óleo do Campo de Dourado eram de, respectivamente, 0,013 milhões de m³ e 2,738 milhões de m³ em dezembro de 2010. No caso do gás natural (gás associado + gás não associado), as reservas eram de 0,005 bilhões de m³ e 0,190 bilhões de m³, respectivamente, na mesma data. No Campo de Dourado existem 34 reservatórios, todos da formação Calumbi. A tentativa de implantação de um projeto piloto de injeção de água em Dourado resultou num volume injetado de 167 mil m³. Este volume não foi suficiente para repressurizar os reservatórios e o piloto foi interrompido após diversos problemas operacionais e de logística. Não foi observado ganho na produção de hidrocarbonetos devido ao pequeno volume injetado.

Ao todo, já foram perfurados 40 poços no campo de Dourado, sendo 20 poços exploratórios, 19 de desenvolvimento e um poço de captação de água. Destes, 6 encontram-se atualmente em operação, todos produtores de óleo.

Todos os poços que se encontram em operação são de completação simples, com controle de areia, e encontram-se equipados, em sua maioria, com Árvore de Natal Seca (ANS). Apenas quatro poços, do total de poços interligados às plataformas, foram equipados com Árvore de Natal Molhada (ANM). São eles: o SES-111, o SES-121, o DO-27 e o DO-16, sendo que apenas este último encontra-se em operação. A produção ocorre, essencialmente, por surgência, exceto no caso do poço DO-26, que foi equipado com bombeio centrífugo submerso (BCS).

Apenas no reservatório do DO-32, que se pretende perfurar neste projeto, foi perfurado o poço DO-17 e abandonado na fase exploratória inicial. Não foram realizadas perfurações exploratórias nos demais reservatórios com pressão original que se pretende por em produção.

Todos esses poços encontram-se interligados a três plataformas de produção fixas, sendo uma jaqueta (PDO-1) e duas *caissons* (PDO-2 e PDO-3), todas desabitadas. A **Figura II.2.2-7** mostra a PDO-1, principal plataforma do Campo de Dourado.

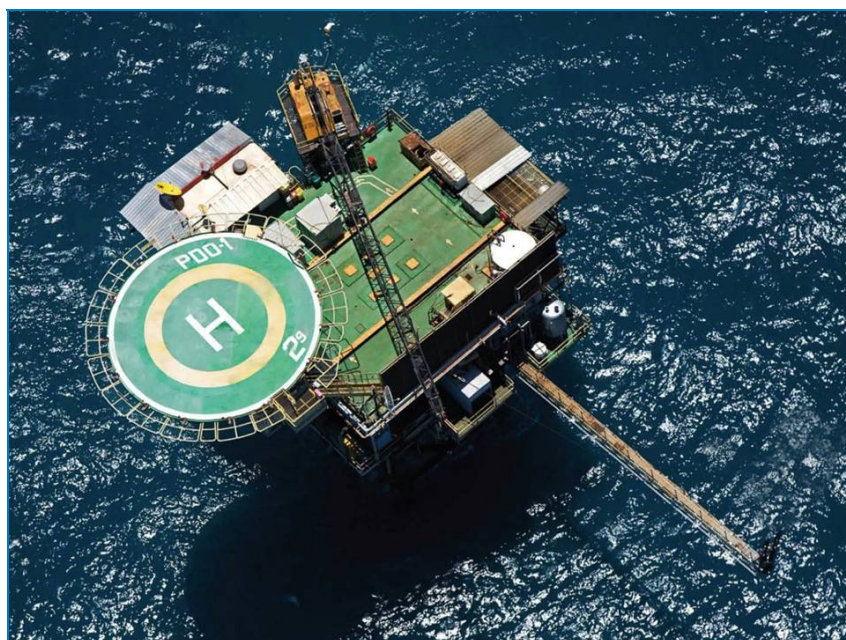


Figura II.2.2-7 - Plataforma PDO-01, Campo de Dourado.

A **Tabela II.2.2-2** apresenta, de forma resumida, o histórico das instalações neste campo, identificando as plataformas pelo tipo, lâmina d'água (LDA), localização, distribuição atual dos poços por plataformas e data de início da operação.

Tabela II.2.2-2 - Plataformas que operam no campo de Dourado

Plataforma de Produção	Tipo	LDA (m)	Coordenadas Geográficas Datum SAD 69		Poços Interligados à Plataforma		Ano de Instalação da Plataforma
			Latitude Sul	Longitude Oeste	Produtores	Injetores	
PDO-1	Fixa	27,0	11° 5' 52,576"	36° 57' 33,887"	1 (Água), 6 (Óleo)	2 (Água)	1974
PDO-2	Fixa	27,5	11° 6' 52,385"	36° 57' 58,214"	5 (Óleo)	-	1993
PDO-3	Fixa	27,5	11° 7' 5,149"	36° 58' 47,645"	4 (Óleo)	-	1994

O **Anexo II.2-11** apresenta a classificação e distribuição dos poços por plataforma, indicando o seu atual status de funcionamento.

Sistema de Produção Atual

Conforme mencionado anteriormente, o Campo de Dourado possui três plataformas fixas de produção, identificadas como PDO-01, PDO-02 e PDO-03. A PDO-01 é a plataforma central e as demais funcionam como plataformas satélite. Toda a produção do campo é coletada através de linhas de surgência e de produção e direcionada para a PDO-01.

Nenhuma das plataformas dispõe de sistema de processamento armazenamento de petróleo ou é habitada. A produção de óleo e gás de cada plataforma é exportada conjuntamente para a plataforma central PDO-01; a partir desta, através de duto multifásico, é enviada para a plataforma central do Campo de Guaricema, PGA-03, e daí, junto com a produção de Guaricema, segue para separação e tratamento em terra, na Estação de Produção de Atalaia (EPA).

As plataformas do Campo de Dourado possuem facilidades que permitem direcionar a produção para a PGA-03 ou, ainda, selecionar um determinado poço e encaminhá-lo para um dos dois vasos separadores de teste, instalados na PDO-01. Esses vasos são utilizados para executar testes rotineiros de produção de óleo e gás dos poços.

Nos separadores de teste, o líquido e o gás natural produzidos pelos poços são separados e têm suas vazões medidas através de medidores mássicos e medidores multivariáveis, respectivamente. Durante o teste, a produção de óleo e gás, após passar pelos vasos separadores, é direcionada para o duto de interligação com a plataforma PGA-03, de onde é destinada às instalações terrestres da EPA.

No **Anexo II.2-12** apresentado o fluxograma do atual sistema de produção e escoamento de óleo e gás do Campo de Dourado.

A localização das plataformas de produção, poços e dutos existentes integrantes do sistema de produção atual do Campo de Dourado, encontra-se apresentada em mapa georreferenciado no **Anexo II.2-13** (Campo de Dourado)

II.2.2.G.3 - Campo de Guaricema

Histórico

O Campo de Guaricema foi descoberto pelos poços pioneiros 1-SES-1A, descobridor de óleo, em setembro de 1968 e 3-GA-02-SES, descobridor de nova jazida de óleo, em setembro de 1969. Esses poços tinham como objetivo identificar acumulações associadas às estruturas dômicas na Formação Calumbi, mapeadas em sísmica de reflexão.

Este campo está localizado na plataforma continental do estado de Sergipe, em frente ao litoral sul do município de Aracaju, distando cerca de 5 km da linha de costa, em lâmina d'água que varia de 20 a 40 metros e tendo, aproximadamente, 218 km² de área.

Com base na análise dos resultados da sísmica, foram perfurados outros 24 poços exploratórios, com o objetivo de encontrar acumulações de óleo associadas a essas feições estruturais. Entretanto, não se logrou êxito com essas perfurações. As acumulações de óleo e gás encontradas estavam associadas às feições estratigráficas, geradas pelo tectonismo proveniente da contínua movimentação das camadas de sal subjacentes, durante a deposição da Formação Calumbi.

No ano de 1973 iniciou-se a Fase de Desenvolvimento, a partir da entrada em operação das plataformas de produção PGA-02, lançada em 1969, e posteriormente da PGA-03 e PGA-01, lançadas em 1971. As plataformas PGA-04, PGA-05 e PGA-06 entraram em operação, respectivamente, em 1976, 1975 e 1979. A PGA-06 foi desativada em 1997 devido à baixa produtividade dos seus poços produtores. A PGA-07 foi instalada em 1997 e a PGA-08, em 1998.

Desde o início da vida produtiva, os poços apresentaram problemas de produção de areia, que foram contornados com a instalação de *gravel-packing*³.

Os poços, inicialmente surgentes e com excelente produtividade, passaram a apresentar dificuldade de produção já nos primeiros anos, em decorrência da queda de pressão estática, principalmente na PGA-03, que para contornar esta dificuldade teve seus poços equipados para *gas-lift* em setembro de 1979.

A partir das recomendações de Estudo de Reservatório realizado para o campo em 1980, foi iniciada injeção de gás através do poço GA-41D, com vazão de 70.000 m³/d, sendo posteriormente ampliada para os poços GA-26D, GA-30, GA-31D, GA-32D, GA-44D e GA-45D.

Em 1987 foi realizado o primeiro levantamento sísmico 3D, denominado Baixo Mosqueiro, que cobriu parte do Campo de Guaricema.

Em 1996, foi referendado o novo modelo estratigráfico para as acumulações, a partir de anomalias de amplitude sísmica correlacionáveis aos reservatórios. Esses reservatórios apresentam baixas velocidades em relação às velocidades dos folhelhos encaixantes, permitindo a associação direta entre amplitude e espessura dos reservatórios com hidrocarbonetos.

Com isso, novas oportunidades foram identificadas e confirmadas com a perfuração de três poços (1-SES-112, 3-GA-54DP-SES e 1-SES-115) descobridores de óleo na porção sul, um poço (1-SES-114) descobridor de óleo

³ *Gravel-packing* é uma técnica de contenção de areia, durante a perfuração de poços, utilizando-se enchimento com cascalho no trecho da coluna do poço onde poderia ocorrer passagem de areia.

na porção leste e um poço (1-SES-113) descobridor de gás não associado na porção oeste do campo. O poço SES-113 foi perfurado e completado mas não foi interligado e nunca entrou em operação.

Um novo levantamento sísmico 3D, utilizando-se a tecnologia de registro com cabo de fundo (OBC – *Ocean Bottom Cable*), foi realizado em 2002, em toda a área da concessão, visando substituir os dados sísmicos adquiridos em 1987, que já não permitiam reprocessamentos e estudos de Amplitude Versus Offset (AVO).

No Campo de Guaricema foram adquiridos 579,148 km de sísmica 2D, 163 km² de sísmica 3D (não cobriu a área central do Campo, por problemas operacionais relacionados às plataformas) e 209,267 km² de sísmica 3D OBC.

Na **Figura II.2.2-8** e na **Figura II.2.2-9** são apresentadas as curvas de vazões médias diárias de óleo e gás do Campo de Guaricema, ilustrando sua evolução e declínio desde o início da exploração comercial do campo.

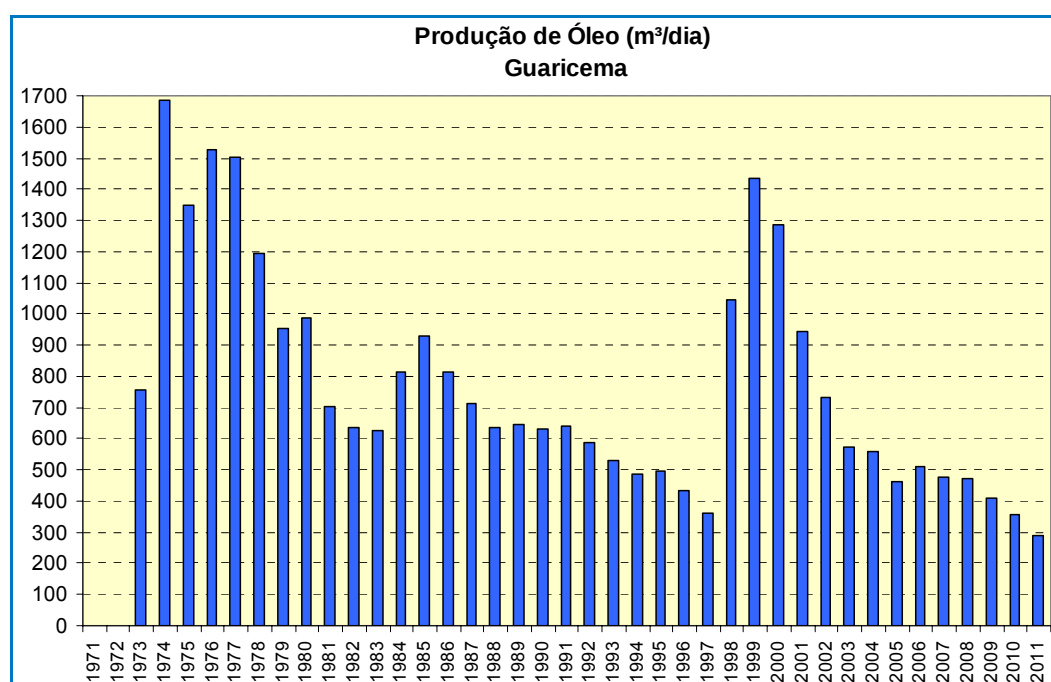


Figura II.2.2-8 - Histórico de produção de óleo no Campo de Guaricema (até Julho/2011).

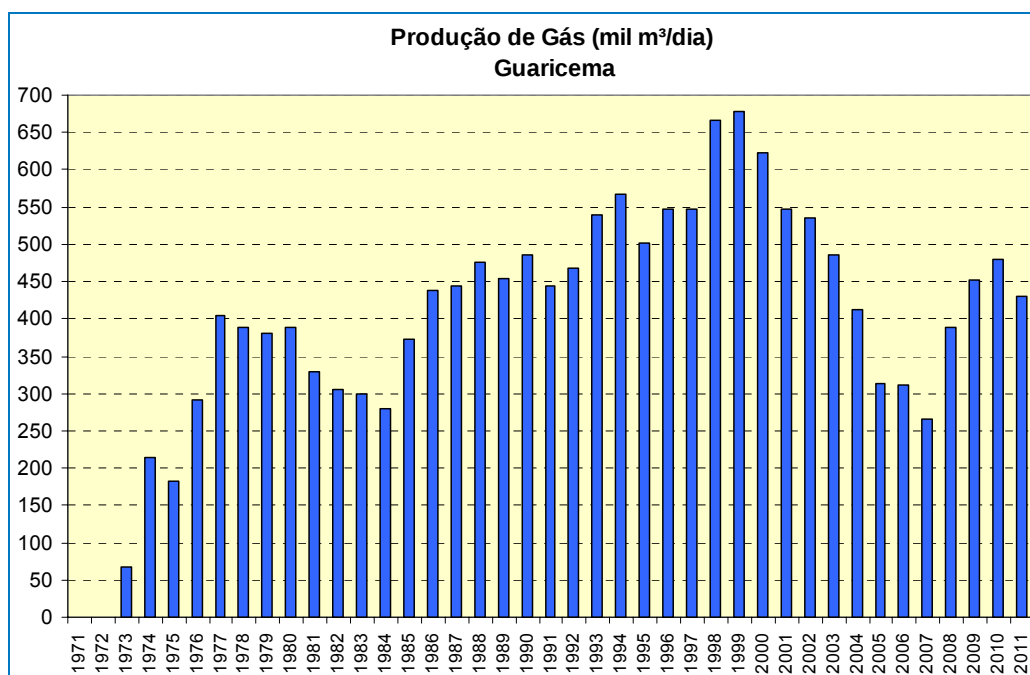


Figura II.2.2-9 - Histórico de produção de gás no Campo de Guaricema (até Julho/2011)

O Campo de Guaricema produz 290 m³/dia de óleo (grau API 40,4) e 429 mil m³/dia de gás (base: janeiro a junho de 2011), com VOIP de 31,254 milhões de m³ e VGIP de 5,457 bilhões de m³ (Fonte: Boletim de Reservas da PETROBRAS, dezembro de 2010). O volume acumulado de gás injetado nos reservatórios maduros deste campo foi de 4,575 bilhões de m³ em dezembro de 2010. O Campo de Guaricema apresenta 21 zonas produtoras conhecidas, sendo todas na formação Calumbi. As reservas provadas e totais de óleo do Campo de Guaricema eram de, respectivamente, 1,244 milhões m³ e 3.278 milhões de m³ em 31 de dezembro de 2010 (Boletim de Reservas da Petrobras). No caso do gás natural (gás associado + gás não associado), as reservas provadas e totais eram de 0,614 bilhões de m³ e 0,740 bilhões de m³, respectivamente, na mesma data.

Ao todo, já foram perfurados no campo 92 poços, sendo 38 poços exploratórios e 54 poços de desenvolvimento. Os poços produtores em Guaricema são de completação simples, com controle de areia, e predominantemente com ANS. Três poços estão equipados com ANM, dos quais dois encontram-se em produção.

Não foram realizadas perfurações exploratórias nos reservatórios com pressão original que se pretende por em produção no Campo de Guaricema, com a execução deste projeto.

Entre os poços produtores que estão atualmente em operação no campo, têm-se 8 poços produzindo por surgência, 2 poços equipados para elevação por *gas-lift* contínuo e 6 poços equipados para elevação por bombeio pneumático.

Gas-lift e bombeio pneumático são métodos de elevação artificial, que atuam apenas no poço e não são suficientes para otimizar a recuperação dos reservatórios. Poços podem ser equipados para elevação artificial tanto na fase primária de produção dos reservatórios como na fase de recuperação secundária.

Todos os 36 poços atualmente em operação ou temporariamente fechados do Campo de Guaricema estão ligados a sete plataformas de produção fixas, todas desabitadas, sendo seis do tipo jaqueta (PGA-01, PGA-02, PGA-03, PGA-04, PGA-05 e PGA-07) e uma do tipo *Caisson* (PGA-08). Na **Figura II.2.2-10** é apresentada a principal plataforma do Campo de Guaricema, PGA-03.

A **Tabela II.2.2-3** apresenta, de forma resumida, o histórico das instalações neste Campo, identificando as plataformas pelo tipo, lâmina d'água (LDA), localização, distribuição atual dos poços por plataformas e data de início da operação.

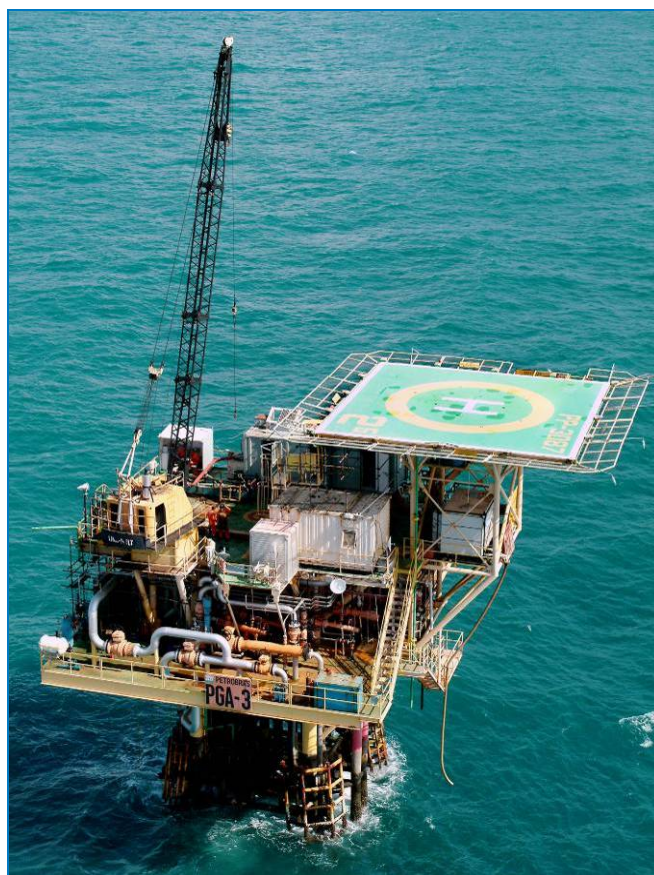


Figura II.2.2-10 - Plataforma de Guaricema 3 (PGA-03)

Tabela II.2.2-3 - Plataformas que operam no campo de Guaricema

Plataforma de Produção	Tipo	LDA (m)	Coordenadas Geográficas Datum SAD 69		Poços Interligados à Plataforma		Ano de Instalação da Plataforma
			Latitude Sul	Longitude Oeste	Produtores	Injetores	
PGA-1	Fixa	28	11° 8' 55,575"	37° 2' 55,962"	3 (Óleo)	1 (Gás)	1969
PGA-2	Fixa	25	11° 9' 50,453"	37° 3' 8,249"	4 (Óleo)	1 (Gás)	1971
PGA-3	Fixa	25	11° 8' 32,190"	37° 2' 22,969"	4 (Óleo)	3 (Gás)	1971
PGA-4	Fixa	24	11° 7' 52,571"	37° 2' 50,122"	-	3(Gás),1(Água)	1974
PGA-5	Fixa	25	11° 9' 11,459"	37° 3' 41,759"	1 (Gás)	5 (Gás)	1974
PGA-6 (*)	Fixa	32	11° 9' 21,49"	37° 2' 7,88"	-	-	1979
PGA-7	Fixa	27	11° 12' 6,614"	37° 4' 45,456"	4 (Óleo)	2 (Gás)	1997
PGA-8	Fixa	38	11° 10' 37,382"	37° 1' 5,607"	4 (Óleo)	-	1998

(*) – Plataforma desativada, tendo o convés e a jaqueta removidos em 1997.

O **Anexo II.2-11** apresenta a classificação e distribuição dos poços por plataforma do Campo de Guaricema.

Na **Tabela II.2.2-3** e no **Anexo II.2-11** existe uma informação sobre um poço injetor de água em Guaricema. Porém, nunca houve projeto de injeção de água

neste campo. Em 1981 houve um teste com o poço GA-36, que foi equipado para captação e injeção de água simultaneamente.

O poço GA-36 estava completado para produção numa zona de óleo (Fm. Calumbi) e foi também canhoneado num intervalo mais raso, portador de água (Fm. Marituba). A água da Fm. Marituba era injetada por diferença hidrostática para a Fm. Calumbi. Porém, a injetividade foi muito baixa e não houve resposta da injeção em nenhum dos produtores próximos. A injeção de água foi suspensa após algumas tentativas mal sucedidas de melhorar a injetividade.

O volume injetado de água foi considerado muito baixo e não houve condições de medição direta deste volume naquela época. Não houve volume recuperado de óleo e gás, decorrente desta tentativa de injeção de água.

Sistema de Produção Atual

A produção do Campo de Guaricema é coletada através de linhas de produção e direcionada para a plataforma central PGA-03. Nenhuma das plataformas dispõe de sistema de processamento e armazenamento de petróleo. A produção é exportada, através de duto multifásico (PGA-3/EPA), para separação e tratamento em terra, na Estação de Produção de Atalaia (EPA).

As plataformas possuem facilidades que permitem direcionar a produção para o oleoduto ou, ainda, selecionar um determinado poço e encaminhá-lo para teste em um vaso separador. Nos separadores de teste, o líquido e o gás natural produzidos pelos poços são separados e tem suas vazões medidas através de medidores mássicos e medidores multivariáveis, respectivamente. Após medição, os fluidos são novamente misturados e direcionados para o oleoduto.

Os Sistemas de Escoamento dos fluidos produzidos e de importação de gás do Campo de Guaricema consistem de oleodutos e gasodutos que interligam as plataformas entre si, conectando-se com as instalações terrestres através de duto, que escoam toda a produção a partir da plataforma PGA-03 para a Estação de Produção de Atalaia, e de gasodutos que enviam gás da Estação de Compressão de Atalaia para a plataforma PGA-01 e, desta, para as demais plataformas (sistema de *gas-lift* e de injeção de gás), conforme **Anexo II.2-12**.

A localização das plataformas de produção, poços e dutos existentes integrantes do sistema de produção atual do Campo de Guaricema, encontra-se apresentada em mapa georreferenciado no **Anexo II.2-13** (Campo de Guaricema)

II.2.2.H - Relato Sumário do Projeto

Conforme já mencionado no Capítulo II.2.1- Apresentação, Item A - Objetivos, os principais reservatórios produtores dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema apresentam-se bastante depletados, resultando em forte declínio de produção, particularmente nos últimos anos, devido à exaustão do processo de completação e estimulação de novos intervalos desses reservatórios. No caso do campo de Camorim, todos os reservatórios encontram-se depletados. Tal aspecto motivou a criação, em 2004, de um Grupo de Trabalho (GT) para elaboração de estudo de viabilidade técnico econômica, com o objetivo de investigar as oportunidades de revitalização para os Campos de Camorim e Dourado, através de um projeto de recuperação suplementar por injeção de água, em larga escala, visando a melhorar a recuperação de óleo de seus diversos reservatórios.

Já a solução para a revitalização do Campo de Guaricema, embora comporte desdobramentos futuros com projetos de recuperação secundária, envolve, no curto prazo, a perfuração de 16 poços que são de interesse fundamental para a continuidade operacional do campo.

Com base em estudos de viabilidade técnica e econômica e considerando-se as premissas apresentadas na Seção II.3 – Análise das Alternativas - chegou-se à concepção do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, considerando-se que o seu objetivo é aumentar o potencial de produção desses campos. Isto se dará através da injeção de água nos reservatórios dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema e de ações complementares para o desenvolvimento da produção, com a perfuração de novos poços e adequações no sistema de escoamento nos três campos.

A implantação do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema compreenderá as seguintes etapas:

1. Perfuração de novos poços injetores e produtores, bem como atividades de intervenção em poços antigos nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Nos Campos de Guaricema e Dourado é também prevista a perfuração de poços exploratórios;
2. Instalação e operação da Estação de Tratamento e Injeção de Água Produzida (ETA), localizada na Estação de Produção de Atalaia;
3. Lançamento e instalação de 6 novas plataformas (PCM-12, PDO-04, PDO-05, PDO-06, PGA-09 e PGA-10) e instalação de convés na PCM-11;
4. Adequações que serão realizadas nas plataformas de produção existentes (instalações necessárias para o sistema de facilidades);
5. Lançamento e operação de aquedutos entre a ETA e as plataformas dos Campos de Camorim (PCM-05), Dourado (PDO-04) e Guaricema (PGA-03);
6. Lançamento e operação de malhas de aquedutos de injeção entre plataformas, nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema;
7. Lançamento e operação de nova malha de dutos de interligação entre as plataformas de produção dos Campos de Dourado e de Guaricema;
8. Lançamento e operação de um novo duto de interligação entre a plataforma de Guaricema 3 (PGA-03) e a EPA;
9. Lançamento e operação de um novo duto de interligação entre o poço SES-113 e a plataforma PGA-02, do Campo de Guaricema;
10. Interligação de cabos elétricos nas plataformas do Campo de Dourado (PDO-02, PDO-03, PDO-04, PDO-05 e PDO-06), a partir de cabo elétrico já lançado até a plataforma PDO-01.

Na fase de planejamento foram considerados cuidados com relação ao meio ambiente, à segurança do processo e à segurança e saúde das pessoas.

Cuidados Ambientais

Além das medidas previstas na legislação ambiental, foram considerados no planejamento do projeto de ampliação cuidados ambientais, tais como:

- Utilização de embarcação com sistema de posicionamento dinâmico para completação de poços;
- Minimização do uso de aditivos químicos, inclusive biocidas e anticorrosivos, na execução de teste hidrostático;
- Adoção de procedimentos de gerenciamento de risco;
- Programação de atividades observando questões inerentes à preservação de ecossistemas sensíveis;
- Uso de linhas flexíveis inertes à corrosão para injeção de água. Para o único duto de injeção de água de 12" de aço carbono previsto, será aplicada tecnologia de revestimento interno, garantindo a integridade quanto à corrosão.

Segurança do Processo

As atividades que serão desenvolvidas no projeto não apresentam riscos de processo diferentes daqueles inerentes à exploração e produção de hidrocarbonetos em condições similares. A tecnologia padrão a ser aplicada é totalmente conhecida e de domínio da PETROBRAS, já tendo sido utilizada na Bacia de Sergipe/Alagoas e em outras concessões da empresa.

Durante todas as fases deste empreendimento serão aplicadas técnicas estruturadas de avaliação de riscos e que quando identificada a necessidade de melhorias nos estudos realizados, estas serão devidamente incorporadas.

O projeto das plataformas de produção estarão em consonância com as especificações técnicas da PETROBRAS ("Diretrizes para Projetos de Plataformas de Produção de Pequeno Porte") que consolida a experiência adquirida pela Companhia. Além disto, atenderão aos regulamentos e normas aplicáveis, incluindo:

- IMO - *International Maritime Organization*;
- Normas Regulamentadoras Brasileiras (NRs)
- API RP - *American Petroleum Institute*
- IEC - *International Electrical Commission*
- NFPA - *National Fire Protection Association*
- ISO - *International Standards Organization*

No Projeto Básico foi realizado um estudo de avaliação de riscos de instalações (plataformas e linhas), com enfoque nos danos à vida, às instalações e ao meio ambiente. Este estudo contemplou uma Análise Preliminar de Perigos (APP), um Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP) e uma Análise de Consequências, elaborada para aqueles sistemas ou subsistemas que, durante a elaboração da APP ou do HAZOP, se mostraram associados a níveis de risco críticos.

Também foi realizada uma Avaliação Quantitativa de Riscos Ambientais (AQRA) para atendimento de exigências do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 029/08. Foi desenvolvida uma Análise Preliminar de Perigos (APP), com ênfase em consequências ambientais, envolvendo vazamentos de óleo, para todas as atividades previstas (perfuração, instalação e produção). Foram identificadas medidas de redução de risco para as operações previstas no Projeto, consolidadas no Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR).

Na fase do Projeto de Detalhamento, onde são aprovados os fluxogramas de engenharia e definida a especificação dos equipamentos, procede-se à revisão do Estudo de Perigos e Operacionalidade (HAZOP), elaborado na fase do Projeto Básico, incluindo-se os sistemas que não tenham sido contemplados. O HAZOP também propõe medidas para a redução de riscos, onde aplicável, como também uma análise de custo-benefício, a fim de verificar a viabilidade e adequação da aplicação das medidas sugeridas.

O arranjo físico das novas instalações marítimas de produção seguirá a Especificação Técnica “Critérios Gerais para Arranjo”, da PETROBRAS (ET-3000.00- 1300-941-PCI-001), que visam minimizar a possibilidade de acúmulo de

hidrocarbonetos líquidos e gasosos, bem como facilitar a sua rápida remoção caso ocorra. O arranjo deverá considerar, entre outros aspectos, principalmente:

- Um arranjo de tubulações e equipamentos no convés de carga que não comprometa a eficácia da ventilação, o sistema de combate a incêndio e as rotas de fuga do local;
- Separação de áreas perigosas e não perigosas;
- Priorização da instalação de equipamentos em áreas abertas à ventilação natural;
- Minimização das conseqüências de incêndio ou explosão;
- Provisão de facilidades para fuga, evacuação e abandono;
- Os resultados da Análise de Propagação de Incêndio.

Os principais sistemas de proteção a serem implantados, de modo a garantir a segurança das pessoas e a preservação das instalações próprias e de terceiros, consistem de:

- Recursos de salvamento (embarcações salva-vidas rígidas e à prova de fogo, balsas infláveis, embarcação de salvamento, bóias salva-vidas, coletes salva-vidas);
- Sistemas de proteção contra incêndio e explosão (Sistemas Fixos de Proteção contra Incêndio, Sistemas Manuais de Proteção);
- Requisitos de segurança para sistema elétrico (Fonte de Energia Elétrica de Emergência, Serviços Essenciais para Segurança, Serviços de Emergência, Instalação de Cabos, Iluminação, Proteção de Equipamentos Elétricos e Eletrônicos, Classificação de Áreas);
- Sistema de detecção de incêndio e gás;
- Requisitos de segurança para o sistema de alívio de pressão e despressurização;
- Requisitos de segurança para o sistema de drenagem;
- Requisitos de segurança para o sistema de ventilação e ar condicionado;
- Proteção contra ruído;

- Sistemas de parada de emergência (*shutdown*), intertravamento de segurança e bloqueios.

Na fase de instalação e operação serão executados o mapeamento dos processos e a identificação das tarefas críticas das Unidades Marítimas nas áreas de perfuração, produção, manutenção, facilidades e outras áreas operacionais. A identificação das tarefas permite o levantamento dos aspectos (riscos) e a avaliação de seus efeitos e impactos, e redução dos riscos sobre o meio ambiente, sobre a segurança e a saúde dos trabalhadores, e a integridade das instalações. Como controle operacional são adotados os seguintes procedimentos e ações:

- Procedimentos de operação acessados internamente através do Sistema Informatizado de Padronização (SINPEP);
- Plano de manutenção das instalações submarinas e de superfície;
- Plano de inspeção das instalações submarinas e de superfície auditados periodicamente, pelo serviço próprio de inspeção de equipamentos (SPIE);
- Procedimentos de emergência;
- Programas de treinamento;
- Plano de sinalização de segurança das instalações;
- Implantação dos mapas de riscos;
- Procedimentos para armazenagem, manuseio de produtos químicos.

Na Fase de Desativação, são aplicados procedimentos padronizados pela PETROBRAS abrangendo todas as instalações, cujas principais ações são descritas a seguir:

- Instalações de Superfície: desmontagem e remoção. Antes da retirada, os equipamentos serão totalmente limpos e poderão ser reutilizados ou reciclados;
- Instalações submarinas: serão inteiramente limpos e deixados no local, preenchidos com água devidamente tratada. As linhas flexíveis e cabos submarinos poderão ser deixados no local ou reutilizados em outras instalações;

- Poços: serão abandonados utilizando tampões de cimento;
- Plataformas: serão desmontadas e serão feitos os cortes das guias e estacas. As estruturas retiradas poderão ser reutilizadas ou recicladas.

Todos os resíduos gerados na desativação serão devidamente tratados e destinados.

Segurança e Saúde das Pessoas

O atendimento aos requisitos de segurança e a saúde das pessoas é assegurado pelo Sistema de Gestão Integrada de Saúde, Meio Ambiente e Segurança (SMS), certificado e implantado voluntariamente pela UO-SEAL, pelas auditorias periódicas das autoridades marítimas, pelo Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR) exigido pelo órgão ambiental no processo de licenciamento e pela implantação dos Programas de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA) e de Controle Médico de Saúde Ocupacional (PCMSO), exigidos pelo Ministério do Trabalho e Emprego.

O arranjo das novas instalações marítimas de produção será realizado de modo que acessórios, painéis e mobiliários sejam adequados à biomecânica dos trabalhadores.

O atendimento às situações de emergência será feito conforme o Plano de Emergência das Unidades de Produção e Perfuração, que contém os procedimentos específicos para resposta a cada um dos cenários acidentais identificados nos estudos de avaliação de risco, inclusive o Plano de Emergência Individual para Incidentes de Poluição por Óleo – PEI, conforme Resolução CONAMA nº 398/08.

O Plano de Acionamento das Emergências Médicas na Área Marítima estabelece as condutas de execução das atividades relacionadas à área de saúde, no caso de emergências médicas na Unidade de Produção ou de Perfuração.

II.2.3 - Justificativas

II.2.3.1 - Econômicas e Sociais

A exploração dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema tem ocorrido, basicamente, por recuperação primária, predominantemente nos reservatórios da Formação Muribeca/Mb Carmópolis, que detêm 97% do VOIP total do campo de Camorim, da Formação Calumbi, que detêm 100% do VOIP total do campo de Dourado, e da Formação Calumbi, que detêm 100% do VOIP total do campo de Guaricema. Os esforços para otimização dos níveis de produção em Camorim tem se concentrado, historicamente, devido às características deficientes de permo-porosidade da rocha-reservatório, em operações de mudança de intervalos produtores, seguidas de estimulações. Tal condição, somada ao comportamento desfavorável das curvas de permeabilidade relativa ao óleo, na presença de gás livre no reservatório, e à ocorrência de mecanismos pouco atuantes, predominantemente de gás em solução, conferem, especificamente aos campos de Camorim e Dourado, uma fração recuperada de óleo muito baixa, com média de 5,9% e 16,6%, respectivamente. Em Guaricema, a recuperação é de 35%.

A despeito dos vários estudos realizados nos últimos dez anos, voltados para a implantação de projetos de recuperação suplementar nos principais reservatórios do campo de Camorim, normalmente por injeção de gás, pouco se realizou nessa área. Em geral, esses projetos tiveram sua implantação cancelada ou sofreram significativas reduções de quotas de injeção de gás, em face de compromissos de fornecimento ao mercado externo, com sério comprometimento dos resultados. Nos últimos anos, passou-se a priorizar a injeção de água nos estudos, definindo-se a implantação de um projeto-piloto para a área central do Campo de Camorim, cujo início de injeção ocorreu em outubro de 2000, mas que teve sua retomada em maio de 2004 no poço CM-25D, interligado à plataforma PCM-04. Até o momento, por diversos problemas operacionais, não se contabilizam benefícios desta injeção.

Os reservatórios de Camorim encontram-se todos depletados e, de forma geral, os principais reservatórios produtores dos campos de Dourado e Guaricema estão bastante depletados, refletindo em forte declínio de produção,

particularmente nos últimos 6 anos, devido à exaustão do processo de completação e estimulação de novos intervalos desses reservatórios produtores, bem como a não realização de novas perfurações. Tal aspecto ressalta a importância e a premência de implantação do presente projeto de revitalização destes campos, através da injeção de água em larga escala, avaliada como a única condição capaz de garantir o retorno da produção de óleo a um patamar que assegure a viabilidade do processo de exploração.

Após recente remapeamento geológico dos campos de Camorim e Dourado, sem a realização da recuperação secundária, estima-se que de todo o volume de óleo presente nos reservatórios, apenas 6,2% e 16,7% terão sido extraídos ao fim do período de concessão (2025), o que demonstra o enorme potencial de produção destes campos e, ao mesmo tempo, a necessidade de implantação de projetos que aumentem esse fator de recuperação a níveis economicamente aceitáveis.

É justamente este fator de recuperação muito baixo que motiva e justifica a implantação deste projeto suplementar, através do qual estima-se que, até 2025, o fator de recuperação possa ser elevado para 13,4% (Camorim), 39,5% (Dourado) e 45,5% (Guaricema), possibilitando um significativo aumento na produção de óleo, com um acréscimo, apenas nesses campos, de 11,955 milhões de metros cúbicos de óleo, conforme identificado na **Tabela II.2.3-1**.

Tabela II.2.3-1 - Fatores de recuperação e produção acumulada de óleo nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, estimados através de estudos comparativos realizados pela PETROBRAS

Óleo	Dados em milhões de m ³ , óleo	Sem projeto		Com projeto	
		Produção Acumulada em 2025	Fator de Recuperação (FR)	Produção Acumulada em 2025	Fator de Recuperação (FR)
Camorim	5,865	6,160	6,2%	13,356	13,4%
Dourado	1,971	1,984	16,7%	4,709	39,5%
Guaricema	10,938	12,182	38,9%	14,216	45,5%

(Referência: Dezembro/2010; Fonte: PETROBRAS).

É previsto também um importante aumento na produção de gás, conforme indicado na **Tabela II.2.3-2**.

Tabela II.2.3-2 - Fatores de recuperação e produção acumulada de gás nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, estimados através de estudos comparativos realizados pela PETROBRAS

Gás	Dados em milhões de m³, gás	Sem projeto		Com projeto	
		Produção Acumulada em 2025	Fator de Recuperação (FR)	Produção Acumulada em 2025	Fator de Recuperação (FR)
Camorim	4853,01	5255,0	37,6%	6212,33	44,6%
Dourado	740,68	745,4	57,3%	910,458	71,5%
Guaricema	5837,35	6451,5	64,3%	6577,68	65,6%

(Referência: Dezembro/2010; Fonte: PETROBRAS).

A não execução desse projeto implicará, já em 2012, na diminuição da produção destes campos a níveis que inviabilizarão a continuidade das atividades de produção de óleo e gás nas 20 plataformas existentes em Camorim, Dourado e Guaricema.

Salienta-se que as atividades desenvolvidas nos demais campos de águas rasas, Caioba e Salgo, são realizadas pelas mesmas estruturas de logística e de recursos humanos e materiais atuantes nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Logo, a desativação destes campos implica na desativação também daqueles, ou seja, de todas as atividades de produção existentes em águas rasas na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Com o encerramento das atividades na área de águas rasas, as instalações do Pólo Atalaia deverão também ser desativadas, pois não existirão mais fluidos da área marítima para tratamento/processamento. Isso porque pelo Pólo Atalaia passa apenas a produção dos campos de águas rasas.

O Pólo Atalaia é composto pela: (i) Estação de Produção de Atalaia (EPA), que processa os fluidos oriundos da produção na área marítima; (ii) Estações de Compressão de Atalaia I, III e IV (ECA I, III e IV) que comprimem o gás proveniente do processo de separação e tratamento da EPA e são responsáveis pelo envio do gás para o sistema “gas-lift” dos campos de Camorim e Guaricema, e para a recuperação secundária em parte do Campo de Guaricema; e, (iii) Planta de Processamento de Gás Natural (UPGN) que produz, a partir do gás produzido nos campos de águas rasas, o gás veicular (GNV), o gás liquefeito de petróleo (GLP) e o líquido de gás natural (LGN).

Para o escoamento do petróleo produzido nas concessões terrestres do estado de Sergipe é necessário apenas a operação do Terminal Aquaviário de Aracaju, que é operado pela TRANSPETRO e possui o seu efetivo próprio. Desta forma, todo o efetivo de mão-de-obra que direta ou indiretamente trabalha nas instalações do Pólo Atalaia também teria que ser remanejado ou dispensado.

Gráficos comparativos da produção de óleo e gás conjunta dos três campos são apresentados na **Figura II.2.3-1** e na **Figura II.2.3-2**, considerando as situações de produção com e sem a implantação do projeto.

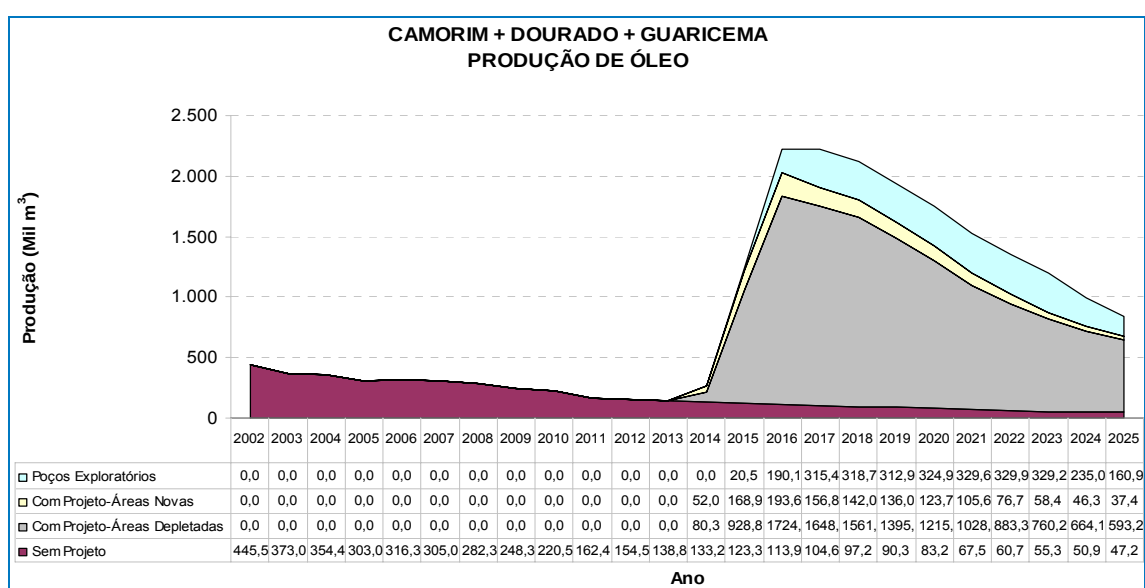


Figura II.2.3-1 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Óleo com e sem a implantação do Projeto de Ampliação.

Fonte: PETROBRAS, 2010.

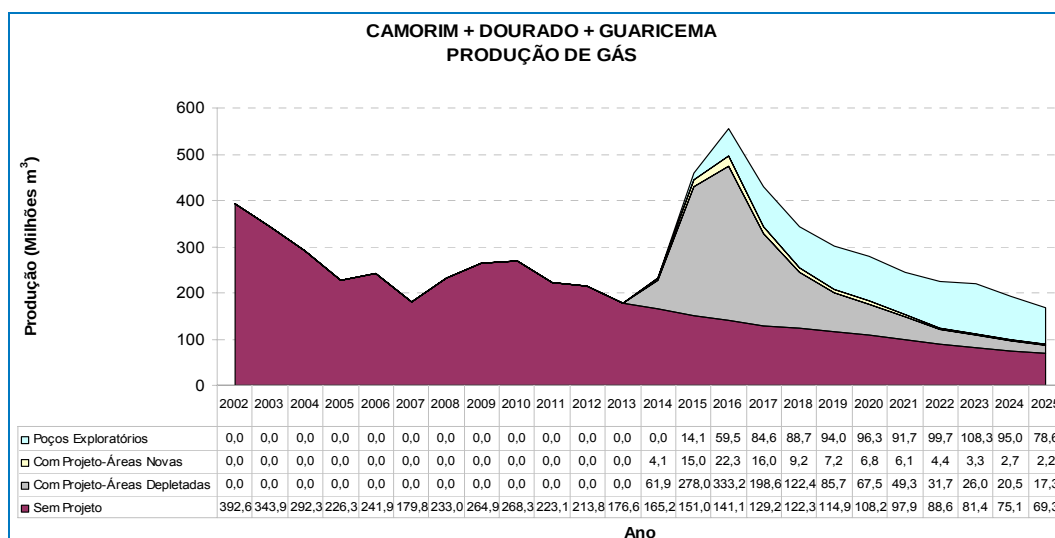


Figura II.2.3-2 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Gás com e sem a implantação do Projeto de Ampliação.

Fonte: PETROBRAS, 2011

As curvas azul, amarela e cinza representam as contribuições de produção de óleo e gás nos cenários: Apenas projeto de recuperação secundária (curva cinza), apenas poços exploratórios em novas áreas dentro das concessões (curva amarela) e apenas poços exploratórios (curva azul).

A soma dessas contribuições representa o acréscimo de produção de óleo e gás oriunda deste projeto e evidenciam a reversão do declínio da produção hoje presente, representada pela curva vermelha.

Na **Figura II.2.3-3** é demonstrada a representatividade do Projeto de Ampliação dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema (curva verde), em relação ao conjunto de atividades da PETROBRAS em Sergipe, nas áreas terrestre (curva laranja) e demais campos marítimos (curva marrom), para geração de *Royalties* e Participações Especiais.

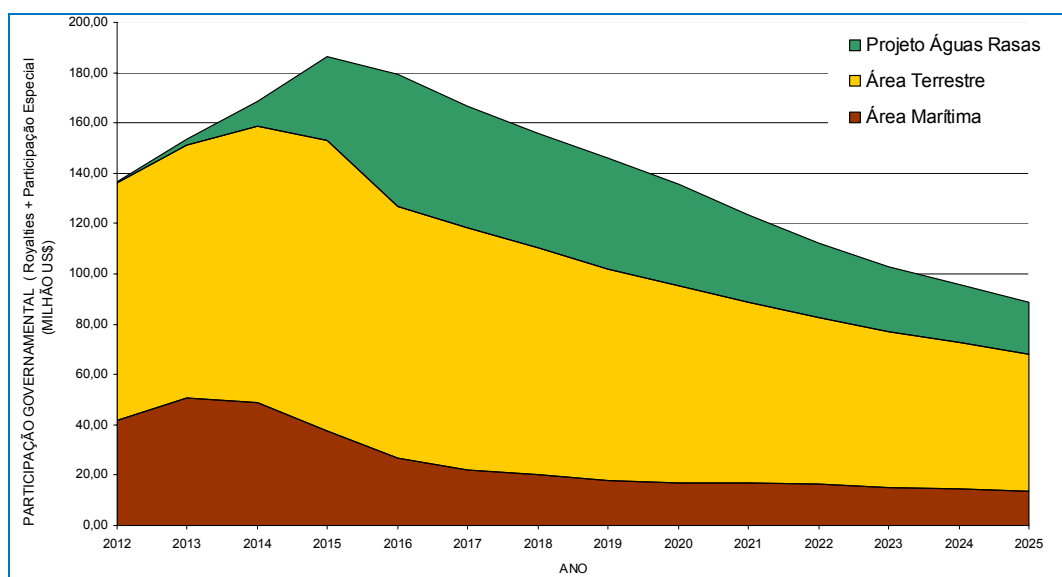


Figura II.2.3-3 - Representatividade do Projeto de Ampliação de Águas Rasas para Geração de Royalties e Participações Especiais no Estado de Sergipe

Fonte: PETROBRAS, 2011

A partir das implicações da não realização deste projeto expostas acima, fica evidente que:

- Deixará de acrescentar 11,955 milhões de m³ de óleo e 1,248 bilhões de m³ de gás para a UO-SEAL, até o ano de 2025, sem contar com a possível contribuição dos poços exploratórios.
- O Estado de Sergipe deixará de receber investimentos da ordem de US\$ 2,1 bilhão e haverá uma perda anual de recolhimento de US\$ 35 milhões em royalties;
- Deixarão de ser gerados um total de 2.358 empregos diretos, nas diversas fases do empreendimento, conforme pode ser evidenciado na **Tabela II.2.3-3**.

Tabela II.2.3-3 - Detalhamento da mão-de-obra direta incrementada pelo projeto

Projeto de Ampliação da Produção de Águas Rasas							
Geração de Empregos							
Fase do empreendimento	Próprios			Contratados			Total Próprios + Contratados
	Fiscalização	Execução	Total	Fiscalização	Execução	Total	
Perfuração e Completação	30	0	30	30	1360	1390	1420
Instalação de Facilidades	10	0	10	36	850	886	896
Operação da Produção	0	23	23	0	8	8	31
Manutenção e Inspeção das Instalações	3	2	5	0	6	6	11
TOTAL	43	25	68	66	2224	2290	2358

- Resultará, já em 2012, em queda irreversível da produção de óleo e gás nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema a níveis anti-econômicos, com uma perda de óleo média da ordem de 2.235 m³/dia e de 320.365 m³/d de gás. Em outras palavras, a produção decorrente unicamente dos projetos já implantados só assegura a viabilidade econômica das atividades operacionais da área marítima em águas rasas até 2012, quando então a PETROBRAS poderá definir que todas as plataformas em águas rasas e o Pólo de Atalaia tenham suas atividades de produção e processamento encerradas;
- Haverá desemprego de 1.367 empregados terceirizados, além da demissão ou possível realocação para outros Estados, em outras Unidades da PETROBRAS, de 421 postos de trabalho próprios, conforme pode ser evidenciado no **Quadro II.2.3-1**.

Quadro II.2.3-1 - Detalhamento da mão-de-obra direta alocada atualmente

Empregados Próprios		Superior	Médio Administrativo	Médio Técnico Operacional
Área	Atividade			
Apoio Operacional	Administrativa		25	
	Superior Administrativa	2		
	Superior Operacional	6		
	Técnica			47
	TOTAL	8	24	47
Construção e Montagem	Administrativa		1	
	Superior Operacional	6		
	Técnica			20
	TOTAL	6	1	20
Operação da Produção	Administrativa		3	
	Superior Operacional	10		
	Técnica			137
	TOTAL	10	3	137
Manutenção e Inspeção	Administrativa		4	
	Superior Operacional	15		
	Técnica			118
	TOTAL	15	4	118
Segurança, Meio Ambiente e Saúde	Administrativa		1	
	Superior Administrativa	4		
	Superior Operacional	1		
	Técnica			21
	TOTAL	5	1	21
TOTAL		44	34	343

Empregados Terceirizados		Superior	Médio Administrativo	Médio Técnico	Médio Operacional
Área	Atividade				
Apoio Operacional	Administrativa		197		
	Superior Administrativa	4			
	Superior Operacional	2			
	Técnica			20	
	Operacional				363
	Comandante/Chefe de Máquina e Oficial	40			301
	TOTAL	46	197	20	664
Construção e Montagem	Administrativa		10		
	Superior Administrativa	1			
	Superior Operacional	6			
	Técnica			14	
	Operacional				38
	TOTAL	7	10	14	38
Operação da Produção	Administrativa		2		
	TOTAL	0	2	0	0
Manutenção e Inspeção	Administrativa		18		
	Técnica			23	
	Operacional				256
	TOTAL	0	18	23	256
Segurança, Meio Ambiente e Saúde	Administrativa		2		
	Superior Administrativa	1			
	Superior Operacional	8			
	Técnica			10	
	Operacional				22
	TOTAL	9	2	10	22
P&D	Administrativa		1		
	Superior Operacional	5			
	Técnica			12	
	Operacional				4
	TOTAL	5	1	12	4
Perfuração e Completação	Administrativa		6		
	Superior Operacional	1			
	Técnica				7
	TOTAL	0	0	0	7
TOTAL		67	230	79	991

- Provocará, além dos impactos nos investimentos e arrecadação de *royalties*, perdas na dinâmica da economia local que poderiam chegar às cifras de R\$ 7,2 milhões mensais, devido ao fechamento e realocação de postos de trabalho;
- Deixará de ser arrecadado, anualmente, cerca de US\$ 25 milhões relativos a *royalties*.

Há de se destacar, também, como consequência do encerramento das atividades marítimas de produção em águas rasas no Estado, a redução que ocorreria, a partir de então, na geração e fomento de conhecimento e capacitação local nas atividades industriais, bem como de projetos de pesquisa e desenvolvimento relacionados à produção de óleo e gás;

Ressalta-se que mais de 90% da mão-de-obra prevista, para implantação do projeto, está concentrada nas fases de perfuração e instalação. Fases estas que são temporárias e apresentam, no caso deste projeto, características de serem realizadas por unidades marítimas contratadas pela PETROBRAS e cuja mão de obra pertence aos quadros das empresas prestadoras de serviço e não é obrigada a residir na região. Estas empresas normalmente por serem de fora do Estado acabam gerando empregos nas regiões onde há uma maior oferta de infra-estrutura e mão-de-obra voltadas para a indústria do petróleo, o que até o momento não é o caso do Estado de Sergipe.

Não é possível apresentar um detalhamento relativo à categoria de mão-de-obra indireta impactada pela desativação das atividades marítimas nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema e no Pólo Atalaia, visto que a mesma está pulverizada em toda a cadeia de prestação de serviços e fornecimento de materiais da atividade petrolífera. Entretanto sabe-se que a produção de determinado bem implica na demanda de bens e serviços intermediários, realimentando todo o processo de geração de emprego. Dessa forma, pode-se, a partir da adoção de uma estimativa de que a quantidade de empregos tem uma relação de 1 direto x 3 indiretos, inferir que a desativação pode provocar a perda de cerca de 5.300 empregos indiretos hoje em atuação e da não geração de 6.900 empregos indiretos em virtude da não realização do projeto.

Atualmente, o total das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos da PETROBRAS, em Sergipe, respondem por 51 % do Produto Interno Bruto da Indústria Extrativa do Estado. Esses números, por si só, dão a compreensão da representatividade, para a economia local, destas atividades.

Desta forma, o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema se justifica, sobretudo, do ponto de vista socioeconômico local, haja vista que a hipótese de sua não implantação implicaria em perdas sociais, pela redução de investimentos na região, pela menor oferta de emprego e pela redução da geração de impostos, taxas e *royalties*. Além disso, a não oferta da produção do petróleo decorrente deste projeto implicaria em implantação de projetos em outras regiões, principalmente sudeste, uma vez que a demanda por este produto ainda é crescente. Esta situação implicaria, ainda, em dificuldades no suprimento regional de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), já que a produção atual de GLP do Pólo Atalaia é de aproximadamente 190 t/d, equivalente a 14.600 botijões de 13 kg por dia, consumidos por todo o Estado de Sergipe.

Destaca-se que a PETROBRAS tem desenvolvido atividades de exploração na região de águas profundas, e que estas atividades, mesmo ainda na sua fase inicial, apresentam boas perspectivas de descoberta de acumulações petrolíferas. Após a finalização desta fase exploratória e confirmação da viabilidade econômica destas descobertas se dará o início do desenvolvimento da produção desta área, cujas perspectivas temporais são apresentadas no **Quadro II.2.3-2 Perspectivas da entrada de operação em águas profundas em caso de confirmação de descoberta**.

Quadro II.2.3-2 - Perspectivas da entrada de operação em águas profundas em caso de confirmação de descoberta

2013	2015	2016	2017
Bloco BM-SEAL-10 (SEAL-M-495), já que se encontra geograficamente adjacente ao campo de Piranema, podendo ter sua produção escoada para o FPSO Piranema	Bloco BM-SEAL-11 (SEAL-M-426)	Bloco BM-SEAL-4	Bloco BM-SEAL-10 (demais blocos) Bloco BM-SEAL-11 (demais blocos)

Nos campos terrestres há também projetos com objetivo de aumento da produção. O potencial de ampliação da produção nos diversos campos terrestres concentra-se nas concessões de Carmópolis (CP), Riachuelo (RO) e Siririzinho (SZ), nas quais existem projetos de recuperação secundária, através de injeção de água, em fase de execução.

O Cronograma de implementação dos projetos de recuperação secundária de CP, RO e SZ, encontra-se no **Quadro II.2.3-3**.

Quadro II.2.3-3 - Cronograma de implantação dos projetos nas concessões

CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO DOS PROJETOS NAS CONCESSÕES DE CP, RO e SZ													
	Época	2011				2012				2013			
CARMÓPOLIS - Ampliação da Injeção de Água no campo													
Fase de Implantação	até nov/13												
Início da Injeção de Água	ago/12												
1º Óleo do projeto	mar/13												
SIRIRIZINHO - Ampliação da Injeção de Água no campo													
Fase de Implantação	até dez/13												
Início da Injeção de Água	nov/12												
1º Óleo do projeto	dez/13												
RIACHUELO- Ampliação da Injeção de Água no campo													
Fase de Implantação	até dez/13												
Início da Injeção de Água	jan/13												
1º Óleo do projeto	jul/13												

As estimativas de produção de óleo a partir dos projetos de recuperação secundária dos diversos campos terrestres, são:

- Ampliação de Injeção de Água na concessão Carmópolis: pico de produção de 2.854,13 m³/d, previsto para 2015;
- Ampliação de Injeção de Água na concessão Riachuelo: pico de produção de 729,50 m³/d, previsto para 2015;
- Ampliação de Injeção de Água na concessão Siririzinho: pico de produção de 1.230,55 m³/d, previsto para 2015

A previsão de encerramento das atividades em águas rasas não guarda relação direta com a descoberta de acumulações petrolíferas em águas profundas

ou a ampliação em Piranema, uma vez que estas não utilizam as facilidades já instaladas em águas rasas para viabilizar o escoamento da produção. As plataformas de águas rasas servem apenas de passagem de fluidos coletados nos diversos poços a elas interligados, portanto, caso a produção destes poços seja exaurida não há como mantê-las em operação

A produção dos campos terrestres é tratada nas instalações situadas nas diversas concessões terrestres não utilizando nenhuma facilidade de produção marítima ou do Pólo Atalaia para seu escoamento, que é realizado via instalações da TRANSPETRO.

O fator determinante para a definição do encerramento das atividades em águas rasas reside tão somente no resultado econômico dessas concessões, que tem apresentado, nos últimos anos, valores negativos de lucratividade.

Considerando os projetos nos campos terrestres e em águas profundas, uma alternativa para diminuir o impacto a socioeconomia local, com o encerramento das atividades em águas rasas, seria o aproveitamento dos trabalhadores envolvidos nestas atividades, através do deslocamento da mão-de-obra atual dos campos de águas rasas e do Pólo Atalaia para os novos projetos nos demais campos petrolíferos do Estado (campos terrestres e em águas profundas). Esta alternativa, no entanto, mostra-se inviável, pois:

- a) Para a ampliação de produção e desenvolvimento em águas profundas (Campo de Piranema e blocos SEAL-4, 10 e 11), a mão de obra necessária exige uma qualificação diferenciada, o que não condiz com o perfil do trabalhador das concessões de águas rasas.
- b) Os projetos de ampliação da produção dos campos terrestres, que já se encontram em andamento, e utilizam mão de obra local.

Quanto aos empregos próprios já existe um estudo, em andamento, para avaliar a possibilidade de realocação de mão-de-obra, considerando a política de recursos humanos da Companhia de retenção do seu corpo técnico.

II.2.3.J - Ambientais

Considerando a necessidade de ampliação do sistema para a revitalização dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, viu-se a oportunidade de fazê-lo de maneira a possibilitar o alcance da meta de descarte zero de toda a água produzida nestes campos marítimos, conforme já é realizado nos campos terrestres, e que é uma das metas da UO-SEAL. Desta forma, as alterações propostas, além de possibilitarem a revitalização dos referidos reservatórios, permitiriam eliminar o descarte da água proveniente dos campos marítimos de Camorim, Dourado e Guaricema, atualmente lançada no mar via emissário submarino,

A implantação deste tipo de projeto, obedece a um rigoroso processo de licenciamento ambiental, que vem possibilitando uma melhor compreensão do meio ambiente, através dos estudos e projetos ambientais exigidos, pelo IBAMA.

Em síntese, a justificativa principal para a implantação do Projeto de Ampliação da Produção e Escoamento de Petróleo e Gás nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, não se baseia somente no aumento da produção de óleo e gás nos campos de interesse, nem tampouco na sua contribuição para a auto-suficiência brasileira do petróleo, mas, sobretudo, na necessidade de manutenção da atividade de produção de hidrocarbonetos nestes campos marítimos, sem a qual haveria um significativo impacto na socioeconomia local.

II.2.4 - Descrição das Atividades

II.2.4.K - Descrição Geral do Projeto de Ampliação e suas Etapas

O Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema envolve diversas ações complementares, conforme se segue:

- I. Ações para Desenvolvimento Complementar da Produção - Inclui intervenções em poços antigos e a perfuração e entrada em operação de novos poços injetores de água e produtores de óleo nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, bem como é também prevista a perfuração de poços exploratórios nos Campos de Dourado e Guaricema;

- II. Ações para Recuperação Secundária de Óleo através da Injeção de Água – Contempla a injeção de água nos reservatórios das Formações Muribeca/Mb. Carmópolis (Campo de Camorim) e Calumbi (Campos de Dourado e Guaricema), com o objetivo de aumentar o fator de recuperação dos reservatórios, ou seja, o potencial de produção desses campos. Uma estação de tratamento e injeção de água, uma malha de aquedutos e plataformas para distribuição serão necessários para este fim. As ações relacionadas com a injeção de água possibilitarão o tratamento e a reinjeção de toda a água produzida nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, eliminando o seu descarte no mar;
- III. Ações para Ampliação do Sistema de Escoamento e Instalações de Produção – Contempla a instalação de novos dutos e plataformas para escoamento da produção, bem como as adequações que serão realizadas nas plataforma existentes.

A implantação e operação do Projeto compreenderão as seguintes etapas:

1. Perfuração de novos poços injetores e produtores, bem como atividades de intervenção em poços antigos nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Nos Campos de Guaricema e Dourado é também prevista a perfuração de poços exploratórios;
2. Instalação e operação da Estação de Tratamento e Injeção de Água Produzida (ETA), localizada na Estação de Produção de Atalaia;
3. Lançamento e instalação de 6 novas plataformas (PCM-12, PDO-04, PDO-05, PDO-06, PGA-09 e PGA-10) e instalação de convés na PCM-11;
4. Adequações que serão realizadas nas plataformas de produção existentes (instalações necessárias para o sistema de facilidades);
5. Lançamento e operação de aquedutos entre a ETA e as plataformas dos Campos de Camorim (PCM-05), Dourado (PDO-04) e Guaricema (PGA-03);
6. Lançamento e operação de malhas de aquedutos de injeção entre plataformas, nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema;

7. Lançamento e operação de nova malha de dutos de interligação entre as plataformas de produção dos Campos de Dourado e de Guaricema;
8. Lançamento e operação de um novo duto de interligação entre a plataforma de Guaricema 3 (PGA-03) e a EPA;
9. Lançamento e operação de um novo duto de interligação entre o poço SES-113 e a plataforma PGA-02, do Campo de Guaricema;
10. Interligação de cabos elétricos nas plataformas do Campo de Dourado (PDO-02, PDO-03, PDO-04, PDO-05 e PDO-06), a partir de cabo elétrico já lançado até a plataforma PDO-01.

Seguem, abaixo, descrições das ações a serem implementadas.

II.2.4.K.1 - Ações para Desenvolvimento Complementar da Produção

Dentre as atividades previstas no âmbito deste Projeto, encontram-se a realização de intervenções em poços antigos, bem como a perfuração e completação de novos poços com objetivos distintos, conforme exposto a seguir:

- Nos Campos de Camorim, Guaricema e Dourado, serão perfurados poços produtores e injetores. Com isto, busca-se revitalizar a produção destes campos, através da implantação de projeto de recuperação suplementar de petróleo, mediante injeção de água, e/ou aumento da drenagem dos conhecidos horizontes produtores de hidrocarbonetos.
- Nos Campos de Guaricema e Dourado, a perfuração de novos poços exploratórios tem como objetivo identificar a presença de hidrocarbonetos e determinar seu potencial de produção.

Serão perfurados 44 novos poços, sendo 36 em horizontes conhecidos e 8 em novos horizontes, e realizadas 64 intervenções em poços antigos, sendo 22 conversões de poço produtor para injetor e 42 recompletações (instalação de sistema de *gas lift* ou de bombeio centrífugo submerso (BCS), etc.).

As plataformas que realizarão estas atividades são plataformas auto-elevatórias do tipo *jack-up*, tipicamente estacionárias e, portanto, sem propulsão,

à exceção da ESV (*Elevating Support Vessel*), que é uma auto-elevatória com propulsão própria e com dispositivo de posicionamento dinâmico para aproximação. Suas capacidades de perfuração ou intervenção dependem da lâmina d'água e da profundidade dos poços a serem perfurados. Tais unidades encontram-se descritas em maior detalhe no item **II.2.4.M - Descrição das Unidades de Perfuração/Intervenções e Produção**.

A **Tabela II.2.4-1**, apresenta o número de poços previstos para serem perfurados e aqueles que sofrerão intervenção nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

Foi considerada, para a realização destes serviços no período compreendido entre 2012 e 2014, a utilização por vezes simultânea de três Plataformas Auto-Elevatórias (P-V, P-VI e uma do tipo ESV). Ressalta-se no entanto, que a ESV somente realizará atividades de completação dos poços, não executando perfurações. A partir de 2015, apenas a ESV continuará em operação para atender aos demais poços do cronograma. O tempo de perfuração de cada poço varia entre 25 a 45 dias, a depender da profundidade, do objetivo, da geometria do poço (direcional ou vertical) e da unidade de perfuração que realiza a operação.

Tabela II.2.4-1 - Tabela de Poços novos e que sofrerão intervenção por ano nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

Campo	2012			2013			2014			2015			2016		
	CM	DO	GA	CM	DO	GA	CM	DO	GA	CM	DO	GA	CM	DO	GA
Exploratório		1	5			2									
Novo				7	8		6	2	2	4		7			
Recompletação					1		13		1	12			15		
Conversão				17	1			2	2						

Tabela II.2.4-2 - Número Total de poços novos que sofreram intervenção nos Campos Camorim, Dourado e Guaricema

Campo	Exploratório	Produtor		Injetor	
		Novo	Recompletação	Novo	Conversão
Camorim	0	9	40	8	17
Dourado	1	6	1	4	3
Guaricema	7	6	1	3	2
Total	8	21	42	15	22
Total geral		108			

Apresentam-se a seguir, características do projeto e informações sobre as etapas necessárias para a implantação das Ações de Desenvolvimento Complementar da Produção, organizadas conforme se segue:

- Descrição geral do processo de perfuração;
- Etapas do processo de perfuração;
- Características gerais dos projetos de poços a serem perfurados;
- Descrição das formas de tratamento e o destino que será dado ao fluido de perfuração.

1) Descrição Geral do Processo de Perfuração e suas Etapas

Após o posicionamento da plataforma, o processo de perfuração é realizado em várias fases, que apresentam diâmetros decrescentes a partir da superfície. Ao final de cada fase, um revestimento de aço é introduzido no poço e cimentado às paredes deste, de modo a evitar o contato entre os diferentes horizontes das formações rochosas e para assegurar a estabilidade do poço.

O processo de perfuração nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, a partir de uma unidade de perfuração, é executado basicamente através de uma combinação de rotação e peso da coluna de perfuração, aplicada sobre as formações rochosas de sub-superfície por uma broca que se encontra conectada a uma coluna de perfuração.

De modo geral a rotação do conjunto é provida por um de três diferentes métodos descritos a seguir:

- O primeiro consiste em acionar uma haste *kelly*, encaixada no topo da coluna de perfuração, com buchas de acionamento inseridas em uma mesa rotativa;
- O segundo consiste em girar a coluna de perfuração com uma unidade de acionamento independente encaixada no tubo de perfuração superior, movida hidráulicamente e denominada *top drive*. Esta unidade tem liberdade de mover-se para cima ou para baixo dentro de guias de deslizamento na torre de perfuração;

- O terceiro consiste em gerar a rotação a partir de um motor de fundo (*downhole* motor), ao qual é fixada a broca e que é movido pelo fluxo do fluido de perfuração.

A fonte de energia que aciona os três sistemas principais de perfuração (isto é, suspensão da coluna de perfuração, rotação da mesma e bombeamento de fluido) é elétrica, fornecida por vários grupos geradores a diesel.

O fluido de perfuração é bombeado, passando pelas linhas de superfície em seguida entra na coluna de perfuração e sai pelos jatos da broca, já no fundo do poço, atingindo a rocha com elevada força de impacto, de onde flui para cima através do espaço anular existente entre o revestimento ou a parede do poço e a coluna de perfuração, levando para a superfície o material cortado da formação de rocha perfurada (cascalhos), limpando, assim, o poço.

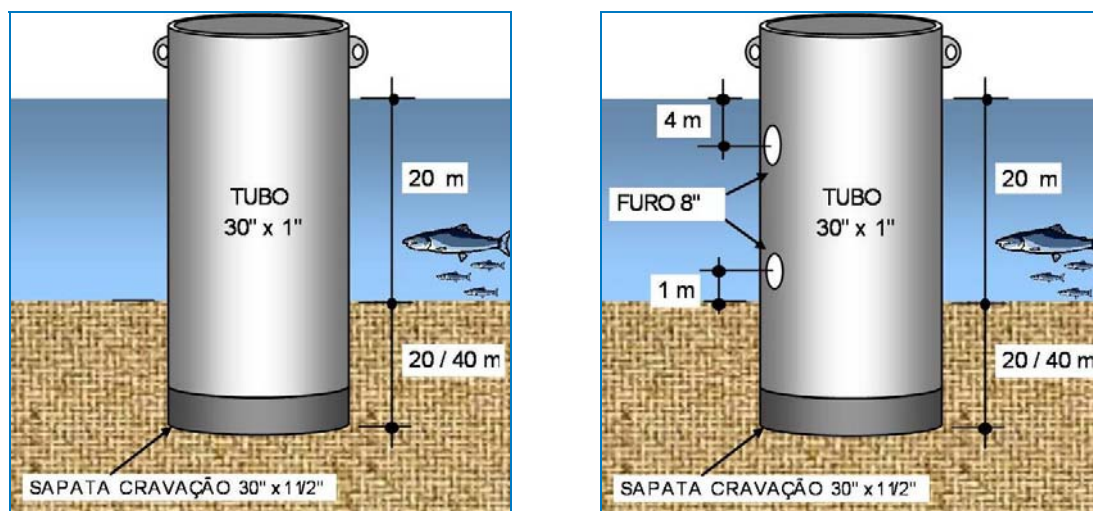
Na superfície, o fluido de perfuração e os cascalhos oriundos do poço recebem tratamento, passando através de equipamentos de controle de sólidos que tipicamente incluem tanques de sedimentação, sistema de peneiramento desarenadores, dessiltadores, *mud cleaners* (sistema misto – hidrociclones e peneira) e unidades centrífugas, onde a parte sólida remanescente no fluido de perfuração e a parte sólida (areia e silte) são separadas.

Além da função de limpeza do poço, para que a broca possa continuar perfurando, o fluido de perfuração tem outras funções importantes, como: resfriamento e lubrificação da broca e da coluna de perfuração, controle da pressão da formação e estabilização da parede do poço para evitar seu desmoronamento.

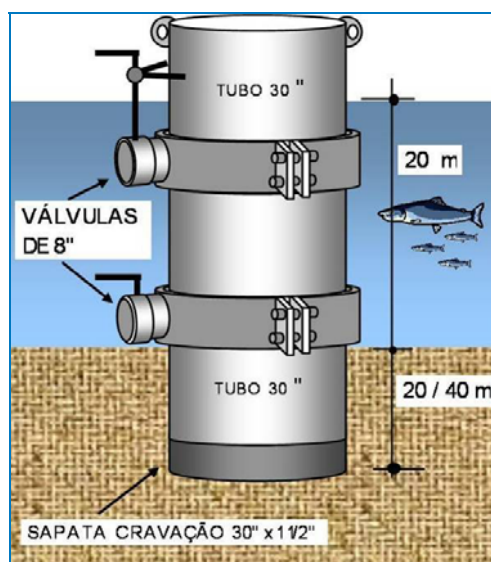
Nos prospectos previstos para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, as perfurações serão iniciadas com a cravação do revestimento condutor de 30" x 1" com sapata de cravação 30"x 1 ½" (primeira fase), utilizando-se o equipamento de cravação, bate estaca tipo "KOBÉ-45", montado na plataforma à altura da mesa rotativa. A cravação será dada como concluída ao atingir a profundidade na qual, devido à resistência da rocha, já não é observado avanço com a batida do martelo na estaca, até aproximadamente 40m de profundidade com relação ao assoalho marinho.

Não haverá abandono temporário do revestimento cravado para posterior entrada na segunda fase. Logo após a cravação serão iniciados os trabalhos para perfuração da segunda fase. A duração da cravação do revestimento de 30" é, em média, de quatro dias.

A **Figura II.2.4-1**, apresentada a seguir, ilustra a sequência das operações do processo de cravação.



- 1) Cravação de tubo de 30" até alcançar a NEGA. (Previsão: 20 a 40m abaixo do fundo do mar)
Utiliza sapata de cravação de 30" x 1 1/2" – 1,50m
- 2) Com o auxílio de mergulhadores, são abertos 2 furos de 8", um a 1m do fundo do mar e outro a 4m abaixo do nível do mar.
Utiliza bate estaca tipo KOBE 45



- 3) Com o auxílio de mergulhadores, são instaladas 2 válvulas borboletas de 8".

Figura II.2.4-1 - Sequência das operações do processo de cravação.

A cravação do condutor de 30", permitirá o retorno de fluido e cascalho durante a perfuração da fase com diâmetro de 26", a partir do fundo do mar garantindo portanto que os cascalhos cortados não são descartados no assoalho marinho. As válvulas de 8", mostradas na Figura acima, têm como objetivo viabilizar a perfuração em caso de perda total de circulação e também de viabilizar a cimentação do revestimento de diâmetro 20".

As condições para ocorrência de perda de circulação são: presença de rochas inconsolidadas ou muito permeáveis, como areia grosseira, onde ocorrem as perdas por infiltração; falhas naturais; rochas com presença de cavernas ou vulgulares que ocorrem em formações carbonáticas, onde as perdas de circulação são mais severas não havendo retorno de fluido e de cascalhos cortados pela broca.

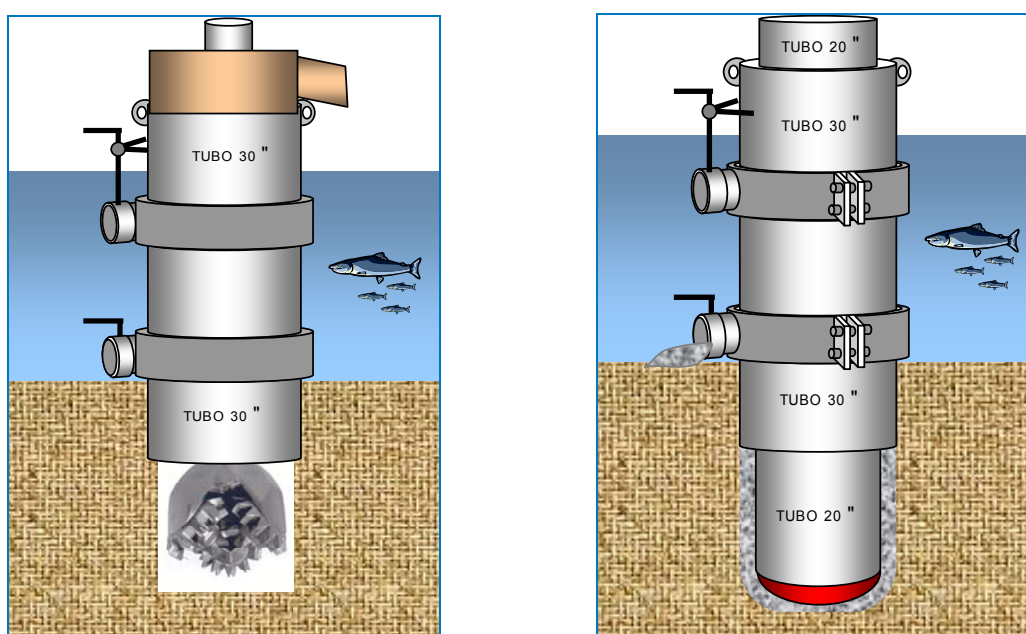
Para as previsões litológicas dos poços deste projeto a ocorrência de zonas com perda de circulação total de fluido é remota. Portanto, a frequência de abertura da válvula instalada no revestimento de 30" será muito baixa ou nula.

Caso ocorra a perda, e não havendo retorno, a perfuração é interrompida com fluido de perfuração e passa a ser feita utilizando-se água do mar, fazendo-se necessária a abertura das válvulas de 8" para assegurar o equilíbrio hidrostático do poço, evitando-se o seu colapso, ou seja, a abertura da válvula tem o objetivo de manter a estabilidade do poço pela entrada da água do mar no seu interior.

A válvula de 8" inferior deverá ser aberta em todos os poços antes da cimentação do revestimento de 20", fazendo com que o nível de topo do cimento fique no nível do fundo do mar.

A profundidade final de cada fase varia de acordo com as características das formações presentes e da distância da mesa rotativa da sonda ao fundo do mar. Nos poços dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, a perfuração da fase com diâmetro de 26" (segunda fase) é feita com a utilização de fluido de perfuração tipo convencional (Código 3.1) de base aquosa, que tem como principal elemento de sua composição a argila ativada. Em caso de perda total de circulação durante a perfuração desta fase, a válvula superior de 8", instalada no condutor de 30", deverá ser aberta comunicando o poço com o mar, com a finalidade de manter a estabilidade das rochas cortadas, pela entrada de água do

mar. Neste caso, a perfuração terá continuidade com a utilização de água do mar, sem retorno para a superfície. Terminada a perfuração da fase, é feito o condicionamento do poço, a coluna de perfuração com broca de diâmetro 26" é retirada e o revestimento com diâmetro de 20" é descido e cimentado. Antes da operação de cimentação, o fluido de perfuração convencional será substituído por água do mar e a válvula de 8" inferior instalada no condutor de 30" deverá ser aberta para permitir o retorno de cimento. Após a pega do cimento, o condutor de 30" será cortado a aproximadamente 1m acima do fundo do mar e recuperado. **Figura II.2.4-2** ilustra as operações descritas acima.



- 1) Perfura-se com broca com diâmetro de 26" até a profundidade final da fase. Abre-se válvula superior de 8", caso ocorra perda total de circulação.
- 2) Reveste-se com revestimento com diâmetro de 20", posicionando-se o pino com conexão tipo ALT 20" a 1,5m acima do fundo do mar.
- 3) Abre-se a válvula inferior de 8" para realizar a cimentação, observando-se o retorno da pasta de cimento.
- 4) Corta-se e saca-se o condutor de 30" a aproximadamente 1m acima do fundo do mar.

Figura II.2.4-2 - Perfuração da fase com diâmetro de 26"

Na extremidade do revestimento de 20" fica a cabeça de poço onde será instalado o BOP⁴ de 21 1/4" x 2000psi.

⁴ O BOP (*blowout preventer* ou preventor de *blowout*) é um conjunto de válvulas de grande porte instalada na cabeça do poço para atuar na hipótese de perda de controle sobre os fluidos da formação.

Após a instalação e teste do BOP e das linhas de *choke* e *kill*⁵, nos poços do campo de Camorim e na locação PE-12 do campo de Dourado, a perfuração da terceira fase será realizada com broca de diâmetro 17½", utilizando o mesmo fluido de perfuração da fase anterior. Terminada a perfuração e o condicionamento do poço, a coluna de perfuração é retirada, e o revestimento de 13⅜" é descido e cimentado. A Figura II.2.4-3 abaixo mostra o esquema da perfuração da terceira fase dos poços.

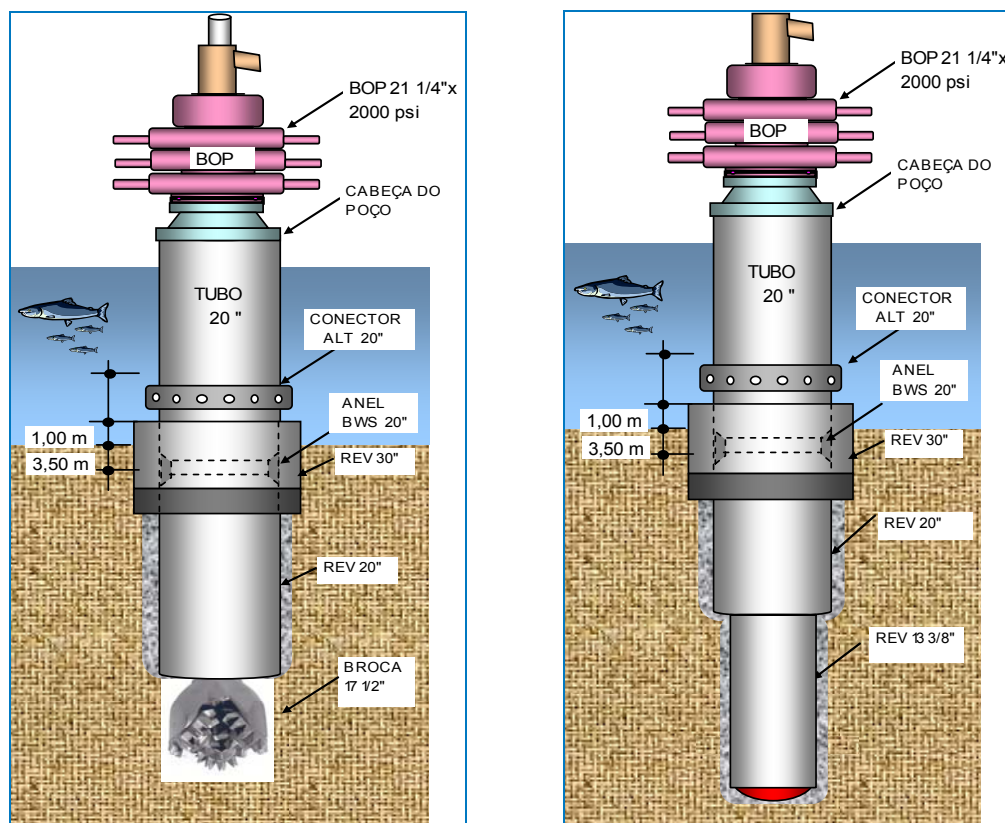


Figura II.2.4-3 - Esquema da perfuração da terceira fase dos poços

Dando continuidade às operações, o BOP de 21 ¼" x 2000psi é retirado e um novo conjunto BOP de 13 ⅝" x 10000psi é instalado. Após o teste do BOP e das linhas de *choke* e *kill*, inicia-se a perfuração da quarta fase, que é feita com broca de diâmetro 12 ¼". É previsto o uso de um dos fluidos de perfuração citados a

⁵ Linha de *choke* - Linha com válvula de restrição de fluxo que vem do poço, usada durante o controle de influxo. Linha de *kill* - Linha usada para injeção de fluido para amortecimento do poço, usada durante o controle de influxo.

seguir na perfuração desta fase ou um outro tipo de fluido de perfuração, se necessário, aprovado no Processo Administrativo IBAMA nº 02022.002330/08:

- Fluido de Perfuração Polímero Catiônico (Código 60) de base aquosa
- Fluido de Perfuração Deepdril (Código 2.18) de base aquosa
- Fluido de Perfuração BR MUL (Código 1.1) de base não aquosa

Logo após o corte da sapata do revestimento de 13 5/8" e a perfuração de alguns metros de formação (+/-10m), é feito o teste de absorção, que tem como objetivo verificar a resistência à pressão da rocha nessa profundidade. Em seguida, perfura-se até a profundidade final da fase. Dando continuidade à fase será feito o condicionamento do poço e o intervalo de poço aberto será perfilado e o revestimento de 9 5/8" será descido e cimentado.

A **Figura II.2.4-4** abaixo mostra esquema da perfuração da quarta fase dos poços.

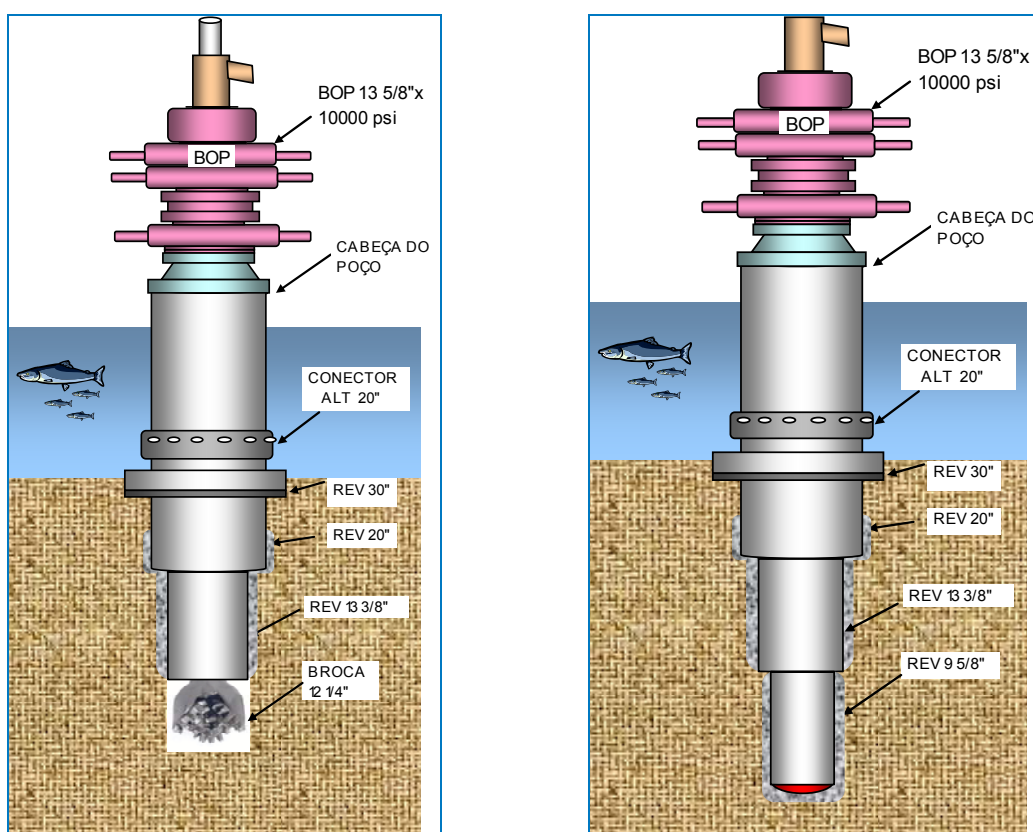


Figura II.2.4-4 - Esquema da perfuração da quarta fase dos poços.

Antes de iniciar a perfuração da última fase, quinta fase (**Figura II.2.4-5**), com broca de diâmetro 8 1/2", um novo teste do BOP e das linhas de *choke* e *kill* é realizado e, após o corte da sapata do revestimento de 9 5/8" e a perfuração de alguns metros de formação (+/-10m), é feito um novo teste de absorção. Em seguida, é dada continuidade à perfuração até a profundidade final programada para o poço. Concluída a perfuração, é feito o condicionamento do poço e o intervalo de poço aberto é perfilado. Em se confirmando zonas de interesse, é descido e cimentado o revestimento de 7". O fluido de perfuração será o mesmo fluido da fase anterior.

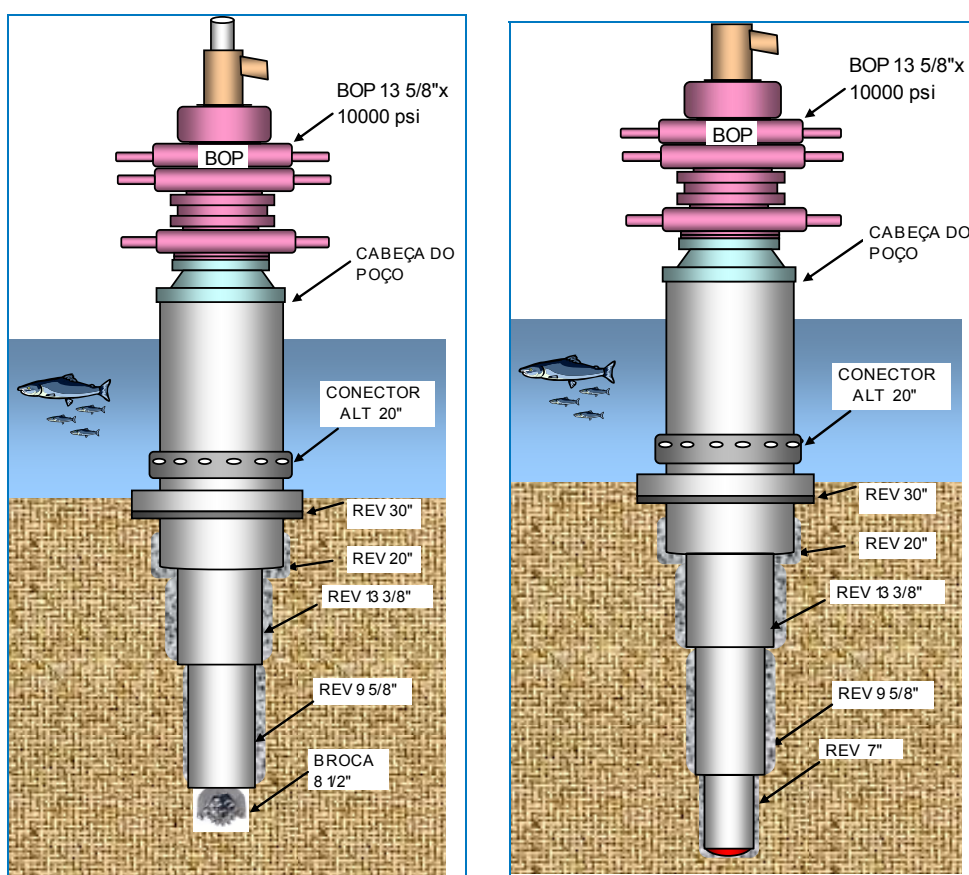


Figura II.2.4-5 - Esquema da perfuração da quinta fase dos poços.

Nos poços dos campos de Dourado e Guaricema, as perfurações dos poços terão quatro fases distintas. A perfuração da primeira e segunda fases dos poços será iniciada de modo idêntico ao dos poços do campo de Camorim, com a cravação do revestimento condutor de 30" x 1" e a perfuração da fase com broca com diâmetro de 26", conforme processos já descritos.

Após a instalação e teste do BOP de 21 1/4" x 2000psi e das linhas de *choke* e *kill* será iniciada a perfuração da terceira fase com broca com diâmetro 12 1/4", utilizando o fluido de perfuração tipo convencional usado na fase anterior. Terminada a perfuração e o condicionamento do poço, a coluna de perfuração é retirada, e o revestimento de 9 5/8" é descido e cimentado. A **Figura II.2.4-6**, a seguir, mostra esquema da perfuração da terceira fase dos poços.

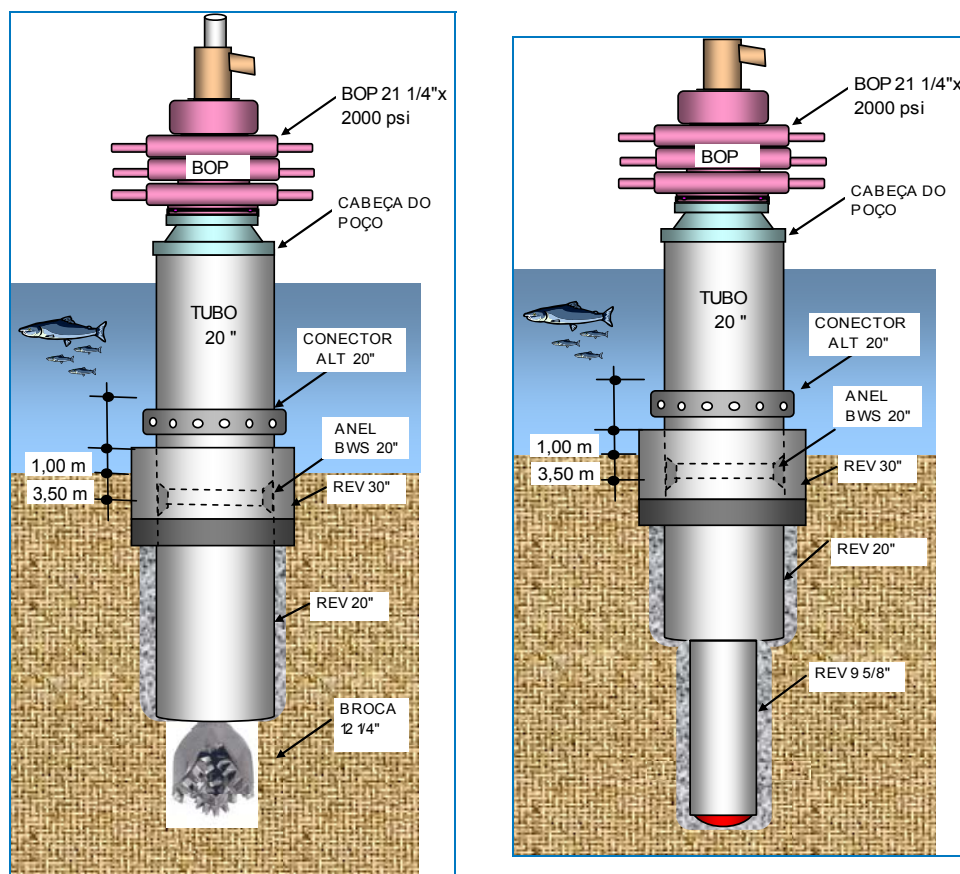


Figura II.2.4-6 - Esquema da perfuração da terceira fase dos poços dos campos de Dourado e Guaricema.

Dando continuidade às operações, o BOP de 21 1/4" x 2000psi é retirado e o conjunto BOP de 13 5/8" x 10000psi é instalado.

Um novo teste do BOP e das linhas de *choke* e *kill* é feito e a perfuração da quarta e última fase do poço é iniciada com broca de diâmetro 8 1/2". Após o corte da sapata do revestimento de 9 5/8" e a perfuração de alguns metros de formação (+/-10m), é feito um novo teste de absorção. Em seguida, é dada continuidade à

perfuração até a profundidade final programada do poço. Na sequência, é feito o condicionamento e a perfilagem final do poço e, em se confirmando zonas de interesse, é descido e cimentado o revestimento de 7"

A **Figura II.2.4-7** mostra esquema da perfuração da quarta fase dos poços.

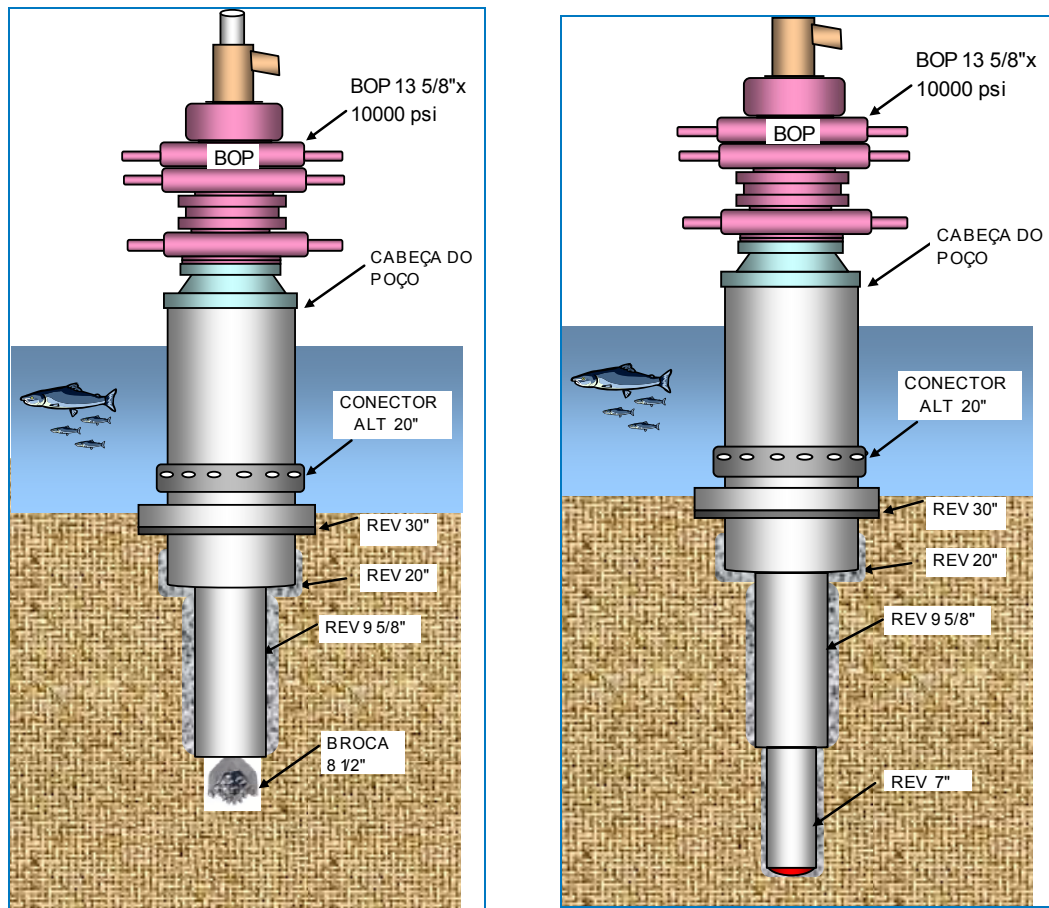


Figura II.2.4-7 - Esquema da perfuração da quarta (última) fase dos poços dos campos de Dourado e Guaricema.

É previsto o uso de um dos fluidos de perfuração citados a seguir na perfuração desta fase ou um outro tipo de fluido de perfuração, se necessário, aprovado no Processo Administrativo IBAMA nº 02022.002330/08:

- Fluido de Perfuração Polímero Catiônico (Código 60) de base aquosa
- Fluido de Perfuração Deepdril (Código 2.18) de base aquosa
- Fluido de Perfuração BR MUL (Código 1.1) de base não aquosa

2) Etapas do processo de perfuração

Os poços a serem perfurados são exploratórios, injetores e produtores. Contudo, considera-se que, após a perfuração e os processos de avaliação terem sido concluídos, os poços poderão ser abandonados definitivamente, completados ou abandonados temporariamente, para possível futura reentrada, dependendo dos resultados reais obtidos.

São previstas para os poços operações complementares que incluem a utilização de ferramentas de perfilagem a cabo e de medição de inclinação e direção, bem como a realização de amostragens dos cascalhos de perfuração, conforme descrito a seguir.

2.1) Perfilagem

Esta operação consiste, basicamente, na coleta de informações por meio de instrumentos e ferramentas especiais para medição de parâmetros relacionados às propriedades das rochas. A operação de perfilagem permite a coleta de informações sobre as propriedades das rochas e a confirmação da existência ou não de intervalos contendo hidrocarbonetos. Além do aspecto qualitativo, os dados obtidos permitem cálculos volumétricos, como a estimativa da porosidade e a quantidade de hidrocarbonetos existente no reservatório.

Na perfilagem, as ferramentas de medição são descidas no poço através de um cabo eletromecânico. À medida que a ferramenta passa em frente às rochas do intervalo, ela efetua a medição e envia a informação para a superfície, onde a mesma é registrada digital e analogicamente, gerando o perfil do poço.

Existem dois tipos de perfilagem, a LWD (*Logging While Drilling*), utilizada durante a perfuração acoplada à coluna, e a perfilagem a cabo, realizada após a perfuração.

Os perfis usualmente registrados são:

- Raios Gama: aplica-se na identificação litológica, como indicador de argilosidade, na análise sedimentológica e na correlação geológica. O perfil de raios-gama mede a radioatividade natural das formações. Nas rochas sedimentares, tal perfil normalmente reflete o conteúdo argiloso

da rocha, pois os elementos radioativos tendem a se concentrar em minerais argilosos e folhelhos;

- Resistividade: o perfil de resistividade identifica, principalmente, o tipo de fluido presente no espaço poroso do reservatório. Desta forma, permite estimar a saturação de água/óleo do reservatório;
- Sônico: mede o intervalo de tempo que uma onda acústica leva para percorrer uma distância de 1 pé (0,3048 m) dentro da formação. Essa medida dá uma estimativa da densidade da rocha e sua porosidade;
- Densidade: mede a densidade aparente das rochas que compõem o reservatório. Permite estimar a porosidade das rochas dos reservatórios;
- Neutrão: mede o índice de hidrogênio nas rochas. Grande quantidade de hidrogênio encontra-se no espaço poroso onde se tem petróleo, gás ou água. Assim sendo, o neutrão, a partir da quantidade de hidrogênio nas rochas, também dá uma medida da sua porosidade.

No programa para os poços a serem perfurados nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, estão previstas perfilagens ao final de cada fase de perfuração, antes da descida dos revestimentos, conforme **Quadro II.2.4-1** e **Quadro II.2.4-2**, adiante. Isto é feito de forma a possibilitar a obtenção de informações sobre as diversas formações geológicas existentes, desde a profundidade final da fase até o início do revestimento da fase anterior.

As operações de amostragem de cascalhos, perfilagens e medições programadas não requerem cuidados especiais quanto aos aspectos ambientais, uma vez que não envolvem a retirada de óleo para a superfície. No entanto, a contínua análise geológica do material retirado do poço, bem como a análise de gás no fluido de perfuração, reforçam a segurança das operações, no que se refere à detecção e controle de eventuais invasões de fluidos da formação para dentro do poço (*kicks*) ou perdas de fluido do poço para a formação, causando perda de circulação, o que pode levar à redução da coluna hidrostática de fluido de perfuração no anular, permitindo a ocorrência de um *kick*. O *kick* é o fluxo indesejado do fluido contido numa formação para o interior do poço e, se não for controlado eficientemente, pode se transformar num *blowout*.

O **Quadro II.2.4-1** apresenta o programa de perfilagem e amostragem previsto para os poços de Dourado e Guaricema e o **Quadro II.2.4-2**, o programa referente aos poços de Camorim.

Quadro II.2.4-1 - Programa de Perfilagem e Amostragem dos poços dos campos de Dourado e Guaricema.

Perfilagem/ Amostragem	Intervalo (m)
Perfil de Raios Gama	Do fundo até a sapata do revestimento de 20"
Perfil de Indução	Do fundo até a sapata do revestimento de 9 5/8"
Perfil Sônico Dipolar	Do fundo até a sapata do revestimento de 9 5/8"
Perfis de porosidade (Densidade e Neutrão)	Do fundo até a sapata do revestimento de 9 5/8"
Perfil de Imagem Resistiva	Do fundo até a sapata do revestimento de 9 5/8"
Perfil de amostragem lateral	Pontual
Perfil de Velocidades Sísmicas	Pontual
Registro de pressão e amostragem de fluido a cabo	Pontual
Amostras de calha (Coleta de 3 em 3m)	A partir da sapata do revestimento de 20"

Quadro II.2.4-2 - Programa de Perfilagem e Amostragem dos poços do campo de Camorim.

Perfilagem/ Amostragem	Intervalo (m)
Perfil de Raios Gama	Do fundo até a sapata do revestimento de 20"
Perfil de Indução	Do fundo até a sapata do revestimento de 13 3/8"
Perfil Sônico Dipolar	Do fundo até a sapata do revestimento de 13 3/8"
Perfis de porosidade (Densidade e Neutrão)	Do fundo até a sapata do revestimento de 13 3/8"
Perfil de Imagem Resistiva	Do fundo até a sapata do revestimento de 13 3/8"
Perfil de amostragem lateral	Pontual
Perfil de Velocidades Sísmicas	Pontual
Registro de pressão e amostragem de fluido a cabo	Pontual
Amostras de calha (Coleta de 3 em 3m)	A partir da sapata do revestimento de 20"

2.2) Teste de Formação

O teste de formação é realizado para avaliar a potencialidade de produção do reservatório. Trata-se da operação pela qual, com a utilização de ferramentas especiais, recuperam-se, na superfície, os fluidos das formações e, ao mesmo tempo, se registram as pressões de fluxo e estática dos reservatórios. Para sua realização, uma coluna de testes é descida no poço, conforme esquematizado na **Figura II.2.4-8**.

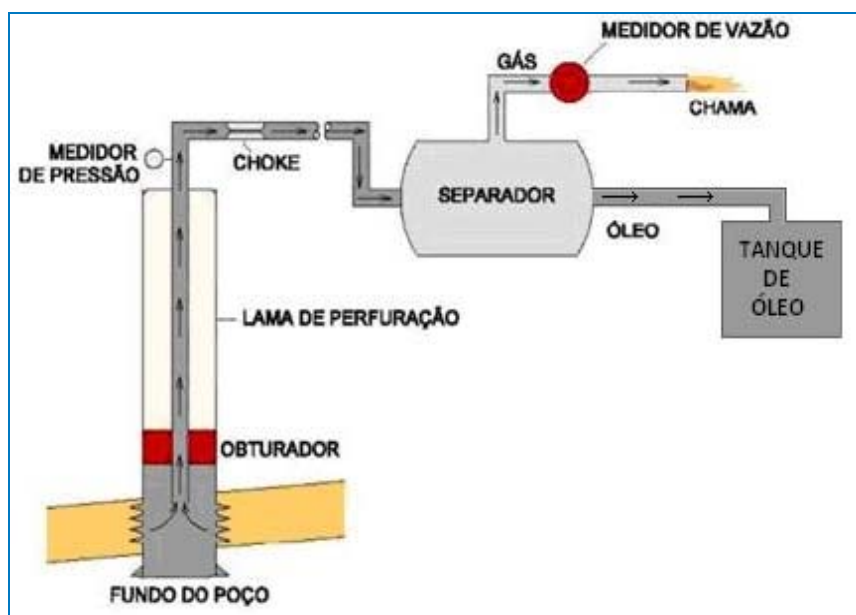


Figura II.2.4-8 - Esquema de realização do teste de formação.

O teste de formação é realizado da seguinte forma:

- Um *packer* (obturador de borracha) é assentado acima da formação a ser testada, separando o poço em duas zonas não comunicáveis e isolando a zona a ser testada. O obturador alivia a pressão hidrostática do fluido de perfuração do reservatório e permite ao óleo fluir para dentro da coluna de teste;
- Utiliza-se um conjunto de teste, que consiste numa série de componentes, onde a válvula testadora é o elemento principal, pois permite abrir e fechar o fluxo do poço. A válvula testadora permanece fechada enquanto o conjunto é descido no poço;
- O interior da coluna de perfuração permanece com ar ou com um colchão de água até uma altura pré-determinada, com o objetivo de manter a pressão hidrostática no interior da coluna menor que a da formação, possibilitando a surgência;
- Quando o *packer* é assentado, a válvula testadora é aberta, e o intervalo do poço abaixo do *packer* não sofre mais o efeito da pressão hidrostática do fluido de perfuração, entrando em contato direto com o ar ou com o

colchão d'água dentro da coluna. Com isso, os fluidos existentes abaixo do *packer* fluirão para dentro da coluna de teste;

- A coluna de teste também possui registradores de temperatura e pressão, sendo que os últimos são descidos na cauda da coluna de teste e registram, continuamente, as variações de pressão no decorrer do teste.

Quando a válvula testadora é fechada sem desassentar o *packer*, o fluxo é interrompido sem que se use a coluna hidrostática de fluido e a pressão do reservatório é registrada. Assim, tem-se conhecimento da natureza dos fluidos existentes nas formações porosas, sua vazão e o comportamento das pressões durante o teste.

Com os dados obtidos, calcula-se a permeabilidade efetiva da formação e verifica-se a existência ou não de dano ou barreira de permeabilidade no reservatório. Verifica-se, também, se o reservatório apresenta sinais de depleção e avalia-se a capacidade de produção do intervalo de interesse.

Na superfície, os equipamentos de teste incluem o *choke manifold* (conjunto de válvulas que permite direcionar o fluxo do poço através de passagens com diferentes diâmetros), o separador gás/óleo, dispositivos para medição de vazão e pressão e os queimadores (para gás ou óleo do teste de formação). Estes equipamentos visam a manter a estabilidade do poço e da operação do teste de formação, de forma a impedir qualquer vazamento, o que também contribui para a minimização dos riscos de acidentes ambientais.

Os equipamentos de teste, assim como as conexões entre eles, são cuidadosamente testados antes de se dar início à operação de teste do poço. Estes procedimentos preparatórios relativos ao teste de equipamentos e à articulação com a equipe de bordo são realizados antes da condução de qualquer teste de poço.

Ressalta-se que a execução do teste de formação será realizada de acordo com padrões de procedimentos comumente empregados pela PETROBRAS, seguindo as diretrizes estabelecidas nas Normas PETROBRAS NS-2282 (Segurança em Testes

de Formação e de Produção na Presença de Gás Sulfídrico – H₂S) e NS-2253 A (Segurança em Testes de Formação e de Produção).

2.3) Operações de registro, monitoramento e amostragem

A PETROBRAS planeja adotar um conjunto de métodos de registro, monitoramento contínuo e amostragem de rochas para obter informações em tempo real durante as operações de perfuração referentes à formação e à variação dos fluidos. Tais métodos estão descritos a seguir.

Registro durante a perfuração (Logging While Drilling - LWD)

Este tipo de registro já foi descrito no Item 2.1) Perfilagem. As ferramentas para LWD utilizadas durante a perfuração são acopladas à coluna, fornecendo dados de raio gama e resistividade em tempo real durante a perfuração desta fase até o fundo do poço. Essas informações são importantes para correlação com dados sísmicos, confirmação das características geológicas esperadas para a formação e ainda são úteis nas tomadas de decisões operacionais durante a perfuração do poço.

Testemunhagem

Durante a perfuração de poços pioneiros ou estratigráficos em áreas exploratórias desconhecidas é comum a realização de testemunhagem da formação. Geralmente essas testemunhagens são realizadas em objetivos atingidos e determinados em cada perfuração e visam ao conhecimento geológico da região explorada.

Registro de Fluido de Perfuração

O registro das propriedades do fluido de perfuração será conduzido a partir da fase em que o revestimento condutor for instalado em cada poço e em todas as fases subseqüentes a esta. O retorno dos fluidos de perfuração e dos cascalhos será monitorado e analisado para registro dos seguintes dados, tais como detecção de H₂S e análise de gás na lama.

Parâmetros de Perfuração

Os seguintes parâmetros de perfuração serão continuamente monitorados e registrados:

- Profundidade da broca;
- Taxa de penetração;
- Carga do gancho/peso na broca;
- Velocidade de rotação;
- Torque da rotação;
- Pressão no tubo vertical;
- Pressão no *choke*;
- Volumes de lama;
- Taxas de fluxo de lama;
- Temperatura da lama;
- Densidade da lama;
- Velocidade de bombeamento.

2.4) Tamponamento e abandono de poço

Os poços poderão ser abandonados temporariamente ou definitivamente. Um poço pode ser abandonado por problemas técnicos ou operacionais durante sua perfuração ou operação, por não ter-se revelado economicamente atrativo quando perfurado ou por declínio de sua produção. Os procedimentos adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás sempre envolvem o seu tamponamento com tampões metálicos ou de cimento e visam a assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e também dos aquíferos existentes, prevenindo: (I) - a migração dos fluidos entre as formações, seja pelo poço, seja pelo espaço anular entre o poço e o revestimento; e (II) - a migração de fluidos até o fundo do mar.

No caso de abandono temporário, os poços ficarão preparados para uma possível reentrada no futuro. Nos abandonos definitivos as cabeças dos poços abandonados em profundidades de lâmina d'água inferior a 80m terão que ser

removidas, evitando-se com isto impactos sobre outras formas de uso do espaço marítimo, notadamente a pesca.

As coordenadas dos poços abandonados serão registradas nas cartas da PETROBRAS (Sistema de Gerenciamento de Obstáculos - SGO) para gerenciamento futuro de obstáculos na área. Isto serve, principalmente, no caso da necessidade de futuras instalações na área (rotas para lançamento de linhas de produção que evitem cabeças de poços abandonados, por exemplo). Além disso, em atendimento às exigências da ANP, serão preenchidos e enviados os formulários de notificação de abandono de poço.

O abandono temporário do poço será feito de acordo com o disposto na Portaria nº 025/02 da ANP, utilizando-se tampões de cimento API Classe G. As características e procedimentos de mistura das pastas de cimento deverão obedecer às normas API SPEC 10A, API RP 10B, NBR 9831, NBR 5732 ou NBR 11578.

Os tampões que exigirem testes serão testados de acordo com a portaria ANP nº 25/2002, com carga de 7 toneladas ou com pressão de 7 megaPascals (71,38 kg/cm²) considerando o máximo de dez por cento (10%) de queda de pressão aceitável durante 15 minutos de teste.

Um tampão de superfície será instalado com 30 metros de comprimento e com sua parte superior posicionada abaixo do leito marinho, dentro do intervalo entre 100 e 250 metros exigidos pela norma CONTEC N-2730 e de acordo com a Portaria nº 025/02 da ANP.

Qualquer espaço anular que apresente intervalos permeáveis portadores de hidrocarbonetos ou aquíferos comunicando qualquer intervalo de poço aberto com a superfície com o fundo do mar será isolado, utilizando-se a técnica mais adequada em função das condições mecânicas do poço conforme a portaria ANP nº 25/2002 e norma CONTEC N-2730.

Em lâminas d'água de até oitenta metros, os equipamentos deverão ser removidos acima do fundo do mar, ou a vinte metros abaixo do fundo, naquelas áreas sujeitas a processos erosivos intensos, de acordo com a Resolução ANP nº 13, de 23 de fevereiro de 2011.

O esquema básico de abandono dos poços é mostrado na **Figura -II.2.4-9**, a seguir:

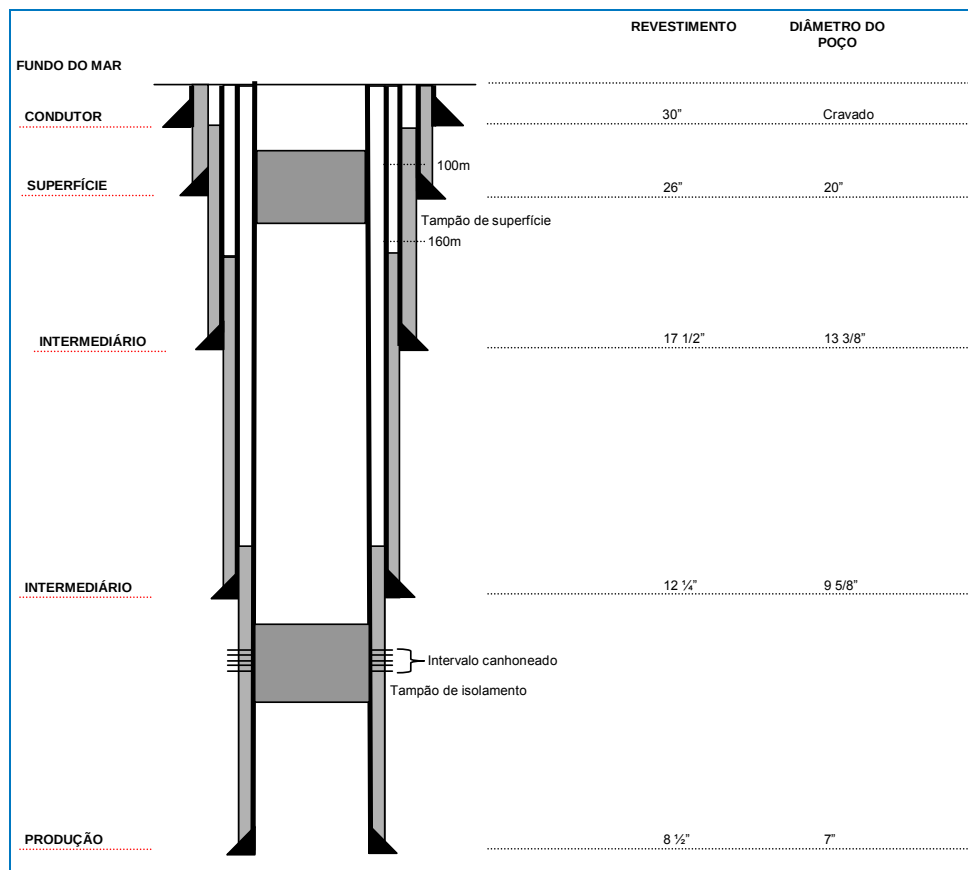


Figura -II.2.4-9 - Esquema de Tamponamento para Abandono dos Poços.

Obs.: Sem escala

2.5) Processos de Completação

Após o processo de perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar de forma segura e econômica durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás ou injetar fluidos nos reservatórios denomina-se completção.

Todos os poços produtores e injetores são sempre programados para serem completados, de modo a assegurar a sua funcionalidade.

Uma completção típica de poço segue as seguintes fases:

- Condicionamento do poço;
- Avaliação da qualidade da cimentação;
- Canhoneio;
- Instalação da coluna de produção/injeção.

A seguir, apresenta-se um breve descritivo de cada uma das fases:

Condicionamento do Poço

Nesta fase, são realizados o condicionamento do revestimento de produção e a substituição do fluido que se encontra no interior do poço por um fluido de completação.

Para o condicionamento, é descida uma coluna com broca e raspador. A broca serve para cortar os tampões deixados no interior do poço quando do término da fase de perfuração, bem como os restos da cimentação. O raspador é uma ferramenta de lâminas retráteis instaladas logo acima da broca, que desce raspando a parede interna do revestimento de produção, retirando o que foi deixado pela broca.

Finalmente, com a broca no fundo do poço, procede-se a troca do fluido de perfuração por água do mar e, após alguns ciclos, a água do mar é substituída pelo fluido de completação. O fluido de completação é, basicamente, uma solução salina, isenta de sólidos, compatível com a formação e com os fluidos nela contidos, de forma a não causar danos à mesma. Apresenta, também, uma densidade suficiente para fornecer uma pressão hidrostática no interior do poço ligeiramente superior à pressão estática do reservatório, de maneira a impedir que haja fluxo de fluidos da formação para o poço, mantendo-o amortecido. Após o condicionamento do revestimento de produção, sua estanqueidade é testada sob pressão e feitas as devidas correções, em caso de vazamentos.

Avaliação da Qualidade da Cimentação Primária

A cimentação tem como função principal a vedação hidráulica entre os diversos intervalos impermeáveis, impedindo a migração de fluidos por trás do revestimento. Fornece, também, suporte mecânico ao revestimento.

A avaliação de sua qualidade é feita utilizando-se perfis acústicos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação, cuja análise permite verificar a existência ou não de vedação entre os intervalos que se deseja isolar.

Caso se constate que a cimentação está deficiente, ela é corrigida através de compressão de cimento, de forma a garantir o isolamento entre zonas permoporosas. Em poços de gás, é imprescindível a pesquisa de isolamento do revestimento de produção.

A existência de uma efetiva vedação hidráulica é de fundamental importância para garantir um perfeito controle da origem/destino dos fluidos produzidos/injetados.

Canhoneio

A função do canhoneio é perfurar o revestimento e o cimento existente no anular revestimento-poço, ultrapassando a zona danificada pela invasão de filtrado, e penetrando na formação produtora, criando os canais de fluxo para o interior do poço.

A perfuração do revestimento é feita através da utilização de cargas explosivas especialmente moldadas para esse fim. A explosão dessas cargas gera jatos de alta energia, capazes de atravessar o revestimento e o cimento e ainda penetrar na formação produtora.

As cargas são descidas no poço dentro de cilindros de aço com furos nos quais se alojam as cargas. Quando os canhões se encontram em frente ao intervalo de interesse, um mecanismo de disparo é acionado para detonar as cargas.

Instalação da Coluna de Produção ou de Injeção

A descida da cauda de produção, composta de *shear-out*, *nipple* “R”, *packer* de produção e mandril do TSR (junta telescópica composta de mandril e camisa, que tem como finalidade a retirada de parte da coluna de produção), pode ser efetuada com a coluna de trabalho (*drill pipe's* e camisa do TSR) ou com uma coluna composta de tubos de produção. O *packer* é assentado cerca de 30 metros acima dos intervalos canhoneados.

O objetivo da cauda é permitir o isolamento da formação produtora, permitindo que, no futuro, seja retirada apenas a parte superior da coluna de produção.

Concluída a descida da cauda de produção, com o assentamento do *packer* e a liberação da camisa do TSR, retira-se a coluna de trabalho. Caso a coluna utilizada seja composta por tubos de produção, antes da sua retirada são feitas marcas para balanceamento da mesma.

A coluna de produção conecta-se à porção superior da Cauda de Produção e, em sua extremidade superior, ao suspensor de coluna (TH) e é constituída basicamente por tubos metálicos aos quais são conectados os demais componentes. Ela é descida pelo interior do revestimento de produção e tem as seguintes finalidades básicas:

- Conduzir os fluidos produzidos com segurança até a árvore de natal;
- Permitir a instalação de equipamentos para elevação artificial;
- Possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço em intervenções futuras;
- O projeto de uma coluna de produção é função de alguns fatores, tais como:
 - Localização dos Poços ;
 - Sistema de Elevação (Poço Surgente ou com Elevação Artificial);
 - Características Corrosivas ou Abrasivas do Fluido a ser Produzido;
 - Necessidade de Contenção de Areia;
 - Vazão de Produção;
 - Número de Zonas Produtoras (Completação Simples, Dupla ou Seletiva).

Nas completações as cabeças dos poços podem ser trazidas até a superfície de uma plataforma fixa, onde será instalada uma árvore de natal seca (ANS). Em alguns casos, a cabeça de poço ficará localizada no fundo do mar, sendo a operação concluída com uma árvore de natal molhada (ANM).

A árvore de natal é equipamento instalado na cabeça do poço, constituído, basicamente, de um conjunto de válvulas tipo gaveta, controladas hidráulicamente; um conjunto de linhas de fluxo para escoamento da produção e para acesso ao poço e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma.

As completações dos poços previstos para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, serão feitas conforme descrito a seguir:

Poços do campo de Camorim

Todos os poços serão completados e equipados com árvore de natal seca (ANS), conforme **Anexo II.2-4**.

Poços do Campo de Dourado

Completação submarina com ANM no poço exploratório correspondente à locação PE12, em caso de confirmação de descoberta.

Completação com ANS nos demais poços, a serem perfurados, conforme **Anexo II.2-5**.

Poços do campo de Guaricema

Completação submarina com ANM nos poços exploratórios GA-68, GA-76, GA-78 e GA-69 e nos exploratórios, em caso de confirmação de descoberta.

Completação com ANS nos demais poços, a serem perfurados, conforme **Anexo II.2-6**.

Nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, o canhoneio de todos os poços será realizado pelo método convencional a cabo.

As colunas de produção previstas para serem utilizadas nos novos poços são de diâmetro 2 7/8" em aço carbono e serão equipadas com mandris de *gas-lift* para possibilitar operações de indução de surgência com utilização de nitrogênio (*nitro-lift*), tratamento com injeção de solventes ou amortecimento do poço.

O controle de areia nos campos de Dourado e Guaricema será realizado através de operação de *frac and pack* (sistema de contenção de areia). Esse método permite o desenvolvimento do processo de completação com uso de ferramentas comuns, de utilização mais fácil e confiável, resultando numa operação extremamente favorável à produção do poço. Na maioria das vezes o poço se apresenta estimulado após o tratamento.

No campo de Dourado, enquanto o poço produtor não estiver produzindo sob influência da injeção de água, será completado como produtor de óleo surgente. A composição prevista para o poço surgente está apresentada na **Figura II.2.4-10**, a seguir. Esta composição também se aplica aos poços do campo de Guaricema.

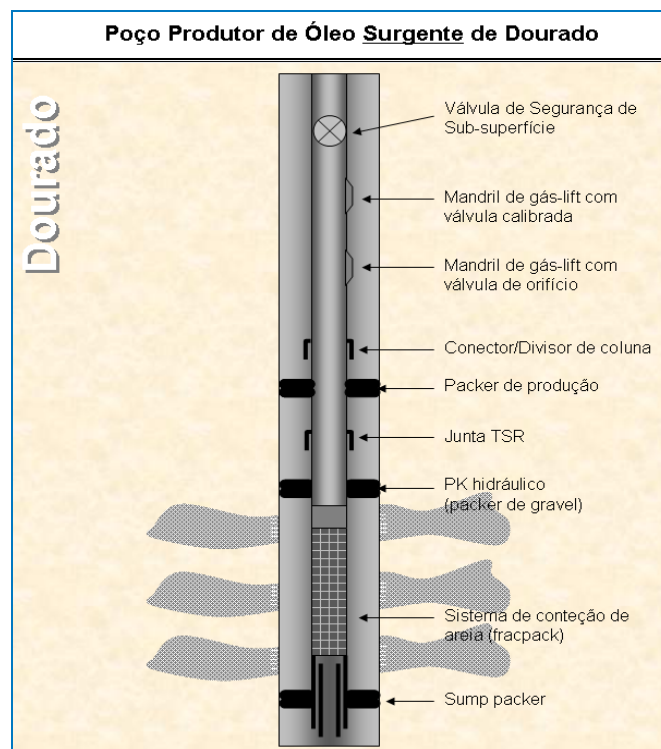


Figura II.2.4-10 - Esquema previsto para poço produtor de óleo surgente no Campo de Dourado.

Assim que a razão gás/líquido (RGL) atingir um valor que exija elevação artificial, o poço produtor será equipado com bomba BCS redundante, e *dual packer* (obturador hidráulico duplo ventilado).

Uma BCS redundante significa que duas bombas BCS serão instaladas em série na coluna de produção. No caso de ocorrer uma falha na primeira bomba, a

segunda passa a operar, de forma a garantir tempo de vida útil maior para o conjunto de bombeio.

O *dual packer* permite a utilização de válvula de segurança de subsuperfície mantendo o anular ventilado, de forma a não prejudicar a eficiência da BCS e garantir a segurança do poço.

Os poços injetores de água terão coluna com diâmetro 2 7/8" especificada contra corrosão e ANS ou ANM fabricadas em metalurgia própria para o trabalho com água salgada. A **Figura II.2.4-11** e a **Figura II.2.4-12**, a seguir, mostram o esquema de um poço produtor equipado com BCS e o esquema de um poço injetor de água.

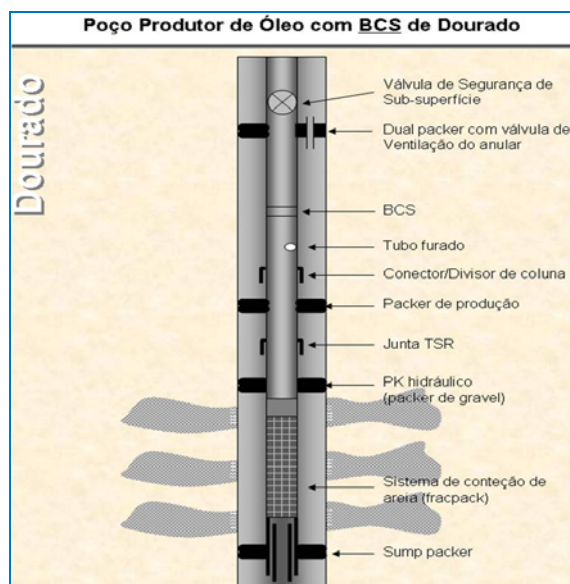


Figura II.2.4-11 - Esquema previsto para poço produtor com BCS do Campo de Dourado.

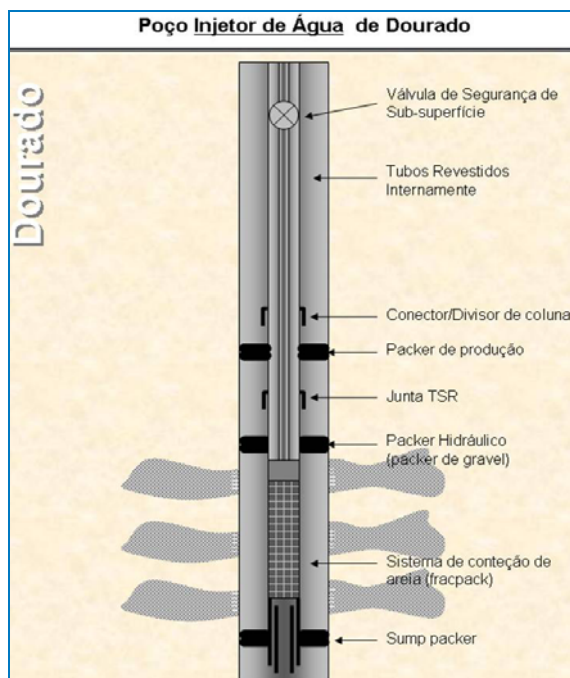


Figura II.2.4-12 - Esquema previsto para poço injetor de água do Campo de Dourado.

Como já foi citado, todos os poços produtores e injetores do campo de Dourado estarão situados em plataformas fixas, completados com ANS. Em todos os casos, prevê-se o canhoneio convencional a cabo extensivo de intervalos com saturação favorável de óleo (poços produtores) e de intervalos com potencial de atuação no varrido (área de abrangência) real dos reservatórios (poços injetores).

Os poços produtores do campo de Camorim serão todos de completação simples, sem controle de produção de areia, visto que as formações são consolidadas. As zonas produtoras serão todas expostas simultaneamente ao fluxo e estimuladas por fraturamento hidráulico.

O método de elevação artificial a ser usado no campo de Camorim é o de maior utilização marítima – *gas lift* contínuo (GLC). O emprego de GLC justifica-se pela compatibilidade do mesmo às características dos poços e fluidos a serem produzidos, restrições quanto à disponibilidade de espaço nas plataformas e requisitos de segurança das completações marítimas. A **Figura II.2.4-13** a seguir mostra o esquema de um poço produtor.

Os poços injetores de água terão coluna com diâmetro de 3 ½" e proteção interna contra corrosão, sendo a injeção de água seletiva em até três zonas, por poço.

O conjunto de cabeça de poço dos poços injetores terá, igualmente, tratamento especial contra corrosão. A **Figura II.2.4-14** abaixo mostra o esquema de um poço injetor do campo de Camorim.

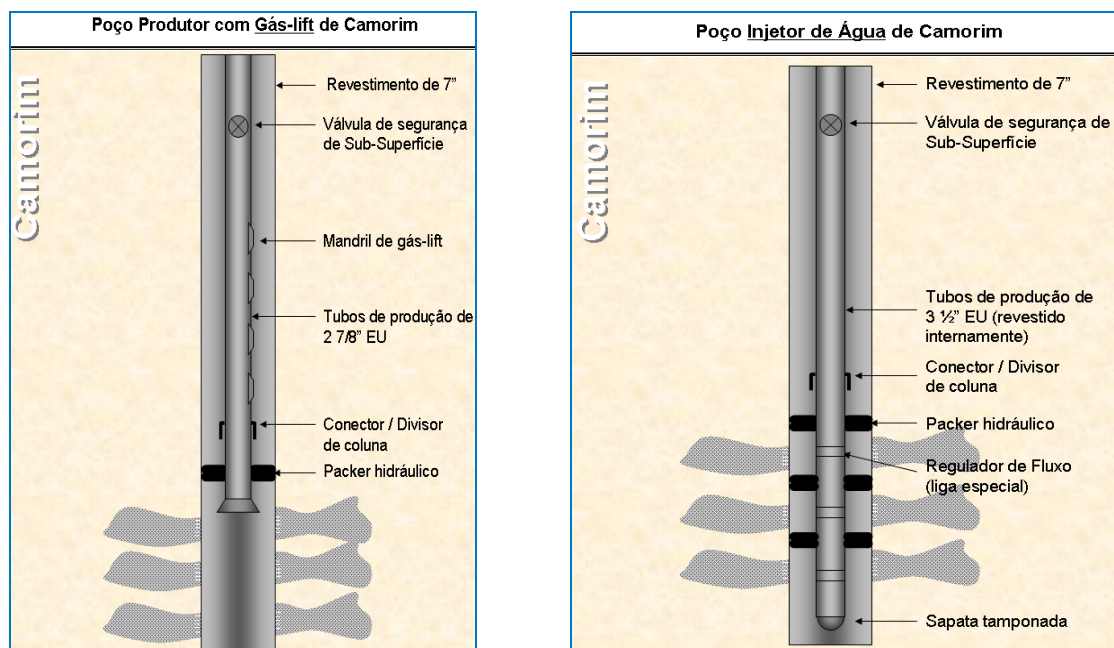


Figura II.2.4-13 - Esquema previsto para poço produtor com gás-lift do Campo de Camorim. **Figura II.2.4-14** - Esquema previsto para poço injetor de água do Campo de Camorim.

Assim como nos poços do campo de Camorim, os poços produtores do campo de Guaricema serão equipados para produção utilizando como método de elevação o *gas lift* contínuo (GLC). A **Figura II.2.4-15** a seguir mostra o esquema de um poço produtor.

Os poços injetores de água terão coluna com diâmetro 2 7/8" específica contra corrosão e as árvores de natal são especificadas para o trabalho com água salgada, sendo a injeção de água realizada em uma única zona, por poço. Na **Figura -II.2.4-16**, a seguir, é apresentado o esquema de um poço injetor do campo de Guaricema.

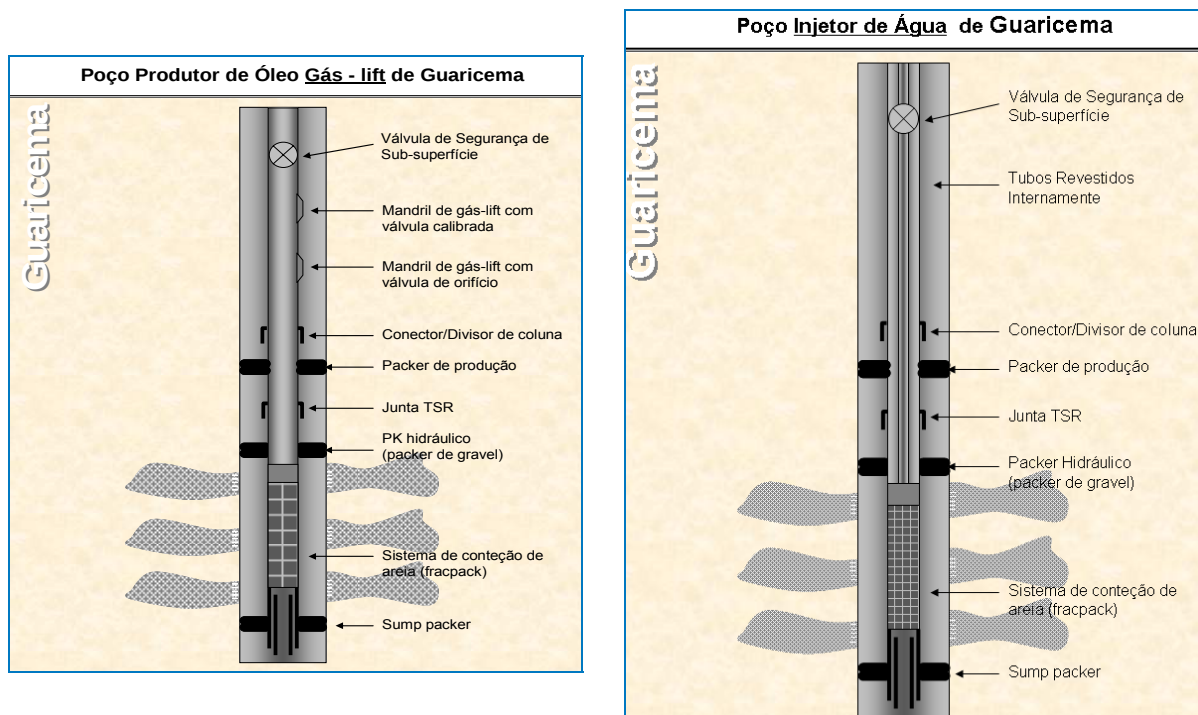


Figura II.2.4-15 - Esquema previsto para poço produtor com *gas-lift* do Campo de Guaricema.

Figura -II.2.4-16 - Esquema previsto para poço injetor de água do Campo de Guaricema

3) Descrição dos Procedimentos Previstos de Serem Adotados no Caso de Descoberta de Hidrocarbonetos em Escala Comercial

Para os poços exploratórios previstos no Projeto de Ampliação, no caso da descoberta de níveis comerciais de hidrocarbonetos, os poços serão abandonados temporariamente para serem futuramente completados.

Uma descoberta comercial, a partir de um poço exploratório, dispararia a sequência de eventos listada a seguir:

- Planejar os poços de extensão
- Planejar o(s) poço(s) para definir mais profundamente a qualidade e a quantidade descoberta.
- Submeter o plano de extensão à ANP.
- Planejar o desenvolvimento
- Com base nas indicações iniciais de volume e qualidade dos hidrocarbonetos, considerar vários cenários específicos de desenvolvimento da descoberta e da locação.
- Avaliar economicamente os cenários alternativos.
- Selecionar o plano de desenvolvimento mais eficiente.
- Realizar a(s) perfuração(ões) de extensão, se respaldada(s) pelo projeto econômico preliminar.
- Elaborar o projeto detalhado do plano de desenvolvimento, das instalações e do poço.
- Construir as instalações para o desenvolvimento e executar o plano de perfurações de desenvolvimento.

O prazo para realizar um plano de desenvolvimento depende do tamanho da descoberta.

4) Características gerais dos projetos de poços a serem perfurados

4.1) Estimativa do volume de fluidos de perfuração a serem utilizados e cascalhos gerados

Os nomes e os códigos dos fluidos de perfuração e complementares que serão utilizados na atividade de perfuração marítima, com seus componentes, suas propriedades físico-químicas e resultados dos laudos de toxicidades são apresentados no **Anexo II.2.4-6**. A PETROBRAS somente utilizará na perfuração de poços deste Projeto de Ampliação fluidos de perfuração e complementares já aprovados no Processo Administrativo IBAMA nº 02022.002330/08.

No **Anexo II.2-14** encontram-se as estimativas dos volumes de fluidos a serem utilizados e cascalhos a serem gerados em cada etapa do poço nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

Produtos para Situações Emergenciais

A PETROBRAS considera como situações emergenciais atividades de contingências que poderão ser necessárias durante as atividades de perfuração, como as seguintes situações: perda de circulação; *kick*; presença de H₂S e prisão da coluna de perfuração.

Os produtos utilizados nessas situações ficam armazenados na unidade marítima, sendo utilizados somente quando da ocasião da contingência. Os referidos produtos são apresentados na **Tabela II.2.4-3**.

Tabela II.2.4-3 - Produtos a serem utilizados em caso de contingências

Contingência	Produto
Perda de circulação	Carbonato de Cálcio
	Mica
<i>Kick</i>	Baritina
	Carbonato de Cálcio
Presença de H ₂ S	Óxido de Zinco
	Esponja de Magnetita
Prisão da coluna de perfuração	Ácido Clorídrico
	Bifluoreto de Amônio

A ficha de segurança de produtos químicos (FISPQ) de cada um dos produtos utilizados em situações emergenciais estão apresentadas no **Anexo II.2.15**.

4.2) Teores de Cd e Hg na Barita Empregada na Composição dos Fluidos de Perfuração

Análises da baritina empregada na composição dos fluidos de perfuração, indicaram teores de Cádmio de <3 mg/kg e teores de Mercúrio de <0,21 mg/kg (limite de detecção do método). Ressalta-se que os limites estabelecidos de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 011/06 são de 3,0 mg/kg para o teor de cádmio e 1,0 mg/kg para o teor de mercúrio.

Os resultados encontrados estão abaixo dos máximos permitidos pela licença do NPDES (Sistema Nacional de Descarga de Poluentes), emitida pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA, 1998). Os laudos do laboratório responsável encontram-se no **Anexo II.2-16**.

4.3) Estimativa de Volumes e Formulação de Pastas de Cimento/Colchões Lavador

A volumetria das pastas de cimento e dos colchões lavadores a serem utilizados em cada etapa dos poços nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, estão apresentados no **Anexo II.2-14**.

As composições das pastas de cimento e colchões lavadores dependem da companhia de serviços - Halliburton, Schlumberger e BJ Services - que irá realizar a cimentação. No **Anexo II.2.4-6** são apresentadas as 10 pastas e 6 colchões lavadores que poderão ser usadas neste projeto.

4.4) Estimativa de Volumes e Formulação do Fluido de Completação/Packer Fluido

Na completação dos poços serão utilizados os seguintes fluidos de completação/packer fluido, que são soluções salinas de cloreto potássio, cloreto de sódio ou cloreto de cálcio de base aquosa, a definição do quais fluidos serão usados depende das condições de pressão do reservatório e de suas características litológicas:

- Solução Salina Cloreto de Sódio (Código 3.4.27.6) de base aquosa
- Solução Salina de Cloreto de Cálcio (Código 3.4.29.6) de base aquosa
- Solução Salina de Cloreto de Potássio (Código 3.4.28.1) de base aquosa
- Solução Salina Cloreto de Sódio (Código 3.4.27.4) de base aquosa

No **Anexo II.2.4-6** são apresentadas as propriedades físico-químicas e a composição do fluido de completção/packer fluido.

Tabela II.2.4-4 - Volumetria dos Fluidos de Completção e Packer Fluido do Campo de Camorim

Volumetria		
Poços	Fluido de Completção (m³)	Packer Fluido (m³)
CM-105D	244	98
CM-104	204	82
CM-106D	244	98
CM-101D	286	114
CM-102D	244	98
CM-108D	222	89
CM-110D	248	99
CM-112D	241	96
CM-103D	283	113
CM-116D	217	87
CM-117D	228	91
CM-114D	227	91
CM-109D	221	88
CM-115D	230	92
CM-113D	250	100
CM-111D	253	101
CM-107D	122	49

Tabela II.2.4-5 - Volumetria dos Fluidos de Completação e Packer Fluido do Campo de Dourado

Volumetria		
Poços	Fluido de Completação (m³)	Packer Fluido (m³)
DO-35	123	49
DO-32	129	52
DO-33D	197	79
DO-34D	157	63
DO-37D	167	67
DO-28D	151	60
DO-36D	190	76
DO-38D	129	52
DO-40D	154	62
DO-39D	184	74
PE12	360	144

Tabela II.2.4-6 - Volumetria dos Fluidos de Completação/Packer Fluidos do Campo de Guaricema

Volumetria		
Poços	Fluido de Completação (m³)	Packer Fluido (m³)
GA-68	130	52
GA-76	130	52
GA-75D	154	62
GA-74	130	52
GA-77D	130	52
GA-69	130	52
GA-80D	150	60
GA-79D	174	70
GA-78	130	52
PE5	232	93
PE3	175	70
PE4	122	49
PE6	110	44
PE7	120	48
PE10	135	54
PE11	132	53

4.5) Caracterização da Toxicidade dos Fluidos de Perfuração e Completação

Os testes de toxicidade foram realizados sobre organismos marinhos recomendados, o misidáceo *Mysidopsis juniae* e o ouriço-do-mar *L. variegatus*.

Os testes foram realizados pelo Laboratório LABTOX, de acordo com os protocolos da EPA. No **Anexo II.2.4-6** é apresentada a síntese dos resultados dos testes de toxicidade.

5) Descrição das formas de tratamento e o destino que será dado ao fluido de perfuração

Na atividade de perfuração dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema serão utilizados os fluidos de perfuração: Polímero Catiônico e *Deepdril*, de base aquosa, e o fluido de perfuração BR MUL, de base sintética.

O processo de perfuração nesses campos será dividido em 4 (quatro) fases (Campos de Dourado e Guaricema) ou 5 (cinco) fases (Campo de Camorim). Em todos os casos, a Fase 1 será realizada com o método de cravação, sem geração e descarte de cascalho e sem utilização de fluidos de perfuração. As demais fases serão realizadas com retorno de fluido de perfuração e cascalho para a superfície (plataforma), que dispõe de sistemas específicos de tratamento deste material para reaproveitamento do fluido e descarte do cascalho tratado.

A **Figura II.2.4-17** apresenta um diagrama de transferência de cascalho, com os principais equipamentos e etapas do processo.

Durante a perfuração dos poços, os fluidos usados e cascalhos gerados retornam para a unidade de perfuração e são encaminhados para o sistema de tratamento do fluido de perfuração. Este sistema tem como objetivo principal separar os fluidos dos cascalhos, além de ajustar as propriedades como pH, peso e viscosidade dos fluidos, buscando melhorias de desempenho.

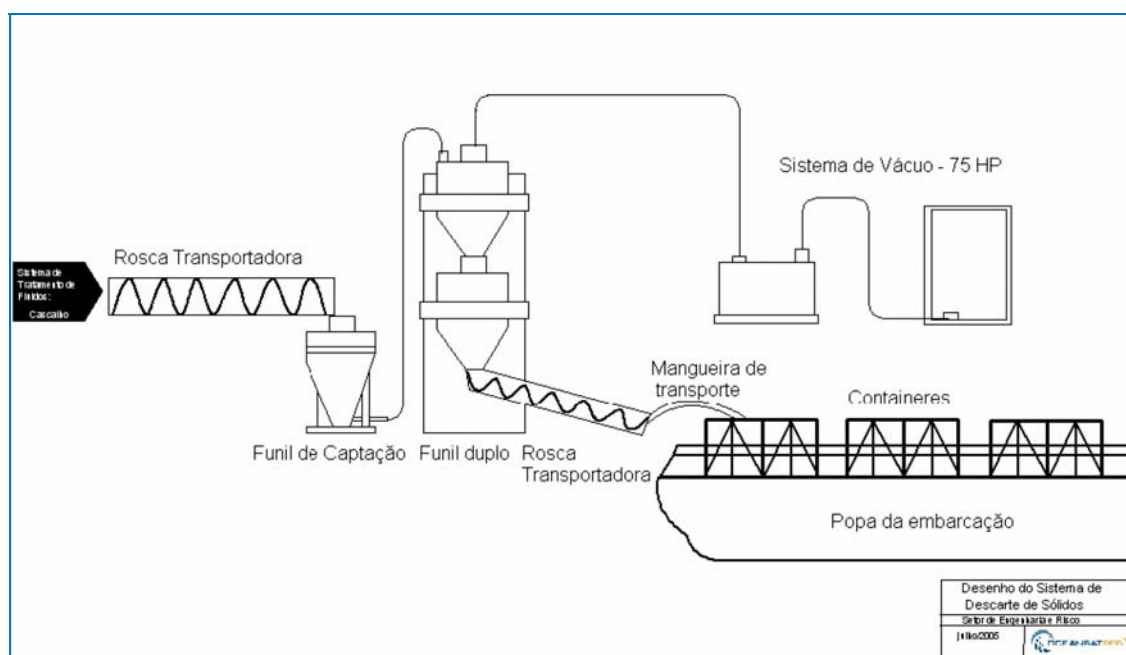


Figura II.2.4-17 - Circuito esquemático do sistema de extração de sólidos para descarte.

Fonte: PETROBRAS.

As unidades marítimas que serão utilizadas na atividade de perfuração possuem um sistema de tratamento de fluido composto por peneiras, degaseificador, desareador, dessiltador, centrífuga e tanques. Os equipamentos que compõem estes sistemas em cada unidade de perfuração são apresentados no II.2.4.L.1 - Identificação das Unidades de Perfuração desta seção.

O tratamento dos fluidos de perfuração consiste na eliminação de sólidos e/ou gás que são incorporados durante a fase de perfuração através de operações unitárias de separação gás/sólido. O gás do fluido é retirado por um degaseificador e lançado na atmosfera. A adição de produtos no fluido, como baritina e ácidos graxos polimerizados, conferem propriedades físico-químicas específicas e desejadas para se evitar um desbalanceamento das pressões hidrostáticas das formações a serem perfuradas.

Para os fluidos de perfuração de base aquosa, em linhas gerais, o sistema de circulação de sólidos e fluido de perfuração envolve as seguintes etapas:

- o fluido de perfuração preparado nos tanques é injetado no poço pelas bombas de lama;

- ao sair do poço, o fluido passa pelas peneiras para que sejam retirados os fragmentos mais grosseiros das rochas perfuradas (frações maiores que areia grossa);
- em seguida, o fluido segue para os desareadores e dessiltadores, onde são retirados fragmentos mais finos;
- caso ainda haja sólidos finos no fluido, em uma proporção que possa comprometer suas propriedades físico-químicas, parte do fluido é direcionada para uma centrífuga, onde são retiradas essas partículas finas;
- após a passagem por todos esses equipamentos para a retirada de sólidos do fluido, este volta aos tanques de lama onde suas propriedades são verificadas e, havendo necessidade, recondicionadas, para que o fluido volte a ser injetado no poço.

A **Figura II.2.4-18** apresenta um fluxograma detalhado do tratamento e circulação de sólidos e fluidos de perfuração.

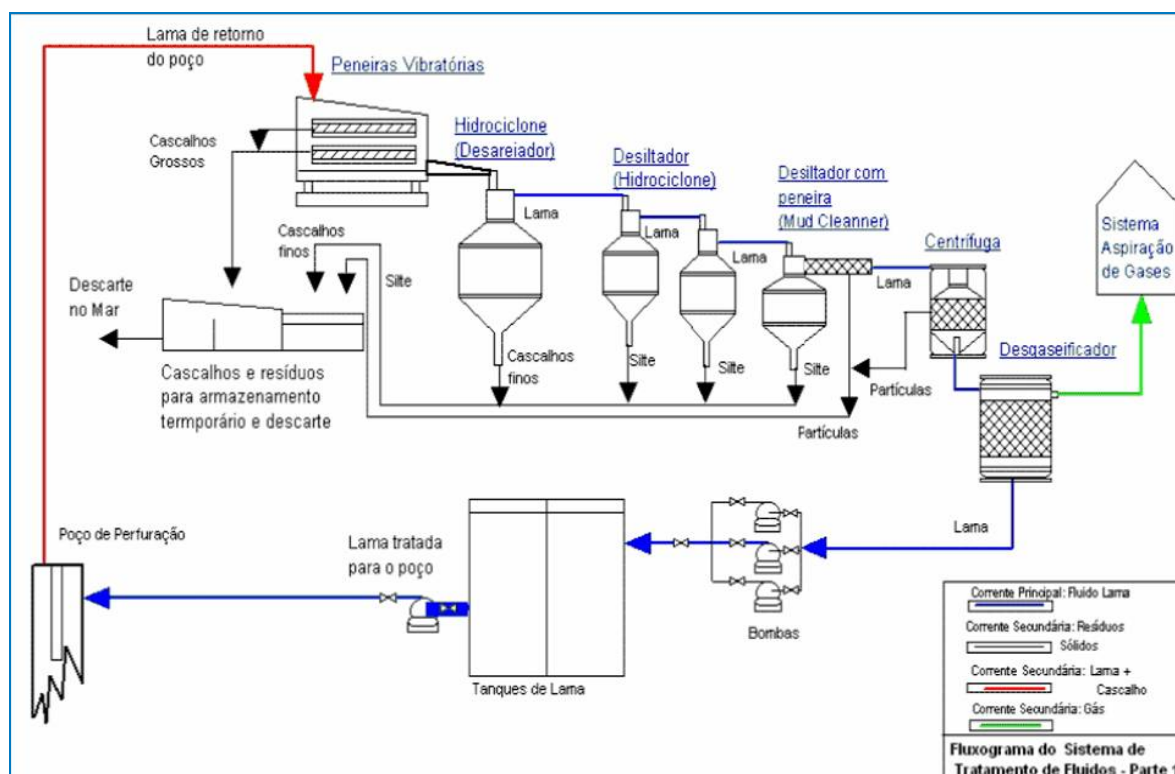


Figura II.2.4-18 - Fluxograma de tratamento e circulação dos fluidos de perfuração de base aquosa.

(Fonte: PETROBRAS).

Para o fluido de perfuração de base sintética, a extração dos sólidos é realizada pelos mesmos equipamentos do tratamento do fluido de base aquosa (peneira, degaseificador, desareador, dessiltador, centrífuga e tanques) contando, ainda, com um secador de cascalhos. Esse equipamento é, essencialmente, uma centrífuga vertical, onde o processo de retirada de fluido dos cascalhos é potencializado. O secador de cascalho é um equipamento móvel que não fica permanentemente instalado nas unidades marítimas de perfuração, mas será instalado e estará pronto para operar quando a fase de perfuração assim o requerer.

Os fluxogramas que se seguem (**Figura II.2.4-19 e Figura II.2.4-20**) indicam as diferenças entre o tratamento de fluido de base aquosa e de base não-aquosa.

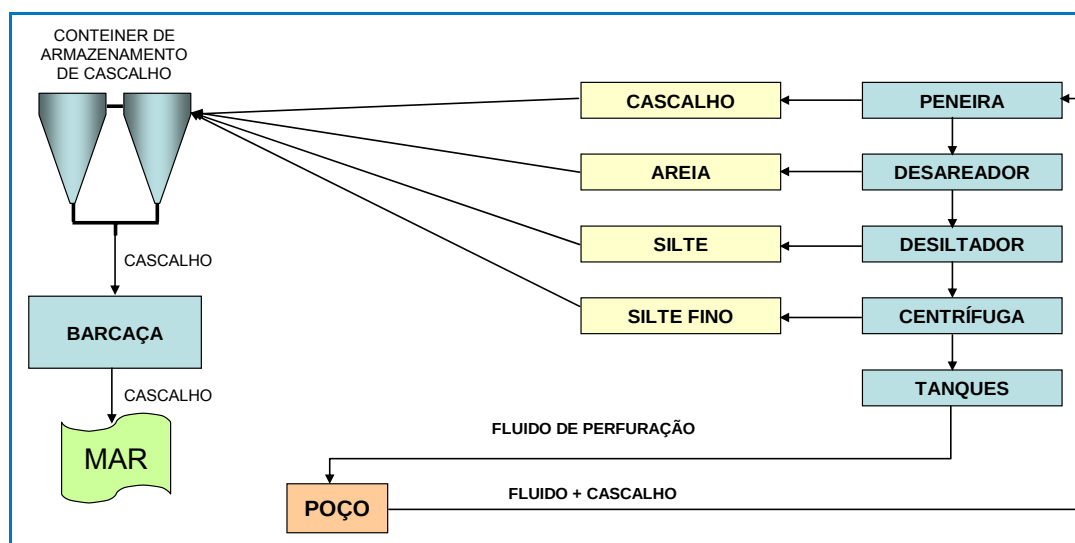


Figura II.2.4-19 - Fluxograma esquemático do tratamento de fluido de base aquosa.

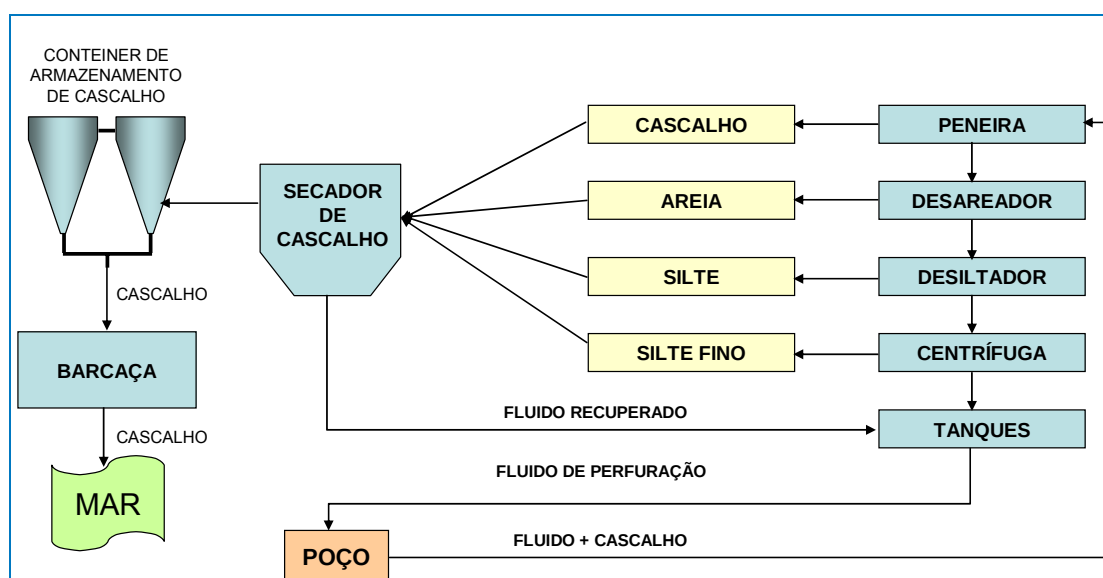


Figura II.2.4-20 - Fluxograma esquemático do tratamento de fluido de base sintética.

A **Figura II.2.4-21** apresenta um exemplo de peneira utilizada no tratamento de fluidos de perfuração.

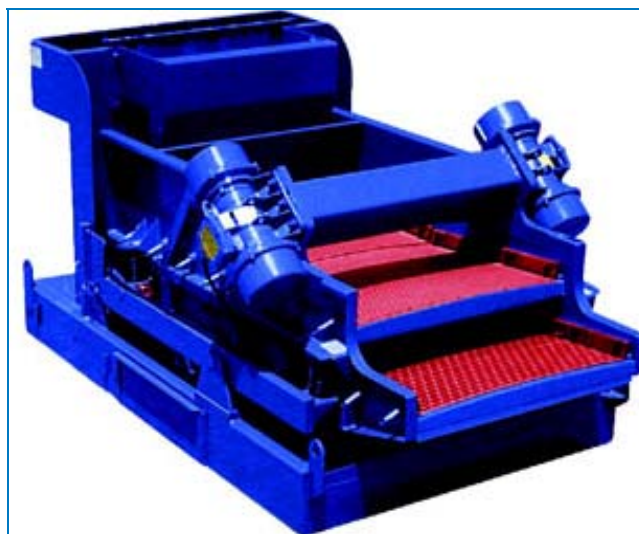


Figura II.2.4-21 - Peneira .

Fonte: PETROBRAS.

A função do secador de cascalhos é reprocessar o cascalho a ser descartado e, com isso, extrair o máximo possível de fluido que ainda estiver aderido.

As unidades marítimas de perfuração estão equipadas com sistema projetado para garantir o atendimento ao limite estabelecido pelo órgão ambiental quanto ao teor de base orgânica do fluido aderido ao cascalho, por peso de cascalho úmido (inferior a 6,9% para base hidrocarbônica).

Conforme mencionado anteriormente, na Fase I será utilizado o método de cravação, sem utilização de fluido de perfuração e sem geração e descarte de cascalho.

Os cascalhos gerados nas demais fases de perfuração (com retorno para a plataforma) serão descartados numa área com raio de 1 km em torno de um ponto pré-definido, localizado em região de águas profundas. A **Tabela II.2.4-7** apresenta as coordenadas geográficas (SAD 69) desse ponto.

Em que pese não se ter indícios de presença de corais na região objeto de descarte de cascalho, a PETROBRAS fará, antes do início da atividade de perfuração, levantamentos para caracterização biológica do fundo marinho e encaminhá-los-á ao IBAMA para comprovação da inexistência desses organismos

nessa região. Na eventualidade de ser evidenciada a presença de corais na região em causa a PETROBRAS apresentará local alternativo para descarte.

Tabela II.2.4-7 - Ponto de descarte de cascalhos provenientes das fases com retorno.

Ponto de Descarte	Latitude	Longitude	Lâmina D'água (m)
Coordenadas	11°10'23,5366"S	36°47'30,5985"W	1.019

Os cascalhos gerados nas fases com retorno, após tratamento, serão recolhidos em recipientes com capacidade de 90 bbl (14,31 m³) totalmente livres de vazamentos, onde permanecerão armazenados na plataforma para posterior transferência através de bombeamento para um rebocador com 8 silos que tem capacidade total de armazenamento de 114 m³, o que corresponde a uma geração média calculada de cascalho de apenas 60 m³. Nas unidades de perfuração haverá área no convés principal disponível para instalação do sistema de armazenamento e transferência necessários para esta operação. Os cascalhos são transportados pelo rebocador para o ponto de descarte em águas profundas com lâmina d'água maior que 1.000m. O descarte será realizado com o rebocador em movimento e o tempo de descarte varia entre 5 e 8 horas.

Prevê-se que a perfuração de cada poço terá duração média de 27 dias e que sejam perfurados, no máximo, 2 poços simultaneamente.

Para a perfuração de 2 poços simultâneos, referente a um ciclo de perfuração, existe a previsão de serem gerados, em média, 26 m³ de cascalho por dia, totalizando cerca de 104 m³ após 4 dias de armazenamento. O descarte do material será efetuado a cada 4 dias, o que somará 7 descartes ao longo do período de 27 dias, totalizando 731 m³ de cascalho. No total, existe a previsão de serem perfurados 44 poços ao longo de 3 anos, contabilizando, 14 a 15 poços por ano. Ao final deste processo está previsto serem descartados, cerca de 16.090 m³ de cascalhos e um máximo de 9.771 m³ de fluidos de perfuração de base aquosa⁶ e um máximo de 1.081 m³ de fluidos de base não-aquosa⁷. Estes volumes de cascalho e fluidos foram estimados a partir da premissa de que o volume ocupado

⁶ Máximo de 30% aderido ao cascalho.

⁷ Máximo de 6,9% aderido ao cascalho nas duas últimas fases de perfuração do campo de Camorim e da última fase dos campos de Dourado e Guaricema.

pelo cascalho desagregado pela broca durante a perfuração tem seu volume expandido, quando chega à superfície, em cerca de 59% (Barros e Melhado), pela presença de vazios e de umidade.

Vários fatores influenciam na eficiência dos equipamentos extratores de sólidos, e a eficiência depende do tipo de rocha, da distribuição granulométrica dos sólidos, do tipo de equipamentos instalados, da inibição do fluido de perfuração e suas propriedades.

Com relação à eficiência dos equipamentos utilizados, observa-se que a eficiência global dos equipamentos separadores de sólidos varia de 60 a 90% (conforme artigo *Rig-Site Monitoring of the Drilling Fluid Solids Content and Solids-Control Equipment Discharge*, SPE Drill & Completion vol.14, junho 1999). No caso de perfurações com fluidos de base não aquosa, os cascalhos retirados do fluido ao longo do processo são direcionados para um secador de cascalho, onde o processo de retirada de fluido dos cascalhos é potencializado, deixando ao final um percentual máximo, conforme já indicado, de 6,9 % de base orgânica no cascalho.

A destinação final do fluido aquoso será definida com base nos testes de iridiscência e retorta.

Se não for indicada a presença de óleo livre no fluido através do teste de iridiscência ou o teste de retorta apresentar concentração de hidrocarbonetos menor ou igual a 1%, o descarte do fluido aquoso será efetuado na área de descarte dos cascalhos em LDA acima de 1.000 m.

Se o teste de retorta apresentar resultado de concentração de hidrocarbonetos maior que 1%, o fluido de perfuração aquoso excedente será enviado para o TMIB, através de embarcações de apoio, e deste Terminal para Estação de Tratamento de Fluidos em Carmópolis, através de caminhões tanque.

Já para os fluidos de base não aquosa, à exceção da base orgânica aderida ao cascalho que será descartado na área de descarte dos cascalhos em LDA acima de 1.000m, não haverá descarte para o mar. O excedente deste fluido ou que houver de perda devido às manobras e limpeza de coluna e tanques serão recolhidos e armazenados em tanque da plataforma para posterior transferência e

transporte em barcos de apoio até o Terminal Marítimo Inácio Barbosa - TMIB e, posteriormente, em caminhões tanque até as estações de tratamento de óleo em Carmópolis. Logo, não ocorrerá descarte destes fluidos no mar.

Serão recebidos a granel os produtos bentonita, baritina e cimento. A transferência desses produtos da embarcação de apoio para a plataforma será feita através de sistema pneumático.

Para evitar descarga de material a granel para o mar e para o ar, as plataformas de perfuração que não estiverem equipadas com filtros nos suspiros dos silos operarão com menores pressões na transferência dos granéis, reduzindo a velocidade de passagem do ar pelos *vents*, e não trabalharão com a capacidade máxima dos silos.

II.2.4.K.2 - Ações para Recuperação Secundária de Óleo através da Injeção de Água – Estação de Tratamento e Rede de Injeção de Água

O projeto de injeção de água dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema consiste em três sistemas de injeção de água, um no Campo de Camorim, tendo como plataforma central a PCM-05; outro no Campo de Dourado, tendo como plataforma central a PDO-04, e outro no campo de Guaricema, tendo como plataforma central a PGA-03. A água utilizada para a injeção será proveniente de duas fontes:

(I) água captada em poços da Formação Marituba, localizados no Pólo Atalaia (poço 9-CACM-1C-SE, cuja outorga da SEMARH é apresentada no **Anexo II.2.4-7**), e mais cinco novos poços (9-CACM-2-SE, 9-CACM-3-SE, 9-CACM-4-SE, 9-CACM-5-SE e 9-CACM-6-SE), cada um com capacidade de 2500 m³/d, cujos pedidos de outorga serão posteriormente encaminhados à SEMARH – Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos, de Sergipe.

O poço 9-CACM-1C-SE foi perfurado em 2008 com o objetivo de determinar a qualidade da água e do potencial de produção. A potencialidade do aquífero foi comprovada a partir do teste de ensaio de bombeamento que apresentou:

- Vazão de 132 m³/h, por 30 h contínua de bombeamento;
- Nível estático do poço estabilizado em 1,30 m;
- Nível dinâmico em 8,5 m, com uma vazão de bombeamento de 3.168 m³/24h.

Essa comprovação de disponibilidade hídrica do aquífero “Formação Marituba” permitiu confirmar a viabilidade para atendimento a demanda do projeto de recuperação secundária (injeção de 14.000 m³/d de água), com a perfuração de mais 05 poços.

A PETROBRAS entende que a avaliação da exploração deste aquífero pelos demais usos atuais e futuros, e sua capacidade de atender ao projeto de recuperação secundária, sem prejuízo para todos os utilitários desse recurso, será realizada pela SEMARH-SE quando da emissão da Outorga.

Tendo em vista os resultados do teste ensaio realizado, não se espera negativa na concessão de outorga para os demais poços. Assim sendo, a PETROBRAS hoje não trabalha com outras alternativas ao uso desta água.

(II) água produzida, que será separada na Estação de Tratamento e Injeção de Água (ETA), dotada de dois sistemas independentes para tratamento dos fluidos oriundos dos Campos de Guaricema-Dourado e do Campo de Camorim. Para os dois primeiros anos está previsto, devido ao baixo BSW⁸ desses fluidos e à necessidade de uma carga mínima de água produzida para a operação da ETA, que a maior parte da água injetada será proveniente dos poços de captação.

A instalação da ETA, no Pólo Atalaia, encontra-se em processo de licenciamento pelo órgão estadual de meio ambiente do estado de Sergipe, Administração Estadual do Meio Ambiente – ADEMA.

O tratamento em sistemas independentes, decorre de análises realizadas pelo CENPES, que não recomendaram a mistura das águas produzidas de Camorim e Guaricema-Dourado em face dos riscos de precipitação de sais.

⁸ BSW (*Basic Sediment and Water*) é uma medida da quantidade de água no petróleo.

Assim, o processamento dos fluidos produzidos ocorrerá em unidades específicas para cada um dos sistemas de produção.

A capacidade total de tratamento prevista para a ETA é de 5.369 m³/d, sendo 3.157 m³/d tratados no sistema de Camorim e 2.212 m³/d tratados no sistema de Dourado-Guaricema (1.307 m³/d e 905 m³/d, respectivamente, para cada campo).

As quotas de injeção de Camorim (9.163 m³/d), Dourado (2.310 m³/d) e Guaricema (1.700 m³/d) serão complementadas pelo sistema de captação de água de subsuperfície.

A esse volume de água serão adicionadas soluções de seqüestrante de oxigênio, biocida (dosagem contínua e de choque) e antiincrustante, provenientes de tanques dedicados, e injetadas através de bombas dosadoras ao longo do processo. Na ETA, a água será bombeada num primeiro estágio, passando por filtração, medição e dosagem de produtos químicos. No segundo estágio, a água será pressurizada até aproximadamente 240 kgf/cm² e injetada no aqueduto EPA/PCM-05, e aproximadamente 160 kgf/cm² para os aquedutos EPA/PDO-04 e EPA/PGA-03. O fluxograma simplificado do processo da ETA é apresentado na **Figura II.2.4-22**.

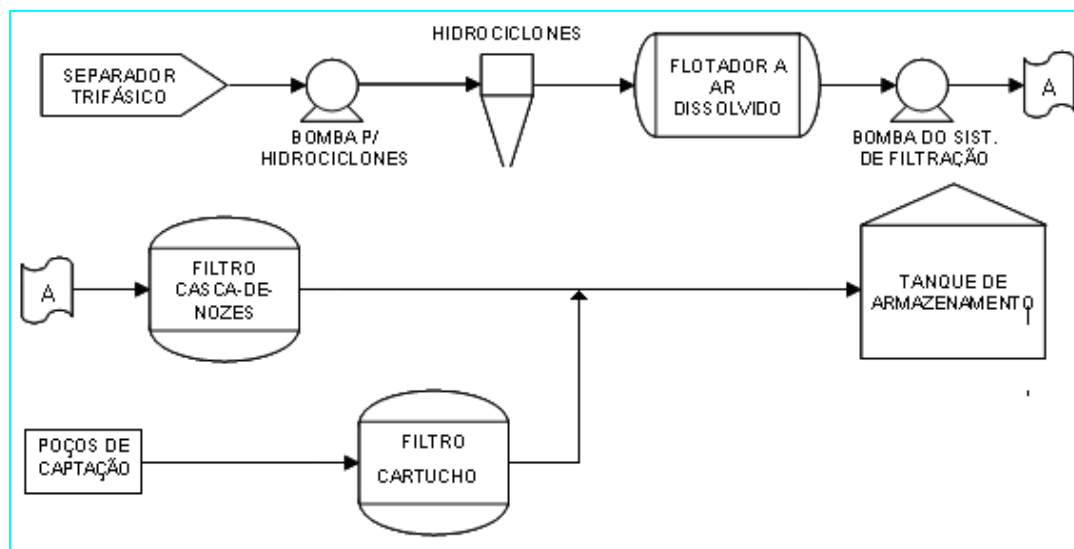


Figura II.2.4-22 - Fluxograma simplificado do sistema de tratamento de água para injeção. O separador trifásico representa o sistema de separação de óleo, gás e água provenientes de cada campo.

A partir das plataformas centrais de injeção PCM-05, PDO-04 e PGA-03, a água será distribuída para as demais plataformas, através de uma malha de aquedutos a serem lançados entre as plataformas: PCM-05/PCM-12, PCM-12/PCM-01, PCM-05/PCM-02, PCM-02/PCM-03, PCM-05/PCM-11, PCM-11/PCM-04, PCM-11/PCM-10, PCM-11/PCM-09 e PCM-09/PCM-06 (Sistema Camorim); entre as plataformas: PDO-04/PDO-01, PDO-04/PDO-02, PDO-04/PDO-05, PDO-04/PDO-06 e entre a PDO-04 e os poços DO-16 e SES-111 (Sistema Dourado); e PGA-03/PGA-01, PGA-03/PGA-10, PGA-03/PGA-09, PGA-03/PGA-08 e entre a PGA-08 e o poço GA-69 (Sistema de Guaricema), conforme apresentado na **Figura II.2.4-23** , na **Figura II.2.4-25** - e na **Figura II.2.4-27** - .

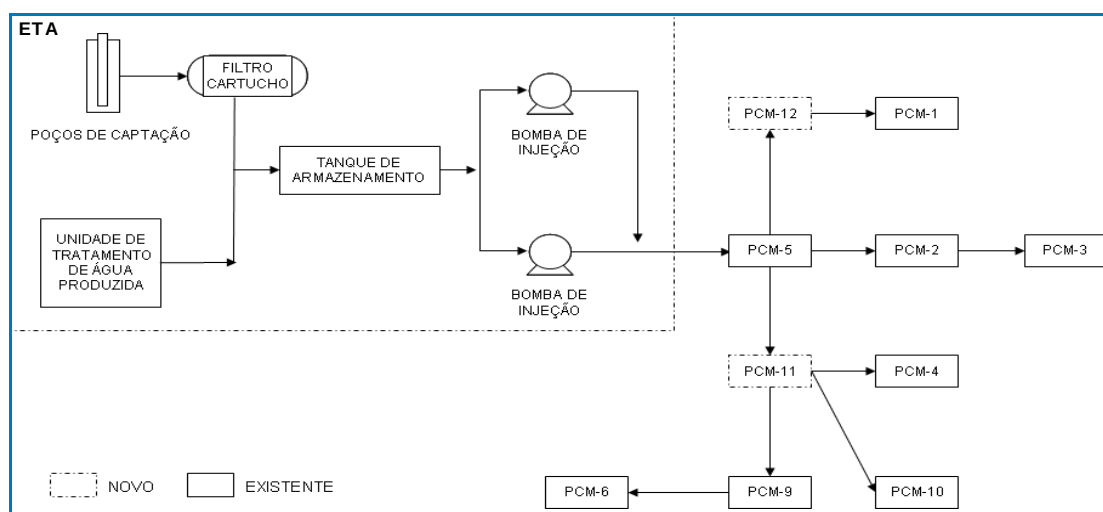


Figura II.2.4-23 - Fluxograma de processo – Injeção de água no Campo de Camorim.

A rede de injeção de água no Campo de Camorim é também representada na **Figura II.2.4-24** - , a seguir. Informações sobre os dutos (9 flexíveis e 1 rígido) são apresentadas na **Tabela II.2.4-8**.

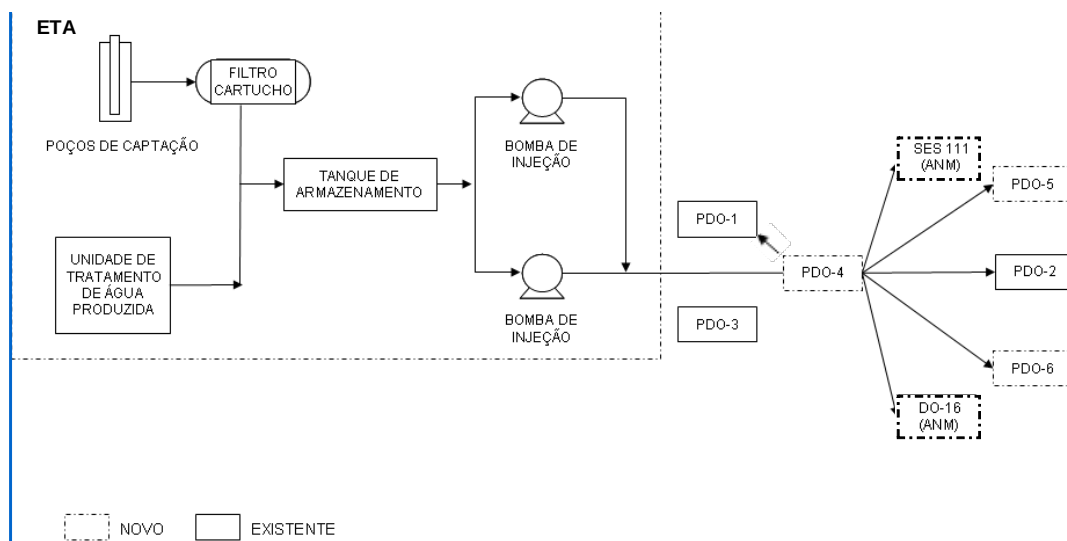


Figura II.2.4-25 - Fluxograma de processo – Injeção de água no Campo de Dourado.

A rede de injeção de água no Campo de Dourado é também representada na **Figura II.2.4-26**, a seguir. Informações sobre os dutos (todos flexíveis) são apresentadas na **Tabela II.2.4-9**.

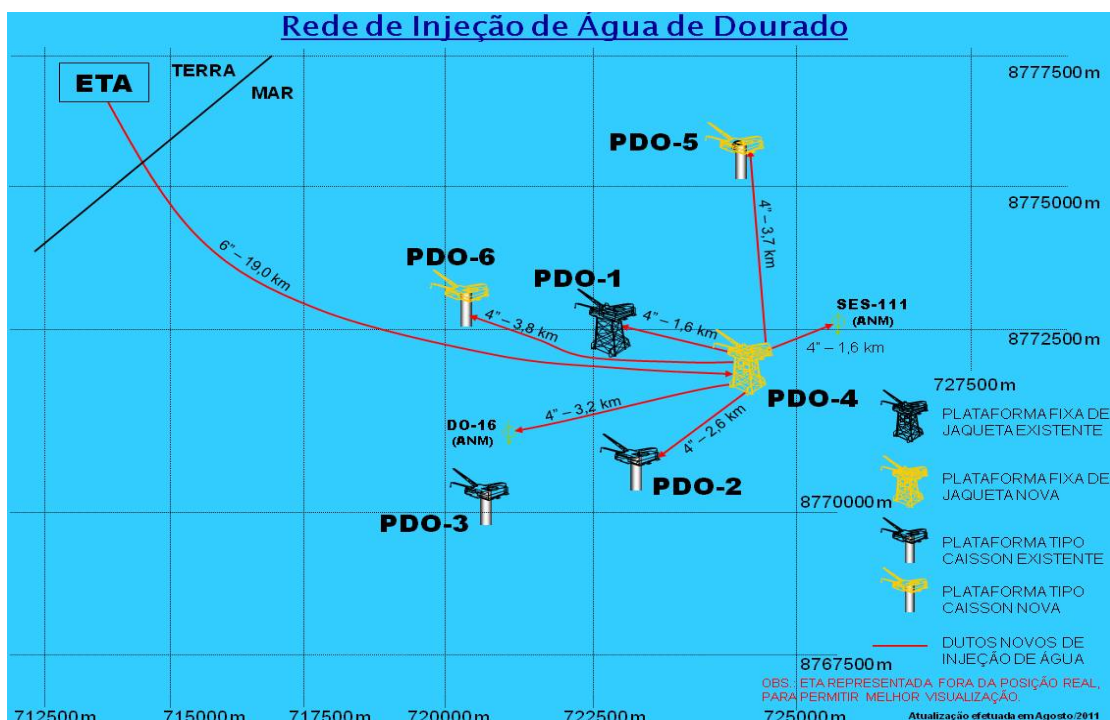
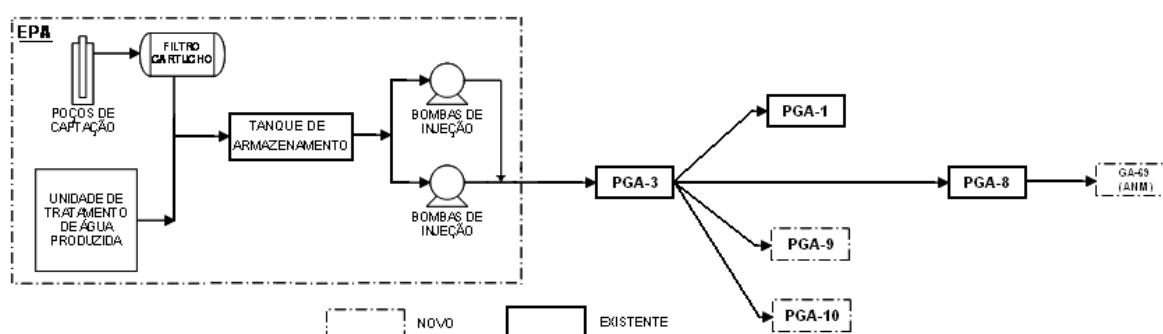


Figura II.2.4-26 - Rede de injeção de água do Campo de Dourado.

Tabela II.2.4-9 - Dutos flexíveis de injeção de água do Campo de Dourado.

Campo	Dourado						
Origem	EPA	PDO-04	PDO-04	PDO-04	PDO-04	PDO-04	PDO-04
Destino	PDO-04	DO-16	PDO-02	SES-111	PDO-05	PDO-01	PDO-06
Quantidade de dutos	1	1	1	1	1	1	1
Diâmetro Nominal (polegadas)	6	4	4	4	4	4	4
Extensão (km)	19,0	3,2	2,6	1,6	3,7	1,6	3,8
Pressão de projeto (psi)	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Temperatura máxima de operação °C	50	60	60	60	60	60	60
Material	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível

**Figura II.2.4-27 - Fluxograma de processo – Injeção de água no Campo de Guaricema.**

A rede de injeção de água no Campo de Guaricema é também representada na **Figura II.2.4-28**, a seguir. Informações sobre os dutos (todos flexíveis) são apresentadas na **Tabela II.2.4-10**.

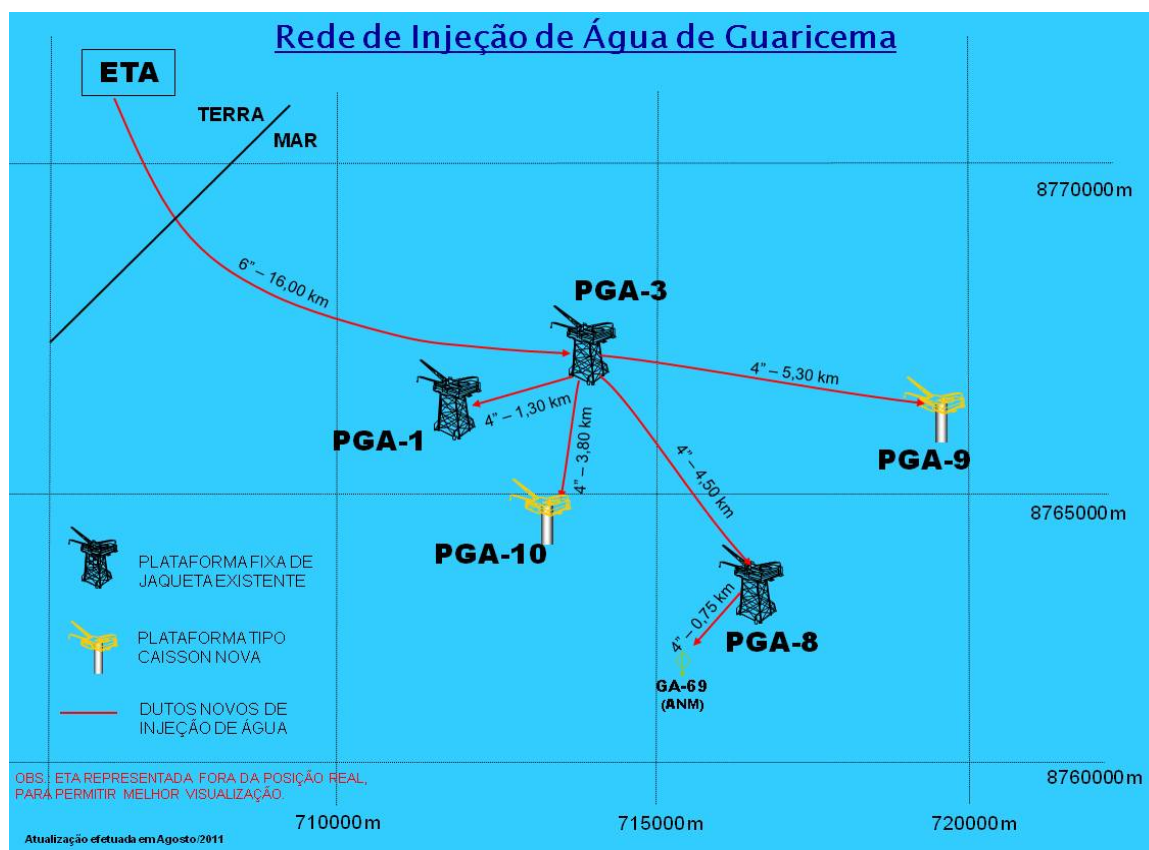


Figura II.2.4-28 - Rede de injeção de água do Campo de Guaricema.

Tabela II.2.4-10 - Dutos flexíveis de injeção de água do Campo de Guaricema.

Campo de Guaricema						
Origem	EPA	PGA-03	PGA-03	PGA-03	PGA-03	PGA-08
Destino	PGA-03	PGA-01	PGA-10	PGA-09	PGA-08	GA-69
Quantidade de dutos	1	1	1	1	1	1
Diâmetro Nominal (polegadas)	6	4	4	4	4	4
Extensão (km)	16,0	1,3	3,8	5,3	4,5	0,75
Pressão de projeto (psi)	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Temperatura máxima de operação °C	50	60	60	60	60	60
Material	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível

A injeção de água nos novos poços injetores e nos convertidos de produtores para injetores, dos Campos de Camorim (8 poços novos, 17 convertidos), Dourado (4 poços novos, 3 convertidos) e Guaricema (3 poços novos, 2 convertidos), será realizada com a utilização das novas facilidades e das já existentes encontradas nas plataformas de produção.

Além das alterações diretamente relacionadas com os sistemas de injeção de água, é prevista a eletrificação das Plataformas PDO-02, PDO-03, PDO-04, PDO-05 e PDO-06, a partir do cabo elétrico já lançado até a Plataforma PDO-01.

II.2.4.K.3 - Ações para Ampliação do Sistema de Escoamento e Instalações de Produção – Novos Dutos de Gas Lift, Produção e Teste, Novas Plataformas e Adaptações nas existentes

As ações para ampliação do sistema de escoamento e instalações de produção dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema têm início previsto para 2013.

As ações previstas incluem também o lançamento do duto interligando a plataforma PGA-03 à EPA. Este duto tem como objetivo principal, eliminar um importante gargalo para o escoamento atual da produção do Campo de Dourado e Guaricema e viabilizar o escoamento do incremento da produção.

O Campo de Camorim possui 10 plataformas fixas de produção ativas (PCM-01 a PCM-10) e uma jaqueta da PCM-11. O presente projeto prevê que será adaptado e instalado na PCM-11 o convés da plataforma PCB-3, hoje instalada no campo de Caioba, além de uma nova plataforma, a PCM-12, que funcionará para injeção de água. A PCM-01 é a plataforma central do campo, funcionando as demais como plataformas satélites.

O Campo de Dourado possui hoje 3 (três) plataformas fixas de produção identificadas como PDO-01, PDO-02 e PDO-03. A PDO-01 é a plataforma central e as demais funcionam como plataformas satélites. Toda a produção do campo é coletada através de linhas de surgência e de produção e direcionada para a plataforma central. Serão instaladas três novas plataformas, identificadas como PDO-04, PDO-05 e PDO-06.

Para a ampliação do sistema de escoamento no Campo de Dourado, está prevista a interligação de dutos rígidos entre plataformas, conforme indicado na **Tabela II.2.4-11.**

Tabela II.2.4-11 - Dutos de produção e teste do Campo de Dourado

Dourado						
Origem/Destino	PDO-02/PDO-01	PDO-06/PDO-01	PDO-06/PDO-01	PDO-04/PDO-01	PDO-04/PDO-01	PDO-03/PDO-02
Quantidade de dutos	1	1	1	1	1	1
Diâmetro Nominal (polegadas)	8,625	4,5	6,625	4,5	6,625	4,5
Extensão (km)	2,352	2,928	2,928	1,944	1,944	1,920

O Campo de Guaricema possui 7 (sete) plataformas fixas de produção ativas (PGA-01 a PGA-05, PGA-07 e PGA-08) e utiliza injeção de gás para recuperação secundária e *gas-lift* para auxiliar na elevação da produção dos poços.

O presente projeto prevê que serão instaladas 2 novas plataformas do tipo *Caisson*, a PGA-09 e a PGA-10, perfurados 6 poços produtores e instalados novos gasodutos para injeção de *gas-lift*. A **Tabela II.2.4-12** apresenta os novos dutos para injeção de *gas-lift* do Campo de Guaricema.

Tabela II.2.4-12 - Novos dutos para injeção de *gas-lift* do Campo de Guaricema

Origem/Destino	PGA-02/GA-68	PGA-02/GA-78	PGA-02/PGA-10	PGA-08/GA-76
Quantidade de dutos	1	1	1	1
Diâmetro Nominal (polegadas)	3	3	3	3
Extensão (km)	0,5	0,75	1,2	1

A PGA-03 é a plataforma central do campo, funcionando as demais como plataformas satélites. A PGA-09 será instalada na locação do poço GA-64, onde a produção prevista será escoada no duto de 8" existente entre o GA-64 e a PGA-03. Para tanto, a árvore de natal deste poço será modificada de árvore de natal molhada (ANM) para árvore de natal seca (ANS).

Para a ampliação do sistema de escoamento no Campo de Guaricema, está prevista a interligação de dutos rígidos entre as plataformas e poços indicadas na **Tabela II.2.4-13**.

Tabela II.2.4-13 - Dutos de produção e teste do Campo de Guaricema

Origem/Destino	PGA-10/PGA-02	GA-68/PGA-02	GA-78/PGA-02	GA-76/PGA-08	SES-113/PGA-02
Quantidade de dutos	1	1	1	1	1
Diâmetro Nominal (polegadas)	6,625	4,5	4,5	4,5	4
Extensão (km)	1,2	0,5	0,75	1	3

Para absorver o aumento de produção decorrente do projeto de ampliação, um novo duto interligando a PGA-03 à EPA será construído, conforme **Tabela II.2.4-14**, que se segue.

Tabela II.2.4-14 - Duto de escoamento da produção dos Campos de Dourado e Guaricema.

Campo de Guaricema	
Origem/Destino	PGA-03/EPA
Quantidade de dutos	1
Diâmetro Nominal (polegadas)	16
Extensão (km)	15,7

No Campo de Dourado, a produção é direcionada para a plataforma PDO-01, de onde é exportada, através de duto multifásico, para a plataforma PGA-03, e daí, junto com a produção de Guaricema, para EPA.

No Campo de Camorim, a produção é coletada através de linhas de produção e direcionada para a plataforma PCM-01. A produção é exportada, através de duto multifásico para a EPA.

Os fluxogramas simplificados de escoamento da produção e de sistemas de *gas lift* dos campos são apresentados na **Figura II.2.4-29**, na **Figura II.2.4-30** -, na **Figura II.2.4-31**, na **Figura II.2.4-32** - e na **Figura II.2.4-33**.

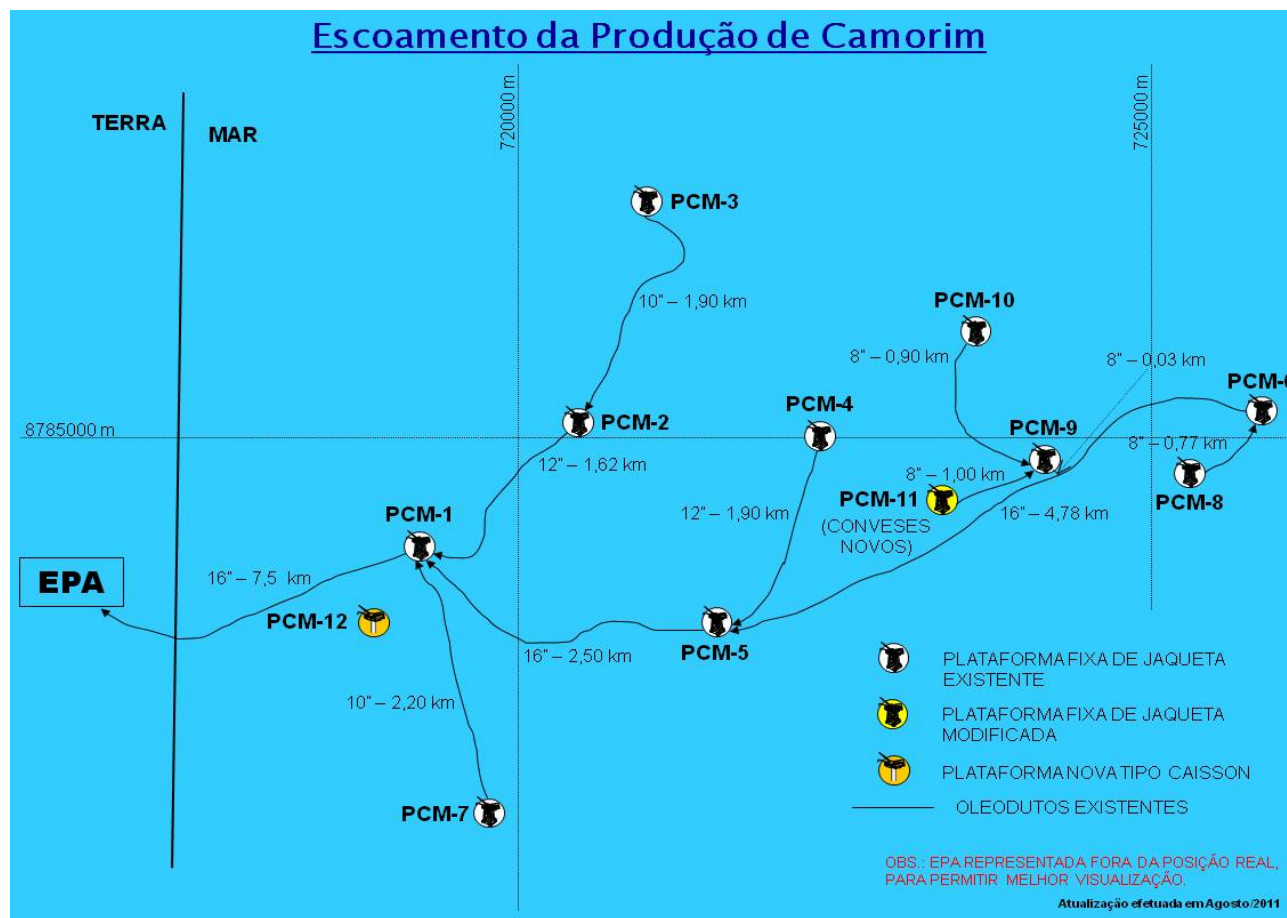


Figura II.2.4-29 - Escoamento da produção no Campo de Camorim, com novas plataformas. O aumento de produção neste campo será absorvido pelos dutos existentes.

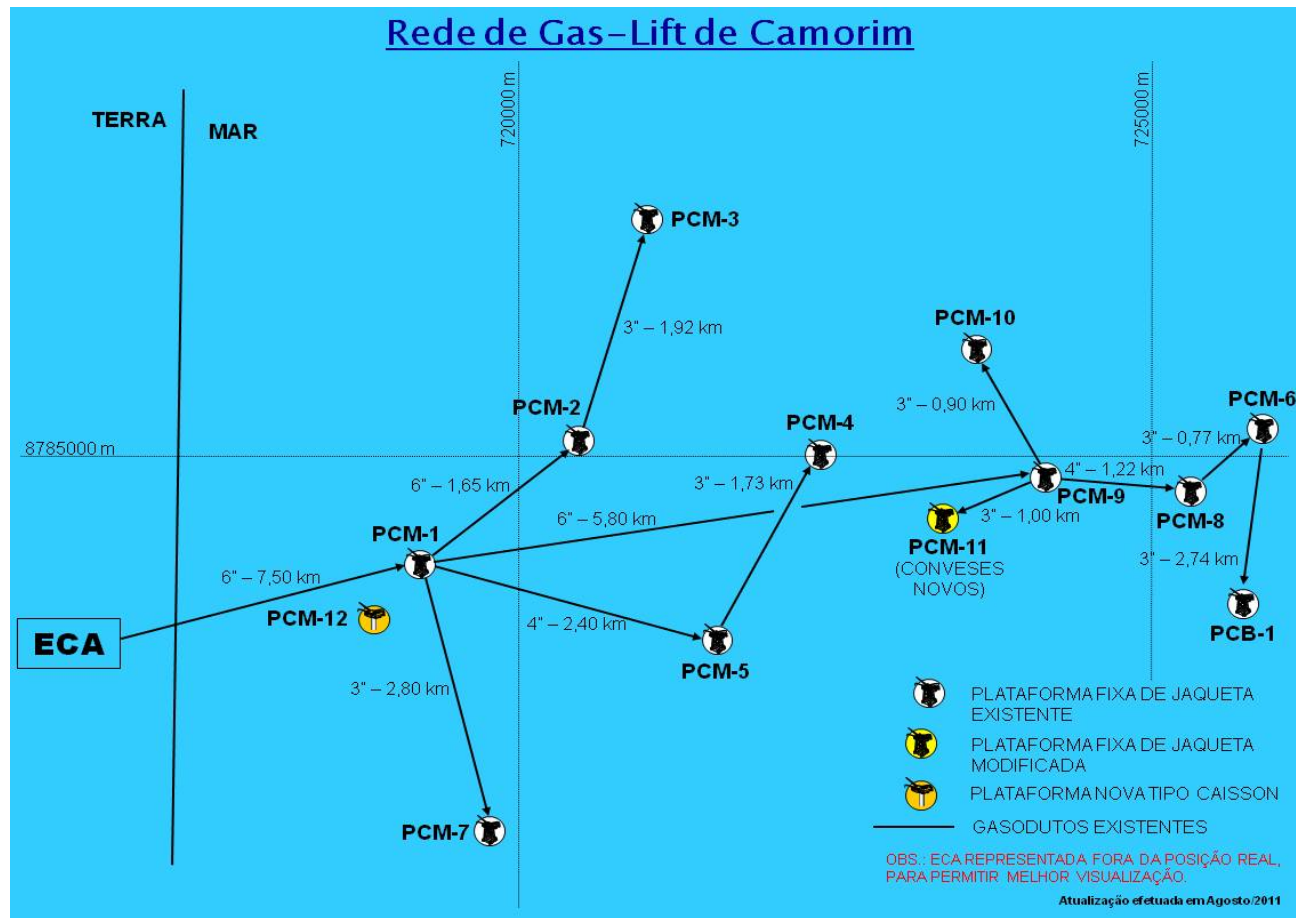


Figura II.2.4-30 - Malha de gas-lift no Campo de Camorim. Não será necessária a instalação de novos dutos.

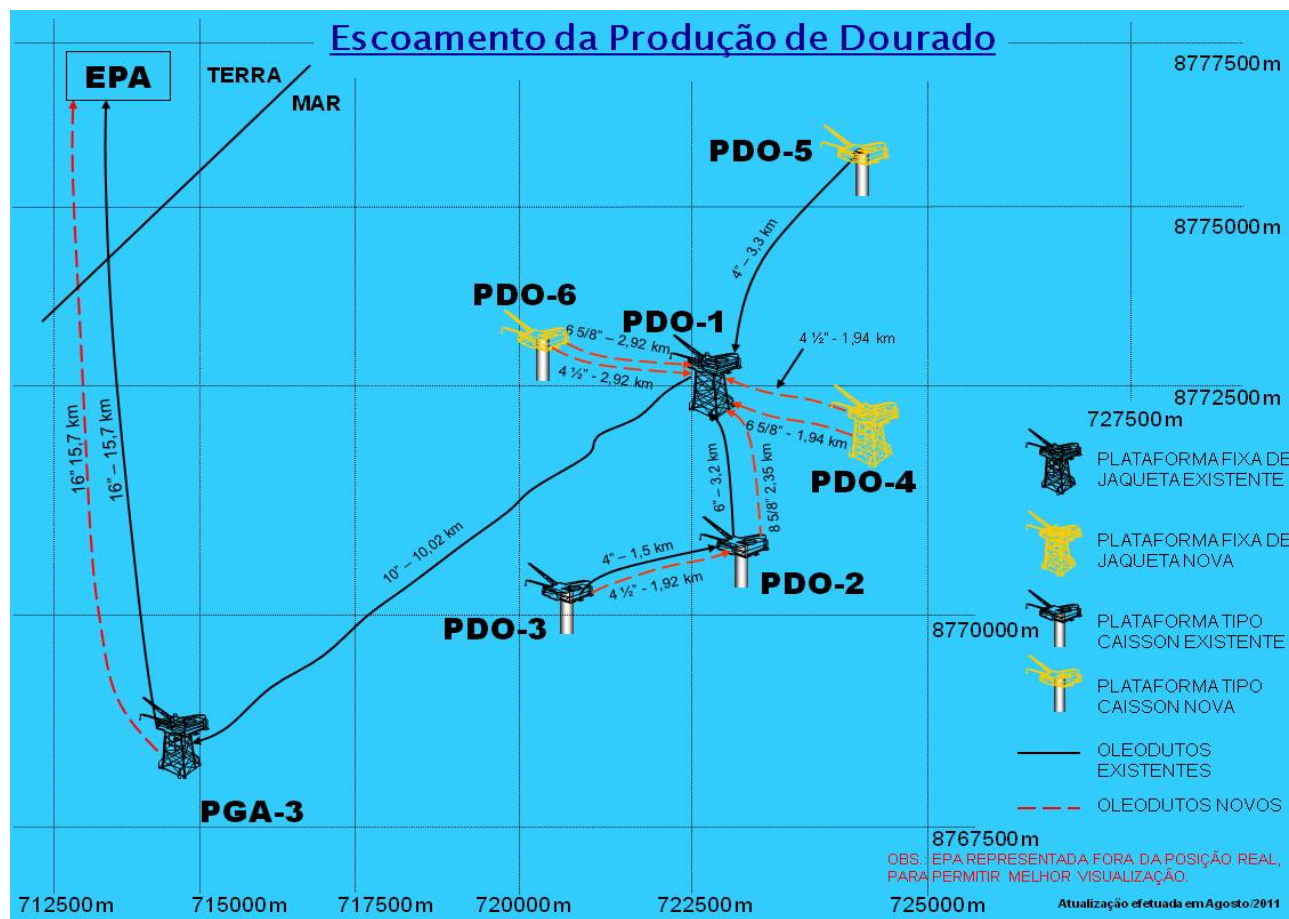


Figura II.2.4-31 - Escoamento da produção no Campo de Dourado, com novas plataformas e novos dutos de produção e teste.

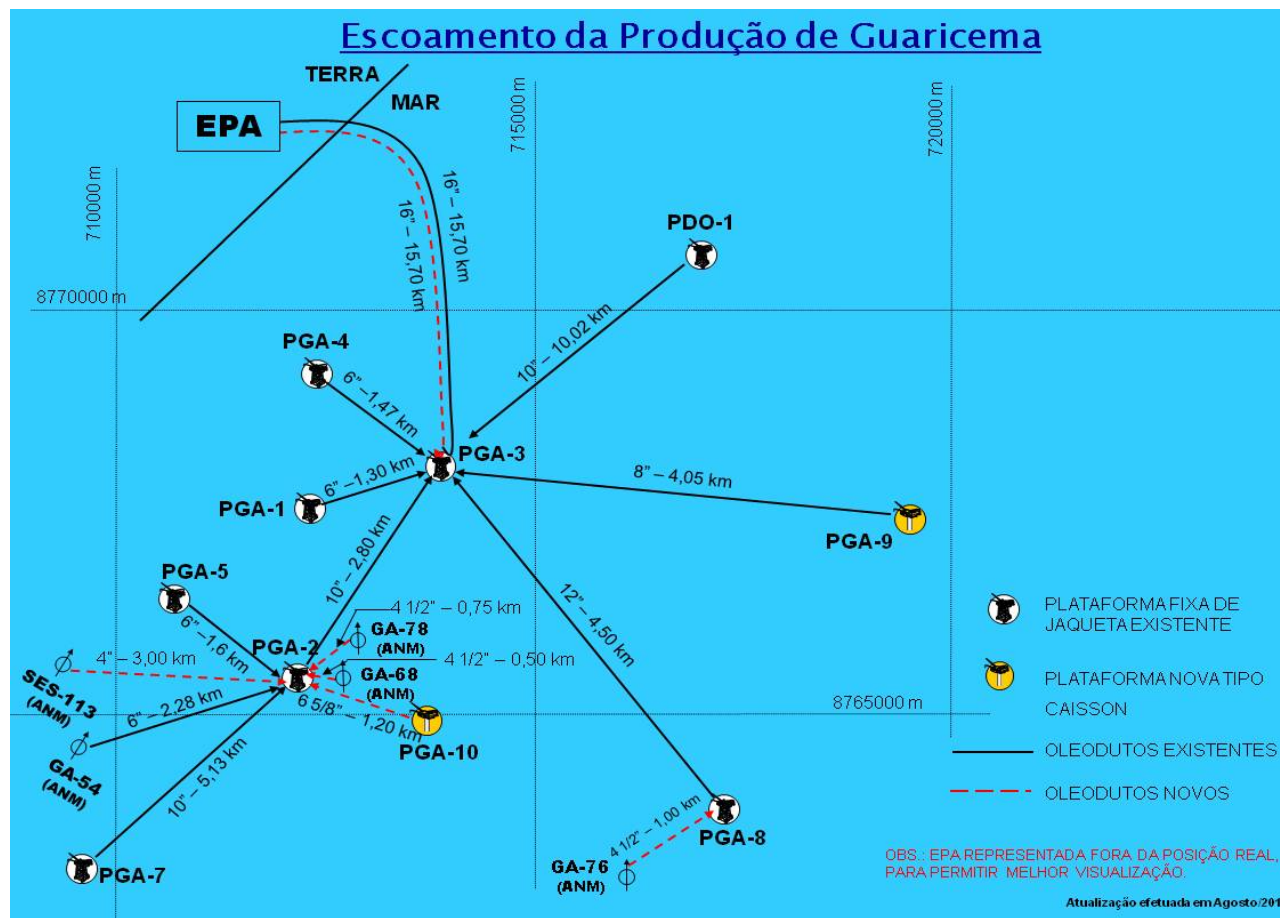


Figura II.2.4-32 - Escoamento da produção no Campo de Guaricema, com novas plataformas e novos dutos de produção.

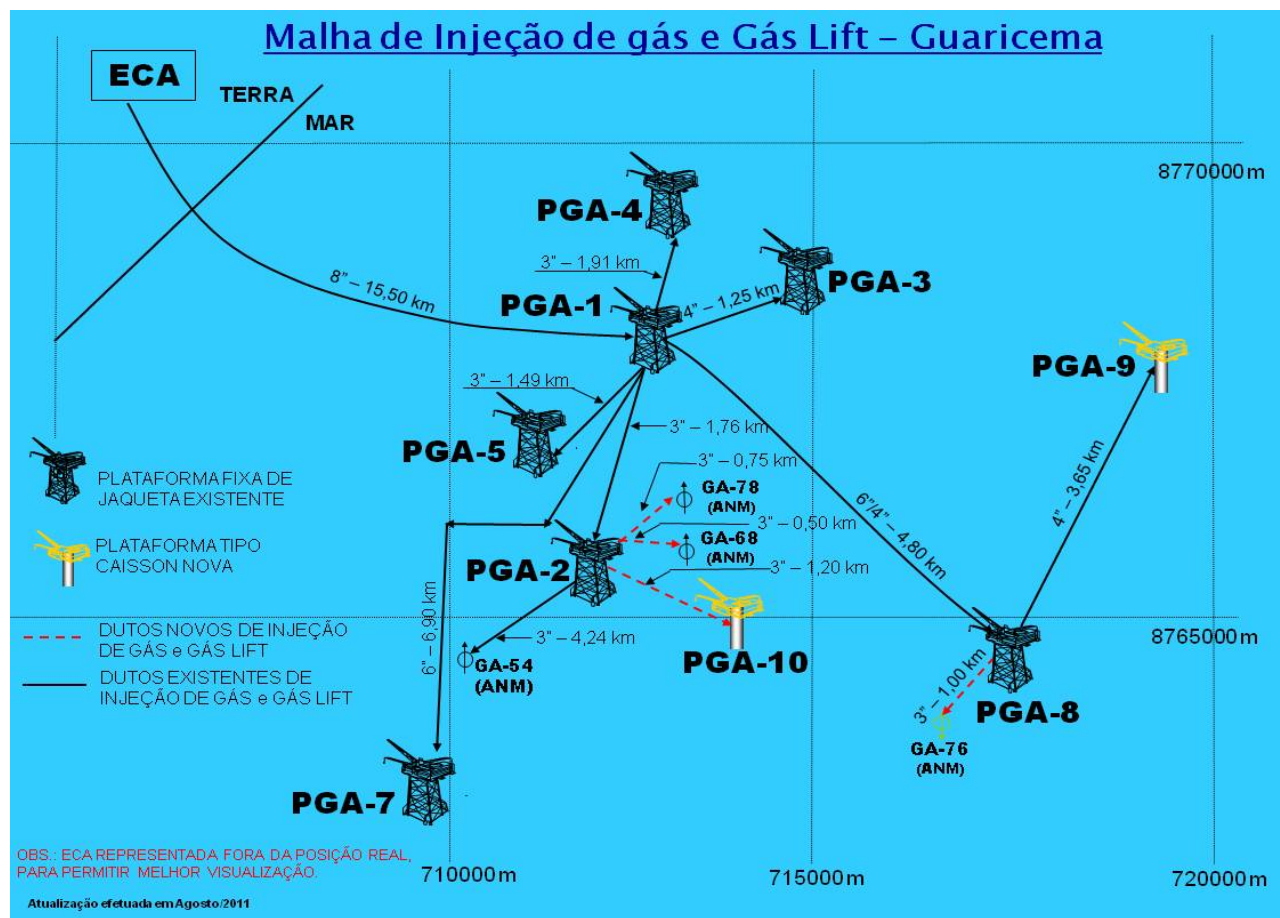


Figura II.2.4-33 - Malha de gas-lift no Campo de Guaricema, incluindo os novos dutos de injeção de gas-lift.

O projeto prevê adaptações nas plataformas existentes nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com instalação de equipamentos que não alteram o conceito e a filosofia adotados nas operação/instalações adotadas atualmente, como:

- Nas plataformas centrais de distribuição de água (PCM-05, PDO-04 e PGA-03) - filtros do tipo BAG para serem utilizados nas passagens de *pig* nos dutos principais de injeção de água: ETA/PCM-05, ETA/PDO-04 e ETA/PGA-03.
- Nas plataformas participantes do projeto - bombas dosadoras para injeção de anti-incrustante para os poços e anti-corrosivo na malha do sistema de escoamento da produção.
- Na plataforma PCM-11 - sistema similar aos das demais plataformas existentes para os testes de produção (medição da vazão de óleo e de gás), com vaso separador de teste e válvulas multivias para alinhamento de cada poço produtor para o vaso separador
- Todas as plataformas terão câmaras de lançadores e recebedores de *pig* para os dutos de escoamento da produção, para os dutos de injeção de água e dutos de gas *lift*.

Ressalta-se que nenhuma das plataformas (existentes e novas) dispõe ou disporá de sistema de processamento e armazenamento de petróleo, e, a exceção da PCM-09, todas as demais plataformas serão desabitadas e operadas remotamente.

Sistema de Transferência de Petróleo Para os Navios Petroleiros

Conforme apresentado anteriormente toda a produção dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema vai para a EPA, onde é tratada para ser enquadrada na especificação exigida para posterior envio às refinarias. Após este tratamento o petróleo é encaminhado para Terminal Aquaviário de Aracaju – TA Aracaju, localizado também no Pólo Atalaia, mas de responsabilidade da TRANSPETRO.

O TA Aracaju teve sua inauguração oficial em 21 de novembro de 1967 e desde então é responsável pelo armazenamento e processo de transferência do óleo produzido em Sergipe para os navios petroleiros.

Eventualmente, através da descarga de petroleiros, o TA Aracaju armazena também o óleo proveniente das Unidades de Operações de Produção e Exploração de petróleo e gás do Rio Grande do Norte/Ceará e Amazonas - UO-RNCE e UO-AM, respectivamente, para posterior embarque em petroleiros de maior porte.

O terminal movimenta exclusivamente petróleo e tem uma capacidade operacional instalada, para armazenamento, da ordem de 148.000 m³. O TA Aracaju possui 05 tanques que estocam petróleo, 04 com volumes de 21.000 m³ cada e 01 com volume de 64.000 m³.

O TA Aracaju busca reduzir o tempo de permanência dos navios atracados no seu quadro de bóias realizando, de forma planejada e otimizada, a movimentação de petróleo, através da carga e descarga dos navios facilitando o escoamento e distribuição do petróleo com rapidez, qualidade e segurança das pessoas, meio ambiente e instalações.

O sistema de transferência é constituído por 05 (cinco) conjuntos de bombas centrífugas que movimentam petróleo para carga de navios. Opera os TQ's 4301, 4302, 4303, 4304 e 4305 por sucção de 30" e envia para o OSUB (Oleoduto Submarino) por linha de 26" .

O oleoduto que interliga o TA ao Quadro de Bóias, constitui-se de tubulação de aço revestida com concreto. No final do oleoduto submarino existe um PLEM (*pipe line end manifold*) de onde partem 2 linhas de mangotes submarinos, denominadas Norte e Sul com 120 m de extensão.

Trata-se de um terminal oceânico do tipo sistema de bóias múltiplas ou quadro de bóias, com 6 bóias, distante cerca de 3,8 milhas náuticas da praia de Atalaia, em Aracaju, com capacidade para atracar navios de até 115.000 TPB.

O berço do quadro de bóias possui uma profundidade de 18 m, sendo o calado máximo permitido de 14 m. Todas as manobras de atracação e desatracação são orientadas por um Capitão-de-manobras, o qual embarca na área de fundeio.

O TA Aracaju possui suas atividades licenciadas pela Administração Estadual do Meio Ambiente do Estado de Sergipe (ADEMA).

II.2.4.L - Identificação das Unidades de Perfuração/Intervenções e de Produção

II.2.4.L.1 - Identificação das Unidades de Perfuração/Intervenções

As operações de perfuração e completação propostas serão realizadas com as plataformas auto-elevatórias de perfuração da PETROBRAS P-V e P-VI. A plataforma do tipo ESV, que é uma auto-elevatória com propulsão própria, será utilizada para intervenções em poços, incluindo completações. A plataforma ESV ainda se encontra em fase de construção e informações desta serão encaminhadas ao IBAMA, tão logo disponíveis. Os certificados das plataformas de perfuração P-V e P-VI e Descritivos de Unidade Marítima – DUM são apresentados no **Anexo II.2.4-1** e **Anexo II.2.4-2**, respectivamente.

II.2.4.L.2 - Identificação das Unidades de Produção

Na **Tabela II.2.4-15** são identificadas as novas plataformas de produção e injeção, bem como as plataformas centrais PDO-01, PCM-01, PCM-05, PCM-09 e PGA-03. Os certificados das novas plataformas somente poderão ser enviados após a sua obtenção e os certificados das plataformas centrais são apresentados no **Anexo II.2.4-1**.

Tabela II.2.4-15 - Identificação das Unidades Marítimas

Unidade Marítima de Produção PCM-1	
Nome da Unidade:	Plataforma de Camorim 1
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	1974
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	Válido até 20.10.2011.

Unidade Marítima de Produção PCM-5	
Nome da Unidade:	Plataforma de Camorim 5
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	1977
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	Válido até 05.07.2011. A Declaração Provisória de Conformidade é válida por 90 dias e a emissão de novo certificado depende de vistoria da Marinha em data ainda não confirmada. A PETROBRAS informa que a Declaração de Conformidade desta plataforma estará à disposição do IBAMA quando da vistoria para a concessão da Licença de Instalação.

Unidade Marítima de Produção PCM-9	
Nome da Unidade:	Plataforma de Camorim 9
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	1987
Tripulação	Habitada
Declaração de Conformidade da Marinha	Válido até 16.07.2011. A Declaração Provisória de Conformidade é válida por 90 dias e a emissão de novo certificado depende de vistoria da Marinha em data ainda não confirmada. A PETROBRAS informa que a Declaração de Conformidade desta plataforma estará à disposição do IBAMA quando da vistoria para a concessão da Licença de Instalação.

Unidade Marítima de Produção PCM-11	
Nome da Unidade:	Plataforma de Camorim 11
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	1974
Tripulação	Desativada
Declaração de Conformidade da Marinha	N/A Plataforma atualmente fora de operação

Unidade Marítima de Produção PCM-12	
Nome da Unidade:	Plataforma de Camorim 12
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	2013 (previsão)
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	N/A Plataforma Nova

Unidade Marítima de Produção PDO-1	
Nome da Unidade:	Plataforma de Dourado 1
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	1974
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	Válido até 18.08.2011. A Declaração Provisória de Conformidade é válida por 90 dias e a emissão de novo certificado depende de vistoria da Marinha em data ainda não confirmada. A PETROBRAS informa que a Declaração de Conformidade desta plataforma estará à disposição do IBAMA quando da vistoria para a concessão da Licença de Instalação.

Unidade Marítima de Produção PDO-4	
Nome da Unidade:	Plataforma de Dourado 4
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	2013 (previsão)
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	N/A Plataforma Nova

Unidade Marítima de Produção PDO-5	
Nome da Unidade:	Plataforma de Dourado 5
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	2013 (previsão)
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	N/A Plataforma Nova

Unidade Marítima de Produção PDO-6	
Nome da Unidade:	Plataforma de Dourado 6
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	2013 (previsão)
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	N/A Plataforma Nova

Unidade Marítima de Produção PGA-3	
Nome da Unidade:	Plataforma de Guaricema 3
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	1971
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	Válido até 08.08.2011. A Declaração Provisória de Conformidade é válida por 90 dias e a emissão de novo certificado depende de vistoria da Marinha em data ainda não confirmada. A PETROBRAS informa que a Declaração de Conformidade desta plataforma estará à disposição do IBAMA quando da vistoria para a concessão da Licença de Instalação.

Unidade Marítima de Produção PGA-9	
Nome da Unidade:	Plataforma de Guaricema 9
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	2013 (previsão)
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	N/A Plataforma Nova

Unidade Marítima de Produção PGA-10	
Nome da Unidade:	Plataforma de Guaricema 10
Armador / Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Tipo:	Jaqueta Fixa
Bandeira:	Brasileira
Ano de Construção:	2013 (previsão)
Tripulação	Desabitada
Declaração de Conformidade da Marinha	N/A Plataforma Nova

II.2.4.M - Descrição das Unidades de Perfuração/Intervenções e Produção

Os descritivos das plataformas de perfuração e completação, das novas plataformas de produção e de injeção e das plataformas centrais PDO-01, PCM-01, PCM-05, PCM-09 e PGA-3 são apresentados no **Anexo II.2.4-2**. Conforme já indicado anteriormente, a plataforma de completação auto-elevatória tipo ESV ainda se encontra em fase de construção e informações desta serão encaminhadas ao IBAMA tão logo disponíveis.

II.2.4.N - Descrição dos Sistemas de Segurança e Proteção Ambiental

Os sistemas de segurança e proteção ambiental que equipam as plataformas de perfuração e de intervenção, as plataformas centrais PDO-01, PCM-01, PCM-05, PCM-09 e PGA-03 e as novas plataformas, são descritos nas DUM, apresentadas no **Anexo II.2.4-2**.

II.2.4.O - Curva Prevista para a Produção de Água, Óleo e Gás

São apresentadas a seguir (da **Figura II.2.4-34** até a **Figura II.2.4-42**) as curvas de produção de água, óleo e gás nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, considerando a implantação do projeto.

Campo de Camorim

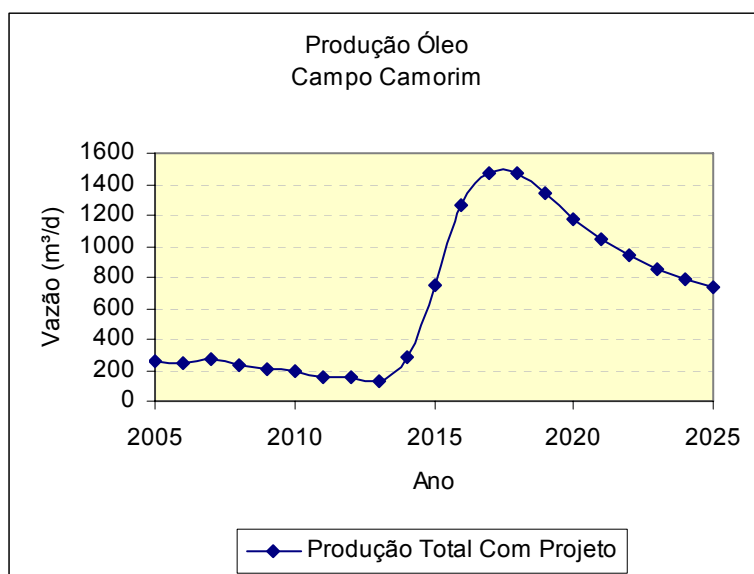


Figura II.2.4-34 - Curva de produção de óleo no Campo de Camorim.

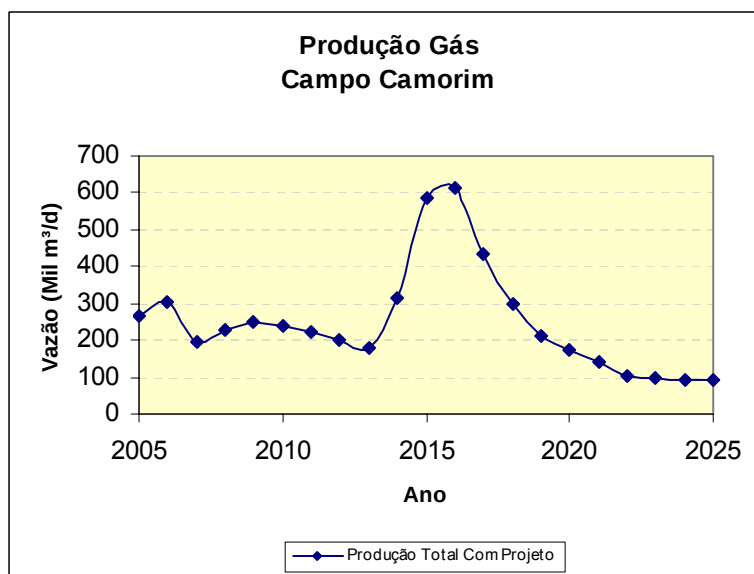


Figura II.2.4-35 - Curva de produção de gás no Campo de Camorim.

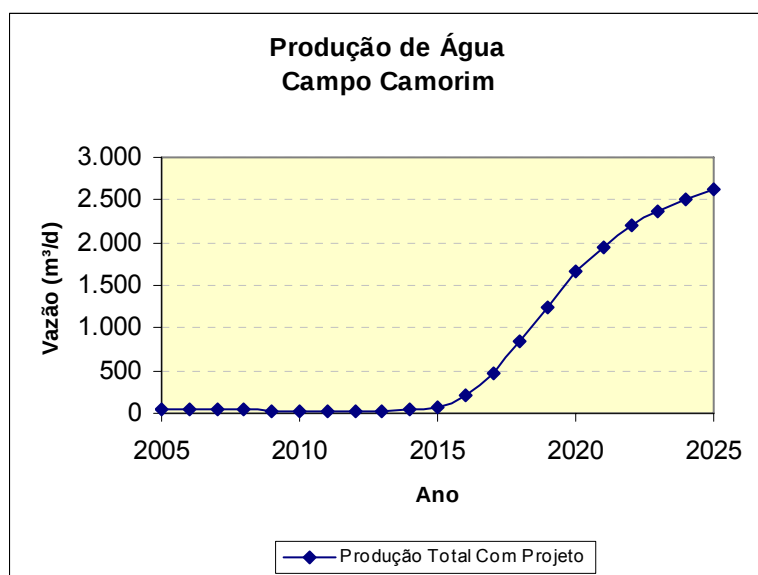


Figura II.2.4-36 - Curva de produção de água no Campo de Camorim.

Campo de Dourado

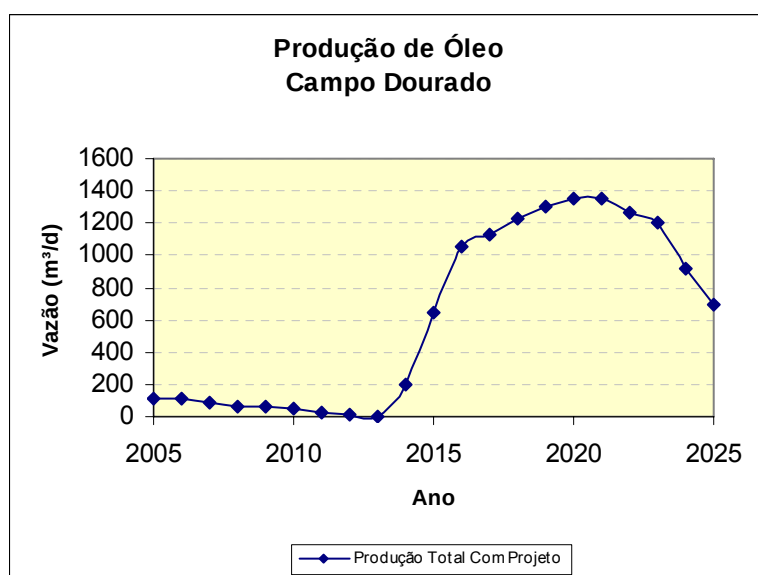


Figura II.2.4-37 - Curva de produção de óleo no Campo de Dourado.

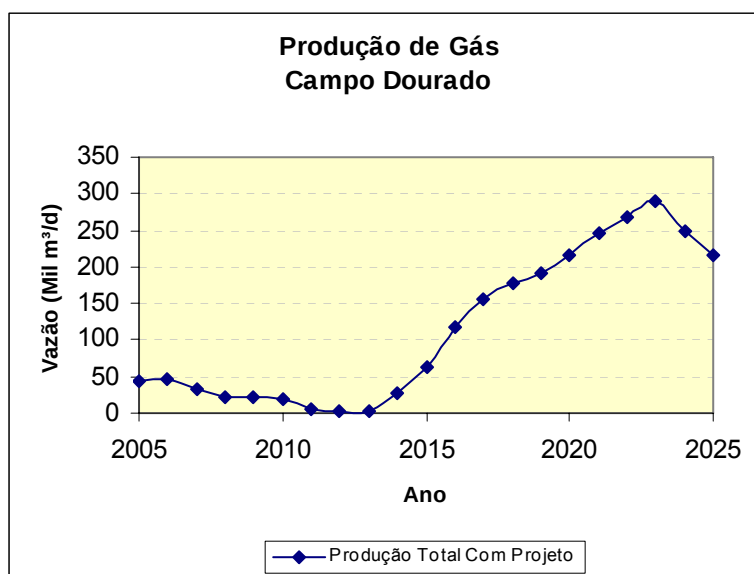


Figura II.2.4-38 - Curva de produção de gás no Campo de Dourado.

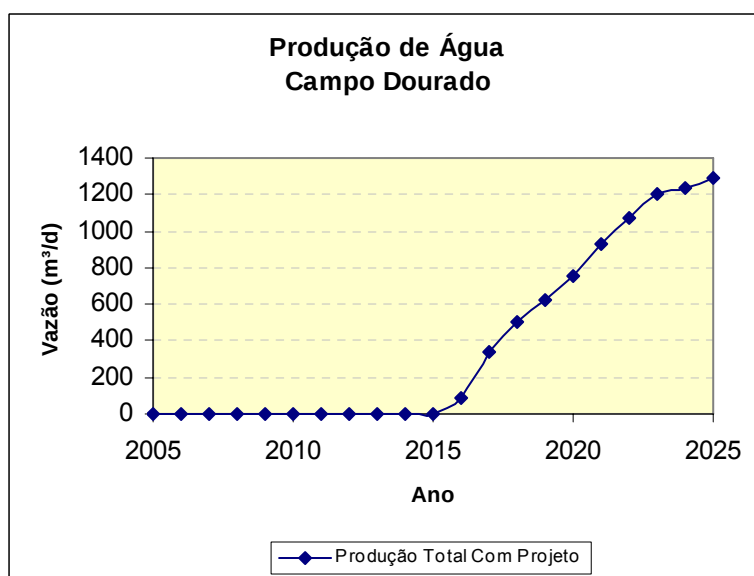


Figura II.2.4-39 - Curva de produção de água no Campo de Dourado.

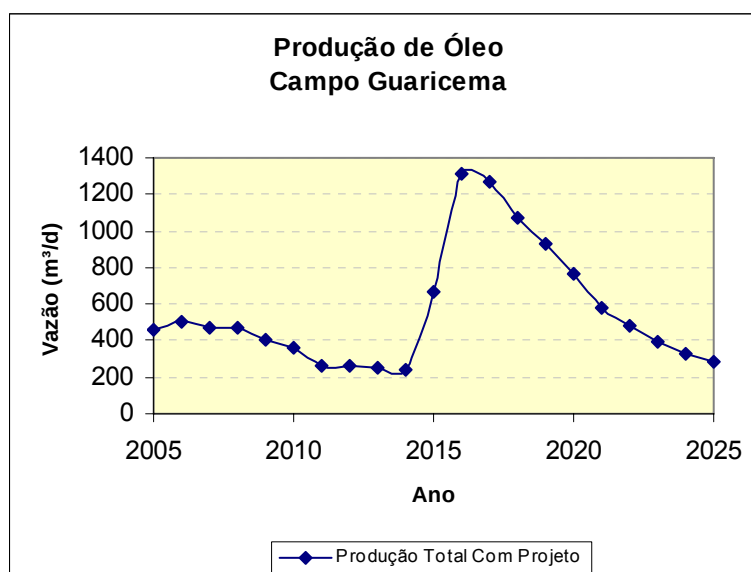
Campo de Guaricema

Figura II.2.4-40 - Curva de produção de óleo no Campo de Guaricema.

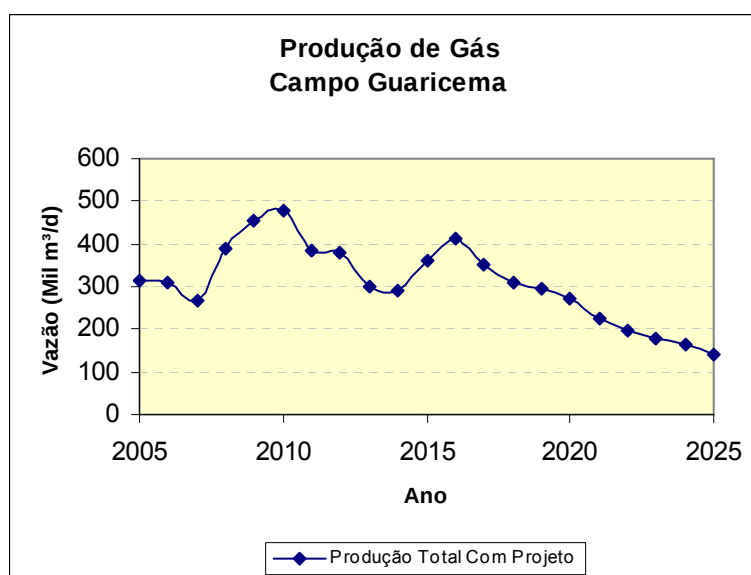


Figura II.2.4-41 - Curva de produção de gás no Campo de Guaricema.

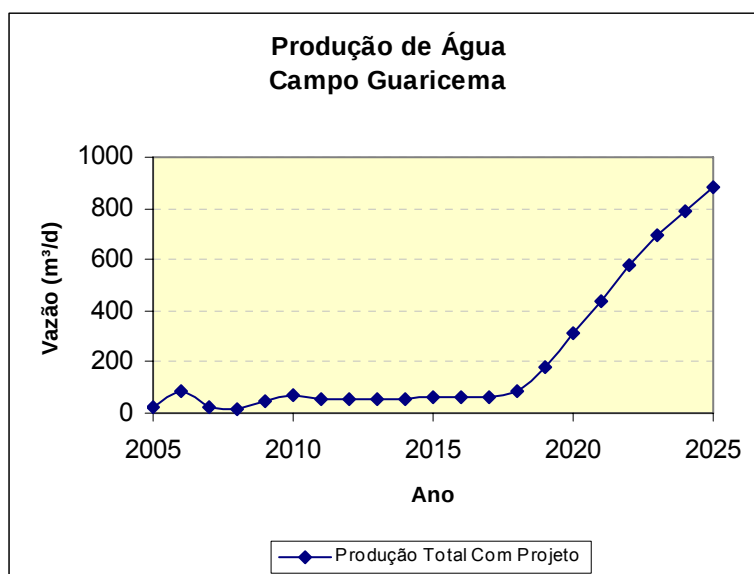


Figura II.2.4-42 - Curva de produção de água no Campo de Guaricema.

II.2.4.P - Descrição das Operações de Intervenções que Poderão Ocorrer ao Longo da Produção

Ao longo de sua vida útil, os poços de petróleo necessitam sofrer manutenções, sejam elas preventivas ou corretivas, como é comum a qualquer equipamento mecânico. Operações dessa natureza são denominadas “operações de intervenção”.

O termo *intervenção* designa um variado conjunto de operações em poços de petróleo que podem ser de maior ou menor complexidade, conforme os procedimentos necessários. A complexidade se refletirá, também, no tempo necessário à realização dos trabalhos, nos riscos envolvidos e nos impactos ambientais associados às operações.

Diversas são também as razões que geram a necessidade de se intervir em um poço. Em geral estas razões estão associadas à queda de produtividade, variações de pressão no anular, entupimentos pela produção de sólidos da formação ou pela precipitação de sais ou parafinas, etc. Deve-se ressaltar que, muitas vezes, faz-se necessário intervir em um poço sem se saber ao certo o que está causando seu mau funcionamento, tornando impossível uma estimativa da duração dos trabalhos.

Outra característica das operações de intervenção refere-se à sua previsibilidade. É certo que, em algum momento da vida do poço (em geral mais de uma vez), será necessário substituir parte do equipamento do interior do poço, ou mesmo o equipamento todo ou, ainda, realizar uma simples limpeza das linhas de fluxo. O que não se pode prever é quando uma operação dessas será necessária. Algumas operações mais simples são mais usuais e, às vezes, podem ser programadas com alguma antecedência.

Para este Projeto de Ampliação estão previstas, como parte de seu escopo, a recompletação de 42 poços existentes (40 poços em Camorim e um poço em Dourado e um poço em Guaricema) e a conversão de 22 poços produtores para injetores de água (17 em Camorim, 3 em Dourado e 2 em Guaricema).

Os poços a serem recompletados e convertidos não necessitarão de perfuração de fase adicional e nas operações de conversão de poço produtor de óleo para poço injetor de água não haverá mudança de intervalos (horizonte). Portanto, não haverá utilização de fluido de perfuração nem geração de cascalho nestas intervenções.

Somente haverá intervenção de conversão de poço produtor de óleo surgente para injetor de água nos poços CM-10 e DO-16. Esta operação é iniciada com o amortecimento do poço utilizando fluido adequado a pressão do reservatório. Depois é instalado o dispositivo de segurança (BOP) e, finalmente, é substituída a coluna de produção por uma coluna de injeção revestida internamente contra corrosão.

Nestas intervenções serão utilizados os mesmos fluidos previstos para completação a depender das condições de pressão dos reservatórios. **Tabela II.2.4-16** é apresentada a volumetria de fluido a ser utilizada nas intervenções por campo.

Tabela II.2.4-16 - Volumetria dos Fluidos de Intervenções/Packer

Volumetria		
Campo	Fluido da Intervenção (m³)	Packer Fluido (m³)
CAMORIM	13514	5394
DOURADO	632	252
GUARICEMA	286	114

II.2.4.P.1 - Descrição dos principais processos

Para efeito de clareza e de organização deste estudo, as diversas modalidades de operações de intervenção foram classificadas em dois grupos principais: onde não é necessário retirar a árvore de natal e onde é necessária a retirada da árvore de natal do poço, conforme apresentado no **Quadro II.2.4-3**.

Quadro II.2.4-3 - Atividades por tipo de intervenção em poços.

Tipos de Intervenção	Atividade a ser realizada
Sem a retirada da árvore de natal	- Operações com arame e/ou cabo elétrico: - Perfilagens - Instalação ou retirada de acessórios de coluna - Operações de canhoneio - Registros de pressão - Desparafinação mecânica - Operações com flexitubo - Perfilagens - Instalação/retirada de acessórios da coluna - Bombeio de solventes e ácidos (restauração) - Limpeza de colunas/revestimentos - Indução de surgência (serviços com N₂)
Com a retirada da árvore de natal	- Operações substituição de equipamentos do poço e/ou da árvore de natal - Operações de recompletação - Mudança de zona produtora ou injetora - Conversão de poço produtor para injetor - Alteração do método de elevação - Operações de Restauração - Operações de Estimulação - Contenção de areia - Operações de correção de cimentação - Operações de Abandono - Reperfuração do intervalo produtor

Operações de intervenção sem a retirada da árvore de natal

As operações de intervenção realizadas sem a retirada da árvore de natal são basicamente aquelas em que peças ou ferramentas são descidas no poço através de um arame, um cabo eletromecânico ou um flexitubo. São em geral operações simples que envolvem limpeza da coluna de produção, medições, colocação ou retirada de acessórios da coluna de produção ou, ainda, injeção de fluidos ou gases. Essas operações podem ser feitas isoladamente ou em conjunto, como por exemplo quando o resultado de uma perfilagem indicar a necessidade de injeção de um solvente ou de uma limpeza na coluna.

Qualquer que seja a ação necessária, as operações seguirão a seqüência:

- Instalação do equipamento de segurança (BOP)
- Descida da ferramenta específica da operação, no poço
- Execução da operação de intervenção propriamente dita
- Retirada da ferramenta
- Desinstalação do equipamento de segurança (BOP)

A despeito do número de operações realizadas, a instalação e retirada do equipamento de segurança (BOP) só são realizadas uma vez, no início e no final das operações, respectivamente.

Operações com arame ou cabo

As operações realizadas com arame ou com cabo eletromecânico são em geral de natureza simples, visando o acompanhamento ou monitoramento da produção, operações de canhoneio ou ainda, colocação/retirada de acessórios da coluna e operação de desparafinação mecânica da coluna. A descrição de cada uma dessas operações é como se segue.

- Perfilagens - essas operações são realizadas, em geral, para avaliar as possíveis causas de uma queda na produtividade dos poços. Através de um cabo eletromecânico, uma ferramenta é descida no poço para medir parâmetros de produção, tais como: vazão e temperatura.
- Instalação ou retirada de acessórios da coluna - a coluna de produção é composta por inúmeros segmentos, cada um deles prestando-se a uma finalidade operacional específica. Basicamente, essas operações de instalação ou retirada de acessórios da coluna são realizadas para bloquear, temporariamente, a passagem de fluxos para dentro ou para fora do poço, para a substituição de válvulas de *gas-lift* e para a abertura ou fechamento de intervalos de produção.
- Operações de canhoneio - essas operações são necessárias quando se decide colocar um novo intervalo em produção ou injeção, geralmente quando ocorre alguma mudança na estratégia de exploração do reservatório.

- Registros de pressão - essas operações permitem uma análise do comportamento das pressões do reservatório. Podem ser feitos registros em tempo real, nos quais o registrador é descido no poço através de um cabo eletromecânico, permitindo a leitura e registro dos valores de pressão. Outra opção é descer no poço um registrador de pressão que ficará lá por algum tempo (dias), registrando e gravando os valores de pressão que serão analisados depois.
- Desparafinação mecânica - essa operação visa a efetuar uma limpeza interna da coluna de produção, removendo mecanicamente parafina solidificada na superfície da mesma.

Operações com flexitubo

O flexitubo é uma tubulação flexível semelhante a uma “mangueira” de aço que é introduzida no poço de modo contínuo e através da qual se pode injetar fluidos, gases, solventes ou outras substâncias necessárias à manutenção do poço. O flexitubo também permite a realização de operações de perfilagem e instalação/remoção de acessórios da coluna de produção, tal qual nas operações com arame ou cabo.

Nas operações de injeção de fluidos/ácidos, também chamadas de operações de restauração, a extremidade do flexitubo é descida e posicionada em frente à base do intervalo que se quer estimular, iniciando-se, então, a operação de injeção do fluido programado. Ao mesmo tempo que o fluido é injetado na formação, a extremidade do flexitubo é deslocada para cima, até que todo o intervalo de interesse tenha sido transcorrido.

As operações com o flexitubo são descritas sucintamente a seguir.

- Perfilagens - iguais às operações com cabo.
- Instalação/retirada de acessórios da coluna - similar às operações com arame ou cabo.
- Bombeio de solventes e ácidos na formação (restauração) - as operações de injeção de solventes e ácidos são necessárias quando a formação produtora/injetora apresenta-se danificada, acarretando queda da

produtividade do poços. Os solventes e as soluções ácidas não estão contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (processo IBAMA nº 02022.002330/08).

- Limpeza de colunas/revestimento - nessas operações, a extremidade do flexitubo é posicionada próximo ao ponto que está, ou poderá estar, obstruindo a tubulação, para que seja injetado o fluido adequado à limpeza.
- Indução de urgência (serviços com N₂) – a injeção de nitrogênio se faz necessária quando, no momento de se colocar um poço em produção, a pressão hidrostática dentro da coluna de produção impede o fluxo dos fluidos da formação. Para diminuir esse efeito, faz-se a injeção de nitrogênio, que gaseifica os fluidos dentro da coluna, diminuindo a pressão hidrostática, permitindo que a pressão da formação seja capaz de produzir os fluidos para fora do poço.

Operações de intervenção com a retirada da árvore de natal

Algumas vezes, a necessidade de intervenção em um poço de petróleo envolve operações mais complexas, requerendo, por exemplo, a necessidade de substituição de partes da coluna, ou mesmo da coluna inteira. Nessas situações faz-se necessária a retirada da árvore de natal. Em alguns casos ainda, são detectados problemas na própria árvore de natal, fazendo-se necessário substituí-la.

Todas as operações deste grupo de intervenções são realizadas por uma unidade (sonda) de perfuração/completação.

Nessas intervenções, as atividades são iniciadas com as seguintes ações:

- Amortecimento do poço
- Retirada da árvore de natal
- Instalação do BOP
- Retirada da coluna de produção

Após a execução das operações necessárias, proceder-se-ão as seguintes ações:

- Descida da coluna de produção
- Retirada do BOP
- Instalação da árvore de natal
- Indução de surgência

Operações de substituição de equipamentos do poço e/ou da árvore de natal

Esse grupo de operações inclui tanto a substituição completa da árvore de natal, quanto a substituição da coluna de produção ou de equipamentos específicos desta.

Após algum tempo de operação, a árvore de natal poderá apresentar problemas de funcionamento, sendo necessária sua substituição, situação em que não é necessário retirar a coluna de produção.

A coluna de produção é composta por inúmeros segmentos, cada qual desempenhando uma função específica. Com o passar do tempo, o desgaste natural desses equipamentos mecânicos leva à necessidade de sua substituição. Nessas ocasiões, é muito comum que se aproveite a oportunidade para proceder à substituição de toda a coluna.

Operações de Recompletação

Completação é a atividade de preparação dos poços para entrarem em operação, pela instalação de equipamentos em seu interior (coluna de produção/injeção) e, posteriormente, da árvore de natal. O tipo de completção é função de inúmeros fatores, tais como: se o poço é produtor ou injetor, do método de elevação dos fluidos produzidos, se produz a partir de um ou mais intervalos, se é vertical, inclinado ou horizontal, etc.

A recompletação é necessária quando se decide alterar alguma das características da exploração do reservatório. As operações de intervenção de interesse para o Projeto de Ampliação podem ser agrupadas em:

Mudança de zona produtora – mudar a zona produtora pode significar uma mudança da profundidade do intervalo produtor, ou ainda o número de intervalos

que contribuem para a vazão do poço. No primeiro caso, pode-se ter, também, a mudança da extensão do intervalo produtor. Nesse tipo de operação, após a retirada da coluna de produção, poderá ser necessário isolar intervalos produtores através de tampões mecânicos ou de cimento, canhonear intervalos e, ainda, realizar uma operação de perfilagem para verificar a qualidade da cimentação. Havendo mudança do intervalo produtor, certamente será necessário alterar a geometria e o posicionamento de algumas partes da coluna de produção (obturadores e tubos perfurados) antes de descê-la novamente no poço;

Conversão de poço produtor para injetor – nesse tipo de intervenção a coluna de produção é totalmente substituída por outra, equipada com elementos necessários à injeção de água ou gás. Nessas operações, após a retirada da coluna de produção, poderão ser necessárias as operações de cimentação do intervalo produtor de óleo e de canhoneio do intervalo de injeção.

Alteração do método de elevação

Estas intervenções são necessárias para substituição dos equipamentos de subsuperfície, responsáveis pelo incremento de pressão de fundo (válvulas de *gas-lift*, bombas etc.), em função de falhas ou adequação às novas características dos fluidos produzidos, dos parâmetros permoporosos e do declínio da pressão do reservatório.

As substituições podem ser realizadas a partir da plataforma de produção, ou então, em poços remotos, por uma unidade de perfuração/completação. É realizado o amortecimento do poço, utilizando-se fluidos de completção (contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares 02022.002330/08), seguido da retirada da coluna de produção, substituição do equipamento de elevação e remontagem da coluna. O poço, portanto, torna-se apto ao retorno em produção.

Operações de estimulação

As operações de estimulação são necessárias para melhorar a produtividade dos poços. Nessa operação é bombeada para o reservatório, a altas vazões e pressões, fluido geleificado contendo agentes de sustentação (bauxita), com o

objetivo de criar uma fratura na rocha reservatório com permeabilidade muito alta. Esta fratura modifica o perfil de fluxo do óleo no reservatório passando a ser o caminho preferencial do óleo ao poço.

Além dessas situações, nas operações em que a produção do poço tem que ser interrompida para substituição da coluna de produção, ou de parte desta, quase sempre se faz necessária, para o reinício da produção, uma indução de surgência do poço, através da injeção de um fluido mais leve e/ou gases no interior da coluna de produção, de forma a facilitar o fluxo dos fluidos da formação.

Contenção de areia

As operações de contenção de areia são destinadas a evitar a co-produção da mesma junto aos fluidos produzidos do reservatório, para não comprometimento dos equipamentos de superfície (erosão e entupimento) e não desestabilização do intervalo produtor.

A contenção de areia pode ser do tipo *gravel pack* ou do tipo *stand alone*, sendo que, em ambas, um sistema semelhante a um filtro é instalado dentro do poço. A operação de *gravel pack* se refere à colocação de agente de contenção (areia, cerâmica, bauxita etc.), cuidadosamente dimensionada e selecionada, entre a formação, composta de arenito inconsolidado, e um tubo filtro, de modo a reter (filtrar) areia proveniente deste arenito. Na operação *stand alone*, utiliza-se apenas o tubo filtro em frente à formação.

A operação de *gravel pack* consiste em carrear os agentes de contenção (areia, cerâmica sinterizada, bauxita etc.) por meio de um fluido aquoso (contemplado no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares nº 02022.002330/08) ou um fluido viscosificado com polímeros hidrossolúveis (ex. HEC, goma xantana etc., não contemplado no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares), para o intervalo do poço que necessita ser contido. Constitui-se, desta forma, em um leito fixo de agente de contenção, que possui forma granular esférica, entre o revestimento e um tubo filtro posicionado frente ao intervalo de interesse.

Operações de correção de cimentação

Como o próprio nome sugere, as operações de correção de cimentação visam corrigir a cimentação primária realizada nos poços, após a descida dos revestimentos. O resultado desta intervenção é o preenchimento das lacunas eventualmente detectadas por ocasião das verificações da qualidade da cimentação (perfilagem), realizadas ao longo da vida do poço. Se existentes, tais lacunas poderão permitir a indesejável intercomunicação de zonas, por exemplo.

As cimentações secundárias são as operações de cimentação realizadas visando corrigir falhas na cimentação primária, eliminar a entrada de água de uma zona indesejável, reduzir a razão gás/óleo (RGO) através do isolamento da zona de gás adjacente à zona de óleo, abandonar zonas depletadas ou reparar vazamentos na coluna de revestimento. São classificadas como:

Recimentação: é a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular. O revestimento é canhoneado em dois pontos e a recimentação só é realizada quando se consegue circulação pelo anular, através destes pontos;

Compressão de cimento ou squeeze: consiste na injeção forçada de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir água;

Tampões de cimento: consistem no bombeamento para o poço de determinado volume de pasta, que cobre um trecho do mesmo. São utilizados nos casos de perda de circulação, abandono total ou parcial do poço, base para desvios etc. Os tampões não são considerados correções. Ainda assim, é configurada uma operação de intervenção, que envolve o uso de pasta de cimento.

Os fluidos utilizados nestas operações estão contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares nº 02022.002330/08.

Operações de Abandono

Como o próprio nome diz, essas operações são realizadas quando se atinge o fim da vida útil de um poço e se decide abandoná-lo. Nesses casos, após a retirada da coluna de produção, são instalados os tampões de abandono em conformidade com a Portaria nº 025/2002 da ANP.

Reperfuração do intervalo produtor.

Eventualmente, por mudanças na logística de exploração do reservatório, faz-se necessário reperfurar a seção do poço onde se encontra o intervalo produtor (em geral a seção de 8 ½" de diâmetro). Essa decisão visa, normalmente, drenar uma outra porção do reservatório.

Também nas ocasiões em que se decide converter um poço produtor em injetor de água, pode-se optar por reperfurar a seção do poço que atravessa a zona de interesse, de forma a atingir o reservatório em uma posição mais favorável à injeção de água.

Nessas operações é necessária a utilização de uma unidade de perfuração de capacidade adequada, considerando-se os aspectos operacionais e locais (PDA). Após a retirada da árvore de natal, e da coluna de produção, é instalado o BOP, e a perfuração se dá como em uma perfuração absolutamente convencional. Terminada a perfuração, o poço é completado para o fim a que se destina, tudo como se fosse uma perfuração convencional.

II.2.4.P.2 - Duração das operações de intervenção

Conforme citado anteriormente, as operações de intervenção em poços de petróleo têm, quase sempre, o caráter de uma manutenção corretiva, em função de queda na produtividade do poço. Tal queda da produtividade, por sua vez, é um sintoma operacional que em geral não permite saber a verdadeira causa do problema.

Esse caráter corretivo faz com que poucas vezes essas operações possam ser previamente planejadas e, ainda que o sejam, outros problemas poderão ser constatados durante as operações, levando à necessidade de um maior tempo de intervenção.

Em função dessas incertezas, nem sempre é possível uma estimativa confiável de quanto tempo será necessário para concluir uma operação de intervenção.

No **Quadro II.2.4-4**, abaixo, estão apresentados valores estimativos/médios da duração de operações de intervenção, resultado da experiência adquirida pela PETROBRAS ao longo de seus muitos anos de experiência.

Quadro II.2.4-4 - Duração prevista para algumas intervenções.

Tipos de Intervenção	Atividade a ser realizada	Duração prevista das operações
Sem a retirada da árvore de natal	Operações com arame e/ou cabo	10 dias
	Operações com flexitubo	15 dias
Com a retirada da árvore de natal	Substituição de equipamentos do poço	20 dias
	Recompletação	20 dias
	Estimulação/Contenção de areia	7 dias
	Abandono	15 dias

II.2.4.Q - Descrição do Sistema Submarino para Escoamento e Transferência da Produção

Os fluidos produzidos no Campo de Camorim continuarão a ser transferidos para a plataforma PCM-01 através de dutos multifásicos específicos para cada plataforma. Da PCM-01, a produção total será escoada para a EPA, através do duto multifásico de 16" e 7,5 km de extensão, atualmente em operação. Na EPA ocorrerá o tratamento e processamento dos fluidos.

A malha de escoamento da produção de Camorim é composta por 14,8 km de dutos de 16", 3,5 km de dutos de 12", 4,1 km de dutos de 10" e 1,6 km de dutos de 8". Encontra-se fora de operação o duto PCM-11/PCM-e9 (8" X 1,0 km), que será utilizado para escoar a produção da PCM-11.

Não serão instalados dutos novos e *manifolds* submarinos para a malha de escoamento da produção de Camorim.

Já no Campo de Dourado, os fluidos produzidos serão escoados para a plataforma PDO-01 através de dutos multifásicos específicos para cada plataforma, de onde seguirão para a plataforma PGA-03, a partir da qual a produção total dos dois campos (Dourado e Guaricema) será escoada para EPA,

ou através de um duto multifásico de 16" e 15,7 km de extensão já existente, ou através do novo duto de 16" que será instalado paralelamente ao existente.

A malha existente de escoamento da produção de Dourado é composta por 10 km de dutos de 10", 3,2 km de dutos de 6", 4,8 km de dutos de 4" e 3,2 km de duto de 3". Encontram-se fora de operação o duto SES-111/PDO-01 (8" X 2,7 km) e o duto DO-27/PDO-03 (4" X 2,0 km). Está previsto o lançamento de malha adicional para o escoamento da produção do campo de Dourado, composta de 2,35 km de duto de 8 5/8", 4,87 km de duto de 6 5/8" e 6,79 km de duto de 4 1/2".

A malha existente de escoamento da produção de Guaricema é composta por 15,7 km de duto de 16", 4,5 km de duto de 12", 8,0 km de duto de 10", 4,05 km de duto de 8" e 5,2 km de duto de 6". Encontra-se fora de operação o duto SES-102/PGA-02 (4" X 3,2 km), o duto SES-115/PGA-07 (6" X 4,2 km) e o duto da locação da antiga PGA-06/PGA-02 (6" x 2,02 km). Está previsto o lançamento de malha adicional para o escoamento da produção do campo de Guaricema, composta de 16 km de duto de 16", 1,2 km de duto de 6 5/8", 2,25 km de duto de 4 1/2" e 3 km de duto de 4".

Toda a interligação com a malha existente para os Campos de Dourado e Guaricema será realizada no *manifold* de produção localizado no *main deck* das respectivas plataformas.

Não está sendo prevista a instalação de *manifold* submarino na malha de escoamento da produção de Dourado. Na malha de escoamento da produção de Guaricema, serão instalados *manifolds* submarinos para as ANM do GA-68, GA-76 e GA-78 , objetivando o alinhamento da ANM com o respectivo oleoduto através do lançador de *pig* submarino.

O manifolds submarino interliga uma ou mais ANM com a finalidade de agrupar os fluidos produzidos dos respectivos poços e escoá-los para uma unidade estacionária de produção (UEP) e/ou distribuir fluidos desta para serem injetados nos poços **Figura II.2.4-43**.

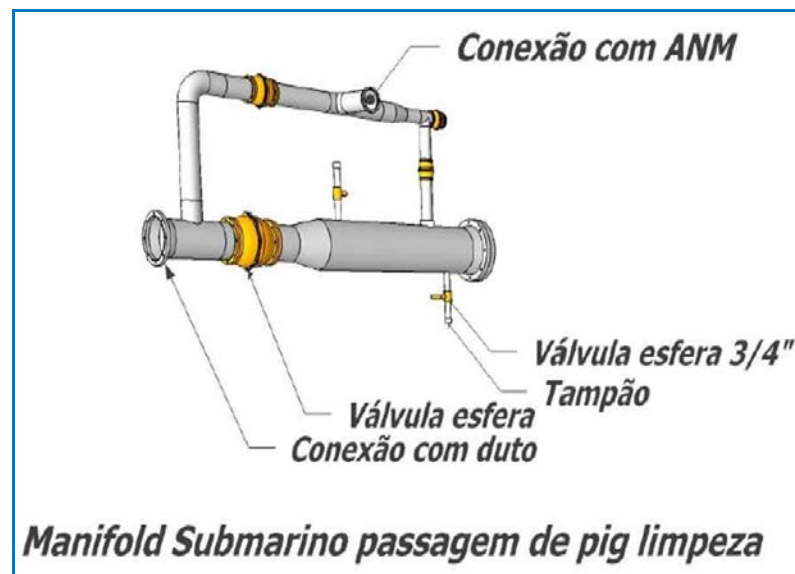


Figura II.2.4-43 - Manifolds Submarino

A **Figura II.2.4-29** , a **Figura II.2.4-31** e a **Figura II.2.4-32** - , apresentadas anteriormente no item **II.2.4.K.3** -, representam a concepção esquemática dos sistemas de escoamento da produção previstos para o projeto. O Mapa do Sistema de Submarino dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema (**Anexo II.2-22**), apresentam em detalhe os elementos que compõem os sistemas submarinos.

Os dutos serão dotados de lançadores e recebedores de *pigs*. Os *pigs* são elementos deslocados sob pressão, pelo interior do duto, para limpeza, desobstrução ou para verificações dimensionais.

Todos os dutos rígidos possuirão revestimento externo e proteção catódica e sistema para monitoramento da corrosão nos dutos, com utilização de sondas corrosimétricas associadas a *data-loggers* (registradores de dados).

Todas as linhas de fluxo que alimentam o oleoduto de exportação de petróleo podem ser bloqueadas através das válvulas de fechamento rápido (SDV) instaladas nas plataformas e comandadas pelo CLP (Controlador Lógico Programável) da plataforma. Transmissores de pressão instalados no próprio oleoduto de exportação de cada plataforma enviam um sinal elétrico proporcional

à pressão do duto para o CLP, que por sua vez comanda o fechamento da SDV caso a pressão atinja um valor fora da faixa operacional.

Na **Tabela II.2.4-17** e na **Tabela II.2.4-18** são apresentadas as características dos novos dutos dos sistemas de produção de Dourado e Guaricema. Não é prevista a construção de novos dutos para o Campo de Camorim, devendo o aumento de produção ser absorvido pela malha atual de dutos.

Tabela II.2.4-17 - Dados sobre os dutos de escoamento da produção do Campo de Dourado.

Campo de Dourado						
Origem	PDO-06	PDO-06	PDO-03	PDO-02	PDO-04	PDO-04
Destino	PDO-01	PDO-01	PDO-02	PDO-01	PDO-01	PDO-01
Diâmetro Nominal (polegadas)	4 1/2	6 5/8	4 1/2	8 5/8	4 1/2	6 5/8
Extensão (km)	2,928	2,928	1,92	2,352	1,944	1,944
Pressão de Projeto (kgf/cm ²)	45	45	45	45	45	45
Temperatura Máxima de operação (°C)	60	60	60	60	60	60
Material	Rígido	Rígido	Rígido	Rígido	Rígido	Rígido
Revestimento externo	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui
Proteção catódica	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui

Tabela II.2.4-18 - Dados sobre os dutos de escoamento da produção do Campo de Guaricema.

Campo de Guaricema						
Origem	SES-113	PGA-03	PGA-10	GA-68	GA-78	GA-76
Destino	PGA-02	EPA	PGA-02	PGA-02	PGA-02	PGA-08
Diâmetro Nominal (polegadas)	4	16	6 5/8	4 1/2	4 1/2	4 1/2
Extensão (km)	3	16,8	1,2	0,5	0,75	1
Pressão de Projeto (kgf/cm ²)	98	45	45	45	45	45
Temperatura Máxima de operação (°C)	60	60	60	60	60	60
Material	Rígido	Rígido	Rígido	Rígido	Rígido	Rígido
Revestimento externo	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui
Proteção catódica	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui	Possui

II.2.4.Q.1 - Árvore de Natal

A grande maioria das árvores de natal serão do tipo seca¹⁰ (**Figura II.2.4-44**) e serão constituídas por um conjunto de válvulas que tem como finalidade permitir, de forma controlada, o fluxo de gás e óleo dos poços. As válvulas serão divididas em: válvula mestra, válvula lateral, válvula *choke* e válvula de pistoneio.

As válvulas mestras possuem a função principal de fechamento do poço, enquanto as laterais têm o objetivo de controlar o fluxo, direcionando a produção para a linha de urgência. Para garantia da operacionalidade do processo de controle do poço, a válvula de *choke* (HV) permite o controle de vazão do fluido produzido. Serão duas válvulas mestras e duas laterais, sendo uma mestra manual e uma hidráulica, uma lateral manual e uma lateral pneumática.

A válvula de pistoneio da árvore de natal permite a descida de ferramentas dentro da coluna de produção. A mesma ficará permanentemente fechada durante a produção normal do poço e será aberta somente numa necessidade de intervenção no poço (manutenção ou inspeção).

Todas as válvulas que compõem a árvore de natal atuarão de forma redundante, ou seja, em caso de falha de qualquer uma das válvulas, existirá sempre uma a montante ou a jusante da válvula que falhou, que poderá ser fechada, garantindo assim, uma maior segurança e confiabilidade operacional

¹⁰ No Campo de Guaricema é previsto o uso de quatro árvores de natal molhadas.

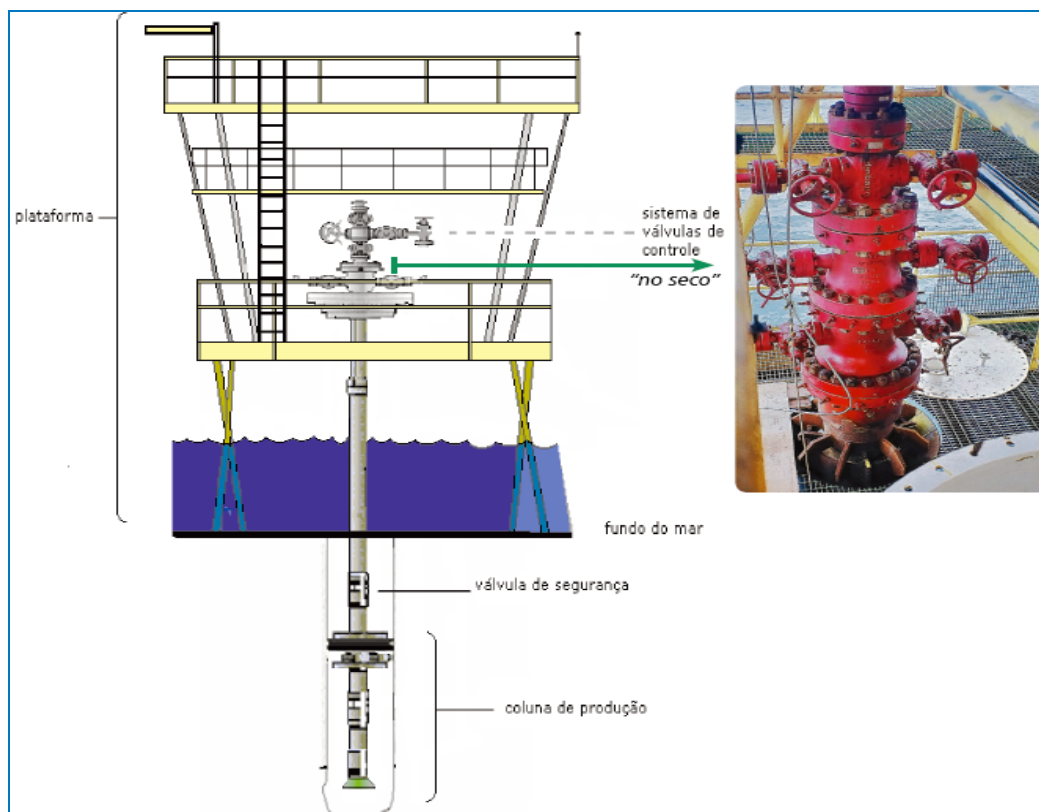


Figura II.2.4-44 - Árvore de Natal Seca

Fonte: PETROBRAS/OCEANSATPEG, junho/2005

O projeto prevê também o uso de Árvore de Natal Molhada ANM (**Figura II.2.4-45**). Estes equipamentos possuem as mesmas características funcionais da ANS, com a diferença de ser especificada para a instalação diretamente no leito marinho.

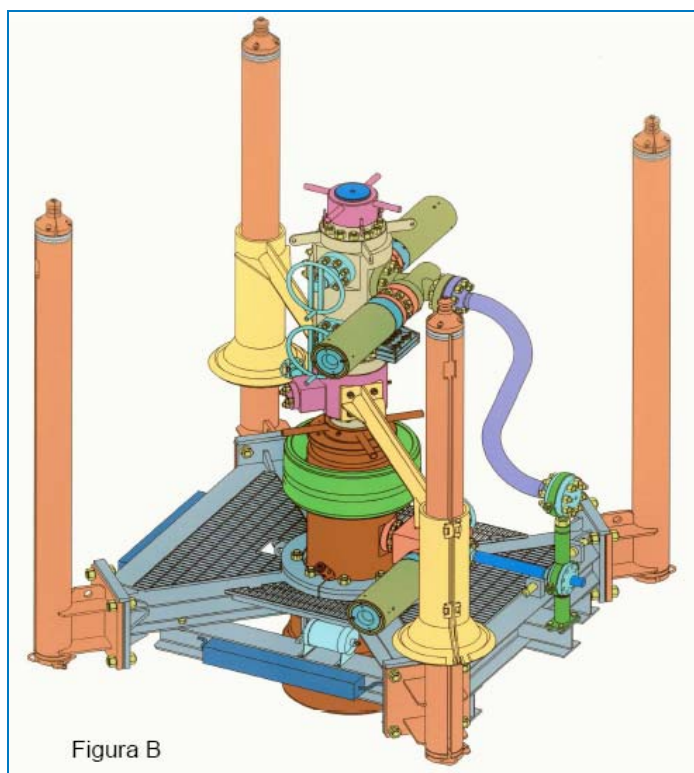


Figura II.2.4-45 - Árvore de Natal Molhada

II.2.4.R - Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

II.2.4.R.1 - Instalação de Plataformas

A plataforma de produção PDO-04 será instalada com o auxílio da Balsa Guindaste e de Lançamento nº 1 (BGL-1). Também serão feitas com a BGL-1 a retirada de convés da plataforma PCB-03 e sua instalação na PCM-11. Já as plataformas tipo *caisson* serão lançadas com o uso de plataformas auto-elevatórias.

Após a conclusão do lançamento, será feita a instalação dos equipamentos de injeção e de produção nas plataformas.

1) Lançamento da Plataforma PDO-04

O lançamento da plataforma será precedido de:

- Estudo de fundo do solo submarino para reconhecimento da locação;
- Sondagem para determinar as características do solo e o dimensionamento da profundidade de cravação das estacas das plataformas.

Para o lançamento da nova Plataforma PDO-04, serão empregados os seguintes meios navais/equipamentos:

- Balsa Guindaste e de Lançamento nº 1 – BGL-1;
- Balsa de Serviço (BS);
- Rebocadores de apoio;
- Bate-estaca hidráulico;
- Guindaste *Clyde* e máquinas de solda da BGL;

Etapas da Instalação

- Inicialmente a BGL-1 navegará até a locação de instalação da Plataforma PDO-4, rebocada e se posicionará, utilizando âncoras lançadas pelo rebocador;
- Em seguida, a Balsa de Serviço, carregando a jaqueta de PDO-04, será rebocada e atracará a contrabordo da BGL-1;
- O guindaste *Clyde* da BGL-1, de 1.000 toneladas de capacidade, içará a jaqueta, que estará na BS (que é desatracada e se afasta da BGL-1). A jaqueta será então verticalizada (ela vem "deitada" na balsa) utilizando o guindaste *Clyde* e posicionada no local especificado pelo projeto;
- As primeiras seções das estacas serão inseridas nas pernas da jaqueta, também utilizando o guindaste *Clyde* e cravadas através de um bate estacas hidráulico, suspenso pelo *Clyde* ,
- Após a cravação das primeiras seções das estacas, serão posicionados os segundos tramos das estacas sobre os primeiros, conectadas através de solda e posteriormente cravadas até a penetração final, definida pelo

projeto. Terminada a cravação, as pernas das jaquetas serão conectadas às estacas através de solda;

- Em seguida, será instalado o convés da plataforma, transportado pela BS. A balsa será atracada à contrabordo da BGL-1 e será usado o guindaste *Clyde* para içá-lo da BS e posicioná-lo no topo da jaqueta. A ligação convés/jaqueta será feita através de soldagem;
- Depois do convés, será instalado o módulo que contém o heliponto, transportado na mesma balsa que irá trazer o convés;
- Será utilizado também o *Clyde* para içar o módulo da BS e depositá-lo sobre o convés. A fixação do módulo ao convés também será feita através de soldagem;
- Após a fixação do módulo, a instalação da plataforma estará finalizada e a BGL-1 será desancorada e rebocada.

2) Transferência do Convés da Plataforma PCB-03 para a PCM-11

A retirada do convés da PCB-03 e sua instalação na PCM-11 será realizada na seguinte sequência:

- Navegação da BGL-1 e da balsa de serviço até a PCB-03, para retirada do convés;
- Colocação do convés na balsa de serviços;
- Deslocamento da BGL-1 e da balsa de serviço até a PCM-11;
- Retirada do convés da balsa de serviço e instalação na PCM-11.

3) Lançamento das Plataformas Tipo Caisson

As plataformas tipo *caisson* serão instaladas com o auxílio de plataformas auto-elevatórias (PA), a exemplo da P-V e P-VI, que são plataformas que farão perfuração e completação de poços do projeto. Será empregada a seguinte sequência operacional:

- Estudo de fundo do solo submarino para reconhecimento da locação;

- Sondagem para determinar as características do solo e o dimensionamento da profundidade de cravação das estacas das plataformas *caissons*;
- Transporte e ancoragem da plataforma auto-elevatória na locação com auxílio de rebocador e embarcação do tipo AHTS;
- Transporte da plataforma tipo *caisson* em balsa de serviço;
- Retirada da plataforma tipo *caisson* da balsa de serviço, usando-se guindaste da plataforma auto-elevatória;
- Lançamento da jaqueta e cravação das estacas no solo;
- Desmobilização da plataforma auto-elevatória.

II.2.4.R.2 - Instalação de Dutos

Instalação dos Dutos Rígidos

A instalação de dutos rígidos envolverá etapas de fabricação, em terra, de trechos de dutos para posterior reboque e lançamento no mar.

A instalação dos trechos submarinos dos dutos rígidos será executada segundo as seguintes etapas:

- Inspeção de Pré Lançamento: Antes do lançamento dos dutos faz-se uma inspeção submarina na rota prevista com o objetivo de localizar e mitigar eventuais interferências, além de confirmar as condições previstas no projeto e procedimentos executivos. Estes serviços são executados mediante emprego de equipes e equipamentos de mergulho.

Para este projeto a PETROBRAS já realizou levantamento geofísico e geotécnico na área de interesse, a fim de detectar possíveis obstáculos naturais (feições morfológicas) e antrópicos (tubulações, cabos, etc.) presentes no leito marinho. Mapas apresentando os resultados destes levantamentos, evidenciando os obstáculos naturais e antrópicos, e as diretrizes dos dutos e demais

equipamentos a serem instalados, destacando-se as interseções entre os mesmos, são apresentados no **Anexo II.2-17**.

De acordo com a batimetria, através de sonar e *side scan*, realizadas pela PETROBRAS, os obstáculos foram identificados e quantificados na faixa das diretrizes dos dutos. Através desta análise batimétrica, medidas mitigatórias foram estudadas para desvio dos dutos próximos aos obstáculos, como, por exemplo, a adoção de proteção mecânica em formato *grout bag* (colchão de concreto). Desta forma, entende-se que os dutos, bem como o entorno onde se encontram os obstáculos, permanecerão protegidos.

Com base nos levantamentos realizados, é previsto que, tanto para a proteção do atual duto de 16" PGA-03/EPA, que será cruzado pelo novo duto PGA-03/EPA e pelo aqueduto EPA/PGA-03, como para a proteção do oleoduto existente PCM-01/EPA, que será cruzado pelo aqueduto EPA/PCM-05, serão instalados apoios a montante e a jusante do ponto de cruzamento na rota dos novos dutos.

Não foram detectados cruzamentos com dutos de óleo para o duto flexível EPA/PDO-04.

- Fabricação de trechos de dutos em área terrestre: Esta atividade será realizada no Pólo Atalaia, onde serão soldados trechos de duto de até 650 m de comprimento, para posterior lançamento no mar.
- Lançamento dos dutos rígidos: O lançamento dos segmentos de duto submarino rígido será realizado pelo método *off bottom*, que consiste no reboque da linha em condições de “meia água”, ou seja, não será rebocado flutuando na superfície nem será arrastado no leito marinho. Os segmentos serão dispostos sobre o leito marinho somente ao chegar a sua locação definitiva.
- Soldagem dos segmentos de dutos (*strings*). Posteriormente ao lançamento e disposição dos segmentos no leito marinho, os mesmos serão soldados içando-se suas extremidades até uma balsa de serviço, onde a soldagem será realizada (*Tie-in* de superfície, **Figura II.2.4-46**).



Figura II.2.4-46 - Segmentos de dutos sendo posicionados para realização de *Tie-in* de superfície, com soldagem.

- Abandono das extremidades dos dutos lançados: Os segmentos que ficarão mais próximo da interligação com a plataforma de origem/destino terão uma extremidade lançada com uma cabeça de abandono, flangeada ao duto, para posterior interligação de *Tie-in*.
- Realização de *Tie-in* entre os *risers* e os dutos lançados: A interligação de cada *riser* (previamente instalado na estrutura da plataforma) ao duto lançado será executada através de um *Tie-in* de fundo (**Figura II.2.4-47**), com a instalação de *spools* de conexão (**Figura II.2.4-48**).

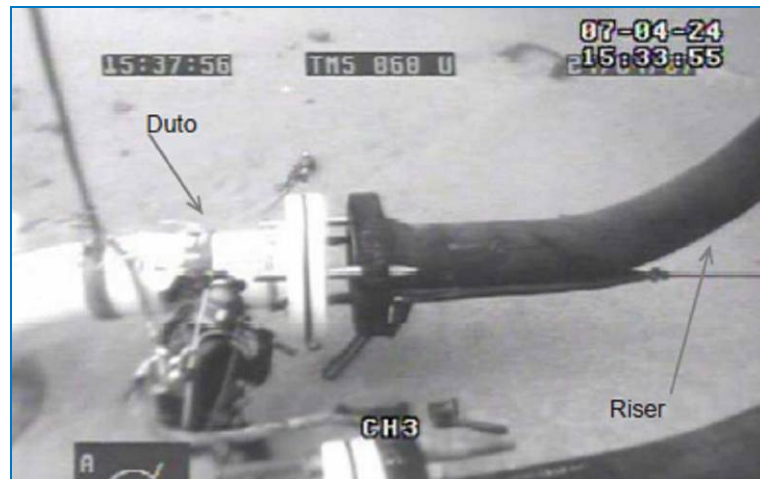


Figura II.2.4-47 – Tie-in de fundo.

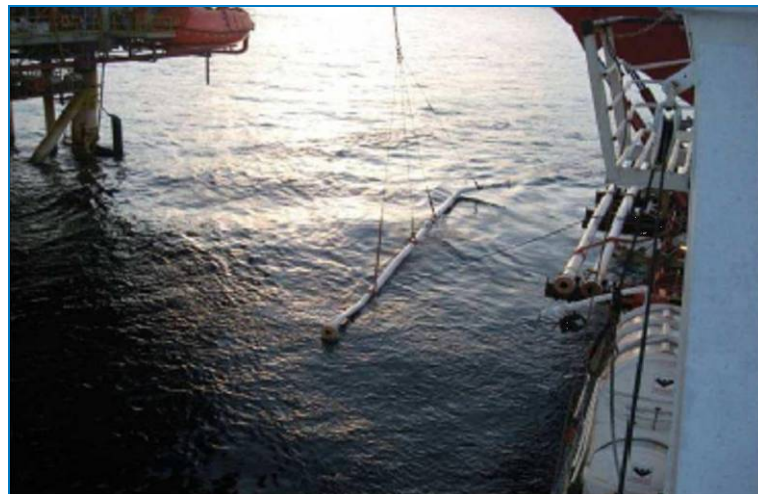


Figura II.2.4-48 - Spool (carretel) para interligação

- Rebaixamento de cotas: Visando a garantir a integridade do duto ao longo de sua vida útil, a proteção ao meio ambiente e a segurança dos demais usuários do espaço marítimo (pescadores, barqueiros, etc.), está prevista a realização de rebaixamento de cotas na região de *shore approach* (área de aproximação da praia) para os dutos que farão interligação entre plataformas e o Pólo Atalaia (duto multifásico PGA-03/EPA e aquedutos EPA/PCM-05, EPA/PDO-04 e EPA/PGA-03). A extensão do trecho a ser submetido ao rebaixamento, assim como as suas respectivas cotas, foram especificadas prevendo a estabilização dos dutos numa distância de aproximadamente 1.000 m (a partir da linha de mar). O

rebaixamento de cotas, na região de praia, será feito de forma mecânica com uso de máquinas até o alcance em que possam operar, em função da maré. Na área do mar, o enterramento será feito com o uso de *Trenching Machine* e/ou máquina dotada de fresa.

- Inspeção de Pós-Lançamento: A ser realizada após a conclusão da instalação dos dutos rígidos e antes dos serviços de pré-comissionamento, inclui a inspeção (visual e com equipamentos específicos) de toda a linha, contendo informações sobre sua localização, dimensões, características, dentre outras informações pertinentes.
- Pré-comissionamento: Após a conclusão das fases de interligação do *riser* ao duto lançado e a inspeção de pós-lançamento de toda a linha, será executado o alagamento, limpeza e calibração seguido do teste hidrostático do duto rígido. O alagamento e limpeza dos dutos consistem na passagem de *pig* espuma, impulsionado com água do mar filtrada adicionada de produtos químicos, para a retirada de ar, além da remoção dos detritos e resíduos acumulados no interior do duto. Já a calibração consiste na passagem de um *pig* de alumínio com o objetivo de identificar, caso haja, descontinuidades (amassamentos) no interior do duto. O teste hidrostático (teste de estanqueidade) nos dutos rígidos está detalhado no item **II.2.4.V** -, deste estudo.

O lançamento dos dutos rígidos ocorrerá no período de março a setembro de 2013, conforme cronograma apresentado no **Quadro II.2.4-5**.

Para o lançamento dos dutos rígidos, a praia será interditada em 2 momentos distintos: (I) Por 75 dias para as atividades de arraste e *Tie-in onshore*; e, (II) Por 72 dias para enterramento dos dutos.

Para a execução das interligações *offshore* dos dutos lançados às plataformas é prevista a duração de 164 dias.

A duração prevista para a atividade de instalação de dutos rígidos é apresentada no **Quadro II.2.4-5**.

Quadro II.2.4-5 - Duração prevista para instalação de dutos rígidos

Instalação de dutos rígidos	Quantidade	Duração Total (dias)
Instalação de strings (arraste + <i>Tie-in</i> onshore)	08	75
Instalação de risers	08	78
Execução de <i>tie-ins</i> offshore com risers	08	86
Enterramento de dutos	02	72

Instalação de Dutos Flexíveis

Para a instalação de **dutos flexíveis** são usadas embarcações específicas, cada qual com seu leiaute de instalação, de acordo com os tipos de serviços prestados. As embarcações a serem usadas neste projeto serão definidas em função de sua disponibilidade no mercado à época da licitação correspondente. Assim que for definida a embarcação a ser utilizada, será enviada a CGPEG, a descrição completa e os certificados dessa unidade.

Para o lançamento dos **dutos flexíveis** indicados no **Quadro II.2.4-6** serão seguidos os seguintes procedimentos:

- Inspeção de Pré Lançamento: Realizado da mesma maneira que para os dutos rígidos;
- Lançamento de dutos flexíveis entre EPA e plataformas: No caso dos aquedutos que se interligarão à EPA (EPA/PDO0-4 e EPA/PGA-03), o início do lançamento é realizado com a utilização de um canteiro de obras, temporário, nas instalações do Pólo Atalaia, denominado “base-guincho”, na qual serão montados equipamentos com a capacidade de realizar o puxamento deste trecho inicial do duto.
- Lançamento de dutos flexíveis entre plataformas e entre plataformas e poços: No caso dos aquedutos que se interligarão entre plataformas e entre estas e poços, as seguintes etapas são previstas, através de embarcação específica:
 - Colocação das bobinas que contêm os dutos flexíveis na embarcação e instalação da primeira bobina no *skid roller* (equipamento de lançamento) previamente fixado no convés.

- Aproximação da embarcação que receberá a extremidade inicial do flexível e transferência da ponta deste para um conector previamente instalado na jaqueta ou convés da plataforma. Esta transferência será feita por um guincho posicionado na plataforma.
- Após a transferência, a embarcação iniciará o deslocamento em direção à plataforma que receberá o flexível, obedecendo a trajetória estabelecida pelo projeto. O deslocamento somente será interrompido para a troca da bobina do flexível. Cada bobina comporta até 1.200 m de duto. Após a troca da bobina no *skid roller*, será executada a conexão flangeada entre a extremidade da seção do flexível já lançado e a extremidade da nova seção que será lançada, dando continuidade ao lançamento.
- No final, será encaixada a extremidade do flexível no conector pré-instalado na jaqueta ou convés da plataforma. Essa transferência será feita da mesma forma que a da ponta inicial do flexível.
- No caso dos dutos flexíveis que serão lançados entre plataformas e poços, no final a extremidade do flexível será abandonada flangeada na locação do poço para posterior interligação.
- Rebaixamento de cotas: No caso dos aquedutos EPA/PDO-04 e EPA/PGA-03, visando a garantir a sua integridade ao longo da vida, está prevista a estabilização do duto na região de *shore approach* (área de aproximação da praia), numa distância de aproximadamente 1.000 m (a partir da linha de mar).
- Inspeção de Pós-Lançamento: Da mesma forma que para os dutos rígidos, após a conclusão da instalação de cada duto flexível será feita a inspeção (visual e com equipamentos específicos) de cada linha, contendo informações sobre sua localização, dimensões, características, dentre outras informações pertinentes.
- Pré-comissionamento: Da mesma forma que para os dutos rígidos, após a conclusão de interligação com *riser* de cada duto lançado e de inspeção de pós-lançamento de cada linha, será executado o alagamento, limpeza e

calibração. Como no caso dos dutos flexíveis as conexões são testadas a bordo das embarcações lançadoras, não será necessário realizar teste hidrostático com fluido, após o lançamento desses dutos.

A duração prevista para a atividade de instalação de dutos flexíveis, incluindo os aquedutos EPA/PDO-04 e EPA/PGA-03 é apresentada no **Quadro II.2.4-6**.

Quadro II.2.4-6 - Duração prevista para instalação de dutos flexíveis

Instalação de dutos flexíveis	Quantidade	Duração Total (dias)
Duto - Campo de Camorim	9	20
Duto - Campo de Dourado	6	50
Duto - Campo de Guaricema	5	40
Duto - EPA / PDO-4	01	10
Duto - EPA / PGA-3	01	10

Proteção de Dutos Contra Erosão

Estruturas rígidas apoiadas sobre leito arenoso submerso, como é o caso de dutos, normalmente apresentam o fenômeno denominado "*Scouring*". Trata-se de um fenômeno de erosão e fuga da areia ou argila na região de contato entre a estrutura rígida e o leito marinho arenoso ou argiloso, provocado pelas correntes ou agitação marinhas atuando naquela região.

Com a progressão dessa fuga de material, formam-se cavernas que terminam por comprometer a estabilidade da dita estrutura. Esse fenômeno ocorre em obras portuárias, enrocamentos, fundações e, sobretudo, em estruturas ou tubulações apoiadas em leitos submersos arenosos ou argilosos, em regiões sujeitas a correntes marinhas, efeitos de maré ou refluxo de ondas.

Para evitar esses danos nas mencionadas estruturas, é preciso que não haja fluxo veloz de água junto às arestas formadas pelo encontro da estrutura rígida e o leito marinho.

No levantamento batimétrico realizado nas diretrizes dos dutos da Bacia de Sergipe, não foi constatada a ocorrência de erosão que ocasionam os vãos livres. Entretanto, após o lançamento dos dutos, as estruturas erosivas podem ser desenvolvidas devido ao repouso sobre o leito marinho ao longo da vida útil.

O Programa de Integridade de Dutos da PETROBRAS prevê a inspeção periódica dos dutos e se tais ocorrências forem evidenciadas, serão tratadas com técnicas reconhecidas no mercado. Dentre elas, pode-se destacar a aplicação do colchão de concreto articulado.

O Colchão de Concreto Articulado é constituído por duas mantas de geotêxtil, mantidas paralelas entre si por fios espaçadores e entrelaçados automaticamente na trama das duas mantas durante a tecelagem, de forma a mantê-las fixas, a uma distância predeterminada uma da outra. Uma vez injetada argamassa de cimento e areia entre elas, configura-se uma laje de espessura constante, que é usada para revestimento de taludes e fundo de rios e canais, proteção contra erosão em obras “*off-shore*” e portuárias, entre outras.

Nessa tecnologia, a estrutura rígida é inicialmente colocada sobre o leito arenoso marinho. Naqueles pontos onde existam trechos sem apoio ou cavernas, em função das irregularidades do leito, sacos de tecido são posicionados e injetados com argamassa coloidal que, uma vez curada, deixará a estrutura totalmente apoiada (**Figura II.2.4-49**).

Essas articulações permitem que os módulos de Colchão, caso fiquem desapoitados por erosão da areia, se deformem, acompanhando a erosão até encontrar um ponto de equilíbrio (**Figura II.2.4-50**).



Figura II.2.4-49 - Perspectiva de colchão articulado apoiado na estrutura.



Figura II.2.4-50 - colchão articulado acompanhando o processo erosivo.

Desta forma, a erosão fica afastada das bordas da estrutura rígida que permanece totalmente apoiada.

O projeto detalhado de lançamento e enterramento dos dutos é apresentado no item **II.2.4.S** -, a seguir.

II.2.4.S - Projeto Detalhado de Lançamento e Enterramento de Dutos para Escoamento da Produção e Aqueduto para Injeção de Água

II.2.4.S.1 - Lançamento e Enterramento de Dutos Rígidos para Escoamento da Produção (PGA-3/EPA, SES-113/PGA-2, Dutos de Produção dos Campos de Dourado e Guaricema) e Duto para Injeção de Água (EPA/PCM-5)

1) Atividades de fabricação dos dutos

A fabricação e montagem de dutos rígidos envolverão as atividades que se seguem.

Preparação do sítio de trabalho no Pólo Atalaia

Para a fabricação das seções (*strings*) que irão compor os dutos rígidos, será utilizada a Rua Pilar, nas instalações industriais do Pólo Atalaia, com posterior manobra de reboque para o mar, atravessando a Rodovia José Sarney. Será mobilizada, dentro das instalações do Pólo Atalaia, uma unidade de fabricação composta por linha de montagem e berços de rolete ao longo da Rua Pilar, onde serão fabricadas seções de dutos de 450 m aproximadamente (poderão existir seções com comprimento menor). Essas seções (*strings*) serão fabricadas e estocadas por empilhamento em forma de prisma, de acordo com a Norma N-2719, da PETROBRAS. Será fabricado o número de *strings* necessários para compor toda a extensão dos dutos.

O trecho da praia somente será utilizado para a instalação das bóias e amarras nos dutos, quando requeridas.

Construção e montagem dos dutos

A construção e montagem destes dutos serão realizadas em um canteiro localizado nas instalações do Pólo Atalaia situado na Rua Pilar. A planta apresentada no **Anexo II.2-18** indica o canteiro no Pólo Atalaia e a área de trabalho na praia de Atalaia.

A construção do duto compreende o desfile, montagem dos tubos, soldagem, inspeção das soldas, revestimento das juntas soldadas e instalação do revestimento interno, quando aplicável.

Conforme verificado no **Anexo II.2-18**, existirá uma estação de soldagem (ver **Figura II.2.4-51**), antes da travessia da Rodovia José Sarney – portanto, ainda dentro do Pólo Atalaia - que interligará uma seção de 600 m à outra, a medida que forem rebocadas para o mar.



Figura II.2.4-51 - Vista da estação de soldagem similar à que será montada no Pólo Atalaia para soldagem dos strings de 600 m.

Os *strings* serão construídos sobre o sistema de roletes ao longo de toda a faixa e depois rebocados perpendicularmente à Praia de Atalaia, passando por uma galeria aberta por baixo da Rodovia José Sarney. O deslocamento dos dutos da praia de Atalaia até seu destino final será feita por uma Balsa de Reboque com o auxílio de rebocadores da frota da UO-SEAL.

Após a soldagem, inspeção e aprovação de todas as juntas, será necessário a realização de testes de passagem de *pig* calibrador e teste hidrostático. A passagem de *pig* tem a finalidade de garantir a integridade da seção transversal do duto e o teste hidrostático, aliviar tensões residuais e detectar qualquer problema de estanqueidade.

Os tubos serão desfilados em cima de *big-bags* e posteriormente terão suas juntas soldadas, revestidas e sofrerão inspeção por ensaios não destrutivos. Ver **Figura II.2.4-52**. Serão realizadas as soldas em até 4 (quatro) juntas para posterior movimentação pelo *side boom* (**Figura II.2.4-53**) até a acomodação nos roletes.



Figura II.2.4-52 - Exemplo de processo construtivo similar ao que será adotado para dutos rígidos nas instalações industriais no Pólo Atalaia.



Figura II.2.4-53 - Ilustração de máquina side boom, para movimentação de dutos.

Fonte: <http://www.bobshobbyshop.net/images/FFFgearpip.jpg>

Depois das juntas inspecionadas e aprovadas, os *strings* serão posicionados em cima de berços de roletes por um *side-boom* e, posteriormente, serão deslocados para a linha de montagem principal para realizar a solda final.

Tendo em vista que esta atividade será executada dentro do perímetro do Pólo Atalaia, as medidas ambientais preventivas que serão adotadas nessas instalações industriais seguirão as diretrizes em vigor na PETROBRAS, dentre as quais destacam-se:

- Gestão de resíduos;
- Plano de contenção de vazamentos e contingência;
- Educação ambiental dos trabalhadores.

O projeto do referido canteiro de obras temporário para construção e lançamento dos dutos é objeto de licenciamento ambiental pela ADEMA, no qual serão considerados todos os aspectos técnicos e medidas ambientais.

Pré-comissionamento, alagamento, limpeza e calibração do duto

Antes da manobra de lançamento ao mar, será executado o alagamento, limpeza e calibração, seguidas do teste de estanqueidade de todos os *strings*, em terra.

Teste de estanqueidade em terra

Após a soldagem, inspeção e aprovação de todas as juntas, e antes do início da operação de lançamento, será realizado a limpeza, passagem de *pig* calibrador e teste de estanqueidade dos *strings*. A passagem de *pig* tem a finalidade de garantir a integridade da seção transversal do *string* e o teste hidrostático, aliviar tensões residuais e detectar qualquer problema de estanqueidade.

O escopo dos serviços para realização do teste de estanqueidade do sistema é apresentado nos subitens abaixo:

- Enchimento do duto com água doce ou salgada;
- Pressurização da tubulação de forma gradual, com a utilização de uma bomba de deslocamento positivo, a partir de uma das extremidades, até que a pressão de teste, 1,5 vezes a Pressão de Projeto, seja alcançada;

- Desconexão da bomba de deslocamento positivo da linha, dando início ao tempo de espera de até 24 horas de teste, monitorando e registrando a temperatura, pressão e demais parâmetros necessários à análise e comprovação da eficácia do teste;

Uma vez concluído e aceito o teste, inicia-se a depressurização completa da tubulação de maneira moderada, e a remoção dos equipamentos auxiliares.

Especificamente para as operações realizadas no Pólo Atalaia, é previsto o uso de um ou mais tanques com capacidade suficiente para armazenamento da água proveniente das etapas de limpeza e teste de estanqueidade dos tramos soldados, a fim de proporcionar o tratamento da água para uso posterior e descarte final, conforme descrito no item **II.2.4.V - Descrição dos Procedimentos para a Realização de Testes de Estanqueidade**.

Após a realização deste primeiro teste hidrostático feito em terra, o duto será depressurizado e desalagado para seguir com a operação de deslocamento para a praia.

2) Atividades de lançamento dos dutos

A operação de reboque, será efetuada pelo método *off-bottom*, método que consiste no reboque da linha em condições de “meia água”, ou seja, não será rebocada flutuando pela superfície, nem completamente no leito marinho. Essa metodologia será adotada para minimizar os esforços e garantir o controle necessário da tração. Na opção de um reboque flutuante, as condições de correnteza e ventos na superfície são consideráveis enquanto que, se acomodado ao leito marinho (*bottom-pull*), o fator de atrito ao longo de todo o *string* e possíveis cruzamentos ao longo da rota podem comprometer a manobra, além de ser um procedimento com maior impacto sobre a biota do fundo do mar.

Não haverá canteiro na face da Praia de Atalaia. Destaca-se que numa faixa da Praia de Atalaia, de dimensões de 100 m por 100 m, ocorrerão apenas as atividades de:

- Passagem dos dutos – consiste no uso da faixa de praia para operação de reboque dos dutos previamente montados no Pólo de Atalaia. Ressalta-se que nesta fase serão usados para transporte dos flutuadores veículos de pequeno porte e haverá movimentação de trabalhadores (cerca de 15) na faixa da Praia de Atalaia para instalação de flutuadores de PVC/Têxtil nos dutos visando garantir sua flutuabilidade;
- Enterramento dos dutos – consiste no uso da faixa da praia onde serão enterrados os dutos em cotas previamente definidas no projeto. Nesta fase haverá movimentação de máquinas pesadas (escavadeira) e deverão participar cerca de 25 trabalhadores para essa finalidade.

Área de trabalho, delimitada por tapumes dentro da faixa da Praia de Atalaia, sem instalações de contêineres e banheiros químicos é previsto na área da praia.

Conforme apresentado anteriormente, todas as atividades que precedem o lançamento dos dutos serão realizadas no Pólo de Atalaia. Ratifica-se que não haverá a instalação de canteiro na Praia de Atalaia e que a atividade de lançamento dos dutos não interferirá na integridade da cobertura vegetal desta praia. Dessa forma entende-se não ser necessário projeto específico de recuperação do perfil e cobertura vegetal na praia de Atalaia.

No entanto, é previsto a elaboração, previamente à mobilização do canteiro, de relatório incluindo registro fotográfico da área específica de instalação do canteiro na praia de Atalaia e das características iniciais da área a ser trabalhada, bem como o acompanhamento durante e imediatamente após a atividade, de modo a ratificar a não necessidade de recuperação do perfil e cobertura vegetal.

2.1) Isolamento da área operacional e sinalização marítima

- Isolamento físico de toda a faixa da área operacional mantendo livre acesso pela praia, através do uso de passarelas a serem instaladas pela PETROBRAS; na área operacional que envolve a praia é prevista somente a realização de atividades de inflamento e instalação de bóias, flutuadores e amarras para apoio ao reboque dos dutos (ver **Figura II.2.4-57** e **Figura II.2.4-60**).

- Sinalização de segurança nas vias de acesso à área;
- Notificação aos órgãos competentes da necessidade de isolamento da área operacional do Pólo Atalaia até a interface com a praia e o mar para as atividades de transferência do cabo para a balsa e, posteriormente para a atividade de reboque e colocação das bóias e amarras no duto;
- Sinalização da área marítima.

Todas as atividades de lançamento dos dutos serão informadas com antecedência à Marinha através da comunicação das coordenadas da diretriz dos mesmos e da rota de navegação das embarcações que os estarão rebocando. Com os dados transmitidos, a Marinha emitirá o Aviso aos Navegantes. Além disso, embarcações de patrulhamento serão usadas para controle de acesso à área de trabalho e orientação às embarcações que eventualmente não tenham recebido o Aviso aos Navegantes.

Antes da operação de reboque, será realizada uma reunião com todas as empresas e embarcações envolvidas na faina de instalação dos dutos, com abordagem de assuntos sobre a segurança da operação a ser executada, e o escopo do trabalho a ser realizado pelas contratadas da PETROBRAS.

O Serviço de Geodésia da PETROBRAS, juntamente com a equipe de mergulho, realizará o serviço de instalação de bóias de marcação da diretriz de instalação dos dutos.

A equipe de marinharia contratada da PETROBRAS confeccionará e instalará as bóias charuto que balizarão a rota, antes do fundeio das embarcações na área.

Com relação aos impactos sobre a navegação e a atividade pesqueira, a **Figura II.2.4-54**, a seguir, mostra a configuração de reboque para o duto de 16" concretado.

Com base nos dados batimétricos apresentados para a região, em condições normais, essa configuração será atingida a uma distância de 500 m da praia aproximadamente. A sinalização para esse comprimento de *string*, durante o reboque, se dará por meio de bóias de sinalização com alcance de 6 milhas náuticas, devidamente posicionadas ao longo de sua locação.

No caso de dutos com comprimentos maiores, após um reboque perpendicular de 4.000 m, o duto será deslocado para sua locação definitiva, sendo nessa fase acompanhados por 1 (um) rebocador de vante e 1 (um) rebocador de ré. O reboque se dará desta forma com todas as demais seções de 4.000 m até a conclusão do comprimento da linha de acordo com a especificação do projeto.

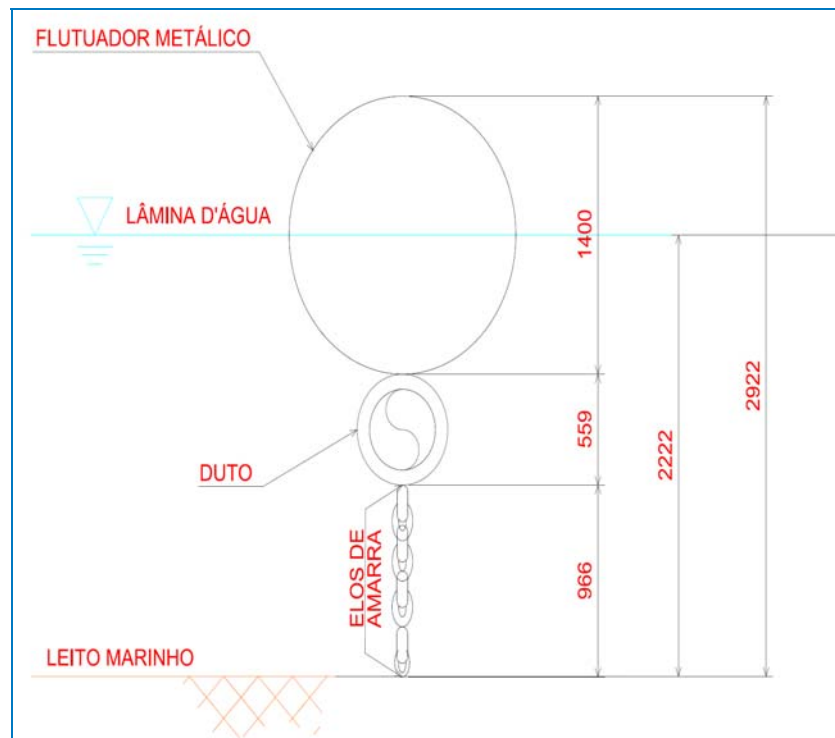


Figura II.2.4-54 - Configuração esquemática (corte transversal em perfil) de reboque para o duto de 16" concretado.

Durante todo o trajeto entre a praia e a plataforma, serão mantidas embarcações de escolta com constante vigilância por radar e comunicação por rádio com o objetivo de prevenir acidentes com embarcações que transitam na área (**Figura II.2.4-55**, **Figura II.2.4-56** e **Figura II.2.4-57**).

Além desta medida, a PETROBRAS, através de suas embarcações, fiscalizará e alertará qualquer embarcação que porventura se aproximar da área de reboque do duto entre a praia e a locação final.

Durante essas atividades, a equipe de mergulho a bordo das embarcações apoiará os serviços de reboque do duto, posicionando-se em embarcações do

tipo *zodiac*, que têm como objetivo patrulhar a área de atividade de reboque, afastando qualquer embarcação que tenha, porventura, desobedecido ao aviso emitido pela Marinha.



Figura II.2.4-55 - Exemplo de reboque de duto feito por um rebocador.

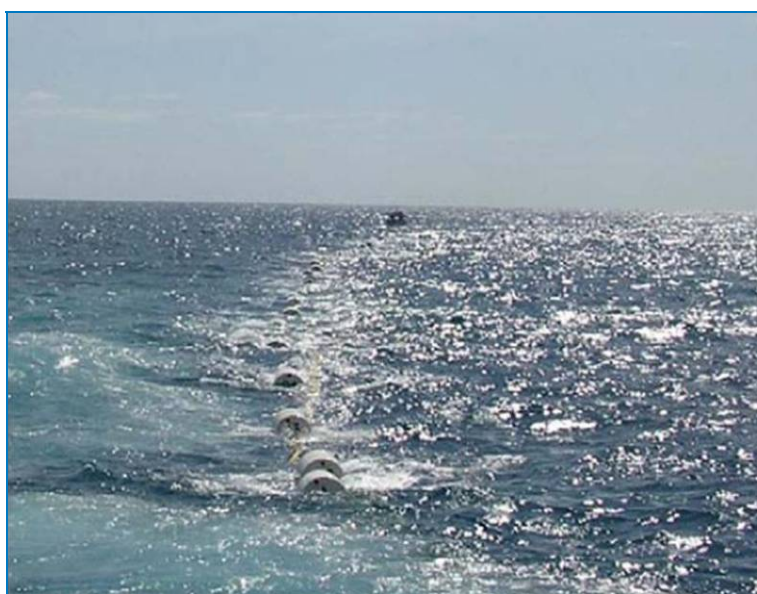


Figura II.2.4-56 - Detalhe de transporte de duto a "meia-gua", com flutuadores metálicos.



Figura II.2.4-57 - Detalhe dos flutuadores metálicos.

Nesta etapa, a equipe de mergulho é dividida em duas: uma parte da equipe auxilia no recolhimento do cabo de polipropileno para o rebocador e a outra equipe acompanha o reboque dos dutos e realiza o alagamento das bóias para afundamento do mesmo, após o seu posicionamento sobre a diretriz indicada.

Após o assentamento, será efetuada a inspeção do duto na posição definitiva.

A seguir, serão liberados os flutuadores dos dutos, recolhidos na superfície pelas embarcações envolvidas na faina.

Toda a operação é supervisionada pelas demais embarcações de escolta e com a anuência da Marinha.

A PETROBRAS também promove, através do seu setor de comunicações, palestras e avisos com as comunidades pesqueiras da região. Nas palestras, são explicadas as operações que serão executadas, a natureza do serviço e o risco envolvido caso alguma embarcação adentre a área de operação.

2.2) Manobra e reboque dos dutos

Após a construção e inspeção de cada duto, bem como sua aprovação pela Fiscalização da PETROBRAS, o mesmo será deslocado, com auxílio de uma

Balsa de Reboque e com o apoio de um rebocador e bóias de flutuação, desde a faixa de praia até a locação de instalação. Nesta fase todas as cargas aplicadas ao duto, de vante e de ré, serão totalmente controladas de acordo com os esforços previamente calculados.

Uma embarcação tipo Balsa dotada de sistema de ancoragem (ver **Figura II.2.4-58**) será posicionada a uma distância de 2.000 m da praia, equipada com um equipamento (ver **Figura II.2.4-59**) adequado para o reboque do primeiro *string*.

Será disponibilizado o guincho linear CPM 600 (270 toneladas de capacidade de tração) de propriedade da PETROBRAS, ou guincho similar, para o reboque do duto a partir da Balsa.

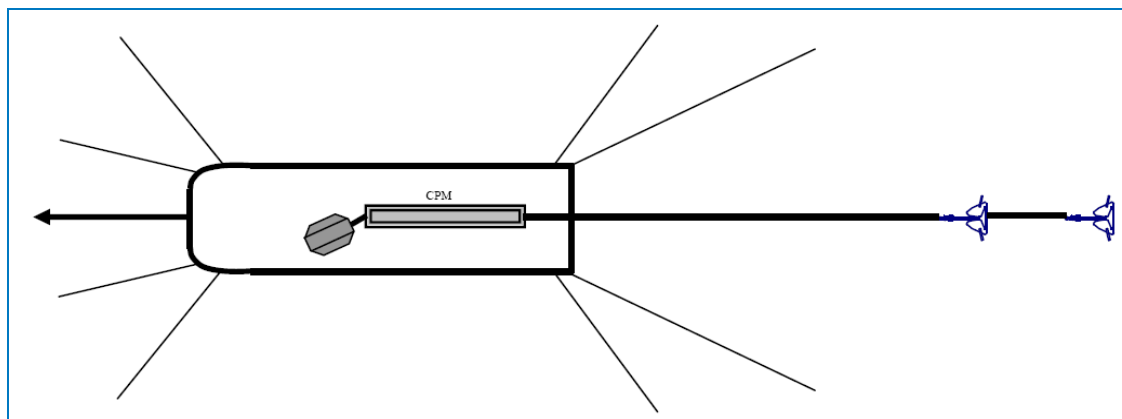


Figura II.2.4-58 - Croqui do arranjo da balsa com o equipamento de reboque do duto.



Figura II.2.4-59 - Equipamento de reboque do duto (CPM 600).

Conforme o andamento do reboque, cada duto passará por um tubo camisa por baixo da Rodovia José Sarney, e na praia haverá uma área de trabalho onde serão fixadas as bóias e elos de amarra, espaçados em conformidade com o projeto, para que o duto se comporte na configuração *off-bottom*.

Está prevista a utilização de um cabo de aço para o reboque de cada duto, com comprimento aproximado de 2 km + 1 km (reserva no tambor), cabo de polipropileno e de bóias de empuxo a serem acopladas tanto ao cabo de aço quanto ao duto.

O cabo de reboque de polipropileno é então levado até a balsa através de um bote inflável do tipo *zodiac*, onde é conectado ao sistema de reboque a bordo da balsa que, por sua vez, puxa o cabo de aço desfilado na praia. Para esta manobra, bóias de alívio são presas ao cabo de aço objetivando que o mesmo não seja arrastado no leito marinho.

Depois de rebocado o primeiro *string*, o segundo, previamente fabricado em terra, será posicionado sobre os berços de rolete, e soldado ao primeiro. A embarcação puxa essa nova configuração. O terceiro *string* é posicionado e soldado à coluna enquanto a balsa, posicionada a 2 km da praia, faz um novo puxamento. Essa sequência será repetida em toda a extensão do duto. Quando existirem tramos (segmentos) de 4 km para serem rebocados (dutos EPA/PCM-5 e PGA-3/EPA), a balsa se desloca para uma nova posição de reboque, a 4 km da costa. Quando completada a manobra de reboque de 4 km de duto, o conjunto será entregue pela balsa a um rebocador para que esse se dirija a locação para abandono do duto (o duto será deslocado com mais um rebocar a ré), e a balsa se reposicione para a posição de 2 km e dê início a uma nova manobra de reboque.

O reposicionamento da balsa se dará por meio de movimentação de âncoras com uso de um rebocador para manuseá-las.

Durante a manobra de reboque, serão instalados flutuadores na região de praia, a intervalos previamente determinado por projeto. Para os segmentos de duto com comprimento de 4 km, serão usados flutuadores metálicos, conforme

apresentado na **Figura II.2.4-57**, e será usado o método *off-bottom* (**Figura II.2.4-54**). Para os segmentos de duto com comprimentos inferiores a 4 km, o arraste será feito em superfície e serão usados flutuadores de têxtil com PVC, que permitirão a flutuabilidade do duto durante o deslocamento até a área de abandono (**Figura II.2.4-60**). Os tramos serão rebocados por uma embarcação tipo DP I que mantém posição e garante com segurança o reboque do duto. Será usado um rebocador a vante e outra a ré.



Figura II.2.4-60 - Detalhe dos flutuadores para lançamento de dutos em superfície.

Os flutuadores serão inspecionados anteriormente para análise da integridade física dos mesmos (estanqueidade, alça, válvula de alívio, etc.) e possuirão sinalização contrastante com a água do mar.

Durante a atividade de reboque do duto ao mar, as embarcações existentes na região serão avisadas pela Marinha. A área de praia, onde serão instalados os flutuadores e as amarras será interditada em aproximadamente 100 metros com cercas e haverá seguranças por 24 horas na praia.

Somente será realizado o lançamento se as condições meteorológicas e de maré estiverem adequadas.

Os trechos de duto rígido serão rebocados por até aproximadamente 16 km (no Campo de Guaricema) e 10,3 km (no Campo de Camorim) e durante todo o percurso serão acompanhados por embarcações para a garantia da integridade do sistema e posterior recuperação dos flutuadores. Está previsto que o reboque

de cada trecho de duto seja realizado em 2 (dois) dias. Durante o reboque será providenciado o “Aviso aos Navegantes” junto a Capitania dos Portos de Sergipe, de acordo com a NORMAM. Também serão divulgados para as comunidades, nos meios de comunicação de rádio da região, os detalhes sobre a rota, dia e horário da operação de transporte dos dutos.

Estando na locação final do projeto, cada duto será assentado, aliviando as bóias por uma válvula acoplada e, com isso, o próprio peso do duto, permitindo que se assente no leito marinho. Este assentamento será acompanhado por mergulhadores que posicionarão os dutos escolhendo as melhores locações, desviando de obstáculos, caso existam, evitando que lhe causem danos. Após cada duto ser totalmente assentado no leito marinho, as bóias serão retiradas com auxílio dos mergulhadores e recuperadas por barco de apoio.

Os tubos utilizados neste projeto têm a espessura especificada para a garantia da sua estabilidade no leito marinho. Além disso, a espessura também aumenta a vida útil do tubo, bem como oferece uma maior proteção contra danos.

2.3) Instalação dos dutos

Após deflexão realizada com auxílio de rebocador da UO-SEAL até a locação prevista em diretriz, cada duto é mantido nessa posição e serão executadas as seguintes etapas:

- Fixação de uma extremidade do duto à distância pré-determinada do *riser*;
- Retirada seqüencial das bóias, de acordo com os cálculos de instalação;
- Assentamento do duto gradativamente no solo marinho;
- Recuperação das bóias fixas ao duto com o auxílio de mergulhadores.

A seguir, para garantir a estabilidade dos dutos, caso seja necessário, serão instalados colchões de concreto em pontos onde os vãos livres ofereçam riscos à sua integridade. Através da equipe de mergulho, será realizada a execução do serviço de lastreamento e proteção mecânica de cada duto.

Para a execução do lastreamento e proteção mecânica de cada duto, a equipe de mergulho deverá fazê-lo com a utilização de fôrmas sintéticas, preenchidas com Argamassa Coloidal (argamassa especial de água, cimento e areia que, pelo processo de mistura em moinhos de alta rotação, adquire a propriedade coloidal, podendo, portanto, ser injetada dentro d'água sem alterar o fator água/cimento), com dimensões definidas na análise de estabilidade para que, uma vez curada a argamassa, a laje assim formada, denominada Colchão de Concreto, assegure peso suficiente para a estabilização do duto após o seu lançamento, conforme estabelecido no projeto. Após a conclusão da injeção, a forma preenchida com argamassa torna-se uma peça de concreto (laje), totalmente moldada ao leito marinho, conforme **Figura II.2.4-61** e **Figura II.2.4-62**.

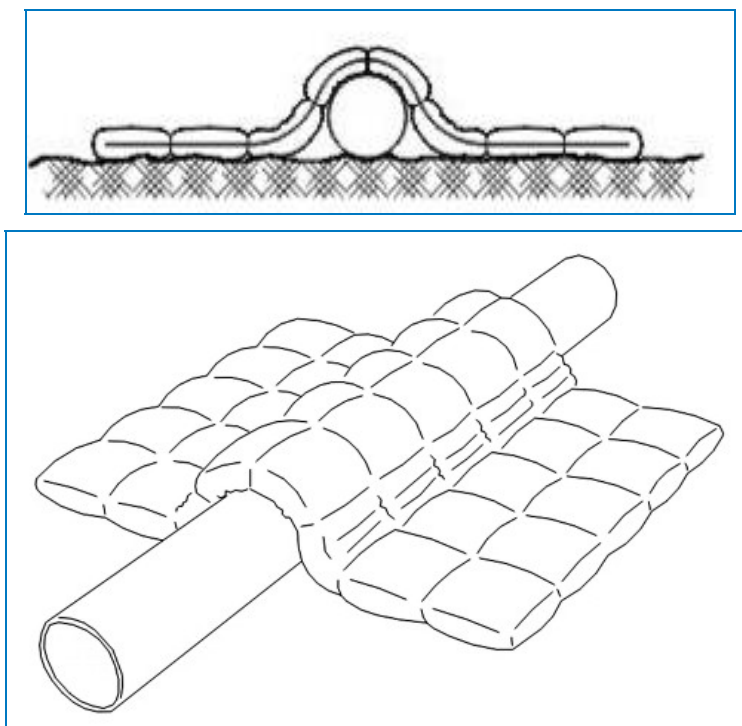


Figura II.2.4-61 - Desenho esquemático da proteção com colchão de concreto.



Figura II.2.4-62 - Exemplos de forma de concreto instaladas em dutos rígidos.

Após o término do serviço de estabilização e proteção mecânica de cada duto, será realizada, através da equipe de mergulho, uma inspeção visual para assegurar que o duto está devidamente protegido, obedecendo aos requisitos da análise de estabilidade do projeto.

2.4) Enterramento de dutos e rebaixamento de cotas

Visando garantir a integridade de cada duto ao longo da sua vida útil e para a proteção ao meio ambiente e segurança dos demais usuários do espaço marítimo (pescadores, barqueiros, etc.), está prevista a realização de enterramento dos dutos e rebaixamento de cotas na região de aproximação da praia (*shore approach*).

O enterramento dos dutos prevê uma profundidade suficientemente segura para minimizar as possibilidades de risco relacionados com outras atividades ou com as condições ambientais locais.

O rebaixamento de cotas se dará a partir da praia ao longo de sua extensão até atingir a profundidade de 2 metros de lâmina d'água atingindo um comprimento de 1000 m, com uma cota de 1,2 m de sua geratriz superior para o leito marinho.

Os dutos existentes foram enterrados, no momento do seu lançamento, em cotas inferiores a 1,0 m. As cotas apresentados na **Figura II.2.4.77** aparentam ser resultado de um processo de acreção, possivelmente, decorrente de intervenções de

obras costeiras ou aumento do aporte de sedimentos do Rio Sergipe, nas últimas décadas, não relacionadas a atividades de exploração e produção de petróleo.

De acordo com BITTENCOURT *et al.* (2006)¹¹, a maior parte do litoral de Sergipe, incluindo o arco praial entre o Rio Sergipe e Rio Vaza Barris onde se localiza a Praia de Atalaia, encontra-se em equilíbrio dinâmico (**Figura II.2.4-63**). A linha de costa não sofre grandes variações com exceção de variações sazonais de erosão e reconstrução da praia, frequentemente encontradas em sistemas litorâneos. O trecho da margem direita do Rio Sergipe foi classificado por Bittencourt *et al.* (2006)¹ como sendo de variabilidade elevada. Este trecho já apresentou progradação por longo período (**Figura II.2.4-64**) e mais recentemente erosão (**Figura II.2.4-65**). Estas mudanças são, muito provavelmente, resultado do efeito conjunto de obras de intervenção costeira localizadas nesta desembocadura e da dinâmica sedimentar da foz do Rio Sergipe (ex: migração do talvegue para o sul).

¹¹ Bittencourt A.C.S.P., Oliveira M.B., Dominguez J.M.L. Sergipe. In: Muehe D. (org.). Erosão e progradação no litoral brasileiro. MMA, Brasília, 2006.

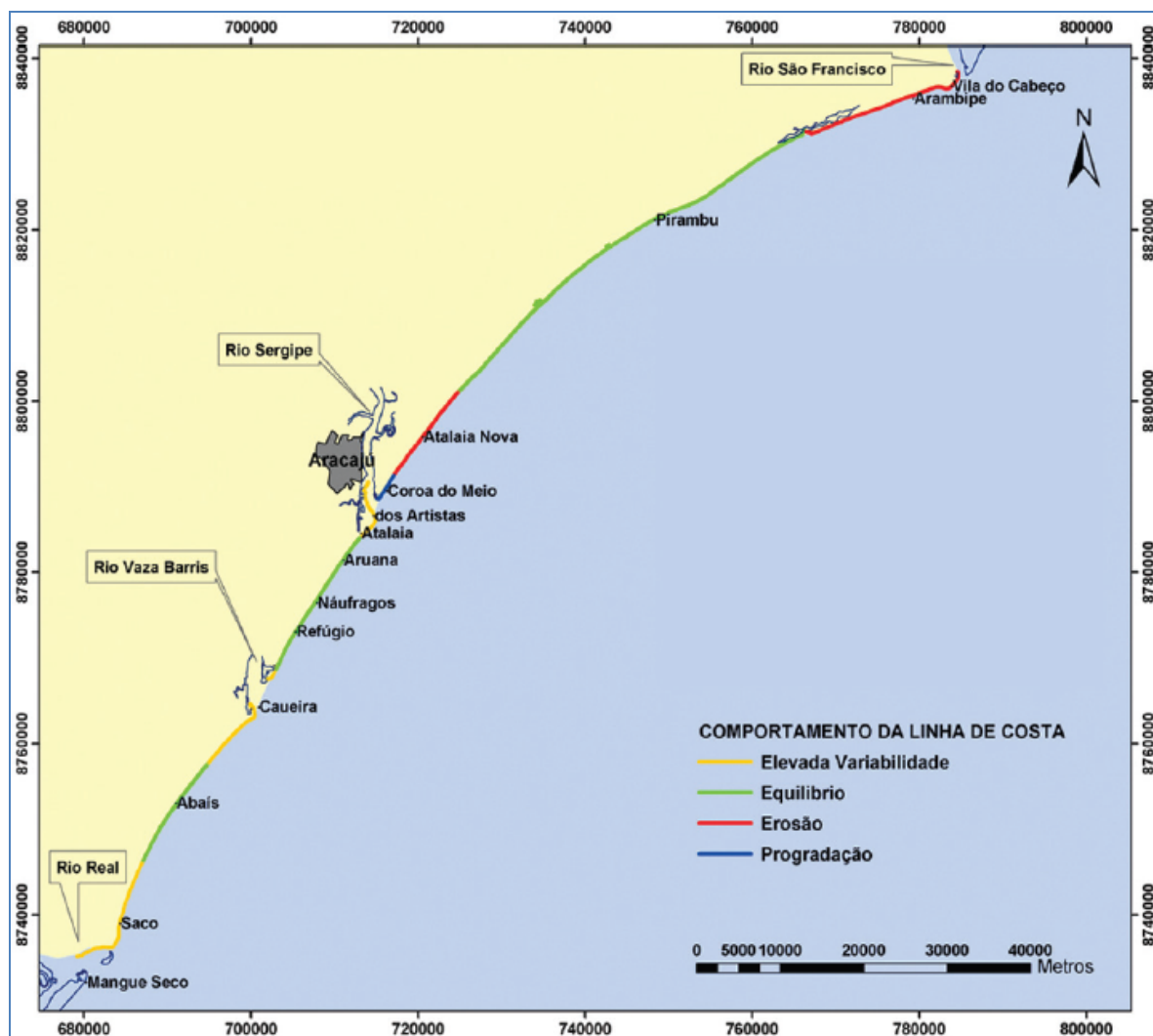


Figura II.2.4-63 - Classificação da linha de costa no estado de Sergipe segundo.

Fonte: Bittencourt A.C.S.P., Oliveira M.B., Dominguez J.M.L. Sergipe. In: Muehe D. (org.). Erosão e progradação no litoral brasileiro. MMA, Brasília, 2006.

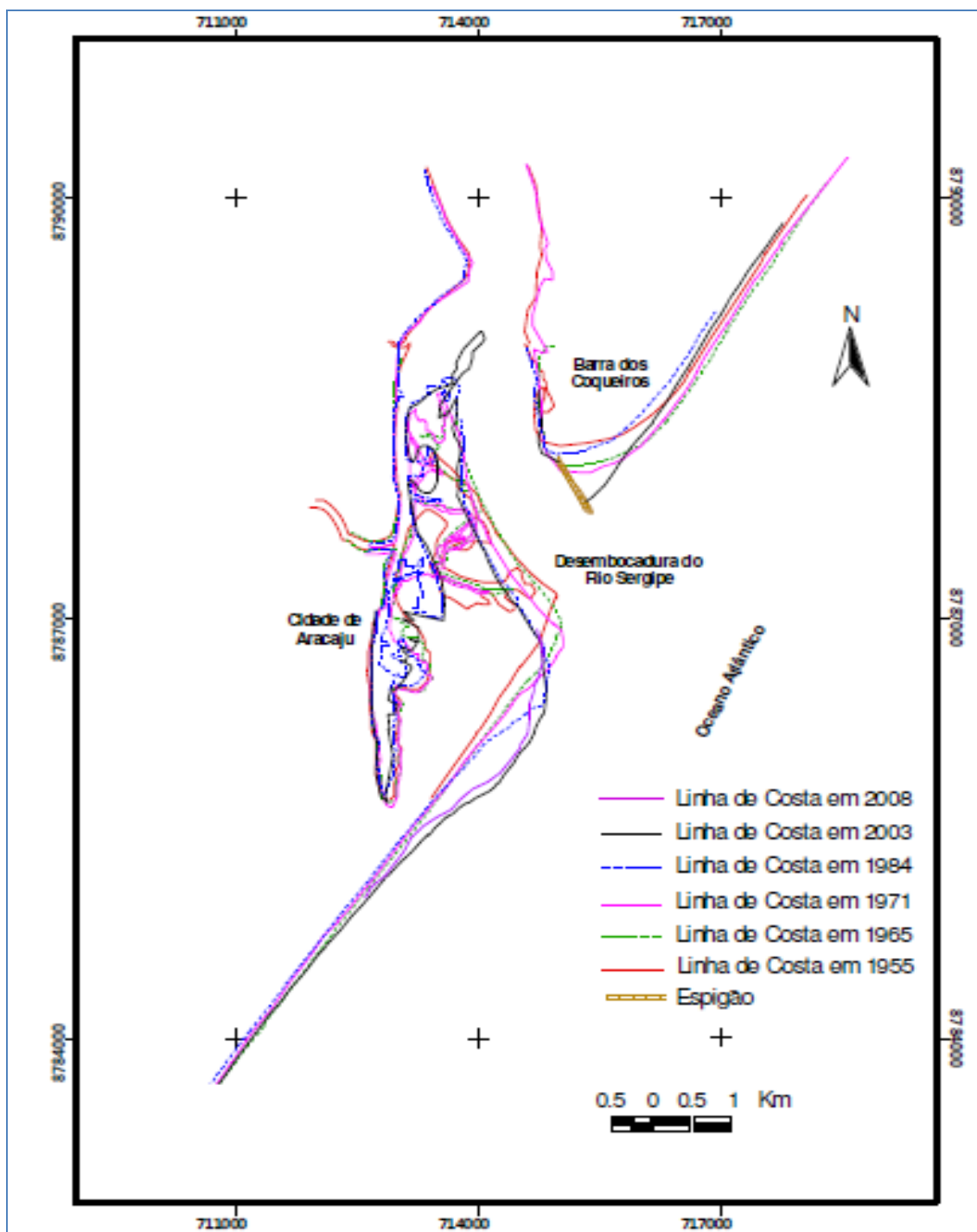


Figura II.2.4-64 - Variação da linha de costa entre 1955 e 2003 na desembocadura Rio Sergipe.

Fonte: Rodrigues, T. K., 2008, Análise das mudanças da linha de costa das principais desembocaduras do Estado de Sergipe, com ênfase no Rio Sergipe. Tese M.Sc., UFBA, 79 pp.

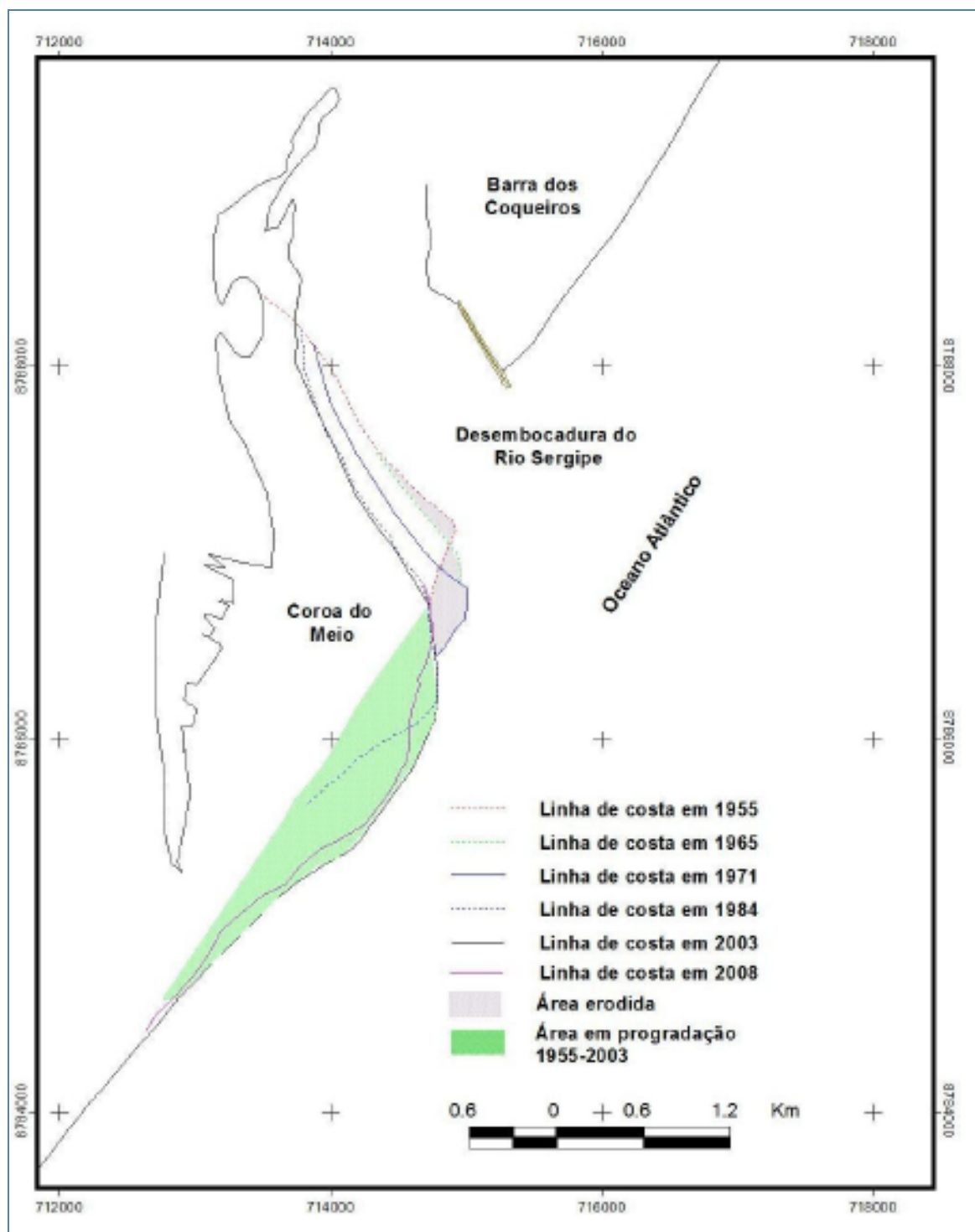


Figura II.2.4-65 - Área associada ao deslocamento para SW da desembocadura do Rio Sergipe.

Fonte: Rodrigues, T. K., 2008, Análise das mudanças da linha de costa das principais desembocaduras do Estado de Sergipe, com ênfase no Rio Sergipe. Tese M.Sc., UFBA, 79 pp.

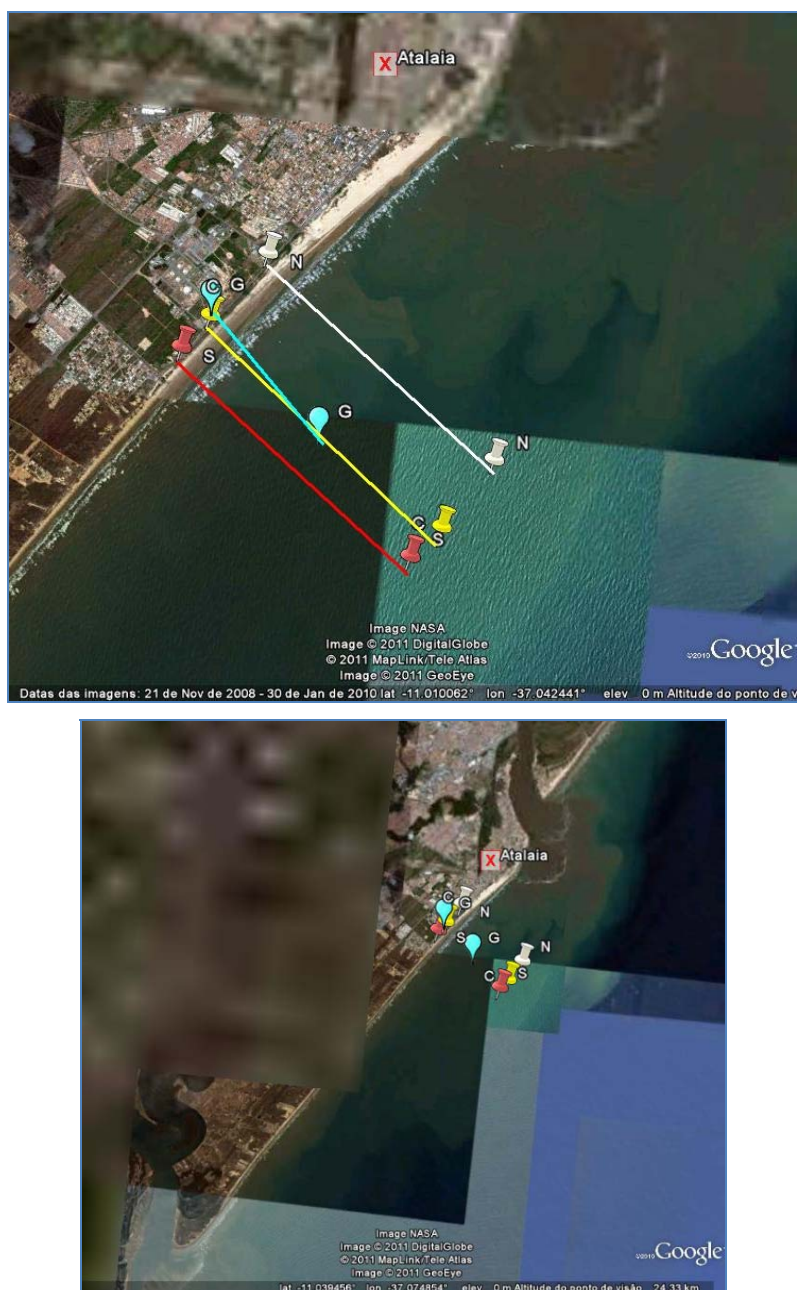


Figura II.2.4-66 - Local de chegada do duto de Guaricema (G) e alinhamento (N, C e S) dos perfis de praia realizados de Dez/2004 a Nov/2005.

(a) Detalhe próximo aos alinhamentos de levantamento de perfil. (b) Localização no arco praiar entre as desembocaduras dos Rios Sergipe e Vaza Barris.

A área de chegada dos dutos na praia de Atalaia apresenta-se mais ao sul deste trecho sujeito a erosão (**Figura II.2.4-66**), já que o alinhamento Norte dos perfis de praia levantados de Dez/2004 a Nov/2005 chega apenas até a coordenada UTM N=8.783.137,41 m (Datum SAD 69).

Estudo realizado pelo Instituto Dinamarquês de Hidráulica (DHI) utilizou como dados de entrada os levantamentos mensais de perfis ao longo de 3 alinhamentos na Praia de Atalaia, nas proximidades dos dutos existentes, no período de **12/2004 a 11/2005 (Figura II.2.4-67)**, juntamente com a reconstituição do clima de ondas local no período 1997-2005. Com essas informações, foi simulada a movimentação de sedimento, ao longo do perfil central, a partir de condições usuais, sazonais e extremas de níveis d'água e ondas (**Figura II.2.4-68**). O estudo indicou a variação máxima do fundo marinho ao longo do perfil considerado.

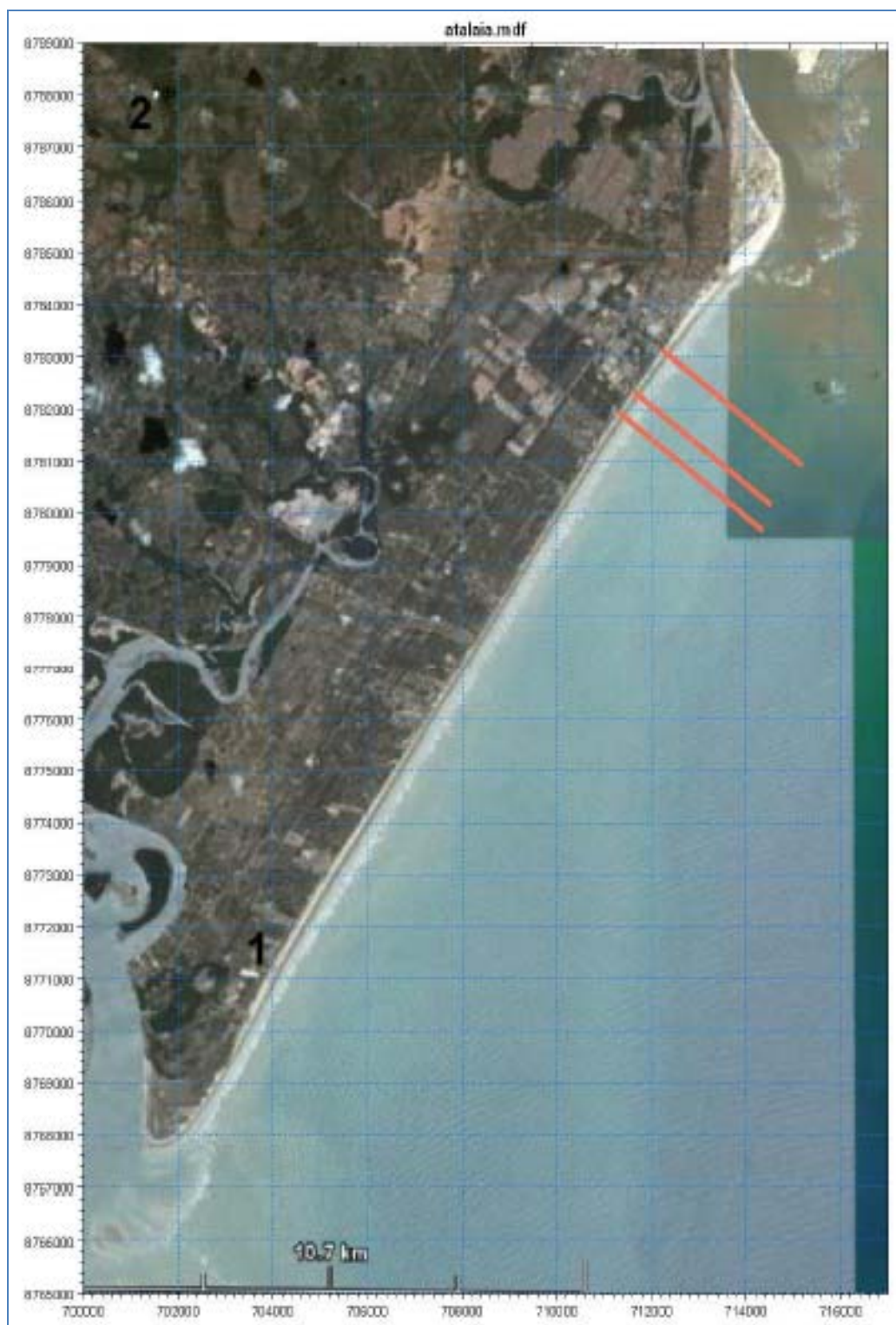


Figura II.2.4-67 - Levantamentos mensais de perfis ao longo de 3 alinhamentos na praia de Atalaia.

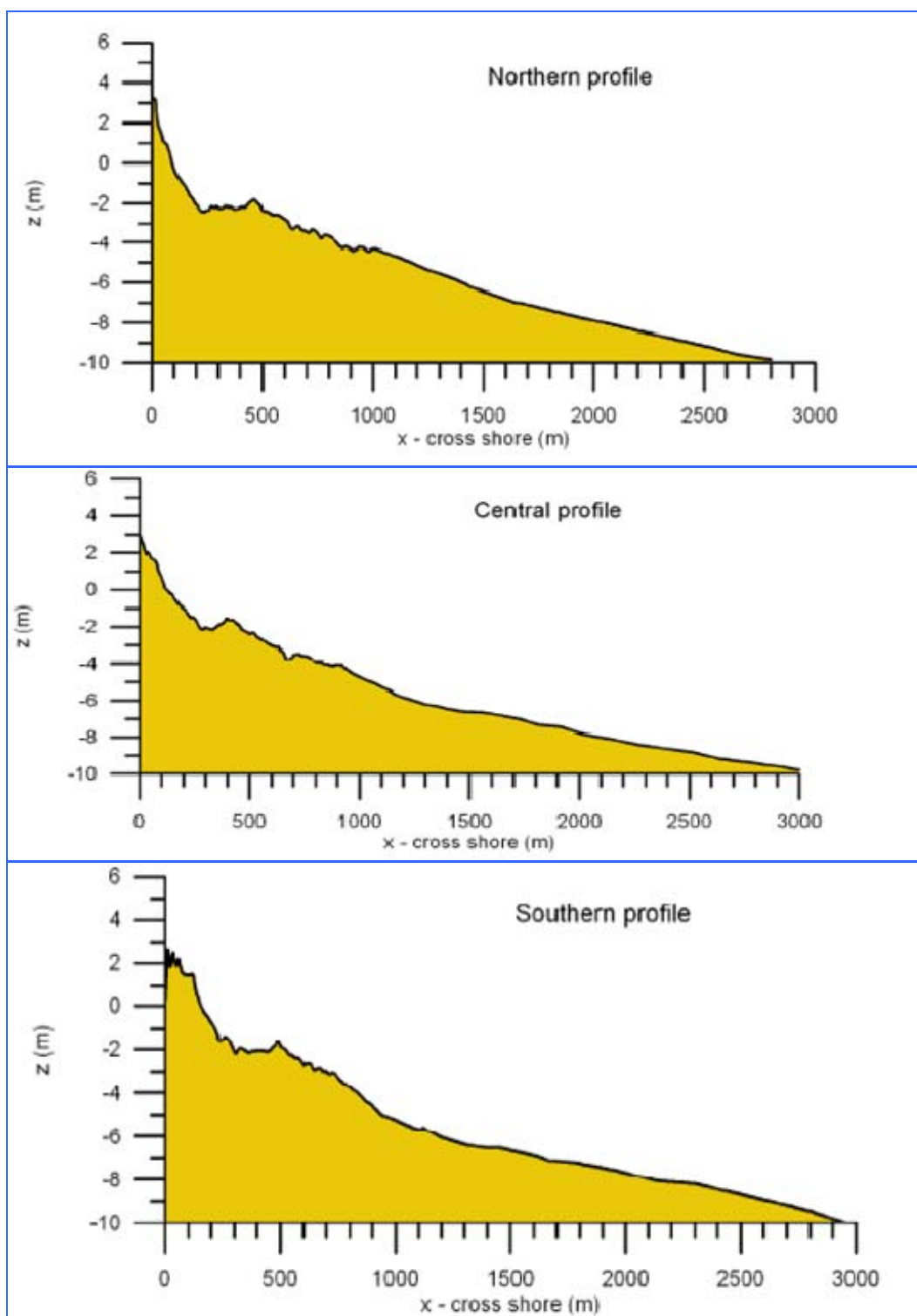


Figura II.2.4-68 - Simulação da movimentação de sedimento, ao longo do perfil central.

Neste caso de enterramento dos dutos, a acreção é favorável ao processo de enterramento tendo em vista que haverá aumento da cobertura sedimentar dos dutos. Considerando que esta taxa de acreção é pequena, não ocorrerá interferência no serviço de instalação até o momento que ele ocorra.

A definição neste projeto quanto à cota de enterramento foi realizada a partir da diferença máxima de perfil de erosão de praia (conforme **Figura II.2.4-69**) obtida do estudo de simulação da evolução do perfil de praia realizado pelo DHI. Observa-se para a definição das cotas de enterramento dos dutos deste projeto a partir da posição média de linha de maré parte da cota aproximada de 1,2 m.

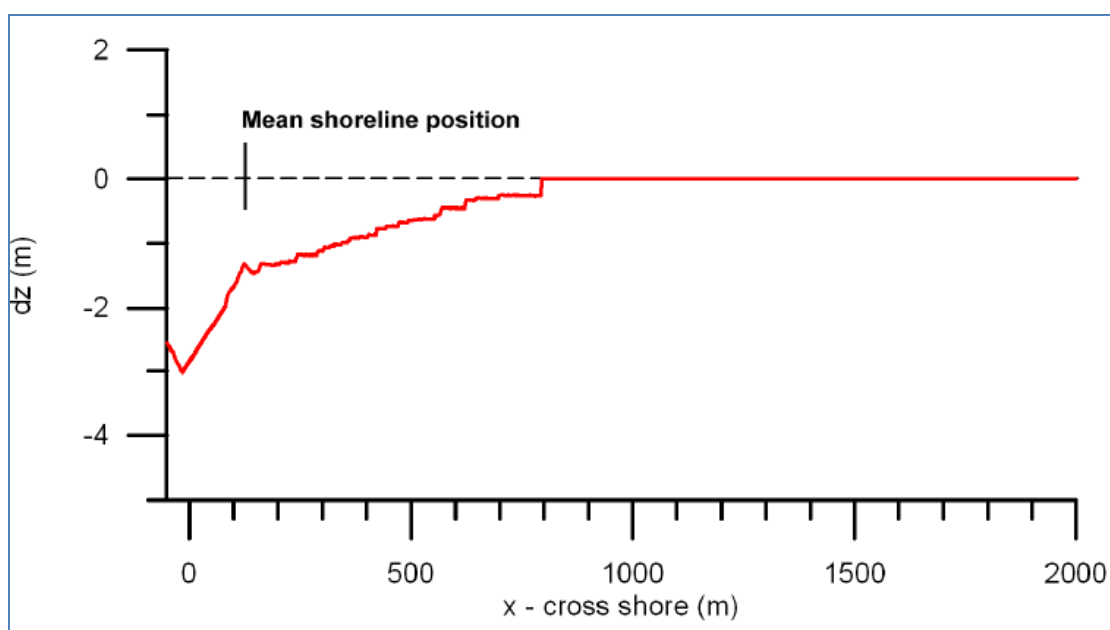


Figura II.2.4-69 - Diferença máxima de perfil de erosão de praia.

Fonte: DHI

Assim, o enterramento do duto iniciará com uma cota de 1,2 m junto à linha de costa e em extensão mínima de 800 m com cotas que variam de 1,4 m até 0 m da geratriz superior do duto até o leito marinho.

Desta forma, reafirma-se que a cota de enterramento que será utilizada oferece efetiva proteção ambiental frente às variações morfológicas sazonais do perfil de praia (verão e inverno) e em eventos de tempestades.

Não é esperada interferência dos novos dutos com a atividade pesqueira, dado que não há registros de ocorrências em relação aos dutos existentes.

Na região de praia, durante a maré baixa, o rebaixamento de cota ao longo do duto será realizado na forma mecânica com uso de máquinas até o alcance que possam operar.

Durante a manobra de reboque pela praia, o duto passará por uma vala previamente feita de modo que se caracterize um *pré-trenching* (ver **Figura II.2.4-70**).



Figura II.2.4-70 - Confecção de vala para rebaixamento de cota na zona de praia.

A partir do ponto alcançado pelo método de rebaixamento mecânico, a metodologia a ser empregada consistirá em hidrojateamento marginal ao duto de forma que seu próprio peso, ajudado pelo fato de o duto estar alagado, rebaixe sua cota em acordo com o especificado em projeto ou fresa.

- Hidrojateamento marginal - Este processo é realizado com o auxílio de retroescavadeiras que cavam valas com cota definida pelo projeto para auxiliar o reboque dos dutos e posterior cobrimento na praia. As valas são abertas e a cota é atingida de acordo com a medição realizada por um teodolito durante a atividade de topografia (ver **Figura II.2.4-70**)



Figura II.2.4-71 - Metodologia de rebaixamento de cota em área de shore approach.

- Método de rebaixamento por fresa – As fresas cortam o leito marinho, nas laterais e sob o duto. O material resultante dos cortes é aspirado por bombas de sucção e lançado lateralmente à vala. Desta forma, o duto vai sendo rebaixado a cada passe, até atingir a cota de projeto representada anteriormente (**Figura II.2.4-71**).

A máquina **Figura II.2.4-72** é acoplada ao duto a ser rebaixado por meio de braçadeiras hidráulicas que fazem também o deslocamento da mesma sobre o duto. As fresas são selecionadas de acordo com o material do leito marinho, e cortam desde lama até rochas de menor dureza. São equipadas com sensores dedicados que controlam e dão total garantia da profundidade de escavação.



Figura II.2.4-72 - máquina de rebaixamento de dutos

Fonte: Petrobras

Para o processo de enterramento na área do mar, será adotado o uso de *Trenching Machine*, que é uma máquina acoplada no tubo e rebocada por embarcação de apoio para que ao longo do percurso ele desagregue o leito marinho na parte inferior do duto. .

Para a realização das atividades de lançamento de dutos em áreas de praias, a PETROBRAS providenciará as autorizações da prefeitura municipal de Aracaju, da Secretaria de Patrimônio da União – SPU e demais órgão competentes, para uso da faixa da praia e instalação da galeria que será feita sob a Avenida José Sarney, serão obtidas e as enviará ao IBAMA com a antecedência necessária, antes do início efetivo das atividades.

2.5) Interligação de dutos com riser

Para fazer a interligação entre cada duto e o *riser*, será fabricado e instalado um *spool* (carretel) de ligação.

A medição para a fabricação deste *spool* será feita através da utilização de um dispositivo específico (JIG) para esse tipo de atividade que é instalado entre cada duto e o *riser*. Com base na medição feita pelo dispositivo será confeccionado em terra o *spool* de fechamento e instalado posteriormente.

Todas as conexões que envolvem cada duto serão feitas através de flanges com juntas normalizadas, para fixação desses, sendo utilizados parafusos estoijos igualmente normalizados, com a aplicação de torques operados por torqueadeiras hidráulicas calibradas. O valor do torque será, também, de acordo com o especificado em norma (API Sic 6A) para cada junta.

2.6) Teste hidrostático no mar

Após o lançamento, posicionamento e a interligação dos dutos submarinos, será efetuado o teste hidrostático final para verificação das condições de resistência e estanqueidade, antes do início da operação.

As linhas serão pressurizadas conforme a especificação de projeto (1,5 vezes a Pressão de Projeto) durante o período de 24 horas, que é o tempo necessário

para validação da estanqueidade dos dutos. Para análise e comprovação da efetividade do teste, serão monitorados e registrados graficamente parâmetros como pressão, temperatura e vazão.

Ao final desse procedimento, o fluido do teste será encaminhado para o Pólo Atalaia pelos dutos de escoamento, de onde será enviado para tratamento e destinação final, conforme descrito no item **II.2.4.V -**.

II.2.4.S.2 - Lançamento e Enterramento de Aquedutos Flexíveis para Injeção de Água (EPA/PD0-4 e EPA/PGA-3)

No Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, a instalação dos aquedutos que interligarão a EPA com as plataformas PDO-4 e PGA-3, respectivamente nos campos de Dourado e Guaricema, envolve três etapas distintas:

- 1ª etapa: No trecho de *shore approach*, será utilizada a técnica de arraste a partir de uma base-guincho instalada no terreno do Pólo Atalaia, em área de propriedade da PETROBRAS. Entre a área de *shore approach* e as instalações da EPA, no Pólo Atalaia, o duto passará por um tubo camisa instalado por baixo da Rodovia José Sarney.
- 2ª etapa: No trecho a partir do *shore approach* ($LDA > 5 \text{ m}$), será utilizada a técnica de lançamento *S-lay* a partir de embarcação específica, conforme descrito no item **II.2.4.R.2 -**.
- 3ª etapa: Instalação do *riser* na jaqueta da PDO-4 e da PGA-3.

1) Informações gerais

Para o transporte de água a ser injetada, desde a Estação de Produção de Atalaia (EPA) até a PDO-4, será instalado um duto flexível de diâmetro nominal de 6" e de aproximadamente 19 km de extensão; da EPA até a PGA-3, será instalado um duto flexível de diâmetro nominal de 6" e de aproximadamente 16 km de extensão.

Conforme já indicado no item **II.2.4.R.2** -, ao longo da diretriz preliminar dos dutos foi realizado levantamento geofísico e geotécnico, a fim de detectar possíveis obstáculos naturais (feições morfológicas) e antrópicos (tubulações, cabos, etc.) presentes no leito marinho, não tendo sido detectados cruzamentos para os dutos EPA/PDO-4 e EPA/PGA-3.

2) Etapas de instalação dos dutos

O lançamento dos dutos EPA-PDO-4 e EPA/PGA-5 será realizado por uma embarcação especial para lançamento de dutos flexíveis, tendo suporte de embarcações de apoio que já atuam na Bacia de Sergipe/Alagoas.

2.1) Arraste até a praia

O lançamento do primeiro trecho de cada aqueduto será realizado com a utilização de um canteiro de obras temporário nas instalações do Pólo Atalaia, que terá uma “base-guincho” na qual serão montados equipamentos com a capacidade de realizar o puxamento de seu trecho inicial. O esquema simplificado da base guincho está representado conforme **Figura II.2.4-73**.

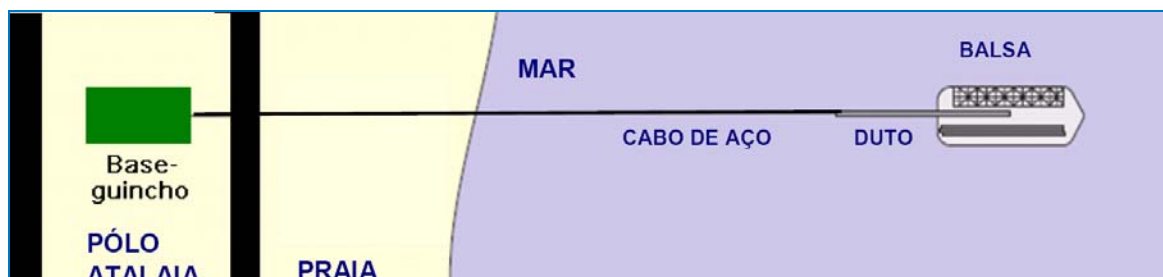


Figura II.2.4-73 - Esquema típico do arraste.

O canteiro, a ser instalado nas dependências do Pólo Atalaia, será munido com um guincho (*pulling machine*) responsável pelo puxamento do duto, conforme indica a **Figura II.2.4-74**, que apresenta uma foto da *pulling machine* CPM-600, equipamento típico responsável pelo arraste do duto. Um equipamento mais simples do que este poderá ser utilizado para o arraste dos dutos flexíveis, que são dutos leves.



Figura II.2.4-74 - Foto de uma Base-Guincho.

A execução de arraste do trecho inicial de cada aqueduto deve ser realizada da embarcação de lançamento, posicionada a 3.000 m da praia, para a base guincho instalada no Pólo Atalaia, através de um guincho de tração contínua.

A operação é iniciada com a ancoragem da embarcação de lançamento nas proximidades da praia de Atalaia, seguida da passagem de cabos para a base guincho. A embarcação de lançamento começa a lançar o duto, a partir do carretel no qual está enrolado, enquanto a base guincho vai recolhendo o cabo, puxando o duto até a praia, no ponto de interligação com o trecho terrestre.

Montagem da Base Guincho

A base guincho para o arraste da linha será montada na área interna do Pólo Atalaia nas dimensões necessárias para a instalação de equipamento e seus sistemas de ancoragem, conforme esquema apresentado na **Figura II.2.4-75**, a seguir.

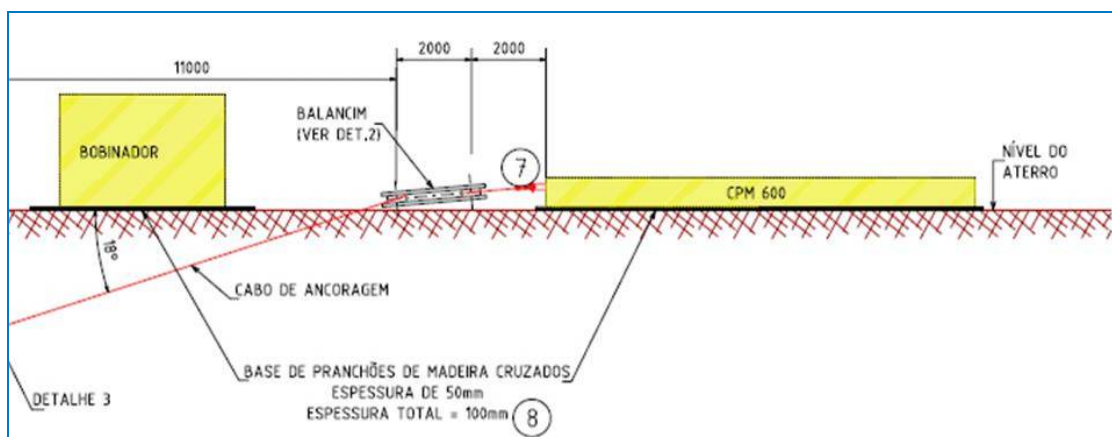


Figura II.2.4-75 - Esquema de ancoragem de uma Base-Guincho.

Para a execução do arraste, será realizado:

- Registro fotográfico retratando as condições do local, visando à comprovação da não necessidade de posterior reconstituição da área de praia (relevo, vegetação, etc.);
- Instalação dos equipamentos auxiliares e facilidades: contêineres-escritório, almoxarifado, instalações sanitárias, máquina de solda, compressor, fornecimento de energia elétrica, bobinador, unidade hidráulica, base fixa;
- Ancoragem da *pulling machine* (guincho de tração), que poderá ser feita através de escavação por meio de dispositivo específico (“homem morto”, **Figura II.2.4-76**) ou através de escavação de âncoras;

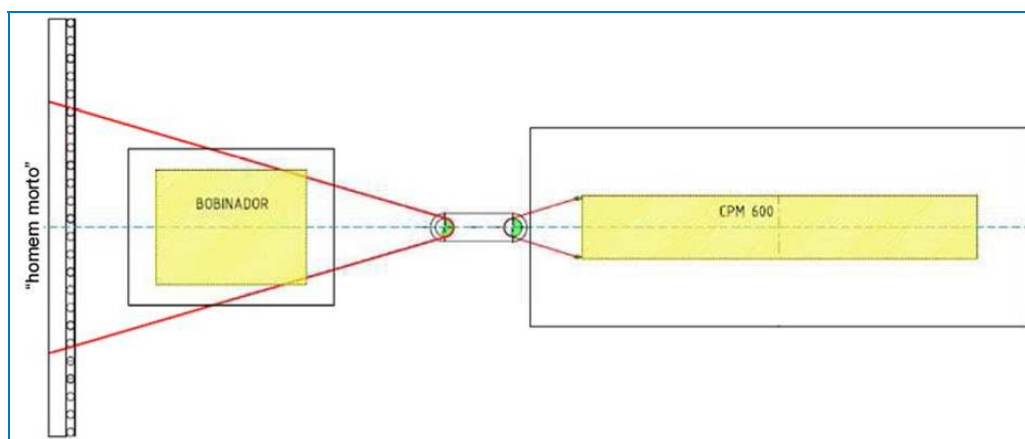


Figura II.2.4-76 - Ancoragem da base-guincho através do “homem morto”.

- Interdição da praia a montante e a jusante do trecho onde se dará o arraste de dutos, próximo ao Pólo Atalaia, durante todo o período de arraste do cabo, previsto para durar 7 dias por duto (**Figura II.2.4-77**);

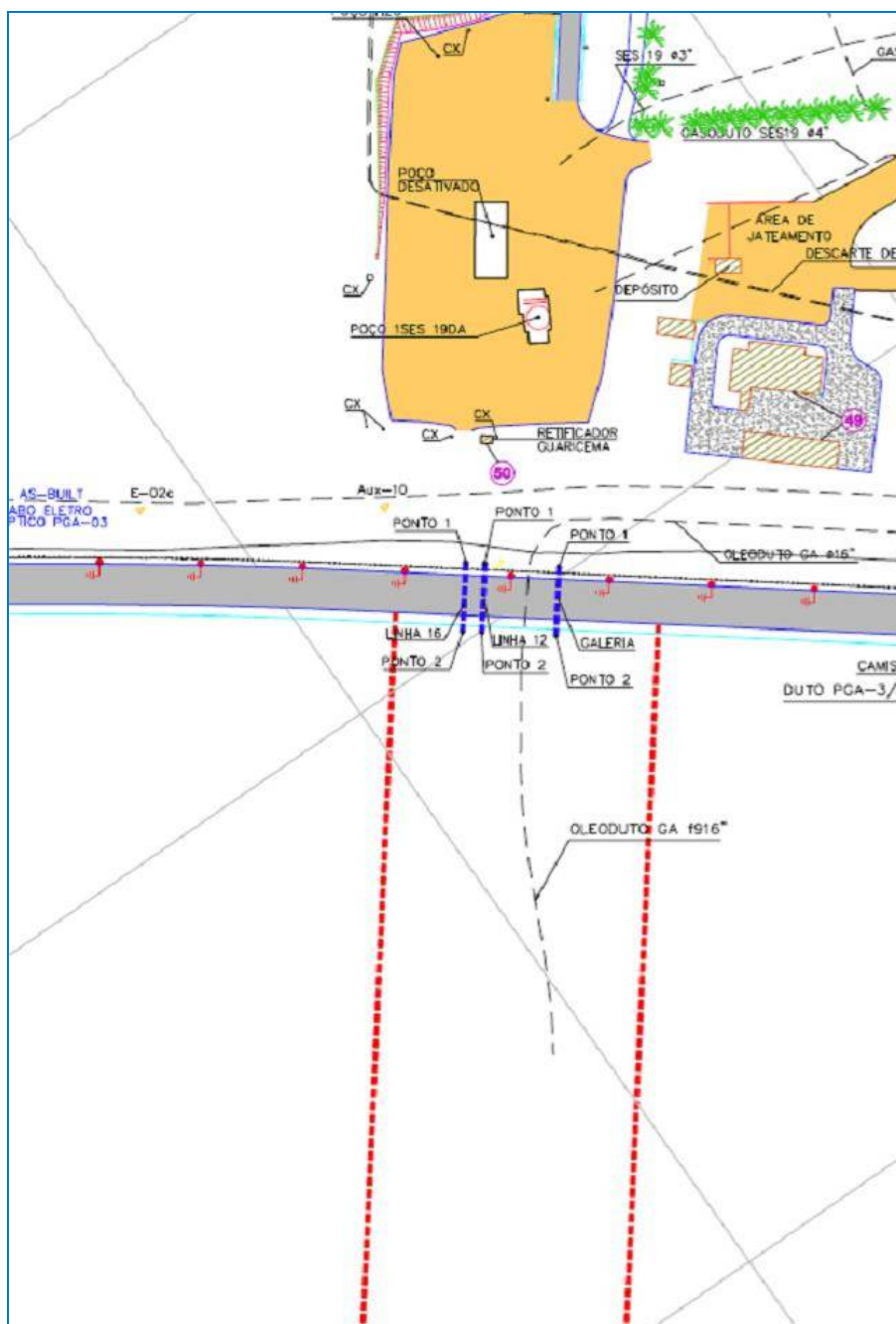


Figura II.2.4-77 - Faixa de isolamento até a interface com a praia e o mar durante as atividades de transferência do cabo para a balsa e puxamento dos aquedutos EPA/PDO-4 e EPA/PGA-3.

- Isolamento do trecho marítimo, com disposição de uma embarcação monitorando a área durante toda a operação de arraste;
- Desfile do cabo de arraste na praia, com extensão aproximada de 2.000 m (ver **Figura II.2.4-78**).



Figura II.2.4-78 - Exemplo de situação real de desfile do cabo de arraste na praia.

Arraste do duto, através do seu puxamento (a partir do carretel que o contém na balsa de lançamento) pela *pulling machine*, por meio do cabo de aço anteriormente levado até a balsa de lançamento e amarrado na extremidade do duto e mantido devidamente sinalizado com bóias, conforme pode ser visto na **Figura II.2.4-79**, a seguir.



Figura II.2.4-79 - Sinalização do cabo de arraste.

Desmobilização do canteiro de obras nas instalações industriais do Pólo Atalaia, correspondendo à retirada de todos os equipamentos e facilidades da área operacional destinada à operação e execução dos serviços.

2.2) Enterramento do duto e rebaixamento de cotas

O enterramento e rebaixamento de cotas dos aquedutos EPA/PDO-4 e EPA/PGA-3 será realizado de maneira semelhante ao que foi descrito no item **2.4 Enterramento de dutos e rebaixamento de cotas** para o oleoduto PGA-3/EPA e aqueduto EPA/PCM-5.

II.2.4.T - Informações sobre a Malha de Dutos já Existentes na Praia de Atalaia

Os dados referentes aos dutos que chegam à Praia de Atalaia estão contidos nos dois mapas apresentados no **Anexo II.2-19** e no **Anexo II.2-20**. No primeiro mapa (**Anexo II.2-19**), estão discriminados os diâmetros, vazões, tipos de fluidos transportados e o percentual correspondente aos trechos em que os dutos estão desenterrados. Este percentual corresponde à somatória dos trechos terrestres

em que os dutos correm aéreos dentro das instalações do Pólo Atalaia e dos trechos submarinos em que os dutos correm sobre o leito oceânico. No segundo mapa (**Anexo II.2-20**), são indicadas as distâncias entre os dutos em pontos localizados próximos à chegada na praia e às plataformas.

No **Anexo II.2-21** são apresentadas informações sobre a profundidade dos dutos existentes na Praia de Atalaia, quem são uma indicação da altura do pacote sedimentar.

II.2.4.U - Riscos Envolvidos nas Operações de Instalação

II.2.4.U.1 - Reconhecimento e Escolha de Locações e as Medidas Adotadas para a Mitigação do Risco de Instabilidade Geológica

A PETROBRAS possui um conhecimento relevante da área em estudo em virtude dos empreendimentos que já operam no local e da experiência que acumulou ao longo de suas atividades.

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações, empregados para o lançamento dos dutos de injeção e produção nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, incluindo o duto PGA-03/EPA, obedecem a diversos critérios.

O primeiro procedimento refere-se à análise do tipo de solo, suas características, propriedades, inclinação (direção e sentido) e relevo com indicação de alteração acentuada de batimetria. Estas análises são importantes para inferir sobre a estabilidade da região, informações que influenciam diretamente na definição do traçado das linhas e na definição dos procedimentos e metodologia de instalação de equipamentos no leito marinho.

Estas avaliações referem-se à identificação de obstáculos de natureza geomorfológica ou restrições de natureza geológica ao longo do trajeto das linhas ou em áreas adjacentes à posição de projeto de equipamentos submarinos. Havendo obstáculos que ofereçam risco significativo, são avaliadas novas posições de projeto para os equipamentos, de modo a minimizar o risco de instabilidade geológica buscando suporte geotécnico condizente com a implantação das instalações submarinas.

Durante a instalação dos dutos nesta região, não há previsão de ocorrência de vãos livres com comprimentos acima dos vãos admissíveis calculados na fase de projeto. Apesar disso, com base no levantamento batimétrico previamente realizado na área de instalação, após o assentamento dos dutos no leito marinho, será realizada uma inspeção submarina “*post laid*” visando verificar a eventual ocorrência de vãos com valores acima dos admissíveis a fim de corrigi-los reduzindo seu comprimento através da instalação de suportes intermediários construídos com colchões de concreto.

Informações sobre os aspectos geotécnicos e de estabilidade do leito oceânico são apresentadas no item **II.5.1.4 - Geologia e Geomorfologia**, da Seção **II.5**, do presente estudo.

II.2.4.U.2 - Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas de Coleta, Principalmente na Transposição de Regiões Morfológicamente Acidentadas

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem de linhas, será utilizada uma infra-estrutura composta por embarcações de lançamento próprias para essa atividade, além de lancha com mergulhadores que auxiliarão nas atividades de *pull-in* (içamento para a plataforma) e *Tie-in* (interligação) das linhas e nas operações dos barcos de lançamento. Equipamentos auxiliares serão instalados nas embarcações de lançamento para auxiliar nas manobras de convés, como guindastes e guinchos. A inspeção submarina será feita com mergulhadores.

As operações de lançamento, amarração e ancoragem das linhas, já tradicionalmente empregadas, são apresentadas no item **II.2.4.R.2** -, deste capítulo.

II.2.4.U.3 - Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas a serem Lançadas, bem como outras Instalações Existentes na Área.

Para a instalação das estruturas submarinas, a PETROBRAS se baseará no chamado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), que é um banco de dados da empresa que armazena todas as informações sobre os equipamentos instalados, estejam eles submersos ou na superfície. Além de fornecer a localização exata dos equipamentos e linhas, o SGO fornece a lâmina d'água em que esses se encontram.

O SGO é utilizado para eliminar o risco de interação dos dutos a serem lançados com outras linhas ou equipamentos existentes na área, foi desenvolvido integralmente pela PETROBRAS (E&P-SERV/US-SUB/GDS) e baseia-se no CAD *Microstation*, desenvolvido pela *Bentley*. O sistema associa as informações vetoriais (linhas, dutos, poços, plataformas, *manifolds*, sistemas de ancoragem, batimetria etc.) a um banco de dados Microsoft ACCESS, alimentado continuamente sempre que qualquer alteração se processe nas instalações de E&P em toda a área de atuação da UO-SEAL.

Diariamente uma equipe de desenhistas especializados em CAD alimenta o banco de dados e gera vetores com as novas informações e disponibiliza para os usuários que acessam o sistema. Os dados existentes no SGO foram levantados em 95% dos casos utilizando ROVs e embarcações especiais, garantindo a precisão das linhas e obstáculos submarinos que foram levantadas (*as laid*) da ordem de 5m.

Estão disponíveis no sistema a batimetria baseada nas cartas náuticas da Diretoria de Hidrografia e Navegação, da Marinha do Brasil, e levantamentos batimétricos e sonográficos para fins específicos.

As coordenadas dos poços constantes do SGO são, em sua quase totalidade, resultado do posicionamento *Differential Global Positioning System* (DGPS) das unidades de perfuração (PA) ou definidos a partir das plataformas de produção cuja posição e aproamento foram determinados com alta precisão. O SGO dispõe de instrumentos de busca e consulta de todas as feições nele cadastradas tais como poços, plataformas etc.

Qualquer movimentação marítima na UO-SEAL só é feita com a consulta e planejamento baseadas no SGO. Assim, de modo a mitigar os riscos de interação das estruturas submarinas com outros equipamentos, durante a instalação serão consideradas rotas sem interferências, com base no SGO e na inspeção visual (*track survey*) com mergulhadores, mantendo-se ainda um afastamento seguro entre tais estruturas.

Após instalação, todos os dados referentes a estes equipamentos e linhas, serão imediatamente inseridos no SGO.

Contudo, de acordo com dados obtidos, estão previstos os cruzamentos de alguns dutos. Nesses casos, será adotado o procedimento descrito no item 2.3) *Instalação dos dutos*.

II.2.4.V - Descrição dos Procedimentos para a Realização de Testes de Estanqueidade

II.2.4.V.1 - Oleoduto PGA-03/EPA

Após a conclusão das fases de instalação do *riser*, serão executadas a limpeza e calibração, seguidas do teste hidrostático do oleoduto. A limpeza consiste na passagem de um *pig* para remoção de detritos e resíduos acumulados no interior do oleoduto. A calibração será executada pela passagem de *pig* calibrador, a fim de identificar, caso existam, descontinuidades (amassamentos) no interior do duto.

Em seguida à calibração, será iniciada a fase de enchimento da linha com fluido de teste hidrostático. Com a passagem de um *pig* espuma deslocado pela água do teste, o ar existente no sistema será removido.

O teste hidrostático consiste na operação que verificará se não existem problemas de construção e montagem do duto que possam implicar na ocorrência de vazamentos.

Para a realização do teste hidrostático, o duto será dividido em dois trechos, isolados por um *pig* de espuma. O primeiro trecho terá a extensão aproximada de 15.700 metros, incluindo o trecho terrestre e o trecho marítimo até o *Tie-in* da plataforma. O segundo trecho corresponde aos últimos 280 metros do duto, incluindo o *Tie-in* e o *riser*. Esses trechos podem ser melhor visualizados na **Figura II.2.4-80**, a seguir.

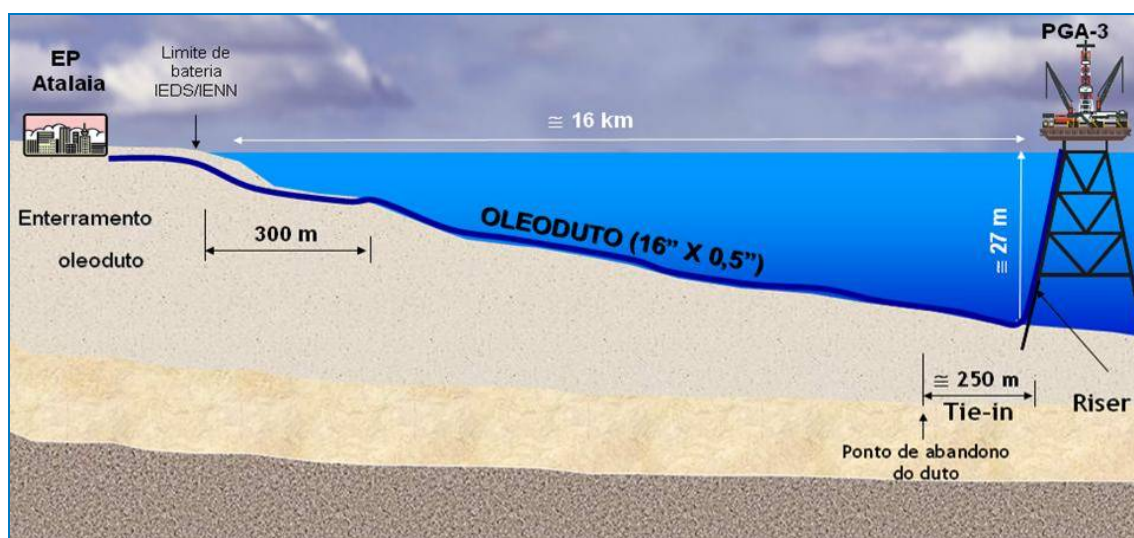


Figura II.2.4-80 - Esquema de lançamento do duto.

O fluido de teste hidrostático terá composição diferente para cada trecho. No primeiro, será utilizada água do mar filtrada, sem adição de produtos químicos. No segundo, será utilizada água do mar com adição do corante fluoresceína a 40 ppm, para facilitar a visualização de pontos de vazamentos. Não é previsto o uso de biocida e anticorrosivos, pois o duto deve ser utilizado logo após os testes (ou seja, sem necessidade de hibernação).

A adição de fluoresceína apenas no trecho final do duto tem por objetivo reduzir o volume de água com o corante a ser posteriormente transferido para a EPA. O trecho final também é o que apresenta flanges e conexões, onde é maior a probabilidade de vazamentos. O restante do duto é construído com tubos sem costura, sendo as soldas 100% inspecionadas.

Desalagamento do Duto

O desalagamento do duto se dará através da EPA sendo diferente a destinação do fluido de teste hidrostático utilizado, a depender do trecho. O primeiro trecho, correspondente a um volume de 2.090 m³ de água isenta de produtos químicos, será descartado através do emissário submarino, após passagem pelo sistema de tratamento da EPA, junto com os demais efluentes do pólo.

O segundo trecho corresponde a um volume estimado da ordem de 60m³ de água com fluoresceína a 40 ppm será transferido para a EPA e transportado em caminhões-tanques para a Estação de Tratamento para Injeção de Água da PETROBRAS em Carmópolis, onde a água com o corante será submetida a tratamento e posterior reinjeção em poços terrestres.

A solução de segmentar o duto em dois trechos com o uso de *pig* de espuma para execução do teste hidrostático e sua posterior destinação da água contendo fluoresceína para um sistema de tratamento/injeção de água em poços terrestres é semelhante à aplicada no desalagamento de gasoduto na área do Ativo Bahia-Mar (Campo de Manati), em 2006.

Os volumes de água com fluidos, considerados para a realização do teste hidrostático final dos dutos, são: duto de Camorim 1.230 m³, dutos de Dourado 675 m³ e duto de Guaricema 1.790 m³.

Em uma situação hipotética de vazamento no mar, o volume máximo possível de vazamento corresponderia ao inventário do duto na condição de teste. Adotando-se o maior volume: 1.790 m³ de água do mar com os aditivos e respectivas concentrações (duto de Guaricema), chega-se aos seguintes volumes dos aditivos que poderiam ser liberados no mar, no caso de evento acidental:

Aditivo	Volume máximo estimado m ³
Solução de fluoresceína a 20%	0,07
THPS a 75%	0,09
Bissulfito de sódio a 40%	0,35
Sal quaternário de amônia a 50%	0,02

A operação de teste hidrostático foi analisada na APP e considerada de frequência remota e severidade desprezível, gerando um risco considerado como tolerável. Desta forma não se considera necessária a substituição dos aditivos propostos.

II.2.4.V.2 - Aqueduto EPA/PCM-05

Os procedimentos de teste e de desalagamento para o aqueduto rígido EPA-PCM-05 serão similares aos procedimentos utilizados para o duto PGA-03-EPA. Esclarece-se no entanto que o desalagamento do aqueduto rígido EPA-PCM-05

será feito diretamente para os poços injetores, utilizando as facilidades do sistema de injeção de água instalado com o projeto.

Será usada fluoresceína apenas para garantir visibilidade, durante o teste hidrostático, em caso de ocorrência de vazamento em flanges e conexões de interligação do duto com a plataforma (*riser*). Não será usado biocida nem sequestrante de oxigênio pois, por ser de injeção de água, o duto terá revestimento interno anticorrosivo.

II.2.4.V.3 - Dutos rígidos de interligação entre poços e plataformas e do sistema de gas lift

Os procedimentos de teste para os dutos rígidos de interligação entre poços e plataformas e do sistema de *gas lift* também serão similares aos procedimentos utilizados para o duto PGA-03-EPA, usando-se fluoresceína para garantir visibilidade, em caso de ocorrência de vazamento em flanges e conexões de interligação do duto-plataforma (*riser*). Quanto ao desalagamento será realizado através de injeção em reservatórios terrestres ou marítimos, a depender da condição de interligação dos dutos. Poderá ou não haver uso de biocida e sequestrante de oxigênio, dependendo do tempo que cada duto tiver que ficar em hibernação.

II.2.4.V.4 - Aquedutos EPA/PDO-01, EPA/PGA-03 e Aquedutos de Interligação

Os aquedutos EPA-PDO-01 e EPA/PGA-03 serão dutos flexíveis, assim como os aquedutos de interligação entre plataformas e entre plataformas e poços. Os dutos flexíveis já vêm testados de fábrica e com garantia do fabricante, sendo feitos testes apenas nas conexões. Esses testes serão realizados com nitrogênio, portanto não haverá desalagamento dos dutos.

II.2.4.W - Descrição das Embarcações a Serem Utilizadas nas Operações de Instalação

Devido ao período necessário para o licenciamento ambiental e à crescente demanda pelos serviços dessas embarcações, algumas das embarcações descritas neste item poderão ser substituídas em função da disponibilidade destas no mercado à época da finalização deste processo de licenciamento. Caso

alguma embarcação venha a ser substituída, será enviado à CGPEG a descrição completa e os certificados da nova unidade em tempo hábil para avaliação do IBAMA e para a realização das inspeções obrigatórias.

II.2.4.W.1 - BGL-1

A BGL-1, Balsa Guindaste e Lançamento da PETROBRAS, é uma embarcação destinada à construção de dutos submarinos (ver **Figura II.2.4-81** e **Figura II.2.4-82**). Neste projeto a BGL-1 será usada para o lançamento da plataforma PDO-04 e instalação de convés da PCB-03 na PCM-11, em função das características favoráveis de seu guindaste. As principais características da BGL-1 são informadas a seguir.



Figura II.2.4-81 - Balsa Guindaste e Lançamento – 1 da PETROBRAS.

Fonte: PETROBRAS, 2007.



Figura II.2.4-82 - Convés da BGL-1 com Tubos para Lançamento de Duto

Fonte: PETROBRAS, 2007.

Principais Características da BGL-1:

Especificações:

- Classe: balsa guindaste de lançamento, destinada a construção de dutos submarinos, instalação de plataformas fixas e içamento de estruturas de grande porte.
- Classificação ABS: + A1 BARGE
- Limite de operação: balsa oceânica.
- Propulsão: não possui propulsão própria.
- Tonelagem:
 - Bruta: 7.160,00
 - Líquida: 3.713,00
- Comprimento total: 121,92 m.
- Boca moldada: 30,48 m.
- Pontal molhado: 8,534 m

- Calado máximo extremo: 5,746 m
- Calado mínimo de operação: 4,50 m
- Deslocamento máximo: 19.600 t
- Deslocamento mínimo: 8,355 t
- Deslocamento correspondente: 19,600 t
- *Deadweight*: 11.245,00 t
- Tripulação: 260 trabalhadores
- Hospital: 2 leitos

Heliponto:

- Área de pouso: diâmetro de 18,5 m
- Helicóptero: até 8t – Super Pluma

Capacidade para Lançamento de Dutos:

- Método de instalação: *S-Lay*
- Máquina de tensão: *Western Gear* (duas unidades)
- Tensão: 45.400 kgf (cada)
- Diâmetro de tubo: 3 a 72"

Ancoragem:

Os Guinchos (são utilizados para tracionar os cabos das âncoras de modo a movimentar a BGL-1 ou mantê-la em posição específica):

- American (10)
 - Diâmetro cabo de aço: 2,5 pol-63mm
 - Capacidade: 2250 kN na 1ª camada
 - Comprimento cabo de aço: 1.700m
 - Âncoras: 10 t

- Guinchos tempestade (1)
 - Diâmetro corrente: 73 mm
 - Comprimento corrente: 275 m
 - Âncora sem cepo: 15,9 t

Equipamentos – Salvatagem e Segurança:

- 20 balsas infláveis para 20 pessoas cada (BEAUFORT X-20)
- 1 bóia de resgate para 6 pessoas
- 04 lanternas tipo bóia (auto-ignição)
- 203 unidades extintoras de incêndio (todos os tipos e tamanhos)
- 1 sistema a diesel de extinção de incêndio (principal)
- 1 sistema elétrico de extinção de incêndio

Equipamentos Auxiliares:

- Geradores: 1.000 kVA – cada (3 unidades)
- Acionamento: motor Caterpillar 399
- Compressores de ar: (6 unidades) 750 cfm (2), 300 cfm (1), 30 cfm (2),
stand by 350 cfm (1)
- Compressores de emergência: 2 unidades
- Destiladores de água: 2 unidades
- Bomba de jato: 270 m³/h – 200 m (*head*)
- *Cat-line*: 10 t (4 unidades)
- *Cat-line*: 5 t (4 unidades)

Guindaste:

- *Clyde* – Modelo DE-52-230+30+15 (1 unidade)
- *American* – Guindaste Sobre Esteira (1 unidade)
- Comprimento de lança e capacidade: 36,5 m / 150t

Capacidade dos Tanques:

- Lastro: 6.636 m³
- Água potável: 2.560 m³
- Água industrial: 1.346 m³
- Óleo combustível: 1.840 m³

Equipamentos – Náuticos e de Comunicação:

- Anemômetro,
- Ecobatímetro (2),
- Buzina Pneumática (1),
- Sistema de Televisão Industrial (Circuito Fechado de TV),
- Faróis de Busca (3),
- Bússola Giroscópica (1),
- Radar (1),
- Rádio Telefone (2),
- Interfone,
- Telefones Automáticos,
- Sistema de Comunicação Público,
- Sistema de Alarme Geral,
- Sistema Detector de Incêndio

Sistemas Especiais:

Separador de Água e Óleo

O Sistema Separador de Água e Óleo é da marca *Hamworthy*, modelo HS 10 Mk II e possui uma capacidade de vazão máxima de 10 m³/h.

No sistema, a mistura de água e óleo é levada ao separador, onde a maior parte do óleo se separa por gravidade, abaixo da câmara de óleo, dentro do qual ele se eleva e é coletado. A bomba de água leva o líquido através de um conjunto de placas, o que auxilia as gotículas de óleo remanescentes a coalescerem e se elevarem através do conjunto e, eventualmente, à câmara de óleo. A água limpa é elevada da extremidade posterior da unidade para dentro da bomba d'água e a uma conexão de descarga para o mar.

Quando o óleo/ar cobre o sensor inferior, a bomba de água para, a válvula de sucção fecha e a entrada de água limpa e as válvulas de descarga de óleo/ar abrem-se para descarregar óleo/ar. Quando o sensor do topo percebe, novamente, a água, a válvula solenóide de entrada abre, as válvulas de água e óleo/ar fecham-se e a bomba d'água funciona. Essa seqüência continuará, automaticamente, enquanto for controlada pela chave de nível (alto/baixo) que se localiza no reservatório de efluente sanitário ou pelo controle de partida e parada manual, caso requerido.

No SAO existe alarme sonoro e visual para controle do Teor de Óleos e Graxas (TOG) de 15 ppm. A água oleosa com TOG superior a 15ppm é recirculada no sistema até atingir TOG inferior a 15 ppm quando então é descartada para o mar. O volume de efluente lançado ao mar é medido diariamente através de hidrômetro e registrado em planilha.

São realizadas manutenções preventivas em períodos de 15, 30, 60, 90, 180, 360 e 720 dias. São coletadas amostras de óleo e de efluentes/afluentes e enviadas para análise em laboratório a cada 90 dias.

Sistema de Tratamento de Efluentes Sanitários

A BGL-1 possui uma Unidade de Tratamento de Efluentes Sanitários (UTE) que trata os efluentes provenientes dos vasos sanitários e mictórios, denominados águas negras. A UTE é da marca *Hamworthy*, modelo ST 25 e sua capacidade de tratamento é de uma vazão de 17 m³/dia e de carga orgânica de 15 kg de DBO/d. A UTE da Balsa é um sistema de lodos ativados, composta de um tanque dividido em três compartimentos denominados de compartimento de aeração, compartimento de decantação e desinfecção.

Na BGL-1 são gerados em média 61 litros por pessoa por dia de efluentes sanitários. O volume de efluente lançado ao mar é medido diariamente através de hidrômetro e registrado em planilha.

Na UTE são realizadas manutenções preventivas em períodos de 15, 30, 120, 180, 360 e 720 dias. Para o monitoramento do sistema, são realizadas análises dos efluentes a cada 90 dias, essas análises são realizadas considerando-se, no mínimo, os seguintes parâmetros: DBO, DQO, percentual de cloro, coliformes fecais, coliformes totais e sólidos em suspensão.

Os efluentes provenientes da cozinha, dos banheiros (pias e chuveiros) e dos lavatórios, denominados águas cinzas, seguem para a caixa de águas servidas. O efluente passa por um processo de tratamento por decantação para remover sólidos grosseiros. Adicionalmente, os efluentes provenientes da cozinha passam por uma caixa de gordura que retém sólidos grosseiros e gordura antes de seguir para a caixa de águas servidas. O volume de efluentes lançado ao mar é medido por hidrômetro diariamente e registrado na tabela de efluentes. No sistema são realizadas análises a cada 90 dias para o efluente da Caixa de Águas Servidas.

Sistema de Tratamento de Resíduos Alimentares

A balsa possui três trituradores: Um triturador instalado no convés possui uma capacidade de 2.500 refeições/hora e é da marca DISOPER, modelo TRITURAC HG 1000 II-V. Um triturador instalado a bombordo é da marca DISOPER, modelo TRITURAC HG 300II e tem capacidade para 500 refeições/hora. O terceiro triturador, instalado a boreste também possui capacidade para 500 refeições/hora e é da marca DISOPER, modelo TRITURAC HG 1000.

Os resíduos alimentares são pesados em balança e registrados na planilha de controle (Controle Diário de Resíduos da Hotelaria) antes de seguirem para os trituradores. A estimativa de produção de restos alimentares é de cerca de 70 kg/d.

Os resíduos alimentares são encaminhados para o triturador e caem sobre o disco giratório e são projetados, com grande força, contra um disco estacionário, sendo impulsionados para a parte inferior do aparelho onde são reduzidos em

partículas pequenas, permitindo que fluam facilmente pela tubulação de esgoto. Após a trituração os resíduos se tornam pastosos e as partículas são reduzidas a tamanhos menores que 25 mm.

Na balsa existe a instrução de manutenção preventiva (IMP), a partir da qual é gerada uma ordem de serviço (O.S) para a inspeção preventiva dos equipamentos, essa IMP prevê períodos de manutenção a cada 15, 30, 60, 90, 180, 360 e 720 dias.

AHTS – Movimentação de Âncoras

Como a BGL-1 não possui propulsão própria e trabalhará ancorada no lançamento de plataformas, faz-se necessário o apoio logístico de embarcações para a movimentação das âncoras de posicionamento.

O mesmo se aplica à BS-3, que não possui propulsão própria nem sistema de posicionamento dinâmico e trabalhará ancorada no lançamento de trechos de dutos rígidos.

Portanto, barcos similares ao ilustrado na **Figura II.2.4-83** e descrito a seguir deverão ser utilizados para o lançamento de âncoras.



Figura II.2.4-83 - Exemplo de Embarcação para
Movimentação de Âncoras

Fonte: PETROBRAS, 2007.

- Âncora: unidades até 600 m de lâmina d'água;
- Área livre de convés: 28,0 m x 10,0 m;
- *Bollard pull* (capacidade de reboque): 140 t;
- Capacidade dinâmica do guincho na 1ª camada: 300 t x 5,4 m/min;
- Carga de convés: 800 t;
- Capacidade dos tambores: 2 x 1500 x 3";
- Capacidades sarilhos: 1 x 2500 m x 3";
- Paiol de amarras: 2000 m x 3";
- Capacidade dinâmica de coroa de 3": 250 t x 5,4 m/min.

Balsa de Serviços 3 – BS-3

A BS-3, Balsa de Serviço Nº 3 da PETROBRAS será preparada para apoio ao lançamento por arraste de dutos rígidos e lançamento de dutos flexíveis e cabos elétricos. As principais características da BS-3 são informadas a seguir.

Principais Características da BS-3:

Especificações:

- Classificação ABS: + A1 BARGE
- Limite de operação: balsa oceânica.
- Propulsão: não possui propulsão própria.

Lotação	72	Vagas
Comprimento total	118,760	m
Comprimento entre perpendiculares	102,200	m
Boca moldada	24,000	m
Pontal moldado	7,500	m
Calado de projeto moldado	3,600	m
Deslocamento carregado no calado de projeto	8540,000	t
Espaçamento entre cavernas (0 ~ 42)	2,500	m
Espaçamento entre longitudinais (I.c ~ I01)	0,700	m
Espaçamento entre longitudinais (I01 ~ I19)	0,600	m
Espaçamento entre longitudinais (I19 ~ I20) (costado)	0,500	m
Elevação do teto do fundo duplo (3º Convés)	1,250	m
Elevação do segundo convés	3,750	m
Elevação do convés principal	7,500	m
Elevação do convés "A"	8,700	m
Elevação do convés "B" (Balsas)	11,700	m
Elevação do convés "C"	14,700	m
Elevação do convés "D"	17,700	m
Elevação do convés "E"	20,700	m
Elevação do convés "F" (Torre de controle)	21,900	m
Elevação do convés (G) (Tijupá)	25,000	m
Volume total dos tanques de lastro	5175,000	m³
Volume total armazenagem de água doce	764,000	m³
Volume total armazenagem de óleo diesel	1528,000	m³
Carregamento admissível no convés principal	7,300	t/m²

Ancoragem:

- Sistema de Ancoragem destinado a prover o deslocamento autônomo da balsa nas fainas de arraste de dutos, manter posição nos *tie-in's* de superfície e durante a fabricação de acessórios de instalação.
- Quatro guinchos instalados a vante e quatro instalados a ré, no Convés Principal.

Sistema de Salvatagem

- Sistema de Salvatagem com a função de prover recursos para preservação da vida do homem no mar.
- Sistema composto por um conjunto de balsas infláveis, classe 1, capaz de acomodar 100% da lotação da embarcação em cada bordo.
- As balsas são dotadas da palamenta regulamentar e de dispositivo hidrostático de liberação numa eventual submersão.
- As balsas dispõem de um conjunto de quinze bóias salva-vidas dotadas de retinida e apito em cada bordo.
- Instaladas duas bóias salva vidas dotadas de retinida, apito e sinal de fumaça laranja, na Torre de Controle.
- Disponibilizado a bordo cem coletes salva vidas.
- Bote de Regate com respectivo Turco de Lançamento / Recolhimento, homologados de acordo com DPC / ABS.

Sistemas Especiais

Sistema de Purificação de Óleo Diesel

- Sistema de Purificação de Óleo Diesel com a função de purificar o óleo diesel consumido por todos os motores instalados a bordo.
- Sistema composto pelo Purificador de Óleo Diesel com Bomba acoplada, Tanque de Borra, Tanque de Água Doce para Selagem, válvulas e tubos.
- O Purificador tem a capacidade trinta por cento (30%) maior que o consumo dos grupos diesel geradores em operação conjunta.
- O purificador aspira de um dos tanques de armazenamento, descarregando o óleo purificado para um dos Tanques de Serviço.
- O óleo purificado, em excesso ao consumo, através do transbordo é direcionado a outro tanque de serviço. Os tubos de transbordos captam na parte inferior do respectivo tanque de serviço.

- Os fundos dos tanques principais de armazenamento e principais de serviço são inclinados para acúmulo da borra / água junto à torneira de drenagem.
- O óleo purificado armazenado nos tanques principais de serviço é transferido aos tanques de serviço diário específico para cada equipamento ou conjunto de equipamentos.

Sistema de Esgoto Sanitário

- Sistema de Esgoto Sanitário com a função de coletar, armazenar, tratar e descarregar os efluentes das instalações sanitárias de bordo.
- Sistema composto pela Unidade de Tratamento de Esgoto (UTE), Bombas Massificadoras, Bombas de Descarga, Tanque Coletor, tubulação e acessórios.
- Águas “cinzas”, oriundas de chuveiros, pias, embornais e mictórios são independentes das linhas de águas “negras” oriundas das bacias sanitárias.
- Sistema homologado atendendo as Convenções Internacionais.
- As linhas oriundas da enfermaria são independentes até próximo a UTE.
- As linhas oriundas dos embornais das áreas onde estão instaladas as bacias sanitárias são consideradas como águas negras.

Sistema de Esgoto da Cozinha

- Sistema de Drenagem da Cozinha com função de coletar e tratar a água oleosa e os efluentes gordurosos, proveniente dos equipamentos e lavagem.
- O sistema composto por:
 - 1 (uma) Unidade de Separação de Gorduras e Óleos Orgânicos.
 - 1 (um) Tanque Coletor de Água Separada.
 - 2 (duas) Bombas de descarte de água tratada.

- 1 (um) Tanque de Coleta de Gordura.
- 1 (uma) Bomba de Descarte de Gordura.
- Calha coletora e embornais no piso.

O esgoto coletado flui para a Unidade de Separação. A água limpa, por transbordo seletivo, é conduzida por gravidade ao Tanque de Água Separada que por chaves de nível acionará e desliga uma das bombas de descarte.

A gordura sobrenadante na Unidade é aspirada por bomba própria da unidade e descarrega para o Tanque Coletor de Gordura.

Sistema de Esgoto da Lavanderia

- Sistema de Esgoto da Lavanderia.
- O sistema consiste de:
 - 1 (um) Tanque de Coleta dos Efluentes da Lavanderia.
 - 1 (uma) Bomba de Transferência.
 - Sistema de Filtragem
 - Linhas e acessórios.

Sistema de Serviço de Óleo Diesel

- Sistema de Serviço de Óleo Diesel com a função de atender cada motor diesel dos grupos geradores.
- Sistema de cada motor atende integralmente às recomendações dos respectivos Fabricantes, assim como Regras pertinentes.
- Sistema composto por:
 - Tanque de Serviço Diário.
 - Bomba acoplada ao motor.
 - Filtro duplo.
 - Linhas de alimentação e retorno.

Cada Tanque de Serviço Principal tem duas aspirações, uma alta e outra baixa.

As linhas de retorno atendem as recomendações e limitações determinadas pelo fabricante dos motores.

AHTS – Movimentação de Âncoras

Como a BS-3 trabalhará ancorada, será necessário, conforme já indicado, o apoio logístico de embarcações para a movimentação das âncoras de posicionamento, similares às utilizadas para a BGL-1 (**Figura II.2.4-83**).

Os Certificados (Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos, Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários e Certificado de Conformidade emitido pela Marinha do Brasil) de todas as embarcações relacionadas neste item (ou outras que venham a substituí-las em suas funções) serão obtidos/renovados e disponibilizados para a CGPEG em tempo para vistoria técnica antes do início das atividades.

Embarcação Lançadora de Dutos Flexíveis

Para a instalação dos dutos flexíveis está prevista uma embarcação específica, com leiaute de instalação de acordo com os tipos de serviços prestados. As embarcações serão definidas em função da disponibilidade no mercado à época da licitação deste projeto. Assim que definida a embarcação a ser utilizada, será enviada à CGPEG a descrição completa e os certificados desta unidade.

II.2.4.X - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante as Atividades de Instalação e Operação

II.2.4.X.1 - Água Produzida

Em virtude inexistência de instalações de processo e separação de fluidos nas plataformas dos campos marítimos em águas rasas, na Bacia de

Sergipe/Alagoas, a EPA, recebe através de dutos os fluidos produzidos nos campos marítimos de Camorim, Dourado, Guaricema e Caioba (que tem uma produção muito baixa de água). Estes fluidos em conjunto são encaminhados inicialmente para vasos separadores e tratadores, cujas funções são: separar o gás da fração líquida água/óleo/emulsão e quebrar a emulsão separando a água do óleo, com o objetivo de especificar o teor de água e sedimentos (BSW) e o teor de cloretos (salinidade), para posterior envio da água oleosa para tanques pulmão, de armazenamento e de flotação, onde esta água drenada é especificada quanto ao teor de óleos e graxas, a um valor menor ou igual a 20 g/L, para descarte no mar através do emissário submarino PAP-1.

Devido ao baixo *BSW* do óleo produzido nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, bem como às características das instalações de produção no mar, não existem condições, hoje, de serem realizadas as coletas para amostragens representativas da água produzida, especificamente destes campos, para as análises de caracterização solicitadas.

No momento é possível caracterizar apenas a água produzida do conjunto dos campos marítimos através da coleta da água produzida descartada via emissário submarino PAP-01, cujos resultados são apresentados no **Anexo II.2.4-4**. No entanto foi realizada, pelo CENPES, em 2005 a partir da oportunidade da presença de uma plataforma de perfuração nos campos em águas rasas, análise das águas produzidas dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, cujos resultados são apresentados no **Quadro II.2.4-7**.

Quadro II.2.4-7 - Resultados das análises de água produzidas

Parâmetros (mg/L)	Guaricema	Camorim	Dourado
Na ⁺	18700	43100	23000
K ⁺	214	1210	360
Mg ⁺⁺	458	1500	130
Ca ⁺⁺	1782	10600	11000
Ba ⁺⁺	84	263	5
Sr ⁺⁺	86	714	460
Fe _{Total}	<1	ND	< 1
Cl ⁻	33900	93131	53200
Br ⁻	499,4	ND	820
SO ₄ ²⁻	17,5	ND	250

Parâmetros (mg/L)	Guaricema	Camorim	Dourado
HCO ₃ ⁻	429	ND	93,6
pH	6,7	6,3	8,3
Salinidade	55938	153675	87785

Assim que for iniciada a recuperação secundária, através da injeção de água (água de subsuperfície captada da Formação Marituba mais água produzida), será cessado o descarte de água produzida dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, via PAP-01.

Como o volume atual de água produzida, por sua vez, é insuficiente para atendimento às vazões mínimas exigidas para a operação das futuras estações de tratamento e injeção das águas produzidas nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, esta água injetada será, no início do projeto, composta preponderantemente por água captada até que o BSW dos reservatórios de campos aumentem, fato que, pela curva de água produzida, deve ocorrer após os primeiros dois anos de início do projeto, conforme **Figura II.2.4-84** e **Figura II.2.4-85**, a seguir.

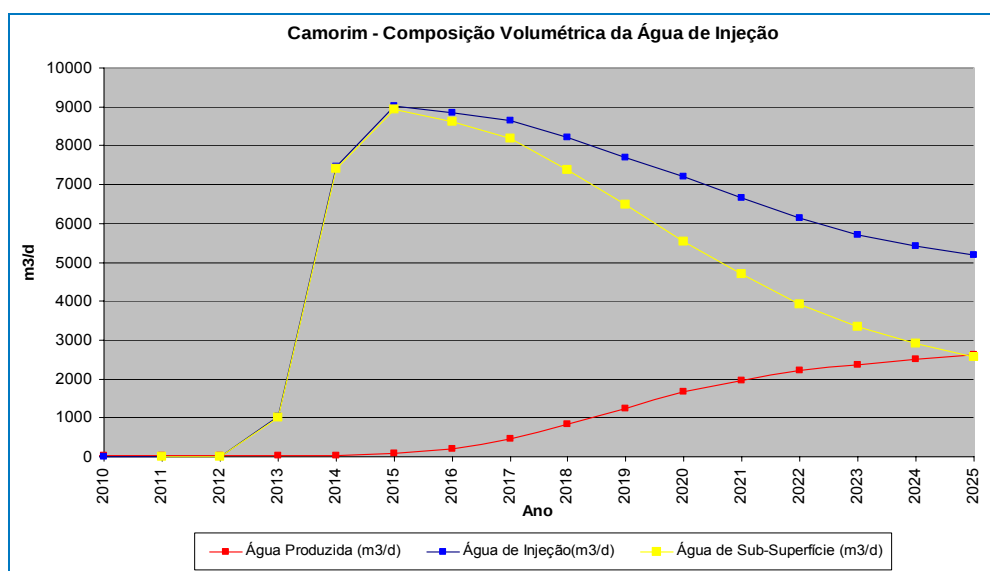


Figura II.2.4-84 - Composição volumétrica da água de injeção – Campo de Camorim.

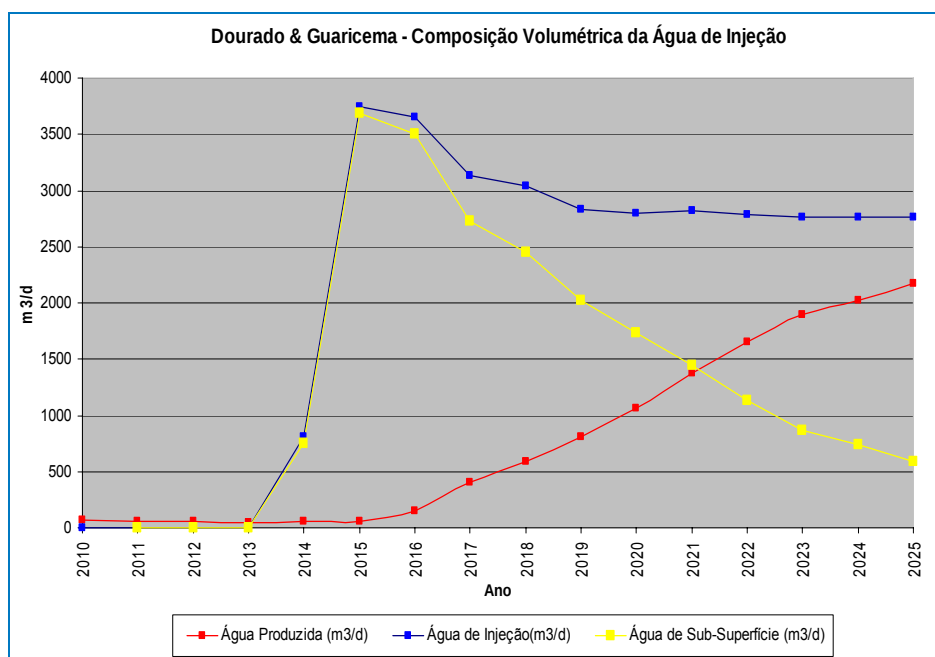


Figura II.2.4-85 - Composição volumétrica da água de injeção - Campos de Dourado-Guaricema.

Assim sendo, por ainda não ser conhecida a composição (futura) da água produzida, bem como pelo fato da água a ser injetada nos dois primeiros anos da atividade ser basicamente água captada, a realização das análises solicitadas neste item do Termo de Referência não pode ser adequadamente atendida no momento.

Tão logo se dê o aumento do *BSW* e se tenha condições técnicas para realização da coleta e amostragem a água produzida específica para cada campo, será realizada a caracterização química e físico-química, bem como realizados os testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, encaminhando seus resultados a CGPEG.

Apresentam-se a seguir, na **Tabela II.2.4 19**, as especificações da água a ser injetada nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, após passar por seus respectivos sistemas de tratamento.

Tabela II.2.4-19 - Especificação da água para injeção nos Campos de Camorim e Dourado

Plugueamento da Formação		
Parâmetro Especificado	Unidades	Valores
Sólidos suspensos totais	mg/l	<5
Teor de óleo e graxas	mg/l	<5
Porcentagem de remoção de partículas com diâmetro maior que 5 micra	%	>98

II.2.4.X.2 - Óleo Produzido

A seguir é apresentada a caracterização físico-química do óleo dos campos de Camorim (Tabela II.2.4-20) e Dourado e Guaricema (Tabela II.2.4-21).

Campo de Camorim

Tabela II.2.4-20 - Característica Físico-Química do óleo produzido no Campo de Camorim.

Parâmetro	Resultado
Densidade	28,5
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,8807
Ponto de fluidez (°C)	18
Viscosidade a 40,0 °C	19,94
Viscosidade a 50,0 °C	14,64
Viscosidade a 60,0 °C	11,14
Resíduo de carbono micro (% m/m)	7,6
Cera (% m/m)	6,0
Asfalto (% m/m)	4,5
Fator de caracterização	12,0
Enxofre (% m/m)	0,31
Nitrogênio básico (%m/m)	0,061
Nitrogênio (%m/m)	0,20
N° de acidez total (mg KOH/g)	1,20
Metais	
Níquel	20
Vanádio	< 5
Água e sedimentos (% vol.)	4,4

Fonte: CENPES/PDEAB/TAP – 2001.

Campos de Dourado e Guaricema

Tabela II.2.4-21 - Característica Físico-Química do óleo produzido nos Campo de Dourado e Guaricema.

Parâmetro	Resultado
Densidade	40,4
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,8195
Pressão de vapor Reid (kPa)	41,9
Ponto de fluidez (°C)	2
Viscosidade a 40,0 °C	4,146
Viscosidade a 50,0 °C	3,408
Viscosidade a 60,0 °C	2,826
Resíduo de carbono micro (% m/m)	2,0
Asfalteno (% m/m)	< 0,50
Fator de caracterização	12,2
Enxofre (% m/m)	0,043
H ₂ S dissolvido	< 1,0
Enxofre mercaptídico (mg/Kg)	155
Nitrogênio básico (mg/kg)	93
Nº de acidez total (mg KOH/g)	0,24
Metais	
Níquel	7
Vanádio	< 5
Ferro	11
Cobre	2
Sal (mg NaCl/L)	707,5
Água por destilação (% vol.)	1,025
Água e sedimentos (% vol.)	1,25

Fonte: CENPES/SUPAB/DIQUIN/SETAV – 2000.

No **Anexo II.2.4-3** são apresentadas relatórios de caracterização dos óleos dos Campos de Camorim e Dourado e os respectivos testes de ecotoxicidade crônica e aguda, utilizando-se, respectivamente, o *Lytechinus variegatus* e o *Mysidopsis juniae*. O óleo do Campo de Guaricema é similar ao do Campo de Dourado.

II.2.4.X.3 - Fluido do Teste Hidrostático

Os testes de estanqueidade de dutos rígidos nas interligações duto-plataforma (*riser*) serão feitos através de testes hidrostáticos com água do mar natural adicionada ou não de corante (solução de fluoresceína a 20%, dosada a 40 ppm), conforme descrito nos itens II.2.4.V.1 -, II.2.4.V.2 - e II.2.4.V.3 -. Nos casos em que houver necessidade de uso de biocida e anticorrosivo, será usado

THPS a 75%, dosado a 50 ppm, bissulfito de sódio a 40%, dosado a 200 ppm e sal quaternário de amônia a 50%, dosado a 10 ppm.

Conforme já descrito, não haverá descarte de fluido de teste hidrostático no mar.

A **Tabela II.2.4-22** apresenta os produtos que, quando necessário, serão adicionados à água para compor o fluido do teste hidrostático. A FISPQ do corante do fluido do teste hidrostático é apresentada no **Anexo II.2.4-4**.

Tabela II.2.4-22 - Fluido do Teste Hidrostático

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Bissulfito de Sódio	Seqüestrante de oxigênio	200
THPS	Biocida	50
Sal quaternário de amônia	Biocida	10
Fluoresceína	Corante	40

Para o fluido de teste hidrostático (água do mar adicionada de corante e aditivos) foram realizados ensaios de toxicidade utilizando o *Lytechinus variegatus* e o *Mysidopsis juniae*, cujos resultados sintetizados apresentam-se na **Tabela II.2.4-23** e na **Tabela II.2.4-24**, a seguir, e cujas análises são apresentadas no **Anexo II.2.4-4**.

Tabela II.2.4-23 - Teste de Toxicidade Crônica utilizando o *Lytechinus variegatus*

Resultados
CENO 0,78% CEO 1,56%
VC 1,10%
Controle: 86,2 % de pluteus
Ensaio com DSS (12/09/2006): 1,70mg.L ⁻¹ (IC: 1,48 – 1,78mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

Tabela II.2.4-24 - Teste de Toxicidade aguda utilizando o *Mysidopsis juniae*

Resultados
CL(I)50; 96h: 1,09 %
Intervalo de confiança (IC): 0,93 – 1,28%
Sobrevivência no controle: 100 %
Ensaio com zinco (04/09/2006): 0,36mg.L ⁻¹ (IC: 0,32 – 0,39mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança.

II.2.4.X.4 - Aditivos Químicos

O tratamento da água a ser injetada nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema consiste de filtração e adição dos seguintes produtos químicos: soluções de bissulfito de sódio (agente seqüestrante de oxigênio), fosfonato (agente antiincrustante) e THPS e Dodigen 1611 (agentes biocida). A adição do THPS será realizada a cada 72 h durante 3 h, já os demais produtos serão adicionados de forma contínua.

A **Tabela II.2.4-25** apresenta os produtos que serão adicionados à água de injeção na ETA. As FISPQ desses produtos e ensaios de toxicidade de uma amostra de água de injeção dosada com os mesmos, utilizando o *Lytechinus variegatus* e o *Mysidopsis juniae*, são apresentadas no **Anexo II.2.4-4**.

Tabela II.2.4-25 - Produtos Químicos do Sistema de Injeção

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Bissulfito de Sódio	Seqüestrante de oxigênio	30
THPS (sulfato de tetrahidroximetil fosfônio)	Biocida	300
Dodigen 1611 (Cloreto de Aquil C12-C14dimetil benzeno amônio)	Biocida	10
Fosfonato	Antincrustante	50

II.2.4.Y - Caracterização Química e Físico-Química da Água Produzida

Este item, conforme descrito anteriormente, não pode ser atendido no momento. Tão logo se dê o aumento do BSW destes campos através da reinjeção de água produzida, será realizada sua caracterização química e físico-química, e os resultados encaminhados a CGPEG.

II.2.4.Z - Laudos Técnicos

Os laudos técnicos completos das análises realizadas, devidamente rubricados e assinados pelos técnicos responsáveis, indicando, dentre outros parâmetros, os métodos analíticos, as metodologias de coleta das amostras, os limites de detecção e a significância dos resultados obtidos estão apresentados no **Anexo II.2.4-3** (caracterização de óleos), no **Anexo II.2.4-4** (fluido de teste

hidrostático e Água produzida PAP-01), e no **Anexo II.2.4-6** (fluidos de perfuração e completação).

II.2.4.AA - Caracterização das Emissões Gasosas e Efluentes

II.2.4.AA.1 - Emissões Gasosas

As principais fontes de emissões atmosféricas relacionadas a este projeto serão motores de combustão utilizados para operação de guindastes, bombas, geradores, compressores e embarcações. Parte destes motores somente será acionada durante a falha de equipamentos de mesma tipologia que utilizarão como fonte energética o sistema de energia solar e a energia elétrica fornecida a partir da EPA.

As outras fontes de emissões atmosféricas são:

- O gás natural aliviado durante o recebimento e o lançamento de *pigs* raspadores e limpadores dos dutos;
- O gás natural aliviado durante a eventual manutenção de válvulas do processo das plataformas, nas bombas pneumáticas de dosagem de produtos químicos e na operação eventual de bombas pneumáticas de transferência do efluente acumulado no vaso de drenagem oleosa para os oleodutos;
- O consumo de gás natural nos *Thermal Electric Generators* (TEG) para a geração de energia elétrica.
- A queima de gás natural em tochas durante os testes de formação de poços exploratórios;
- Emissão de hidrocarbonetos durante a atividade de carregamento de óleo diesel em embarcações;
- Emissões fugitivas de hidrocarbonetos em válvulas, selos de bomba e compressores, flanges, conexões, etc.;

A caracterização qualitativa dos principais poluentes previstos a serem emitidos no projeto considera as atividades de perfuração e produção.

Os principais poluentes emitidos pelas fontes descritas acima estão relacionados na **Tabela II.2.4-26** e são: óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP) e hidrocarbonetos totais (HCT).

Tabela II.2.4-26 - Poluentes relacionados por fonte de emissão

Fonte	NO _x	CO	SO _x	MP	CO ₂	HCT
Tocha de queima de gás (teste de formação)	X	X		X	X	X
Motores de combustão	X	X	X	X	X	X
Carregamento de óleo diesel em embarcações						X
TEG	X	X		X	X	X
Emissões Fugitivas						X
Limpeza de dutos (<i>Pigging</i>)					X	X
Despressurização de linha de gás					X	X

Vale ressaltar que todas as emissões a serem geradas na atividade serão inventariadas através do Sistema Informatizado da PETROBRAS denominado Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas (SIGEA).

II.2.4.AA.2 - Água Produzida

Um dos objetivos específicos deste projeto é eliminar o descarte da água produzida nos campos marítimos de Camorim, Dourado e Guaricema, que ocorre atualmente a partir da EPA.

A partir do momento do início da recuperação secundária não haverá descarte da água produzida dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, via emissário PAP-01. Logo, os volumes previstos para descarte, até o início da recuperação secundária, permanecerão semelhantes aos volumes hoje descartados.

O descarte hoje de água produzida pelo emissário PAP-01 ocorre por batelada em volumes e frequências variáveis, com as seguintes características:

- Volume médio de cada batelada: 2 231 m³
- Vazão Média do emissário do Pólo (PAP-1): 60 m³/h
- Frequência do descarte:

- Número de descartes em junho de 2011 (período chuvoso): 8 (oito)
- Número de descartes em março de 2011 (período seco): 6 (seis)

O volume de água produzida descartado pelo PAP-01 em 2010 foi de 192.439,5 m³. A seguir são apresentados os volumes mensais descartados referentes aos anos de 2010 e 2011:

jan-10	fev-10	mar-10	abr-10	mai-10	jun-10
13.599,1	12.519,1	16.789,8	21.806,2	18.137,0	18.225,0
jul-10	ago-10	set-10	out-10	nov-10	dez-10
18.301,0	14.311,1	12.110,8	15.823,7	15.060,6	15.756,1

jan-11	fev-11	mar-11	abr-11	mai-11	jun-11
16.379,70	12.416,70	15.472,20	17.473,20	21.313,33	17.848,70

II.2.4.AA.3 - Efluentes Sanitários

Durante as fases de instalação, operação e desativação das atividades de perfuração e produção haverá descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares no mar gerados nas plataformas e embarcações de apoio.

O processo de lançamento de efluentes sanitários e resíduos alimentares é realizado diariamente, seguindo as exigências às especificações determinadas na NORMAM e na MARPOL 73/78.

Adicionalmente, para ambos deve ser observada a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011, que dispõe sobre o Projeto de Controle da Poluição (PCP).

Para efeito de cálculo da quantidade de efluentes sanitários gerados, tratados e descartados, foi considerado um número médio de tripulantes de aproximadamente 120 pessoas e uma geração mensal média de efluente sanitário de 560 m³/mês por PA na atividade de perfuração. Para a fase de instalação da produção, são estimados 400 tripulantes com geração média de efluente sanitário de 730 m³/mês. Já para a atividade de operação da produção, foi considerado um número médio de tripulantes de 100 pessoas e uma geração mensal média de efluente sanitário de 1.000 m³/mês. Esta estimativa foi retirada

dos resultados do Projeto Piloto para Medição de Volume de Efluentes Sanitários e Águas Servidas Descartados por Unidades Marítimas e Embarcações de E&P da PETROBRAS, aprovado pelo IBAMA, conforme Ofício CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 0651/2009, para instalações similares.

Já em relação aos restos alimentares triturados, estima-se que para uma tripulação de 120 pessoas de uma PA, a produção é de, aproximadamente, 1 m³/dia. Para a atividade de instalação da produção, a estimativa para uma tripulação de 400 pessoas, a estimativa é de 3,4 m³/dia. Já para a atividade de operação da produção, considerando uma tripulação de 100 pessoas a produção é de, aproximadamente, 0,85 m³/dia.

Destaca-se que durante a fase de produção a geração de efluentes e resíduos orgânicos é reduzida quando comparada com a fase de perfuração, uma vez que as novas plataformas serão desabitadas e, com isso, não irão produzir efluentes e resíduos. Também devido ao fato das novas plataformas serem desabitadas, é prevista na fase de operação uma baixa frequência de tráfego de embarcações de apoio, reduzindo os lançamentos provenientes destas fontes.

II.2.4.AA.4 - Efluentes Oleosos

As plataformas e embarcações que serão utilizadas nas atividades de perfuração e instalação da produção possuem sistemas separadores de água e óleo que permitem o descarte de efluentes somente com teor de óleo de 15 ppm. Já na atividade de operação da produção, os efluentes oleosos gerados nas plataformas durante as atividades de manutenção e inspeção de linhas, vasos e bombas de transferência, serão admitidos pelo sistema de coleta das bandejas dos equipamentos. Os efluentes serão encaminhados por um sistema fechado até o tubo de drenagem, e desse, através de bombas que os injetam no sistema de escoamento, seguirão para tratamento no Pólo Atalaia.

Os equipamentos que poderão ter dreno de óleo para as bandejas e para o sistema de dreno fechado interligado ao tubo de drenagem em cada plataforma são os seguintes:

- lançador de pigs;
- vaso retentor de líquidos;
- vaso depurador de gás;
- bomba de transferência de produto químico;
- bombas de injeção de inibidor de corrosão;
- bombas pneumáticas do tubo de coleta de drenagem.

II.2.4.BB - Perspectivas e Planos de Expansão

Os campos produtores da área marítima vêm sendo alvo de estudos voltados para a identificação de oportunidades exploratórias. Esses estudos estão fundamentados em modelos geológicos elaborados a partir da interpretação dos levantamentos sísmicos 3D existentes.

Numa segunda fase, estima-se, com base em simulações probabilísticas, que os programas de aquisição sísmica 3D previstos deverão resultar na identificação de novas oportunidades de desenvolvimento complementar nos campos da Bacia de Sergipe/Alagoas nos próximos cinco anos.

Atualmente, os resultados desses estudos apontam para incertezas que não permitem definir com precisão projetos de perfuração de novos poços além dos já previstos neste projeto, não havendo, conseqüentemente, previsão para construção de novas plataformas, além dos dutos e plataformas previstos no presente projeto.

II.2.4.BB.1 - Campo de Caioba

Caioba é um campo produtor de hidrocarbonetos com 4 plataformas fixas em operação tendo como plataforma central a PCB-01, a qual recebe a produção dos poços pertencentes à própria plataforma, como também das plataformas satélites PCB-02, PCB-03 e PCB-04, através de dutos multifásicos, e direcionando todo o fluxo para instalações terrestres da EPA em terra, onde são feitos a separação, o tratamento e a medição fiscal dos fluidos produzidos.

Na **Figura II.2.4-86** a seguir é apresentado o Diagrama Unifilar de Interligação de Poços do Campo de Caioba.

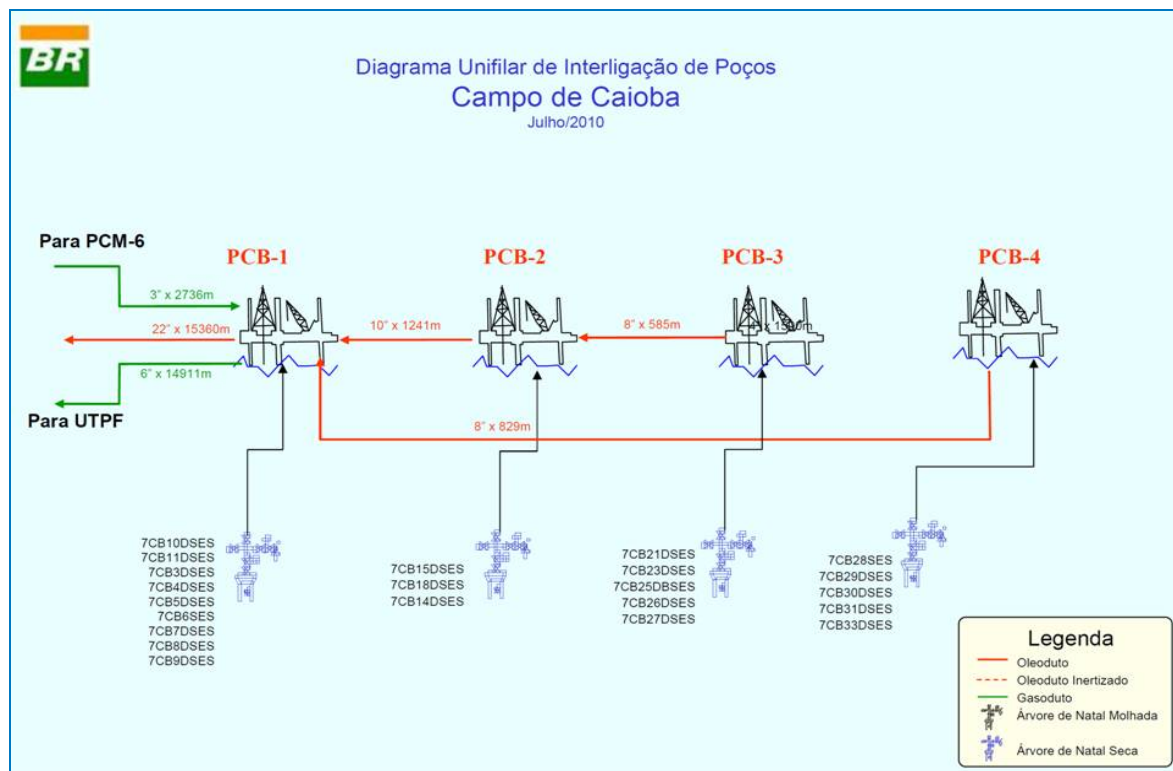


Figura II.2.4-86 - Diagrama unifilar do campo de Caioba

A principal unidade produtora de óleo do Campo de Caioba foi a Formação Serraria, que apresenta atualmente elevado fator de recuperação. Assim, o principal fluido produzido no campo é gás, oriundo da capa da própria Fm. Serraria e dos reservatórios de gás das formações situadas acima desta. Os projetos atualmente previstos para o campo visam à manutenção da produção de gás, através de restaurações dos poços que perdem produtividade, bem como mudança de intervalos produtores.

Contudo, está sendo realizado um estudo multidisciplinar para o campo, envolvendo as áreas de geofísica, geologia e engenharia de reservatórios, na tentativa de mapear novos horizontes dentro do *ring-fence* da concessão. Este grupo já apresentou duas locações, em caráter preliminar, para investigação de prováveis reservatórios portadores de gás. Ao fim deste estudo, devem ser elaborados projetos mais detalhados com novas locações e um plano de

exploração para o campo. Estas locações deverão ser perfuradas a partir da plataforma de produção PCB-01, já existente, e deverão ter esquema de completação simples e sem controle de produção de areia, uma vez que as formações são consolidadas.

II.2.4.BB.2 - Bloco Exploratório BM-SEAL-9

Até o presente momento não foram feitas na concessão Exploratória Bloco BM-SEAL-9 perfurações de poços com o objetivo de identificar a presença de hidrocarbonetos e determinar seu potencial de produção. Como perspectiva futura, caso a campanha exploratória prevista para o bloco e atualmente em processo de licenciamento revele acumulações comerciais viáveis de hidrocarbonetos, deverá ser iniciada uma etapa de planejamento, dirigida à fase de desenvolvimento para o Bloco BM-SEAL-9.

II.2.4.CC - Identificação e Descrição da Infra-Estrutura de Apoio

O apoio marítimo às atividades do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema será dado a partir do Terminal Marítimo Inácio Barbosa (TMIB) (**Figura II.2.4-87**), situado no município de Barra dos Coqueiros, de onde zarparão os barcos de apoio envolvidos com a atividade. As operações de abastecimento de combustível dos barcos de apoio para suprimento das unidades marítimas serão feitas no Terminal Marítimo Inácio Barbosa.

Os resíduos sólidos gerados a bordo das plataformas e embarcações serão segregados, acondicionados e transportados por embarcações em recipientes adequados para a base de apoio terrestre da PETROBRAS localizada no TMIB, podendo realizar armazenamento temporário dos resíduos na área interna do Terminal, em áreas de empresas contratadas ou na Unidade de Armazenamento do Saquinho, pertencente à PETROBRAS, localizado no município de Japaratuba-SE. Como destino final, parte dos resíduos (papel e papelão, plásticos, sucata metálica e de eletro-eletrônico, madeira, lata de alumínio, vidros todos não contaminados e lâmpadas fluorescentes) será encaminhada para a reciclagem na Cooperativa de Agentes Autônomos de Reciclagem de Aracaju –

CARE ou em outras empresas especializadas; as baterias serão devolvidas aos fabricantes; outros resíduos (resíduos contaminados por óleo e/ou produtos químicos, resíduos oleosos, resíduos não passíveis de reciclagem, resíduos infecto-contagioso e pilhas) serão encaminhados para destinos apropriados; óleos usados e águas oleosas serão enviados para re-refino. Tanto o armazenamento temporário, quanto o transporte e destinação final dos resíduos, será feito por empresas devidamente licenciadas pelo órgão ambiental pertinente.

As matérias primas e os equipamentos serão armazenados em áreas específicas e de propriedade da PETROBRAS dentro do TMIB.

O apoio aéreo, por meio de helicópteros, será feito através do Aeroporto Santa Maria em Aracaju (**Figura II.2.4-88**), situado 12 km ao sul do centro da capital e a 52 km do Terminal Marítimo Inácio Barbosa.



Figura II.2.4-87 - Terminal Marítimo Inácio
Barbosa



Figura II.2.4-88 - Aeroporto de Santa Maria
em Aracaju

(L. S. Sousa, 2010)

A sede da UO-SEAL, em Aracaju, será o centro de decisões de ordem administrativa ligadas à implantação e à operação do empreendimento.

Informações sobre as Licenças de Operação do terminal marítimo e do aeroporto são apresentadas no **Quadro II.2.4-8**.

Quadro II.2.4-8 - Licenças de Operação do Aeroporto de Aracaju e Terminal Marítimo Inácio Barbosa.

Empresa	Localização	LO
Empresa Brasileira de Infraestrutura Aeroportuária - INFRAERO	Aeroporto de Aracaju	ADEMA nº 452/2009 Válida até 31/08/2011)
Companhia Vale do Rio Doce	Terminal Marítimo Inácio Barbosa - Barra dos Coqueiros	ADEMA nº 208/2011 Validade: 12.05.2014

As cópias das licenças acima indicadas são apresentadas no **Anexo II.2.4-5**.

Os resíduos gerados nas plataformas serão transportados pelos barcos de apoio em recipientes adequados, conforme estabelecido no Projeto de Controle da Poluição.

O Projeto prevê o uso de pelo menos cinco embarcações AHTS (**Figura II.2.4-89**): o Lilen, o Ocean Supporter, o Lars Graef, o Bremona e o Atrek, que dão apoio às atividades da PETROBRAS na Bacia de Sergipe/Alagoas. Esses rebocadores possuem elevada capacidade de carga, o que diminui o número de viagens entre a base de apoio em terra e o local das operações. Em média, estão previstas duas viagens por semana para cada rebocador. Além destas embarcações, é previsto também o uso do Maersk Clipper, rebocador da BGL-1.

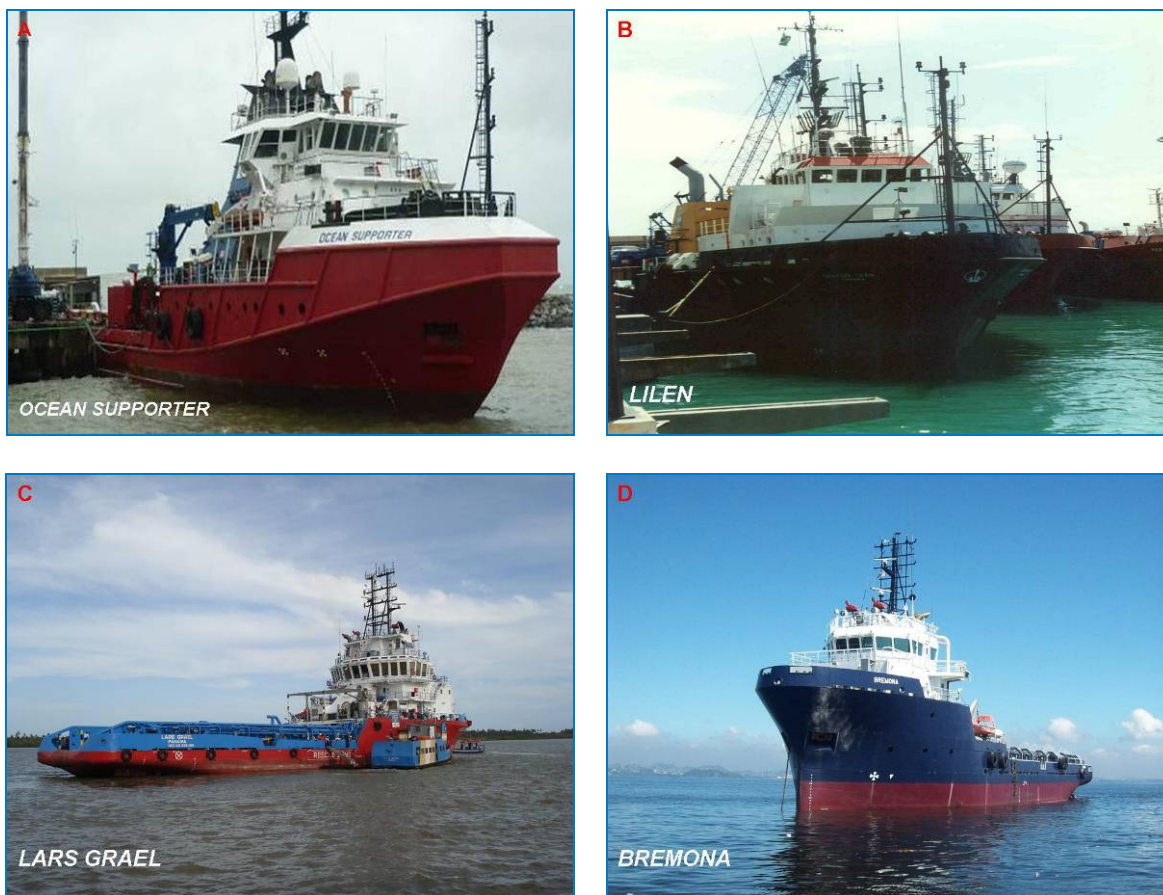


Figura II.2.4-89 - Embarcações de apoio do Projeto de Ampliação: A) Ocean Supporter; B) Lilien; C) Lars Grael; D) Bremona.

Além de transportarem materiais e equipamentos, eles têm a finalidade de apoiar a plataforma em emergências, trabalhando também como embarcações *stand-by*. Sempre que um dos rebocadores for deslocado para receber material, obrigatoriamente o outro deverá estar nas imediações da locação para atuar em caso de emergência. O Plano de Emergência Individual – PEI, para combate a derramamento de óleo, prevê o uso dessas embarcações para contenção e recuperação do óleo derramado.

A UO-SEAL dispõe de embarcações tipo OSRV (*Oil Spill Recovery Vessel*) para proteção ambiental, especificamente para controle e recolhimento de óleo. Estas embarcações são apresentadas no Plano de Emergência Individual – PEI – Seção II.9 deste EIA.

A **Tabela II.2.4-27** apresenta as características das principais embarcações que serão utilizadas no apoio às operações.

Tabela II.2.4-27 - Características das embarcações de apoio

Embarcações	Lilen	Lars Grael	Bremona	Ocean Supporter	Atrek
Proprietário	South Patagonia Services Ltd.	TOESA S.A.	DUH Boats B.V.	Oceanlink Offshore Ltd.	Fortrans Shipping Co Ltd.
Comprimento,m	58,55	64,8	64,35	71,50	67,58
Boca,m	13,80	16	15,00	16,00	13,80
Calado,m	5,40	4,9	5,17	6,00	5,00

II.2.4.DD - Procedimentos Previstos para a Desativação das Unidades

Os procedimentos para desativação de instalações de produção de petróleo e gás são padronizados pela PETROBRAS e levam em consideração a legislação vigente, bem como as melhores práticas de engenharia.

O Projeto de Desativação da Atividade, apresentado na Seção II.7.7 deste estudo, apresenta as diretrizes para a desativação das unidades, cujas principais ações são descritas a seguir.

II.2.4.DD.1 - Instalações de Superfície

Os componentes do sistema de injeção - lançadores, recebedores, válvulas e linhas de injeção - deverão ser totalmente desmontados e transportados para o Terminal Marítimo Inácio Barbosa (TMIB). Antes da retirada, os equipamentos serão totalmente limpos, os líquidos serão transferidos através dos dutos de escoamento da produção para o Pólo Atalaia e os resíduos sólidos serão acondicionados e transportados para TMIB, de onde serão destinados à disposição final em unidades devidamente licenciadas. Os equipamentos retirados poderão ser reutilizados ou reciclados.

II.2.4.DD.2 - Instalações submarinas

Todos os aquedutos rígidos e dutos de produção serão inteiramente limpos e deixados no local, preenchidos com água devidamente tratada. Os demais aquedutos (linhas flexíveis) sofrerão o mesmo processo de limpeza e poderão ser deixados no local ou recuperados para posterior reutilização em outras instalações da PETROBRAS. O mesmo será feito para os cabos submarinos, que poderão ser deixados no local ou recuperados para posterior reutilização.

II.2.4.DD.3 - Poços

O abandono de poços será feito de acordo com o disposto na Portaria Nº 025/02 da ANP. Cada poço será abandonado utilizando tampões de cimento API Classe G, cujas características e procedimentos de mistura das pastas de cimento deverão obedecer às normas API SPEC 10A, API RP 10B, NBR 9831, NBR 5732 ou NBR 11578, conforme indicado na Seção II.3 deste EIA.

II.2.4.DD.4 - Plataformas

Posteriormente ao abandono dos poços produtores, será iniciada a desmontagem das plataformas de águas rasas. Inicialmente serão retirados todos os equipamentos de produção das plataformas, tais como lançadores de *pig*, tubulações, painel hidráulico, painéis elétricos e painéis solares. Todos os equipamentos passarão por processo de limpeza antes de sua retirada. Após esta limpeza, os líquidos serão transferidos através dos dutos de escoamento da produção e os resíduos sólidos serão acondicionados em tambores e transportados para o TMIB, de onde seguirão para destinação final adequada, em conformidade com o Projeto de Controle da Poluição - Seção II.7.2.

Após a retirada dos equipamentos, será realizada a operação de corte e remoção do convés das plataformas e, na seqüência, serão feitos os cortes, no fundo do mar, das guias e estacas para remoção total das jaquetas das plataformas. Estas operações serão realizadas utilizando-se uma plataforma auto-elevatória. As estruturas retiradas serão então transportadas, por rebocador, para o TMIB, podendo ser reutilizadas ou recicladas.