

## II.3 – DESCRIÇÃO DOS ASPECTOS OPERACIONAIS DA ATIVIDADE

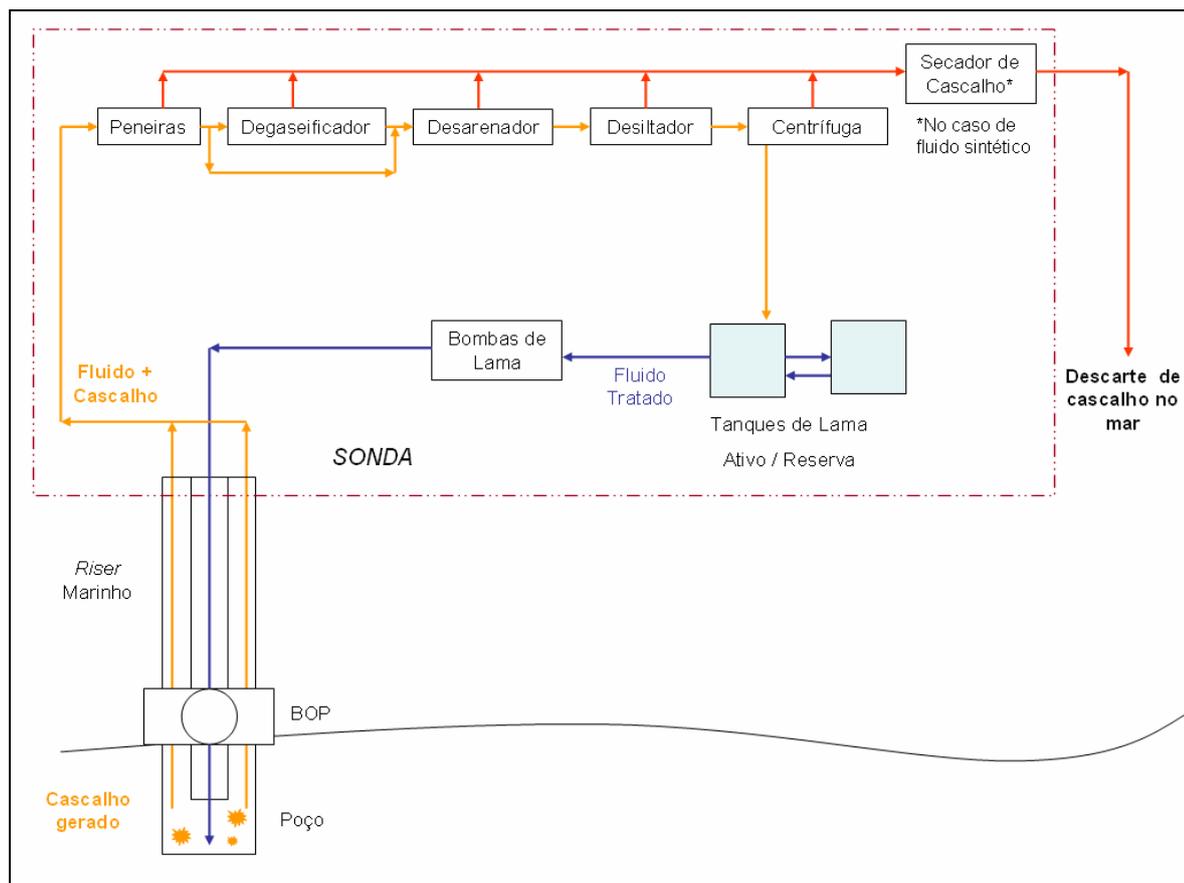
Este capítulo apresenta os aspectos operacionais das atividades de perfuração a serem realizadas pela PETROBRAS na Área Geográfica Bacia de Santos (AGBS).

### A) Descrição do Processo de Perfuração e suas Etapas

A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração. Para que esses reservatórios sejam alcançados são utilizadas sondas rotativas para a perfuração de poços. Nas atividades de perfuração marítima são utilizadas, usualmente, sondas instaladas em plataformas auto-elevatórias, plataformas semi-submersíveis ou navios-sonda. A escolha do tipo de plataforma a ser utilizada é função das limitações operacionais e da lâmina d'água do local onde o poço será perfurado.

O processo de perfuração é executado por uma combinação de rotação, peso e jateamento, aplicados sobre as formações de rochas em sub-superfície, através de uma broca presa à extremidade de uma coluna de perfuração.

O movimento de rotação é transmitido à coluna e à broca através da mesa rotativa, instalada na base da torre de perfuração. Pelo interior da coluna, é injetado o fluido de perfuração, que retorna à superfície, pelo espaço anular entre a coluna e a parede do poço, trazendo os fragmentos de rocha triturada (cascalho). A **Figura II.3-1** apresenta um esquema simplificado do processo de perfuração.



**Figura II.3-1 - Esquema simplificado do processo de perfuração.**

Fonte: HABTEC, 2005.

À medida que o processo de perfuração avança e o poço vai sendo aprofundado, faz-se necessário revestir o poço com tubos de aço. Entre outras funções, esse revestimento visa garantir a sustentação das paredes do poço e isolar formações portadoras de diferentes tipos de fluidos. Uma vez revestido o poço, a perfuração prossegue com brocas de diâmetro menor. Dessa forma, a perfuração de um poço se dá em várias fases de diâmetros decrescentes. A extensão de cada fase é estabelecida, dentre outros aspectos, em função da natureza e da profundidade das formações a serem perfuradas e das características funcionais planejadas para o poço.

O processo de perfuração desses poços compreende, sinteticamente, as seguintes etapas principais:

- Mobilização da sonda;
- Perfuração do poço;
- Desmobilização da sonda.

## **Mobilização da Sonda**

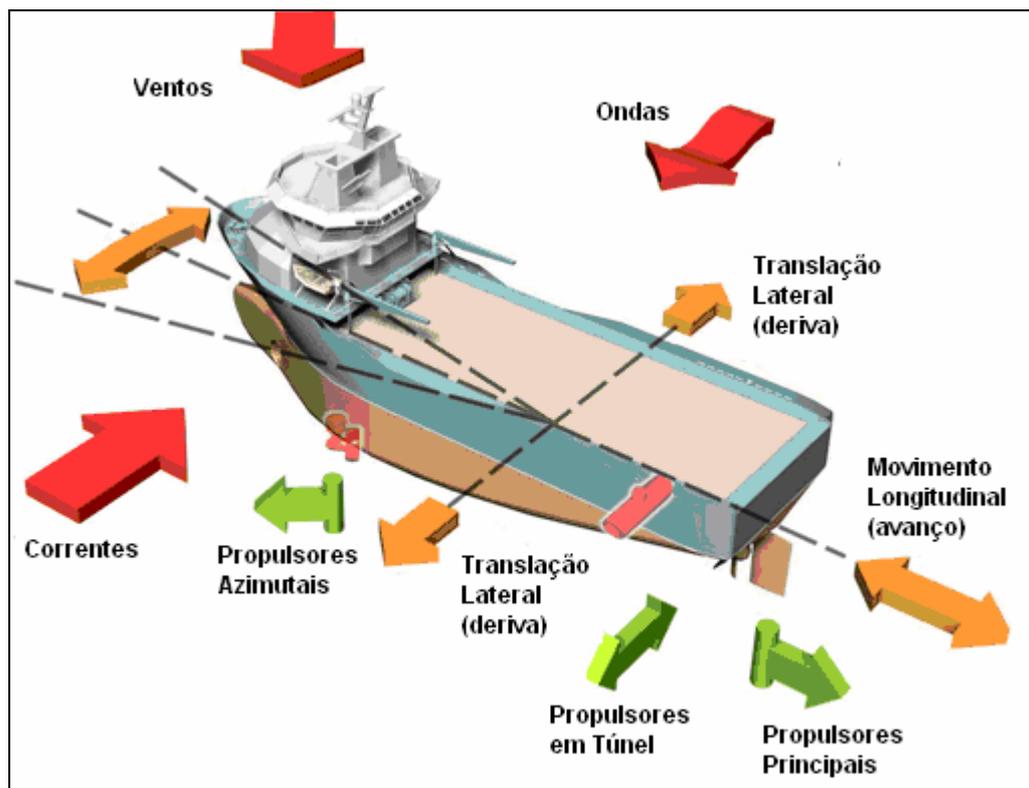
As sondas de perfuração podem ser transportadas por rebocadores ou através de propulsão própria até o local da perfuração, onde permanecem posicionadas nas coordenadas do poço durante o processo de perfuração.

O posicionamento da unidade de perfuração marítima pode ser realizado através de um sistema de posicionamento dinâmico ou de um sistema de ancoragem convencional (âncoras e linhas de amarração).

No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto pelos equipamentos de perfuração. O sistema é composto por propulsores azimutais de orientação fixa ou variável, que funcionam baseados em processamento computacional de informações de localização, fornecidas por satélites (tipo GPS) ou por sensores acústicos, baseados em sinais recebidos de emissores de som localizados no fundo do mar (*transponders*).

Os computadores controlam a potência e a direção dos propulsores, no sentido contrário das ondas e das correntes atuantes no navio, mantendo constante a posição desejada, com margem de erro menor do que 1% da lâmina d'água.

O esquema de funcionamento do posicionamento dinâmico é apresentado na **Figura II.3-2**.



**Figura II.3-2** - Esquema de funcionamento do Sistema de Posicionamento Dinâmico.

Fonte: modificado de [www.km.kongsberg.com](http://www.km.kongsberg.com)

No sistema de ancoragem convencional, o posicionamento da sonda é mantido por meio de um conjunto de âncoras dispostas radialmente ao redor da locação, presas, individualmente, à plataforma por meio de linhas de ancoragem de composição mista (amarras, cabos de aço e cabos de poliéster).

Na ancoragem de sondas de perfuração, podem ser utilizadas âncoras do tipo torpedo (que são cravadas no solo marinho) e do tipo convencional (como exemplo, a âncora *Stevin*), sendo este último o mais freqüente.

A **Figura II.3-3** apresenta os dois modelos de âncoras normalmente utilizados pelas sondas que trabalham para a PETROBRAS.



**Figura II.3-3 - Âncora convencional do tipo Stevin (A) e Estaca do tipo torpedo (B).**

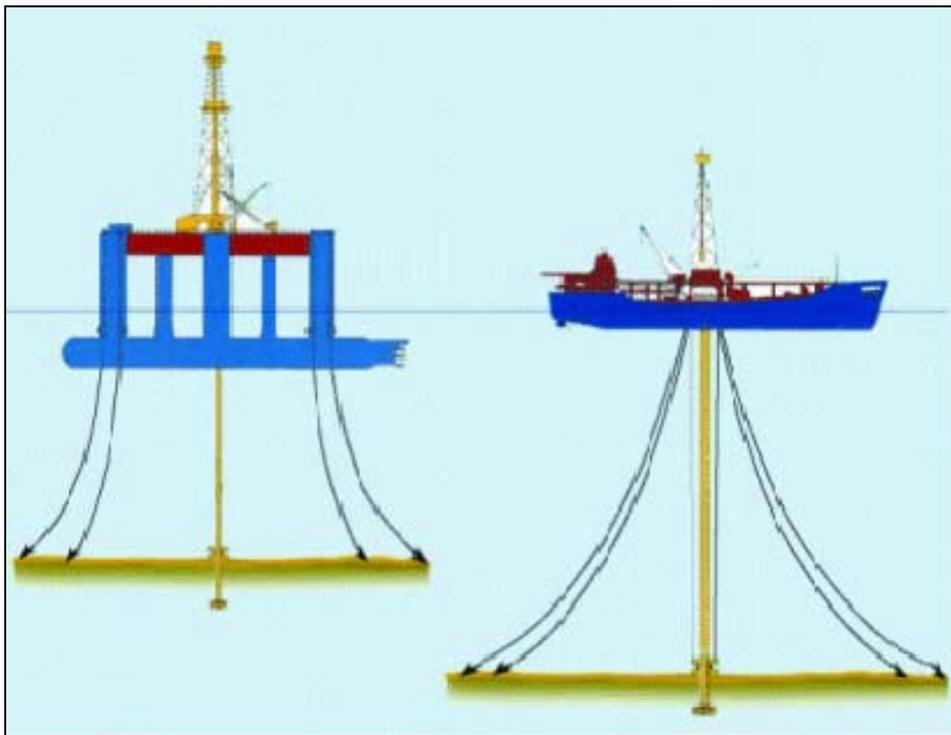
Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

Com relação às características operacionais, o Quadro II.3-1 apresenta um comparativo entre os dois modelos utilizados.

**Quadro II.3-1 - Características das âncoras.**

	ÂNCORA CONVENCIONAL	ÂNCORA TORPEDO
Peso	20 t	40 t
Ancoragem	Cravadas no solo por arraste	Cravadas no solo pelo próprio peso ao serem lançadas em queda livre
Barco de apoio	Lançamento e manuseio das âncoras	Lançamento e manuseio das âncoras

A **Figura II.3-4** apresenta um desenho ilustrativo do sistema de ancoragem de sondas.



**Figura II.3-4** - Desenho ilustrativo do sistema de ancoragem de sondas.

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

Os sistemas de posicionamento e/ou ancoragem utilizados em cada unidade de perfuração estão descritos nas Fichas de Descrição das Unidades Marítimas, apresentadas no **Anexo II.3.1-1**.

### **Perfuração do Poço**

O processo de perfuração de poços é realizado através de uma broca presa à extremidade de uma coluna de tubos de aço e consiste, basicamente, de uma combinação de rotação, peso e jateamento, aplicados sobre as formações rochosas em sub-superfície.

A movimentação da coluna de perfuração é realizada pelo sistema de guincho, localizado na torre de perfuração (**Figura II.3-5**), que possui forma piramidal e altura suficiente para prover um espaço vertical livre acima da plataforma de trabalho, permitindo a execução das manobras (THOMAS, 2001).

A coluna de perfuração é composta por tubos de diferentes tipos, que se conectam através de roscas resistentes, de perfil cônico. Os tubos medem, em média, 9m de comprimento, de forma que, a cada 9 m perfurados, um novo tubo é conectado à coluna.

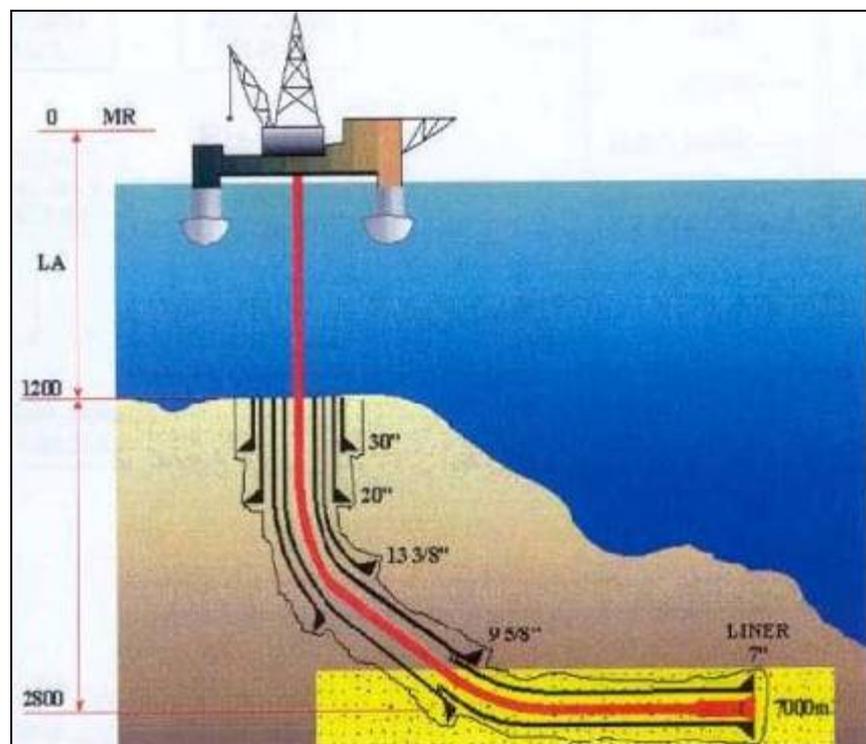


**Figura II.3-5 - Torre de perfuração típica**

Fonte: Arquivo PETROBRAS 2006.

Os poços são perfurados em etapas (também conhecidas por “fases”), caracterizadas por diferentes diâmetros de brocas e dos respectivos revestimentos utilizados.

A **Figura II.3-6** ilustra a perfuração de um poço com diferentes diâmetros.



**Figura II.3-6 - Perfuração de um poço com diferentes diâmetros..**

Fonte: HABTEC, 2005.

Em atividades de perfuração marítima, os poços perfurados apresentam diferentes fases e diferentes diâmetros. As diferenças entre as fases de perfuração dependem do tipo de poço (vertical, direcional ou horizontal), do seu caráter (desenvolvimento ou exploratório) ou, ainda, das condições operacionais particulares de cada poço, especialmente no caso daqueles exploratórios. A profundidade de cada fase de perfuração é determinada, dentre outros aspectos, pela geologia e pela natureza das formações, além das características funcionais planejadas para o poço.

A primeira fase de perfuração de um poço consiste na instalação do tubo condutor utilizando-se um processo de jateamento. Neste processo, o tubo condutor é acoplado à coluna de perfuração, através da chamada coluna de jateamento, composta por broca de perfuração, estabilizadores, motor de fundo e comandos, além do *Jet CAM* (dispositivo que conecta a coluna de perfuração à ferramenta de jateamento). Com a injeção de fluido pelo interior da coluna, o motor de fundo transmite rotação à broca. A perfuração vai avançando, enquanto o tubo condutor encamisa o poço que está sendo aberto.

O processo é chamado de jateamento porque o fluido de perfuração é bombeado através dos 'jatos' da broca, sendo este o agente que mais atua na desagregação das rochas que estão sendo perfuradas. Em sua passagem, o fluido aciona o motor de fundo, sai pelos jatos e retorna pelo anular entre o tubo condutor e a parede do poço, carreando os cascalhos gerados para fora do poço. A extensão do trecho perfurado por jateamento será função da resistência dos sedimentos e da carga exercida pelo revestimento a ser descido na segunda fase de perfuração.

A operação termina quando o tubo condutor está totalmente introduzido no furo aberto pela coluna de jateamento.

A Base Guia Permanente (BGP) é descida juntamente com o tubo condutor e montada na superfície do solo marinho (Thomas, 2001).

Concluída a instalação do tubo condutor, a coluna é liberada da *Jet CAM* e o processo de perfuração segue adiante, com a perfuração da fase seguinte.

A **Figura II.3-7** ilustra a montagem de uma coluna de perfuração acoplada a uma *Jet CAM*.

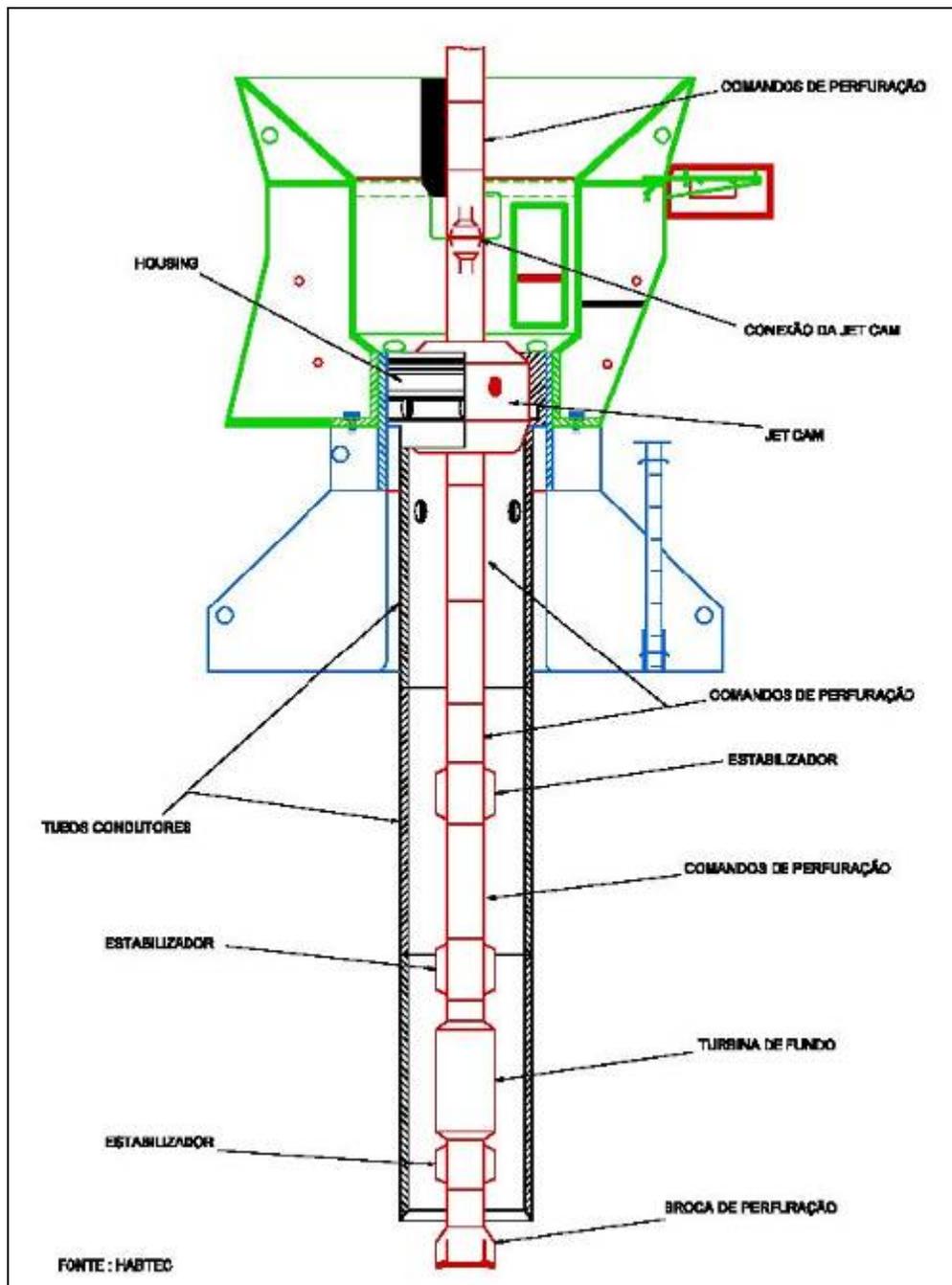


Figura II.3-7 - Esquema do conjunto de Instalação do Tubo Condutor

Fonte: HABTEC, 2005.

À medida que a perfuração avança e o poço vai sendo aprofundado, faz-se necessário revesti-lo com tubos de aço para manter sua integridade. Após o revestimento do poço, a perfuração prossegue com brocas de diâmetro menor.

Antes do início da perfuração da primeira fase com retorno de fluido e cascalho, será instalada a cabeça de poço, que tem como principal função

sustentar os demais equipamentos a serem instalados no poço, incluindo-se, dentre eles, o BOP (*blowout preventer*) e o *riser* marinho.

O componente de segurança BOP é composto por um conjunto de válvulas, montadas na cabeça do poço, projetado para permitir seu fechamento em caso de um eventual influxo indesejável no poço dos fluidos confinados nos poros das formações, permitindo a tomada de ações para a retomada do controle da operação.

O *riser* marinho consiste em uma tubulação de grande diâmetro, cuja função é servir de tubo condutor para a coluna de perfuração e para o retorno do fluido de perfuração até a superfície, ligando a plataforma de perfuração à cabeça do poço, isolando o interior do poço do ambiente marinho.

A **Figura II.3-8** apresenta a ilustração de um *riser* marinho, na porção em que este alcança o piso da plataforma de perfuração, por baixo da mesma.



**Figura II.3-8** - *Riser* marinho

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

Após a instalação do *riser*, a perfuração das demais fases é feita através de rotação e peso sobre a broca. O fluido injetado pelo interior da coluna também sai pelos jatos da broca, contribuindo no processo de desagregação das rochas, porém não tanto quanto no processo de jateamento.

Na perfuração das fases seguintes à instalação do BOP e do *riser* marinho, fluidos aquosos poliméricos são os mais freqüentemente utilizados, podendo também, serem utilizados fluidos sintéticos. Nessas fases, a perfuração é realizada em sistema fechado, ou seja, o fluido juntamente com o cascalho gerado retorna ao sistema de tratamento de sólidos da sonda. Os sólidos separados são descartados no mar e o fluido direcionado para o poço. As informações relativas aos fluidos de perfuração são apresentadas no item II.3.2 .

Após o término da perfuração de cada fase, é descida uma coluna de revestimento, procedendo-se sua cimentação. O comprimento das colunas de revestimento é determinado em função das pressões de poros e de fraturas previstas, as quais indicam o risco de prisão da coluna por diferencial de pressão, da ocorrência de *kicks*, de desmoronamento das paredes do poço e da perda de fluido de perfuração para as formações. Em resumo, a coluna de revestimento tem as seguintes funções:

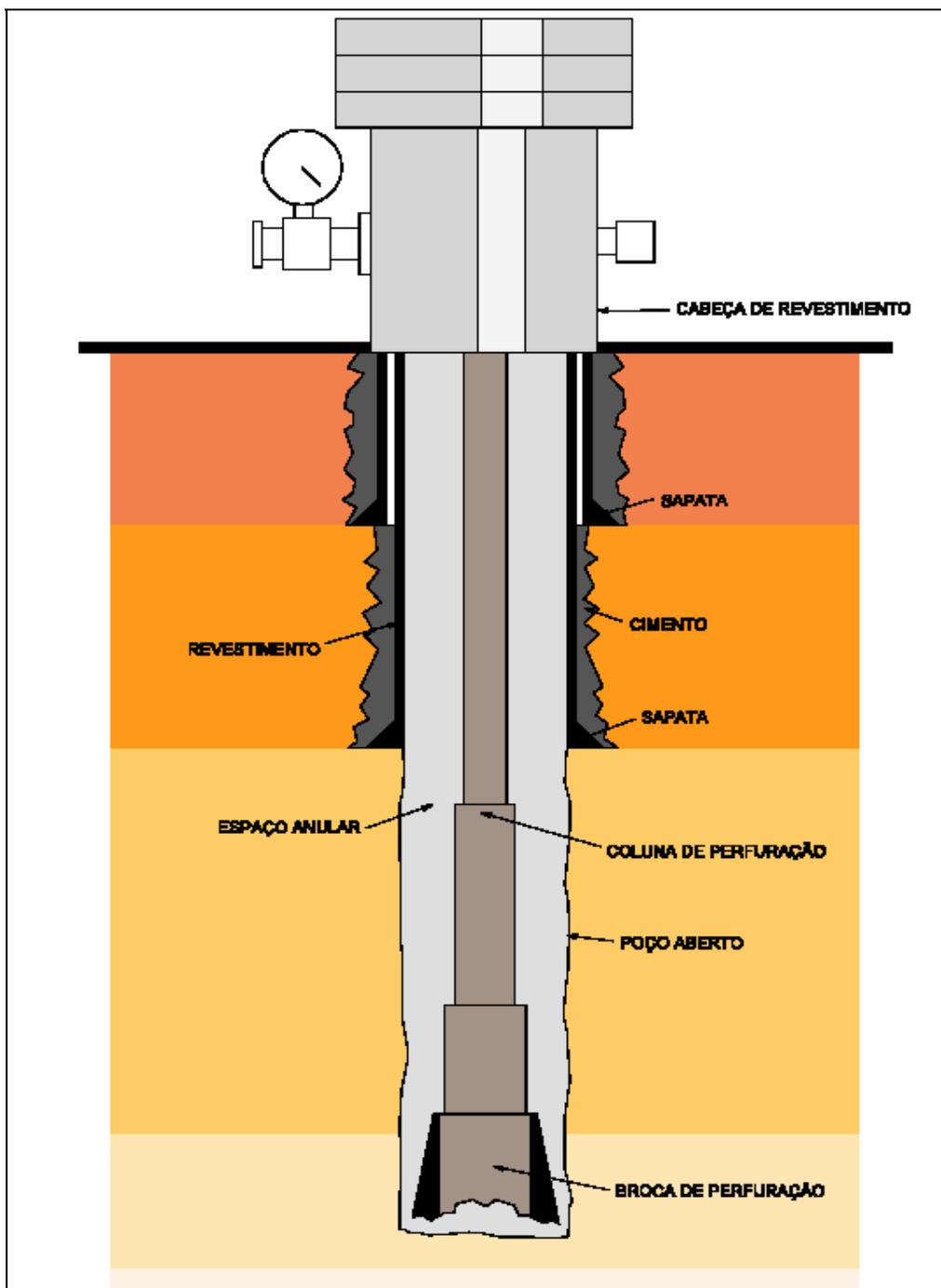
- Prevenir o desmoronamento das paredes do poço;
- Permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície;
- Prover meios de controle de pressão dos fluidos;
- Impedir a migração de fluidos das formações;
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- Sustentar outras colunas de revestimento;
- Alojamento dos equipamentos de produção/injeção do poço;
- Confinar a produção ao interior do poço.

Após a descida da coluna de revestimento, o espaço anular entre a tubulação de aço e as paredes do poço é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação, dando suporte mecânico ao poço, e promover a vedação hidráulica entre os diversos intervalos de formações permeáveis.

A cimentação do espaço anular é realizada através do bombeio de uma pasta de cimento que é deslocada por dentro da própria tubulação de revestimento. Na extremidade inferior da tubulação, a pasta passa por uma válvula *oneway*, denominada sapata, retornando pelo espaço anular entre a tubulação e parede do poço, preenchendo-o. Após o endurecimento da pasta, o cimento fica fortemente aderido à superfície externa do revestimento e à parede do poço (Thomas, 2001).

A perfuração de poços-pilotos direcionais se faz, em geral, para poços de desenvolvimento, com o objetivo de identificar as profundidades corretas do topo e da base do intervalo reservatório e de se obterem dados como perfis, pressões, amostras de fluidos, entre outros. Após a análise das condições do reservatório, a porção inferior deste poço-piloto será abandonada com tampões de cimento e o poço desviado para a perfuração da fase horizontal.

A **Figura II.3-9** apresenta um esquema de poço revestido e cimentado.



**Figura II.3-9** - Esquema de um poço revestido e cimentado

Fonte: Veiga, 1988.

## ***Desmobilização da Sonda***

Ao término da atividade de perfuração, o *riser* e os demais equipamentos de perfuração serão recolhidos à sonda, quando então, se inicia o processo de desmobilização para outra locação, através de propulsão própria ou através de barcos rebocadores.

No caso da utilização do sistema convencional de ancoragem, após a perfuração, as âncoras inicialmente fixadas no assoalho marinho, assim como as amarras e linhas de ancoragem serão desconectadas e recolhidas por barcos rebocadores. Posteriormente se inicia o deslocamento da sonda para a perfuração de outro poço em outra locação.

### ***B) Descrição das Operações Complementares Previstas***

As operações complementares compreendem, sinteticamente, as seguintes etapas principais:

- Perfilagem;
- Teste de formação;
- Completação;
- Abandono.

#### ***Perfilagem***

O perfil de um poço é um gráfico da profundidade versus alguma propriedade elétrica, acústica ou radioativa das rochas atravessadas. As propriedades das rochas são medidas por instrumentos e ferramentas especiais descidas no poço através de um cabo eletro-mecânico. Os dados obtidos permitem cálculos volumétricos, como a estimativa da porosidade e a quantidade de hidrocarbonetos existente no reservatório.

Para a obtenção dos perfis, as ferramentas de medição são descidas no poço através de um cabo elétrico. À medida que a ferramenta vai passando em frente às rochas do intervalo, suas características vão sendo medidas e a informação vai sendo enviada à superfície, onde é registrada digital e analogicamente.

Existem duas suítes de perfilagem: a LWD (*Logging While Drilling*), utilizada durante a perfuração acoplada à coluna e a perfilagem a cabo, realizada após a

perfuração. Em poços muito inclinados ou horizontais, o conjunto de perfilagem pode ser descido com a coluna de trabalho, através da ferramenta denominada “*Tool Pusher*”.

Os perfis usualmente registrados são:

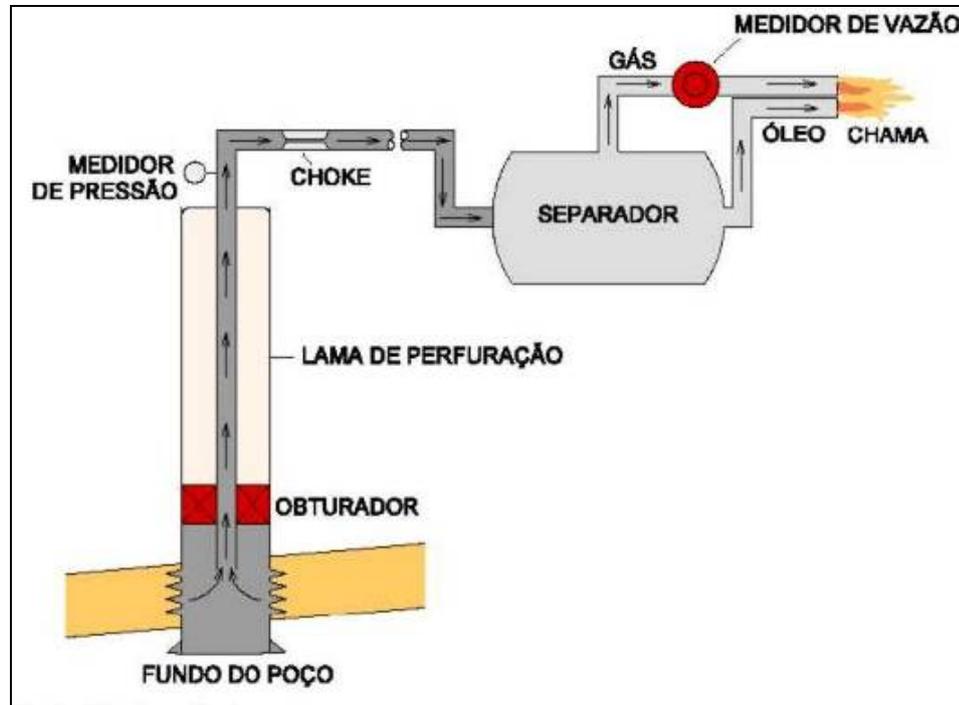
- Raios Gama (RG): aplica-se na identificação litológica, como indicador de argilidade, na análise sedimentológica e na correlação geológica. O perfil de raios gama mede a radioatividade natural das formações. Nas rochas sedimentares o perfil de raios gama normalmente reflete o conteúdo argiloso da rocha, 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. Permite estimar a saturação de água/óleo do reservatório;
- Sônico: mede quanto tempo uma onda acústica leva para percorrer uma distância de 1 ft (0,33 m) de formação. Essa medida dá uma estimativa da densidade da rocha e sua porosidade;
- Densidade: mede a densidade aparente das rochas. Permite estimar a porosidade das rochas dos reservatórios;
- Neutrão: mede o índice de hidrogênio nas rochas. A grande quantidade de hidrogênio encontra-se no espaço poroso, onde se tem petróleo, gás ou água. Assim sendo o neutrão é um perfil que dá a medida da porosidade;

No programa de perfilagem para os poços da Bacia de Campos, estão previstas uma perfilagem intermediária e uma final. Para ambas as perfilagens serão utilizadas as duas suítes (LWD e A CABO/*Tool Pusher*).

### **Teste de Formação**

O teste de formação é realizado para se avaliar a potencialidade de produção do reservatório. O teste é a operação pela qual, com a utilização de ferramentas especiais, recupera-se, na superfície, os fluidos das formações, ao mesmo tempo em que se registram as pressões de fluxo e estática dos reservatórios. Para sua

realização, uma coluna de testes é descida no poço. Um diagrama esquematizado dos equipamentos utilizados para a realização de um teste está ilustrado na **Figura II.3-10**.



**Figura II.3-10** - Esquema de realização do teste de formação.

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

A coluna de testes funciona da seguinte forma:

- Um “*packer*” (obturador de borracha) é assentado acima da formação a ser testada, separando o poço em duas zonas não comunicáveis, isolando a zona a ser testada. O obturador alivia a pressão hidrostática do fluido de perfuração do reservatório e permite o óleo fluir para dentro da coluna de teste;
- Um conjunto de teste, que consiste numa série de componentes, onde a válvula testadora é o elemento principal, 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;
- 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;

- 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.

Com isso, os fluidos existentes abaixo do “*packer*” fluirão para dentro da coluna de teste.

Na superfície, os equipamentos de teste incluem o *choke manifold*<sup>1</sup>, o separador gás/óleo, dispositivos para medição de vazão e pressão e os queimadores.

Quando a válvula testadora é fechada, o fluxo é interrompido. Nesse momento o registrador de fundo indica a pressão do reservatório.

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, verifica-se a existência ou não de dano ou barreira de permeabilidade no reservatório. Verifica-se, também, se o reservatório apresenta sinais de depleção (queda de pressão do reservatório correspondente a uma certa produção de fluidos). Avalia-se, então, a capacidade de produção do intervalo de interesse.

## **Completação**

A completação de um poço consiste no conjunto de operações destinadas a equipá-lo para produzir hidrocarbonetos com segurança e com o melhor desempenho possível ao longo de sua vida produtiva. Assim sendo, só são completados os poços cujo aproveitamento seja economicamente viável.

Os poços de desenvolvimento são sempre programados para serem completados, uma vez que integram a estratégia de produção de um campo. Isso é válido tanto para poços produtores quanto para os injetores.

Uma completação típica de poço segue as seguintes fases:

- Instalação dos equipamentos de superfície;
- Condicionamento do poço;

<sup>1</sup> Conjunto de válvulas que permite direcionar o fluxo do poço através de passagens com diferentes diâmetros (*chokes*)

- Avaliação da qualidade da cimentação;
- Instalação da coluna de produção/injeção.

A seguir, é feito um breve descritivo de cada uma das fases:

#### Instalação dos Equipamentos de Superfície

Esta fase ocorre ao final da perfuração dos poços e consiste na instalação da Base Adaptadora de Produção (BAP), que tem por função permitir o acoplamento da Árvore de Natal Molhada (ANM), que receberá a conexão das linhas submarinas do sistema de coleta de produção.

#### 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. Nessas operações, sendo o fluido de perfuração de base aquosa, é comum que este seja descartado ao mar.

Para o condicionamento do poço é decida uma coluna com broca e raspador. A broca corta os tampões e os restos de cimento presentes no poço. O raspador limpa as paredes do revestimento, retirando o que foi deixado pela broca.

#### Avaliação da Qualidade da Cimentação

Esta avaliação é feita utilizando-se perfis acústicos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação.

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

#### Instalação da Coluna de Produção/injeção

A função básica da coluna de produção (COP) é a de conduzir a produção de fluidos (óleo/água/gás) até a superfície, protegendo o revestimento. Para facilitar a elevação do petróleo até a superfície são instaladas válvulas de *gas-lift* na coluna, por onde parte do gás produzido é reinjetado pelo anular entre revestimento e a COP. A **Figura II.3-11** mostra um esquema de coluna de produção incluindo o conjunto BAP e ANM.

Os poços injetores de água do mar possuem coluna de injeção (COI), cuja diferença mais importante é não possuir válvulas de *gas-lift*. Além disso, opcionalmente pode ser empregada a ANM simplificada de injeção, que possui menos válvulas de controle.

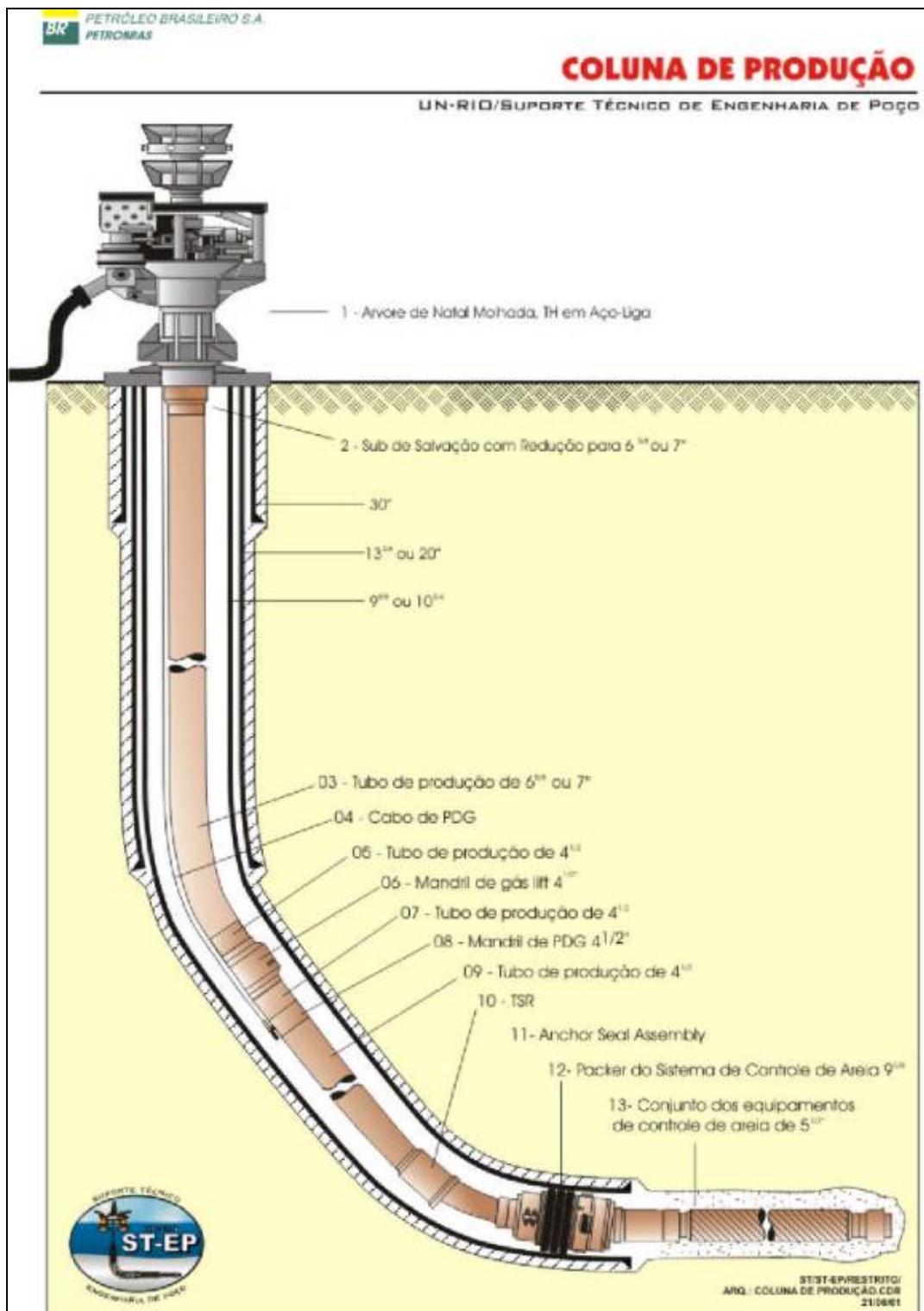


Figura II.3-11 - Esquema de coluna de produção incluindo o conjunto BAP e ANM.

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

### **Abandono**

O abandono do poço pode ser temporário, nos casos em que o poço venha a ser aproveitado posteriormente, ou definitivo, no caso de poços que se mostrem economicamente inviáveis.

A operação de abandono de um poço consiste na colocação de tampões (mecânicos ou construídos com cimento), de modo a lacrá-lo com segurança impedindo a mistura entre fluidos de diferentes formações e migração de fluidos para o fundo do mar.

No caso do abandono temporário, são colocados tampões de cimento no poço, isolando as formações entre si, e dois tampões isolando a formação mais rasa da superfície. A construção destes tampões é feita a partir do bombeio de uma pasta de cimento através da coluna de perfuração.

Nos abandonos definitivos, o procedimento para colocação dos tampões é o mesmo, sendo que o cimento cobre inclusive os intervalos porosos.

Na Área Geográfica Bacia de Santos, as operações de abandono dos poços seguirão os procedimentos de segurança usualmente adotados pela indústria do petróleo, além daqueles estabelecidos pela legislação pertinente (Portaria ANP nº 25/02).

Essas operações de abandono de poços, além dos cuidados normais já adotados no transporte e manuseio de cimento e aditivos, incluem testes de pressão para garantir a vedação total do poço. No caso de abandono temporário, serão instaladas coberturas anticorrosão na cabeça do poço, de forma a não interferir no calado mínimo necessário para embarcações nas locações em águas rasas, e, no caso de abandono permanente, toda a estrutura e tubulações acima do nível do fundo do mar serão retiradas quando do arrasamento dos poços, garantindo o retorno ao estado original da locação.

### **C) Infra-estrutura de Apoio**

As bases de apoio para a atividade de perfuração na AGBS têm como função proporcionar a logística para fins de fornecimento, transporte e armazenamento temporário de insumos e resíduos, bem como facilitar o embarque e desembarque do pessoal alocado nas atividades *offshore*. As atividades desenvolvidas na AGBS utilizarão diferentes bases de apoio, dependendo da

porção da área em que a atividade for desenvolvida, conforme identificado a seguir no **Quadro II.3-2**.

**Quadro II.3-2 – Identificação das bases de apoio para a Área Geográfica Bacia de Santos**

Base de Apoio	Área Geográfica Bacia de Santos	
	Atividades na Porção Norte	Atividades na Porção Sul
Marítimo	Multipostos Operadora Portuária S.A. (RJ)	Porto de Itajaí (SC)
Aéreo	Aeroporto de Jacarepaguá (RJ)	Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Jr (SP) Aeroporto Internacional Ministro Victor Konder (SC)

### **Terminais de Apoio Marítimo**

#### *Multipostos Operadora Portuária S.A.*

Para a atividade de perfuração na porção norte da AGBS será utilizado como terminal de apoio marítimo a base pertencente a Multipostos Operadora Portuária S.A., localizada no bairro do Caju, zona portuária da cidade do Rio de Janeiro, na costa oeste da Baía de Guanabara. No complexo portuário onde está inserida a Multipostos, destacam-se também os seguintes terminais: Multi – Rio (Terminal de Contêiner), Multi – Car (Terminal de Veículos) e o TRA (Terminal Retro-portuário Alfandegário).

A **Figura II.3-12**, apresentada a seguir, mostra a vista aérea da área ocupada pela Multipostos.



**Figura II.3-12 - Vista Aérea da Multiportos**

Fonte: [http://www.transportes.gov.br/bit/terminais\\_mar/Multiportos/](http://www.transportes.gov.br/bit/terminais_mar/Multiportos/)

A Multiportos está localizada no seguinte endereço comercial:

Rua General Gurjão, nº 2, Caju, Rio de Janeiro, RJ

Cep: 20931-040

Tel: (21) 2580-5881 / 7834-9108

Fax: (21) 2580-6731

A Multiportos possui dois berços de atracação com 230 m cada, totalizando 460 m de extensão de cais operacional com 8 m de profundidade. No cais estão instalados guindastes do tipo “pórtico” sobre trilhos, com capacidade de 40 t.

Os acessos podem ser feitos dos seguintes modos:

- **RODOVIÁRIO** – Pelas rodovias BR-040, que liga a região sudeste à região centro-oeste; BR-101, que permite ligação com o nordeste; BR-116 para ligação com o sul e norte; RJ-071; e, RJ-104.
- **FERROVIÁRIO** - Possui acesso ferroviário através do Consórcio MRS Logística S.A., malha sudeste.
- **MARÍTIMO** - A barra do estuário da Baía de Guanabara está localizada na região de boca da Baía, entre o Pão de Açúcar (Rio de Janeiro), e a Fortaleza de Santa Cruz (Niterói). A barra possui largura de 1,5 km, com profundidade média de 25 m, com exceção da área junto ao Pão

de Açúcar, mais rasa, com 17 m de profundidade. A Multiportos possui um canal de acesso próprio com 6.000 m de comprimento, 150 m de largura e profundidade variando de 17 m canal varrido até menos 6,5 m (Bacia de Evolução), mantidos com manutenção periódica.

### *Instalações*

A Multiportos possui uma área operacional de 300.000 m<sup>2</sup>, sendo 60.000 m<sup>2</sup> de área coberta para armazenagem, e 240.000 m<sup>2</sup> de área para estocagem de produtos. Possui também um desvio ferroviário próprio com um par de linhas “bitola” de 1,6 m, com capacidade de 36 vagões de 18 m e dois guindastes do tipo “pórtico” sobre trilhos com capacidade de 40 t, exclusivos para descarga dos vagões.

O terminal é equipado com vinte guindastes com capacidade que varia entre 2,5 e 45 t e com caminhões e equipamentos para carregamento e descarregamento de cargas. O fornecimento de água doce também é feito no local.

A área administrativa é composta por um prédio de dois andares com área total de 2.000 m<sup>2</sup>. As operações no terminal ocorrem num sistema de 24 horas, incluindo sábados, domingos e feriados. Um sistema de segurança eletrônico funciona ininterruptamente 24 horas por dia.

A **Figura II.3-13**, a seguir, apresenta o Plano Operacional da Multiportos, evidenciando na planta baixa as instalações do terminal. Ressalta-se que a Multiportos é um terminal privado operado por trabalhadores próprios do terminal.



**Figura II.3-13 - Plano Operacional da Multiportos**

Fonte: PETROBRAS / HABTEC, 2005.

## Equipamentos

O terminal possui os equipamentos listados na tabela a seguir:

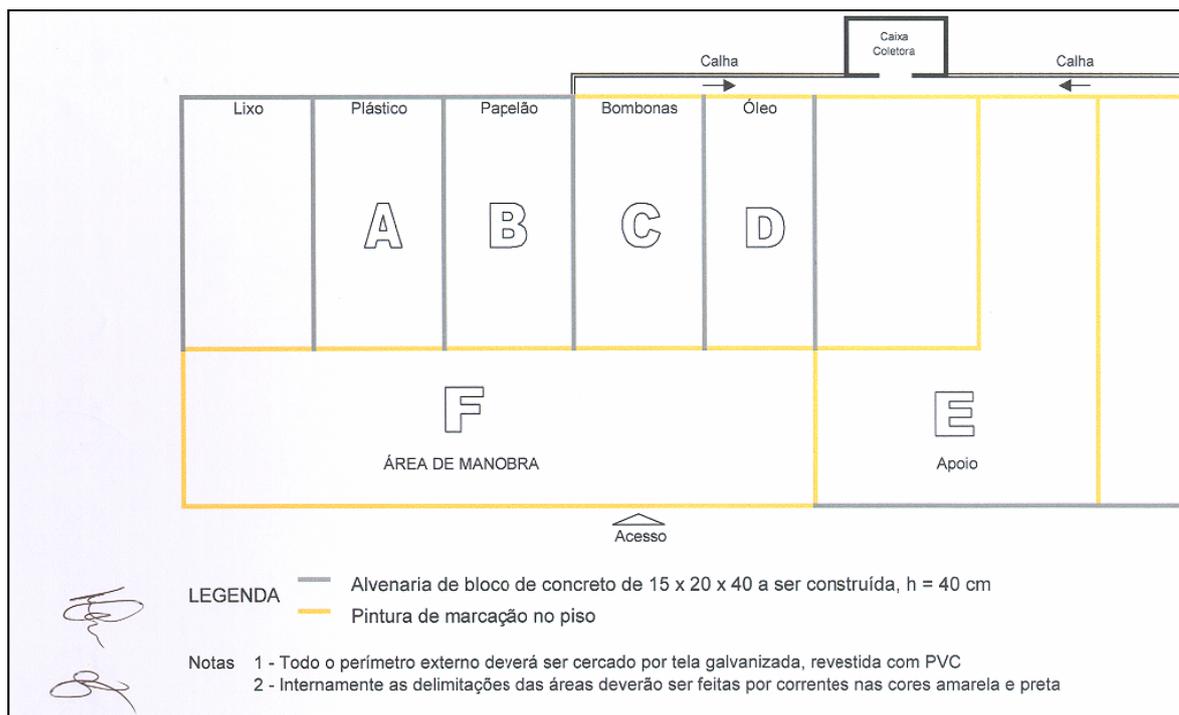
**Tabela II.3-1- Equipamentos da Multiportos**

Equipamentos (descrição)	Quantidade
Top loder Milan / Luna 37 t	02
Guindastes s/trilhos	02
Palletes	2500
Reach Stacker Sisu 45 t	01
Cintadeira de Volumes	01
Pontes Rolantes 100 t a 15 t	14
Empilhadeiras 13	02
Garras Hidráulica (bobinas)	04
Pórtico Rolante 30 t	01
Empilhadeiras 7	03
Lingas	40
Pontes Rolantes 8 t a 2 t	22
Empilhadeira 4	04
Paleteiras	03
Empilhadeiras 2,5	11
Balanças Rodoviárias 60 t	02

## Movimentação de Cargas

Toda operação de carregamento e descarregamento dos barcos de apoio será realizada pelos funcionários da Multiportos, após a verificação do tipo de material e/ou resíduo. O material será então transportado e descarregado em local apropriado. Uma equipe está encarregada diariamente do cumprimento do Programa de Gerenciamento Ambiental da base, desde o gerenciamento da armazenagem temporária até o preenchimento dos formulários específicos. A **Figura II.3-14**, apresenta a configuração da área de armazenagem temporária de resíduos, incluindo a caixa coletora de resíduos oleosos. Todos os resíduos acondicionados e armazenados serão identificados através de fichas de identificação apropriada.

No Terminal da Multiportos toda a movimentação e trânsito de entrada e saída de veículos, materiais, equipamentos e pessoas será regida pela legislação portuária em vigor, assim como obedecerão às normas e regulamentos que forem emanadas pelo Porto do Rio de Janeiro, no seu papel de Autoridade Portuária.



**Figura II.3-14 - Configuração da área de armazenamento temporária de resíduos**

Fonte: PETROBRAS / HABTEC, 2005, RCA BM-S-11.

### *Resíduos Sólidos*

Os resíduos sólidos gerados tanto na atividade de perfuração quanto na base de apoio terrestre serão separados de acordo com sua natureza (papel, plástico, vidro, madeira, metal e material perigoso, como óleo, lixo hospitalar e outros) e classificação, de acordo com a NBR 10.004. A destinação final dos resíduos gerados na atividade, bem como os procedimentos operacionais de gerenciamento destes resíduos constam do Capítulo II.9 – Item II.9.2 Projeto de Controle da Poluição, deste EIA.

### Porto de Itajaí

Para a atividade de perfuração na porção sul da AGBS será utilizado como terminal de apoio marítimo o Porto de Itajaí, localizado à margem direita do rio Itajaí-Açú, no estado de Santa Catarina, instalado numa área de 20.000 m<sup>2</sup> e dotado de toda infraestrutura de apoio logístico (abastecimento de água, diesel, armazéns, equipamento para movimentação de cargas, etc.).

O Porto é servido por importante malha rodoviária que faz ligação com Florianópolis e região sul do estado e Rio Grande do Sul, e ao norte, comunica-se com Joinville, o norte do estado e Curitiba (PR). A BR-470 liga Itajaí a todo o

oeste catarinense, passando por Blumenau, Lages e demais regiões do estado. A **Figura II.3-15**, apresentada a seguir, mostra a vista aérea da área ocupada pelo porto de Itajaí.



**Figura II.3-15 - Vista Aérea do Porto de Itajaí**

Fonte: Arquivo PETROBRAS 2006.

O Porto de Itajaí está localizado no seguinte endereço comercial:

Administradora Hidroviária Docas Catarinense (AHDOC)

Av. Cel. Eugênio Müller, nº 622, Itajaí, SC

Cep:88301-090

Caixa Postal 244

Tel: (47) 341-8000

Fax: (47) 341-8075

Contatos: e-mail: [adhoc@portoitajaí.com.br](mailto:adhoc@portoitajaí.com.br)

Os acessos podem ser feitos dos seguintes modos:

- RODOVIÁRIO – Pelas SC-470/BR-470, que ligam Itajaí ao oeste catarinense, passando por Blumenau; encontram a BR-101, a 10 km do porto, e a SC-486, atingindo Brusque, estabelecendo ligação com a malha rodoviária do estado, conforme mostra a **Figura II.3-16**.

- FERROVIÁRIO – Não há.
- MARÍTIMO – A barra, na embocadura do rio Itajaí-Açu, é fixada por dois molhes, norte e sul, e contém a largura mínima de 100 m e profundidade de 9m. O canal de acesso é constituído de um trecho externo e outro interno, com profundidades de 8 m e 8,5 m, respectivamente. A parte externa (canal da barra) tem cerca de 1,5 km de comprimento e largura de 100 m a 150 m, e a interna, 3,2 km, com largura variando entre 100 m e 230 m.



**Figura II.3-16 - Acessos Rodoviários**

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

### *Instalações*

Consistem em um cais acostável de 740m, com quatro berços e profundidade de 8m. Dispõem de três armazéns para carga geral, totalizando 15.800 m<sup>2</sup>, um armazém frigorífico com 1.180 m<sup>2</sup> e um pátio de contêineres, a céu aberto, com área total de 37.900 m<sup>2</sup>. A **Figura II.3-17** mostra um esquemático do Porto de Itajaí.



**Figura II.3-17-** Desenho esquemático do Porto de Itajaí.

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

As cópias da Licença de Operação da Multiportos Operadora Portuária S.A. e do Porto de Itajaí são apresentadas no **Anexo II.3-1**. Tendo em vista que a LO do porto de Itajaí vencerá em dezembro de 2006, foram incluídas, no mesmo anexo, cópias do requerimento e do protocolo para renovação da LO. A PETROBRAS informa que encaminhará à CGPEG/IBAMA a cópia da Renovação da LO assim que recebê-la.

### **Terminais de Apoio Aéreo**

#### Aeroporto de Jacarepaguá

Para a atividade de perfuração na porção norte da AGBS, será utilizado como terminal de apoio aéreo para embarque e desembarque dos trabalhadores o Aeroporto de Jacarepaguá (**Figura II.3-18**). O transporte para a Unidade de Perfuração será normalmente realizado por via aérea (helicóptero) a partir deste aeroporto. A base aérea está localizada na zona oeste da cidade do Rio de Janeiro, tem área total de 2.364.721,80 m<sup>2</sup> e possui uma pista de 900 X 30 m. Operam no aeroporto 17 empresas de táxi aéreo, que contabilizam um total de 15 pequenos aviões e 30 helicópteros.

Os dados da Infraero (*in* <http://www.infraero.gov.br>), indicam que no período janeiro-setembro de 2006, o aeroporto de Jacarepaguá recebeu cerca de 33.885 pousos e decolagens, sendo 33.869 domésticos. No mesmo período circularam 49.666 passageiros sendo 49.648 em vôos domésticos.

O Aeroporto de Jacarepaguá está localizado no seguinte endereço comercial:

Av. Ayrton Senna, nº 2541, Barra da Tijuca, Rio de Janeiro, RJ

Cep: 22.775-001

Tel: (21)2432-7070

Fax: (21)2432-7040



**Figura II.3-18** – Vista do Aeroporto de Jacarepaguá

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

**Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Júnior (Aeroporto de Itanhaém)**

Para a atividade de perfuração na porção sul da AGBS, o transporte para a Unidade de Perfuração será normalmente realizado por via aérea (helicóptero) a partir do Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Júnior (Aeroporto de Itanhaém), localizado a 3 km do centro da cidade de Itanhaém, estado de São Paulo, cuja vista aérea é mostrada na **Figura II.3-19**.

Este aeroporto está sob administração da DAESP - Aeroportos de São Paulo. O aeroporto está localizado nas coordenadas Latitude 24°09'53"S e Longitude 046 47' 08 W e instalado numa área patrimonial de 64,4 ha. O terminal de passageiros tem área de 500 m<sup>2</sup> e possui uma sala para uso exclusivo da PETROBRAS com 25,80 m<sup>2</sup>.



**Figura II.3-19** – Vista Aérea do Aeroporto Dr. Antonio  
Ribeiro Nogueira Jr.

Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

O Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Júnior está localizado no seguinte endereço comercial:

Rua José Batista Campos, nº 1563, Jardim Oásis, Itanhaém, SP

Cep: 11.740-000

Tel: (13)3422-2852

Fax: (13)3422-2852

Contato: e-mail: itanhaem@daesp.sp.gov.br

#### Aeroporto Internacional Ministro Victor Konder (Aeroporto de Navegantes)

Além do aeroporto paulista as atividades de perfuração na porção sul da AGBS, utilizará também o Aeroporto Internacional Ministro Victor Konder (Aeroporto de Navegantes).

O aeroporto está localizado a 12 km do centro de Navegantes e tem capacidade para 600 mil passageiros por ano. A área atual do terminal de passageiros é de 5,2 mil m<sup>2</sup>.

O Aeroporto Internacional Ministro Victor Konder está localizado no seguinte endereço comercial:

Praça Mal. Do Ar Eduardo Gomes s/nº, São Domingos, Navegantes/ SC

Cep: 88.375-000

Tel: (47)3342-9200 / Fax: (47)3342-1654

Contato: e-mail: vtorquat.cnpa@infraero.gov.br

## **D) Operação dos Barcos de Apoio**

Os barcos de apoio são divididos em classes, em função das suas características, como: AHTS (barco rebocador, de manuseio de âncoras e supridor); TS (barco rebocador e supridor); SV (barco supridor); UT (barco utilitário) e; LH (barco de manuseio de espias).

A operação destes barcos inclui o reboque das unidades entre locações e o transporte de cargas de convés (tubos, sacarias, equipamentos diversos, etc) para as unidades marítimas. Cargas de convés são movimentadas pelos guindastes da unidade. Cargas líquidas (óleo combustível, água e fluido) são movimentadas através de mangueiras por bombas do próprio barco (descarga) ou da unidade (carga). Cargas de granéis secos (cimento e materiais de fluido de perfuração em geral) são movimentadas através de mangueiras por compressores do próprio barco (descarga) ou por compressores da unidade (carga).

A seguir, são descritas as principais ações dos procedimentos de transferência de cargas, de produtos químicos e de óleo diesel, atividades que envolvem os barcos de apoio e os terminais marítimos que serão utilizados nas atividades.

### ***Transferência de Carga em Geral***

Os procedimentos para embarque e desembarque de cargas são supervisionados pelos responsáveis pelas operações portuárias, verificando a integridade física e conformidade com os padrões e normas relativos à movimentação de cargas, a fim de minimizar os riscos durante a sua movimentação.

Nos casos de movimentação de produtos químicos, a operação deve ser analisada segundo informação de segurança da ficha emergencial do produto (FISPQ). Em especial, na transferência de produtos químicos perigosos, realiza-se antes da operação, uma reunião com todos os operadores envolvidos no processo, a fim de evitar acidentes.

## ***Abastecimento de Óleo Diesel***

O abastecimento de óleo diesel nas embarcações e lancha de transporte de passageiros é realizado nos terminais citados neste estudo, de maneira segura, diminuindo os riscos de poluição ambiental.

Dentre as ações previstas nos procedimentos de segurança envolvendo a transferência de diesel, destacam-se:

- Verificação prévia de local e condições adequadas para atracação da embarcação;
- Colocação de barreiras de contenção preventivas para vazamento ao redor dos barcos;
- Realização de operação assistida, através da mobilização de operadores munidos com rádio VHF portátil junto à válvula de fechamento rápido no píer e tomada de recebimento na embarcação;
- Certificação da integridade da mangueira, conexões e respectivos acessórios, antes do início do bombeio;
- Acionamento imediato da válvula de fechamento rápido, na ocorrência de qualquer anormalidade;
- Priorização da operação de drenagem do óleo da mangueira para a embarcação ao término do bombeio, em detrimento de outras atividades.

Já as ações previstas para transferência de óleo diesel junto às sondas contemplam os seguintes procedimentos:

- Realização da operação durante o dia, após análise das condições de mar (visibilidade, corrente, altura das ondas etc.) e velocidade de vento, por parte do comandante da embarcação e do operador de transferência;
- Operação de equipamentos somente em perfeitas condições de uso, incluindo a disponibilidade de dispositivos de segurança;
- Observação rigorosa dos sinais convencionais de movimentação de cargas;
- Utilização do kit SOPEP em caso de derramamento de óleo no convés da sonda;

- Verificação das condições dos mangotes e suas conexões e válvulas de retenção, além de cabos de elevação e sustentação;
- Realização de operação assistida através da mobilização de operadores munidos com rádio VHF portátil durante todo o bombeio, efetuando sondagem periódicas dos tanques contra transbordamento, e certificando-se de que nenhum trecho do mangote fique submerso.

### **Operação de Fluidos com Embarcações**

Toda operação de bombeio e recebimento de fluidos será realizada de forma assistida por operadores munidos de rádio transmissores, estrategicamente posicionados nos tanques da embarcação e na válvula do píer.

Os operadores envolvidos devem também inspecionar visualmente as linhas flexíveis antes e durante as operações de transferência, observando se as conexões estão ajustadas e se há deformações na linha.

Cuidados ambientais adicionais serão ainda providos quando do manuseio de fluidos não aquosos, tais como, instalação de tampões nos drenos do convés e nos tanques do rebocador, bem como de barreiras de contenção ao redor do mesmo.

### **E) Projeto de Desativação**

Os procedimentos de desativação serão realizados em conformidade com a Portaria da ANP Nº 25/2002, e ocorrerão após o término da perfuração de cada poço, quando não for realizada a imediata completação.

As etapas da atividade de desativação compreendem a construção/instalação de tampões no poço, que podem ser de cimento (mais utilizados) ou mecânicos, e a realização de teste de pressão, quando cabíveis, seguindo-se os critérios descritos na Portaria ANP Nº 25/02. Também está prevista a instalação de uma capa de abandono, nos casos de abandono temporário, e a realização de inspeção submarina utilizando ROV (*Remote Operated Vehicle*), quando necessário. Posteriormente, ocorrerá a desmobilização da plataforma de perfuração e o deslocamento para outra locação, conforme descrito anteriormente no item “A” desta seção.

## **Projeto de Desativação da Atividade de Perfuração na Área Geográfica Bacia de Santos**

### **Justificativa**

A desativação de uma atividade implica na adoção de procedimentos que considerem aspectos legais, operacionais e de segurança visando garantir a proteção e a qualidade ambiental da região onde esta está inserida.

A desativação da atividade de perfuração é muito dinâmica, pois as sondas levam, em média, dois a três meses para perfurar e completar um poço, sendo então necessário abandoná-los ou completá-los para a produção/injeção. Nas atividades previstas para a Área Geográfica Bacia de Santos, os procedimentos de desativação serão realizados inúmeras vezes, por diversas unidades de perfuração, que estarão perfurando diferentes tipos de poços. Maiores detalhes são apresentados na Metodologia.

As ações de desativação serão implementadas observando-se a mais estrita conformidade com as diretrizes da Portaria Nº 25/2002 da Agência Nacional do Petróleo, contando ainda com a vasta experiência da PETROBRAS nesse tipo de operação.

### **Objetivos do Projeto**

#### *Geral*

O objetivo geral do presente Projeto é garantir a execução dos procedimentos necessários à desativação das atividades de perfuração na Área Geográfica Bacia de Santos, visando a manutenção da qualidade ambiental da área onde a perfuração foi realizada.

#### *Específico*

Para alcançar o objetivo geral foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos para o Projeto:

- Implementar procedimentos adequados de desativação da atividade de perfuração, em estrita conformidade com a legislação pertinente;

- Implementar os cuidados ambientais necessários a fim de garantir o abandono seguro dos poços, evitando qualquer vazamento de fluidos para o ambiente marinho;
- Tratar e dispor adequadamente os efluentes e resíduos sólidos gerados na atividade de desativação, de acordo com normas e procedimentos adequados, e em observância à legislação vigente;
- Concluir todas as etapas para desativação da atividade assegurando que a área onde foi realizada a atividade seja deixada da forma mais próxima possível àquela em que se encontrava, antes da realização.

### **Metas**

Visando alcançar os objetivos propostos foram estabelecidas as seguintes metas:

- Atender a todas (100%) as diretrizes preconizadas na Portaria ANP Nº 25/02, que trata de abandono de poços perfurados;
- Tratar e dispor corretamente 100% dos efluentes e resíduos sólidos gerados nas atividades de desativação;
- Elaborar relatórios periódicos (conforme estabelecido pelo IBAMA) da implementação do presente Projeto de Desativação, contemplando as atividades de desativação executadas no período.
- O cumprimento dos procedimentos previstos, bem como dos requisitos legais aplicáveis.

### **Indicadores Ambientais**

Para acompanhar e verificar o atendimento às metas do presente projeto serão utilizados os seguintes indicadores:

- Percentual de atendimento às diretrizes preconizadas na Portaria ANP Nº 25/02;
- Percentual de efluentes e resíduos sólidos gerados nas atividades de desativação, tratados/dispostos corretamente;
- Número de Relatórios do Projeto de Desativação, apresentados na vigência da Licença ambiental.

## ***Público-Alvo***

O público-alvo do Projeto de Desativação da Atividade de Perfuração da Área Geográfica Bacia de Santos compreende:

- Os trabalhadores da PETROBRAS e das contratadas responsáveis por realizar as atividades de desativação, de acordo com os procedimentos operacionais previstos;
- Órgãos competentes controladores fiscalizadores da atividade.

## ***Metodologia e Descrição do Projeto***

A base para a elaboração do Projeto de Desativação está fundamentada no princípio de prevenção de potenciais impactos negativos ao meio ambiente, considerando a disposição final adequada dos resíduos e efluentes gerados, bem como aspectos técnicos e de segurança.

A atividade de perfuração de poços de petróleo apresenta inúmeras variáveis tais como o tipo de sonda, o tipo e a finalidade do poço perfurado e a própria natureza do abandono, que pode ser temporário ou definitivo.

Independente das sondas que os perfurem, os poços podem ser verticais, direcionais ou horizontais. Podem ser, ainda, pioneiros ou de desenvolvimento, de produção ou de injeção, partilhados ou multilaterais.

Independente das características dos poços a serem perfurados na Área Geográfica Bacia de Santos e dos resultados obtidos, todas as atividades de abandono serão realizadas em conformidade com as diretrizes estabelecidas na Portaria ANP nº 25/2002, que tem previsão para todas essas situações, discriminando o tipo, o número e o tamanho dos tampões a serem construídos/instalados no interior dos poços a serem abandonados. A Portaria prevê ainda, em seu Art. 18, as hipóteses de abandono de poços multilaterais e partilhados, previstos nas atividades de perfuração da PETROBRAS.

Além das prescrições acima, a PETROBRAS observará as diretrizes estabelecidas na Portaria Nº 25/2002 da ANP relativas à qualidade do cimento utilizado e à obrigatoriedade de realização de testes nos tampões construídos/instalados.

A seqüência para abandono de poços é a seguinte:

- Construção/instalação de tampões no poço, que podem ser de cimento (mais utilizados) ou mecânicos, atendendo a todos os requisitos preconizados na Portaria ANP Nº 25/02;
- Realização de teste de pressão nos tampões, quando cabíveis, seguindo-se os critérios descritos na Portaria ANP Nº 25/02;
- Instalação da capa de abandono, nos casos de abandono temporário;
- Inspeção do serviço utilizando ROV (*Remote Operated Vehicle*), quando necessário;
- Desmobilização da Plataforma de Perfuração e deslocamento para outra locação.

Além das medidas listadas anteriormente, todos os equipamentos instalados no fundo marinho para auxiliar a atividade de perfuração do poço são removidos e armazenados adequadamente.

### ***Inter-Relação com outros Projetos***

O Projeto de Desativação da Atividade de Perfuração da Área Geográfica Bacia de Santos está diretamente relacionado com o Projeto de Comunicação Social da Atividade, e outros projetos ambientais que serão implementadas pela PETROBRAS, para o correto desempenho operacional e ambiental da atividade, tais como Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores e Projeto de Controle da Poluição.

### ***Atendimento à Requisitos Legais e/ou outros Requisitos***

Este Projeto atende aos seguintes requisitos legais, normas e diretrizes:

- Termo de Referência ELPN/IBAMA Nº 006/06, para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente - RIMA, para a atividade de perfuração marítima na Área Geográfica Bacia de Santos.
- Portaria ANP Nº 25, de 06 de março de 2002: Aprova o Regulamento que trata do abandono de poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás.

- International Maritime Organization – IMO – 1989: *Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf.*

### ***Etapas de Execução***

Como o presente projeto será aplicado a várias desativações, pode-se afirmar que, de forma genérica o Projeto de Desativação é constituído por 3 etapas:

- Definição da estratégia – efetuada a partir das diretrizes da Portaria ANP Nº 25/2002 e demais requisitos legais e corporativos aplicáveis, considerando a especificidade de cada desativação (tipo de poço, abandono permanente ou temporário, testes necessários, etc.).
- Implementação das ações pertinentes – de acordo com a estratégia definida na primeira etapa, serão implementadas as ações necessárias à desativação, inclusive a execução dos testes especificados e a inspeção dos serviços, buscando o atendimento aos objetivos propostos neste projeto.
- Registro das Informações – Durante a atividade de desativação serão registradas todas as informações necessárias à elaboração dos relatórios periódicos para posterior envio ao IBAMA.

### ***Recursos Necessários***

Todos os recursos necessários para a implementação do Projeto de Desativação da Atividade de Perfuração na Área Geográfica Bacia de Santos serão providos pela PETROBRAS.

### ***Cronograma Físico***

A desativação das atividades de perfuração na Área Geográfica Bacia de Santos se dará à medida que cada poço for concluído e será feita conforme o resultado da avaliação de cada poço. Assim, devido ao carácter dinâmico e continuado da atividade, é inviável no momento o estabelecimento de um cronograma físico em bases realistas com detalhes das ações em cada etapa do projeto. Entretanto, pode-se assumir que o presente Projeto será implementado

durante a vigência da licença ambiental sempre que for concluída a operação de perfuração.

### ***Acompanhamento e Avaliação***

O acompanhamento do Projeto de Desativação será realizado através da coleta e sistematização das informações sobre todas as atividades de desativação implementadas pela PETROBRAS na AGBS. As informações coletadas serão consolidadas em relatórios periódicos para encaminhamento ao CGPEG/IBAMA de acordo com a frequência definida pelo órgão ambiental. Os relatórios serão elaborados com o seguinte conteúdo:

- Informações sobre as atividades realizadas no período de abrangência do relatório;
- Apresentação dos indicadores de implementação das metas propostos no Projeto;
- Discussão do alcance das metas propostas no Projeto;
- Discussão dos resultados;
- Conclusão, bibliografia e apresentação dos dados utilizados no relatório.

### ***Responsáveis pela Implementação do Projeto***

A PETROBRAS/UN-BS – Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos, através da Gerência de Suporte as Práticas de Operação e Segurança, Meio Ambiente e Saúde. Endereço: Avenida Conselheiro Nébias, 159, Paquetá, Santos /SP - CEP: 11015-001. Telefone de contato: (13) 3208-1300 será responsável pela implementação do Projeto de Desativação.

### ***Responsáveis Técnicos***

O técnico responsável pela elaboração do Projeto de Desativação da Atividade de Perfuração na Área Geográfica Bacia de Santos encontra-se abaixo identificado.

Nome	Formação Profissional	Registro Profissional	Cadastro IBAMA	Assinatura
Ricardo Luiz de Campos Vaqueiro	Geólogo	CREA-BA - 20623	27343	

### ***Bibliografia***

Portaria ANP Nº 25, de 06 de março de 2002: Aprova o Regulamento que trata do abandono de poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás.

Norma Técnica PETROBRAS N-2730 de novembro de 2003: Abandono de Poço.

Thomas, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Ed. Interciência, 2001.

IMO. *Guidelines and Standards for the removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone*, Res. A.672 (16) de 1989.

### ***II.3.1 - Identificação e Caracterização da(s) Unidade(s) de Perfuração***

Para execução das atividades de perfuração marítima na Área Geográfica Bacia de Santos serão utilizadas nove sondas, sendo cinco do tipo navios-sonda e quatro plataformas semi-submersíveis.

A identificação e caracterização de todas as unidades de perfuração marítima que irão operar nas atividades de perfuração a serem desenvolvidas na AGBS, de acordo com a especificação apresentada no Termo de Referência Nº 006/06, constituem o **Anexo II.3.1-1**, do qual também constam as respectivas cópias do Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos, do Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários, do Certificado de Equipamentos de Segurança e do Certificado de Conformidade após Vistoria da Marinha. Nos casos em que os supracitados certificados apresentam-se fora da validade, este serão reapresentados antes da vistoria do IBAMA, pois se encontram em processo de renovação.

### II.3.2 – Informações Relativas a Fluido de Perfuração

A PETROBRAS apresentou a essa coordenação no âmbito do TAC da Área Geográfica da Bacia do Espírito Santo e da Área Geográfica da Bacia de Campos listas dos fluidos que podem ser utilizados nas atividades de perfuração nestas duas áreas, bem como as demais informações pertinentes como, por exemplo, a caracterização da toxicidade aguda e crônica. Através dos Pareceres Técnicos ELPN/IBAMA Nº 094/05 e Nº 027/06 o IBAMA aprovou os fluidos apresentados na **Tabela II.3.2**, com exceção daqueles destacados como “Aguardando Aprovação” na tabela em causa.

**Tabela II.3.2- Fluidos aprovados e submetidos a apreciação e aprovação do CGPEG/IBAMA**

TIPO	CÓDIGO	NOME	SITUAÇÃO
POLIMÉRICOS	2.1	Fluido de perfuração Salgado (KCl) tratado com polímeros CMC	Aprovado no TAC BC
	2.1.1	FLUIDO DE PERFURAÇÃO SALGADO (KCl) TRATADO COM POLÍMERO CMC	Aguardando Aprovação
	2.2	Fluido de perfuração Salgado (NaCl) tratado com polímero catiônico	Aprovado no TAC BC
	2.2.1	Fluido de perfuração Salgado (NaCl) tratado com polímeros CMC	Aprovado no TAC BC
	2.3	Fluido de perfuração Salgado (KCl) tratado com poliacrilamida	Aprovado no TAC BC
	2.4	Fluido de perfuração Salgado (NaCl) tratado com poliacrilamida	Aprovado no TAC BC
	2.5.1	Fluido de perfuração com polímero catiônico	Aprovado no TAC BC
	2.5.2	Fluido de perfuração Salgado (KCl) tratado com polímero catiônico	Aprovado no TAC BC
	2.5.4	Fluido de perfuração Salgado (KCl e NaCl) tratado com polímero catiônico	Aprovado no TAC BC
	2.5.4.1	Fluido de perfuração Salgado (KCl e NaCl) tratado com polímero catiônico	Aprovado no TAC ES
	2.5.5	Fluido de perfuração Salgado (KCl e NaCl) tratado com polímero catiônico	Aprovado no TAC BC
	2.5.9	Fluido de perfuração com polímero catiônico	Aprovado no TAC BC
	2.6.4	Fluido de perfuração SCOL	Aprovado no TAC BC
	2.6.5	Fluido de perfuração Salgado com lubrificante	Aprovado no TAC BC
	2.6.6	Fluido de perfuração SCOL	Aprovado no TAC ES
	2.7	Fluido de perfuração BR-CARB	Aprovado no TAC BC
	2.7.2	Fluido de perfuração BR-CARB	Aprovado no TAC BC
	2.7.3	Fluido de perfuração BR-CARB	Aprovado no TAC BC
	2.7.4	FLUIDO DE PERFURAÇÃO BR-CARB	Aguardando Aprovação
	2.7.5	FLUIDO DE PERFURAÇÃO BR-CARB I	Aguardando Aprovação
2.7.6	FLUIDO DE PERFURAÇÃO Br-CARB II	Aguardando Aprovação	
2.7.7	FLUIDO DE PERFURAÇÃO BR-CARB III	Aguardando Aprovação	

Continua

(Continuação Tabela II.3.2)

TIPO	CÓDIGO	NOME	SITUAÇÃO
POLIMÉRICOS	2.8.1	Fluido de perfuração BR-SEAL	Aprovado no TAC BC
	2.8.2	Fluido de perfuração BR-SEAL	Aprovado no TAC BC
	2.8.4	Fluido de perfuração BR-SEAL	Aprovado no TAC BC
	2.9	Fluido de perfuração BR-DRILL	Aprovado no TAC BC
	2.10.1	Fluido de perfuração Saturado com NaCl	Aprovado no TAC BC
	2.12	FLUIDO DE PERFURAÇÃO CATIONICO	Aguardando Aprovação
	2.14	FLUIDO DE PERFURAÇÃO CATIONICO	Aguardando Aprovação
	2.16	FLUIDO DE PERFURAÇÃO CATIONICO	Aguardando Aprovação
	5.0	Fluido viscoso com goma xantana	Aprovado no TAC ES
	60	FLUIDO DE PERFURAÇÃO POLÍMERO CATIONICO	Aguardando Aprovação
	70-05	FLUIDO BR-CARB I	Aguardando Aprovação
	71-05	FLUIDO BR-CARB II	Aguardando Aprovação
	72-05	FLUIDO BR-CARB III	Aguardando Aprovação
	73-05	FLUIDO BR-CARB IV	Aguardando Aprovação
ARGOLOSOS	3.1	Fluido de perfuração convencional	Aprovado no TAC BC
	3.1.1	Fluido de perfuração convencional	Aprovado no TAC BC
	3.1.2	Fluido de perfuração convencional com obturantes	Aprovado no TAC ES
	3.2	Fluido de perfuração viscoso com obturantes	Aprovado no TAC BC
	3.3	Fluido de perfuração com amido (STA)	Aprovado no TAC BC
	3.3.1	Fluido de perfuração com amido (STA) com obturantes	Aprovado no TAC ES
	3.4.7	Fluido de perfuração Base Cal	Aprovado no TAC BC
SOLUÇÕES SALINAS	3.4.27	Fluido sem inibidor de corrosão	Aprovado no TAC BC
	3.4.27.1	Fluido sem inibidor de corrosão	Aprovado no TAC BC
	3.4.27.4	Solução de Cloreto de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.27.5	Solução de Cloreto de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.27.6	Solução de Cloreto de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.27.7	Solução de Cloreto de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.28.1	Solução de Cloreto de Potássio	Aprovado no TAC BC
	3.4.29	Solução de Cloreto de Cálcio	Aprovado no TAC BC
	3.4.29.1	Solução de Cloreto de Cálcio	Aprovado no TAC BC
	3.4.29.2	Solução de Cloreto de Cálcio	Aprovado no TAC BC
	3.4.29.3	Solução de Cloreto de Cálcio	Aprovado no TAC BC
	3.4.29.4	Solução de Cloreto de Cálcio	Aprovado no TAC BC
	3.4.29.5	SOLUÇÃO DE CLORETO DE CÁLCIO	Aguardando Aprovação
	3.4.29.6	SOLUÇÃO DE CLORETO DE CÁLCIO	Aguardando Aprovação
3.4.30	Solução de Cloreto de Amônio	Aprovado no TAC BC	

Continua

(Continuação Tabela II.3.2)

TIPO	CÓDIGO	NOME	SITUAÇÃO
SOLUÇÕES SALINAS	3.4.35	Solução de Brometo de Cálcio	Aprovado no TAC BC
	3.4.35.1	Solução de Brometo de Cálcio	Aprovado no TAC BC
	3.4.36.1	Fluido de Formiato de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.36.2	Fluido de Formiato de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.36.3	Fluido de Formiato de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.36.4	Fluido de Formiato de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.36.5	Fluido de Formiato de Sódio	Aprovado no TAC BC
	3.4.36.6	Fluido de Formiato de Sódio	Aprovado no TAC ES
	3.4.42	Fluido com inibidor de corrosão	Aprovado no TAC BC
	317	FLUIDO SALINO KCl + MOLIBDATO	Aguardando Aprovação
	320	FLUIDO SALINO NaCl + MOLIBDATO	Aguardando Aprovação
	323	FLUIDO SALINO NaCOOH (FORMIATO) + MOLIBDATO	Aguardando Aprovação
	3.7	FLUIDO DISPERSO I	Aguardando Aprovação
	3.8	FLUIDO DISPERSO II	Aguardando Aprovação
	3.9	FLUIDO DISPERSO III	Aguardando Aprovação
	4.2	Fluido de perfuração para altas temperaturas com AMPS	Aprovado no TAC BC
	4.3	Fluido de perfuração para altas temperaturas com Vinilsulfato/Vinilamida	Aprovado no TAC BC
	4.4	Fluido de perfuração para altas temperaturas com Formiatos	Aprovado no TAC BC
	4.4.1	Fluido de perfuração para altas temperaturas com Formiatos	Aprovado no TAC BC
	4.4.2	Fluido de perfuração para altas temperaturas com Formiatos	Aprovado no TAC BC
FLUIDOS AQUOSOS	1.1	Fluido de perfuração BR-MUL	Aprovado no TAC BC
	1.1.3	Fluido de perfuração BR-MUL HT	Aprovado no TAC BC
	1.1.7	Fluido de perfuração BR-MUL	Aprovado no TAC BC
	1.1.8	Fluido de perfuração BR-MUL HT	Aprovado no TAC BC
	1.1.9.1	Fluido de perfuração BR-MUL	Aprovado no TAC ES
	1.1.9.4	Fluido de perfuração BR-MUL	Aprovado no TAC ES
	1.1.9.7	Fluido de perfuração BR-MUL	Aprovado no TAC ES
	1.2	Fluido de perfuração BR-ÉSTER	Aprovado no TAC BC
	1.11	Fluido de perfuração BR-MUL HT	Aprovado no TAC ES
	1.14	FLUIDO BR – MUL PARA POÇOS HPHT	Aguardando Aprovação
	1.15	FLUIDO DE PERFURAÇÃO BR – MUL HT	Aguardando Aprovação
	1.17	FLUIDO DE PERFURAÇÃO BR-MUL	Aguardando Aprovação
	1.19	FLUIDO DE PERFURAÇÃO BR-MUL	Aguardando Aprovação
	1.3	FLUIDO DE PERFURAÇÃO BR-MUL	Aguardando Aprovação

Continua

(Continuação Tabela II.3.2)

TIPO	CÓDIGO	NOME	SITUAÇÃO
FLUIDOS DE CONTRATADAS	147	FLUIDO CATIÔNICO / FLO PRO	Aguardando Aprovação
	161	FLUIDO ALPHADRIL	Aguardando Aprovação
	228	FLUIDO FLO PRO	Aguardando Aprovação
		BR-CARB	Aguardando Aprovação
		PERFORMAX MAXIMUM	Aguardando Aprovação
		PERFORMAX	Aguardando Aprovação
		STA MUD (BENTONITA)	Aguardando Aprovação
		SEA WATER / BENTONITE SWEEPS	Aguardando Aprovação
		DRILL IN PERFLOW	Aguardando Aprovação
		PERFLOW-CLAYTROL-ACQUACOLD	Aguardando Aprovação
		CLAYTROL COM CARBOSAN GT	Aguardando Aprovação
		CATIONIC POLYMER WITH ROP ENHANCERS	Aguardando Aprovação
		HYDRO GUARD NaCl-KCL	Aguardando Aprovação
		CLAYTROL	Aguardando Aprovação
		PER-FLEX (L2520)	Aguardando Aprovação
		PER-FLEX (L2434)	Aguardando Aprovação
		PER-FLEX (L2565)	Aguardando Aprovação
	HYDRO-GUARD / CMC / LORDRIL (L2449)	Aguardando Aprovação	
	HYDRO-GUARD / CMC / LORDRIL (L2442)	Aguardando Aprovação	
	HYDRO-GUARD / CMC / LORDRIL (L2427)	Aguardando Aprovação	

Nas perfurações que serão realizadas na Área Geográfica Bacia de Santos, poderão ser utilizados pela PETROBRAS os fluidos apresentados no **Anexo II.3.2-1**.

#### A) Volumetria dos Fluidos de Perfuração

No **Anexo II.3.2-2**, se encontra apresentada a estimativa dos volumes médios de fluidos de perfuração que serão utilizados em cada poço, bem como a classificação quanto à sua base (aquosa ou não aquosa), além do volume de fluido excedente ao término da perfuração de cada poço e do fluido aderido ao cascalho descartado. Devido à natureza dinâmica deste tipo de atividade, bem como às incertezas associadas aos poços (características e localização) são apresentadas, nesse momento, informações estimadas considerando os cinco pólos (poços-tipo) considerados na AGBS.

## **B) Caracterização Físico-Química dos Fluidos de Perfuração**

Durante as atividades de perfuração na Área Geográfica Bacia de Santos pela PETROBRAS, é prevista a utilização, dependendo do tipo de poço, de uma série de diferentes fluidos, conforme pode ser observado no **Anexo II.3.2-1**. A definição do tipo de fluido a ser utilizado será feita à época da perfuração de cada poço específico.

A PETROBRAS apresentou a esta coordenação no âmbito do TAC da Área Geográfica da Bacia do Espírito Santo e da Área Geográfica da Bacia de Campos listas dos fluidos que podem ser utilizados das atividades de perfuração nestas duas áreas, acompanhados das respectivas propriedades físico-químicas, formulação e fichas de informação e segurança.

As informações sobre os fluidos que poderão ser usados na Área Geográfica Bacia de Santos são apresentadas no **Anexo II.3.2-1**.

Para cada um dos fluidos de perfuração, são apresentadas no **Anexo II.3.2-1**: (I) as propriedades físico-químicas; (II) a formulação; (III) as fichas de informação e segurança (MSDS – *Material Safety Data Sheet*) de cada um dos componentes.

As empresas fornecedoras dos fluidos de perfuração são responsáveis por essa caracterização dos produtos.

### ***Produtos para Situações Extraordinárias***

A PETROBRAS considera como situações extraordinárias as atividades de contingências que poderão ser necessárias durante as atividades de perfuração, como as seguintes situações: perda de circulação; *Kick*; presença de H<sub>2</sub>S e prisão da coluna de perfuração.

Os produtos utilizados nessas situações ficam armazenados na unidade marítima, sendo somente utilizados quando da ocasião da contingência, conforme **Tabela II.3.2-2**

**Tabela II.3.2-2**– Produtos a serem utilizados em caso de contingências

Contingência	Produto
Perda de circulação	Carbonato de cálcio Mica
<i>Kick</i>	Baritina
Presença de H <sub>2</sub> S	Óxido de Zinco
Prisão da coluna de perfuração	Ácido clorídrico Bifluoreto de Amônio EZ-SPOT ENVIRO-SPOT

As fichas de caracterização dos produtos químicos a serem utilizados em situações extraordinárias, denominadas “Ficha de Informação Técnica e de Segurança de Produto Químico”, encontram-se no **Anexo II.3.2-1**.

### C) Análise da Baritina

Durante a atividade na Área Geográfica Bacia Santos a PETROBRAS utilizará em seus fluidos de perfuração somente baritina com teores de cádmio e mercúrio inferiores a 3 e 1 ppm, respectivamente, de acordo com a diretriz do IBAMA e em conformidade com as definições da EPA (EPA, 1999).

A PETROBRAS poderá utilizar a baritina Carboflex (baritina tipo 1) e a baritina Baroid (baritina tipo 2).

A cópia dos laudos laboratoriais das análises da baritina utilizada atualmente é apresentada no **Anexo II.3.2-1**. Os laudos em causa com o método utilizado e a sensibilidade da análise, serão mantidos pela PETROBRAS por 03 anos, à disposição do órgão ambiental.

As concentrações de Cádmio e Mercúrio na baritina analisada são consolidadas no **Quadro II.3.2-1**.

**Quadro II.3.2-1** – Resultados da Análise da Baritina

Metais	Concentrações (ppm)	
	Baritina tipo 1	Baritina tipo 2
Cd	<0,20	0,62
Hg	<0,04	0,03

Fonte: Laudos emitidos pela *Analytical Solutions* e pelo TECAM Tecnologia Ambiental.

De acordo com os resultados da análise as concentrações de Mercúrio e Cádmio na baritina são inferiores 1 ppm e 3 ppm, respectivamente, conforme exigido pelo IBAMA.

#### **D) Caracterização da Toxicidade Aguda e Crônica**

Em complementação à lista de fluidos apresentada ao IBAMA no âmbito do TAC da Área Geográfica da Bacia do Espírito Santo e da Área Geográfica da Bacia de Campos, os fluidos de perfuração a serem utilizados foram submetidos a testes para a avaliação da toxicidade aguda com a espécie *Mysidopsis juniae* e da toxicidade crônica com a espécie *Lytechinus variegatus*. A cópia dos laudos laboratoriais destes testes, assinados pelos responsáveis, é apresentada no **Anexo II.3.2-1**.

#### **E) Avaliação da Biodegradabilidade, Teor de HPA e Potencial de Bioacumulação em Fluidos de Base não Aquosa**

Durante a atividade na AGBS a PETROBRAS poderá utilizar fluidos não aquosos de base parafínica e de base éster. Assim sendo, foram efetuados testes de avaliação da biodegradabilidade destas bases orgânicas, utilizando a metodologia OECD 306. Os resultados obtidos são apresentados no **Anexo II.3.2-1**.

No Relatório “Bq-15170/06-OCT- Revisão 1”, apresentado no **Anexo II.3.2-2**, é apresentada a análise em conformidade com o método OECD 117. O resultado desta análise indica que o coeficiente de partição n-octanol/água da N-parafina C13+ não pode ser determinado pelo método OECD 306, empregando os detectores utilizados. Sendo assim, foi realizada uma nova análise, desta vez utilizando-se o método OECD 107, que se encontra apresentada através do Relatório “Bq-15170/06-OCT- Método dos Frascos”, no **Anexo II.3.2-2** deste documento.

Conforme descrito pelo laboratório, o método OECD 117 faz uma estimativa do coeficiente de partição octanol/água e é adequado para amostras com Log Pow na faixa de 0 a 6 e o método OECD 107, determina o coeficiente de partição octanol água Log Pow para amostras com Log Pow na faixa de -2 a 4.

Considerando as dificuldades analíticas impostas pela metodologia OECD 117, foi realizado o ensaio adotando a metodologia da OECD 107 em que se verificou que a amostra é praticamente 100% solúvel em octanol, evidenciado pela análise por cromatografia gasosa, indicando que a n-parafina apresenta Log-Pow superior a 4,3, ou seja, superior ao limite de validade do método. Entretanto, e ainda conforme a metodologia OECD 117, o Log Pow pode ser calculado pela razão entre as solubilidades da amostra na fase orgânica e na água. Segundo este cálculo, o valor de Log Pow foi calculado como superior a 8, o que segundo o GESAMP (IMO/FAO/UNESCO-IOC/WMO/WHO/IAEA/UN/UNEP Join Group of Experts on the Scientific Aspects of Marine Environmental Protection) é presumivelmente muito insolúvel para impor potencial de bioacumulação.

O estudo desenvolvido pela empresa Bioensaios demonstrou que devido a alto grau de hidrofobicidade (baixa solubilidade em água) da amostra, constatou a inadequação da aplicação das metodologias propostas pela OECD, a saber, o método de garrafa, para avaliação direta do Log Pow (OECD 107) e o método de estimativa do LogPow, via HPLC (OECD 117). A estimativa final foi, portanto realizada pela razão das solubilidades em lipídio e em água, indicando o valor de LogPow superior a 8 que segundo o GESAMP é presumivelmente muito insolúvel, não apresentando potencial de bioacumulação.

### ***F) Descrição do Tratamento de Fluido de Perfuração e Cascalho***

O tratamento do fluido de perfuração tem como objetivo principal remover cascalhos, além de ajustar suas propriedades como pH, peso e viscosidade, buscando melhorias de desempenho. Na atividade de perfuração dos poços da Área Geográfica Bacia de Santos, serão utilizados fluidos de base aquosa e fluidos de base sintética, tais como: fluidos convencionais, fluidos salgado com polímero catiônico e soluções salinas.

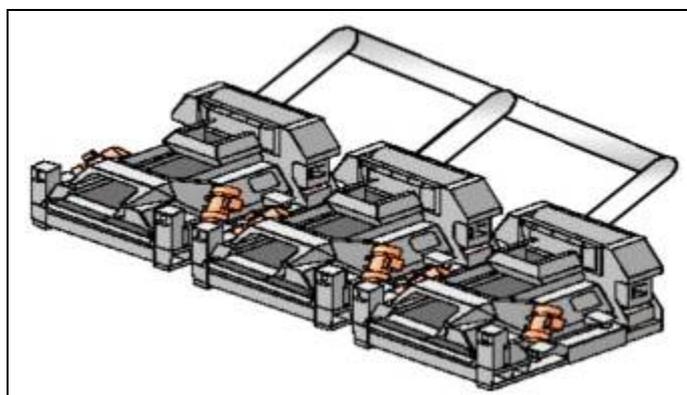
As unidades de perfuração possuem sistemas de extração de sólidos, composto por peneiras, degaseificador, desareador, dessiltador e centrífuga. A utilização desses equipamentos na separação dos sólidos se dá conforme o tamanho das partículas, cuja relação é apresentada na **Tabela II.3.2-3**

**Tabela II.3.2-3 - Equipamentos utilizados na separação dos sólidos.**

Equipamento	Tamanho das Partículas (microns)
Peneira vibratória	> 2000
Desareador	250 a 2000
Desiltador	< 30
Mud cleaner	< 30
Centrífuga	> 5 (sólidos coloidais)

Fonte: PETROBRAS, 2006.

A **Figura II.3.2-1** apresenta uma ilustração esquemática de peneiras, utilizadas no tratamento de fluidos de perfuração.

**Figura II.3.2-1 - Ilustração de peneiras.**

Fonte: PETROBRAS

Quando da utilização de fluidos de base sintética, será adicionada à unidade uma centrífuga vertical, utilizada para garantir que o teor de fluido aderido ao cascalho esteja dentro dos limites estabelecidos pelo órgão ambiental.

Os sistemas de extração de sólidos dos fluidos de base aquosa e sintética são muito semelhantes e suas principais etapas são descritas a seguir.

### **Fluido de Base Aquosa**

O processo de extração dos sólidos começa com o retorno do fluido injetado no poço à unidade de perfuração. Chegando na sonda, o fluido de base aquosa passa por uma bateria de peneiras vibratórias, que têm a função de separar o fluido do cascalho mais grosseiro. O fluido separado segue para a unidade desareadora, onde ocorre a separação da areia. Caso o fluido de perfuração esteja impregnado com gás, o mesmo será encaminhado para o degaseificador antes da etapa de desareação.

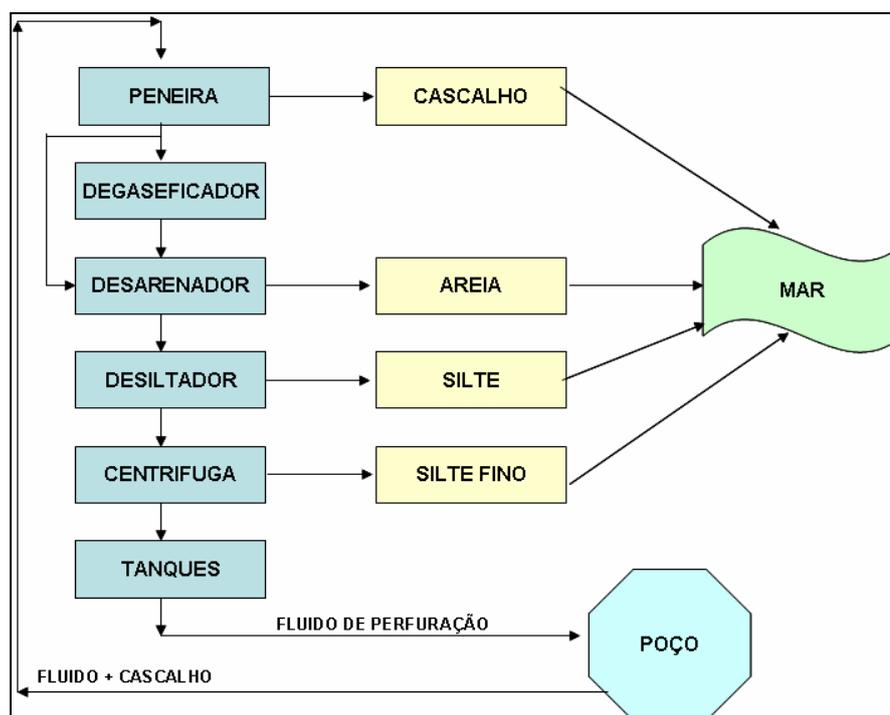
Em seguida, a corrente de fluido é encaminhada para o dessiltador, composto por hidrociclones, onde haverá a extração do silte. O fluido passa então por uma centrífuga, onde é separado das partículas mais finas e segue para um sistema de tanques, para posterior tratamento e acondicionamento.

O fluido tratado e acondicionado é transferido para os tanques ativos de lama de perfuração, para ser reincorporado ao processo, através do rebombeio para o poço.

O cascalho, a areia, o silte e o silte fino separados ao longo do tratamento, a partir das peneiras, desareoiador, dessiltador e centrífuga, são descartados integralmente no mar.

No final da vida útil (quando o fluido estiver gasto), após a separação do cascalho, o mesmo será descartado e o único tratamento prévio a ser realizado será a neutralização, quando necessário.

Na **Figura II.3.2-2** é apresentado o fluxograma esquemático do tratamento de fluidos de perfuração base aquosa.



**Figura II.3.2-2** - Fluxograma esquemático do tratamento de fluidos base aquosa.

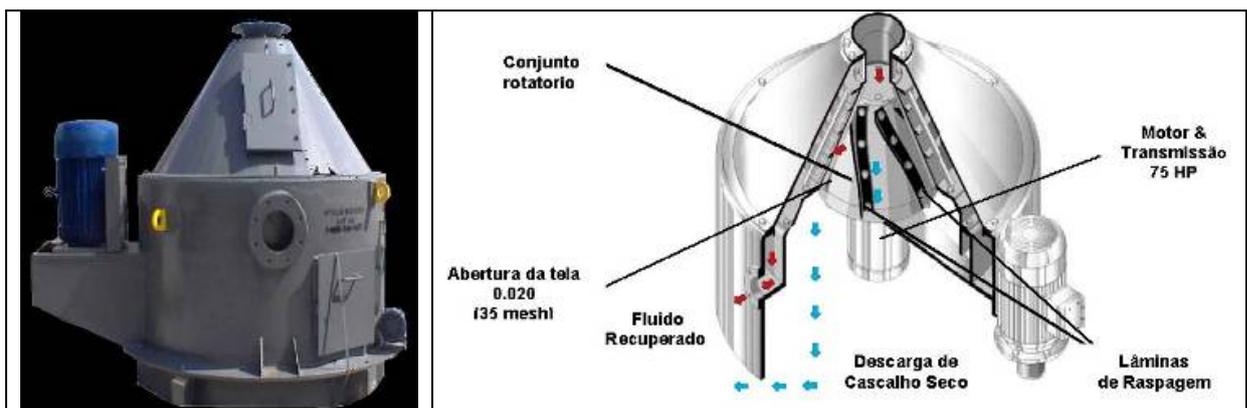
Antes do descarte do fluido aquoso, será realizado o teste de radiância estática (*Sheen Test*), de caráter qualitativo, para verificar a presença de óleo no fluido aquoso a ser descartado.

O *sheen test* consiste em uma avaliação visual e é realizado da seguinte forma: um certo volume de fluido aquoso, antes de ser descartado, é introduzido em um recipiente contendo água do mar. O fluido é então disperso dentro deste recipiente, quando são feitas observações durante o período máximo de uma hora.

O teste indica a presença de óleo livre se, a partir das observações visuais, for detectado certo brilho (iridiscência) e/ou aumento de reflectância que ocupe mais que 50% da superfície da água contida no recipiente. Quando detectada a presença de óleo no fluido, a operação de descarte deve ser interrompida imediatamente. Neste caso, será feito um novo teste - teste de retorta - para avaliar a quantidade de hidrocarbonetos. A partir deste, o fluido só poderá ser descartado com quantidades de hidrocarbonetos inferiores a 1%.

### **Fluido de Base Sintética**

A extração dos sólidos presentes no fluido de perfuração base sintética é realizada pelos mesmo tipos de equipamentos do tratamento do fluido de base aquosa (peneira, degaseificador, desareador, desiltador, centrífuga e tanques) contando, ainda, com um secador de cascalhos semelhante ao ilustrado na **Figura II.3.2-3**.



**Figura II.3.2-3-** (a) Ilustração de um secador de cascalho;  
(b) Esquema de funcionamento

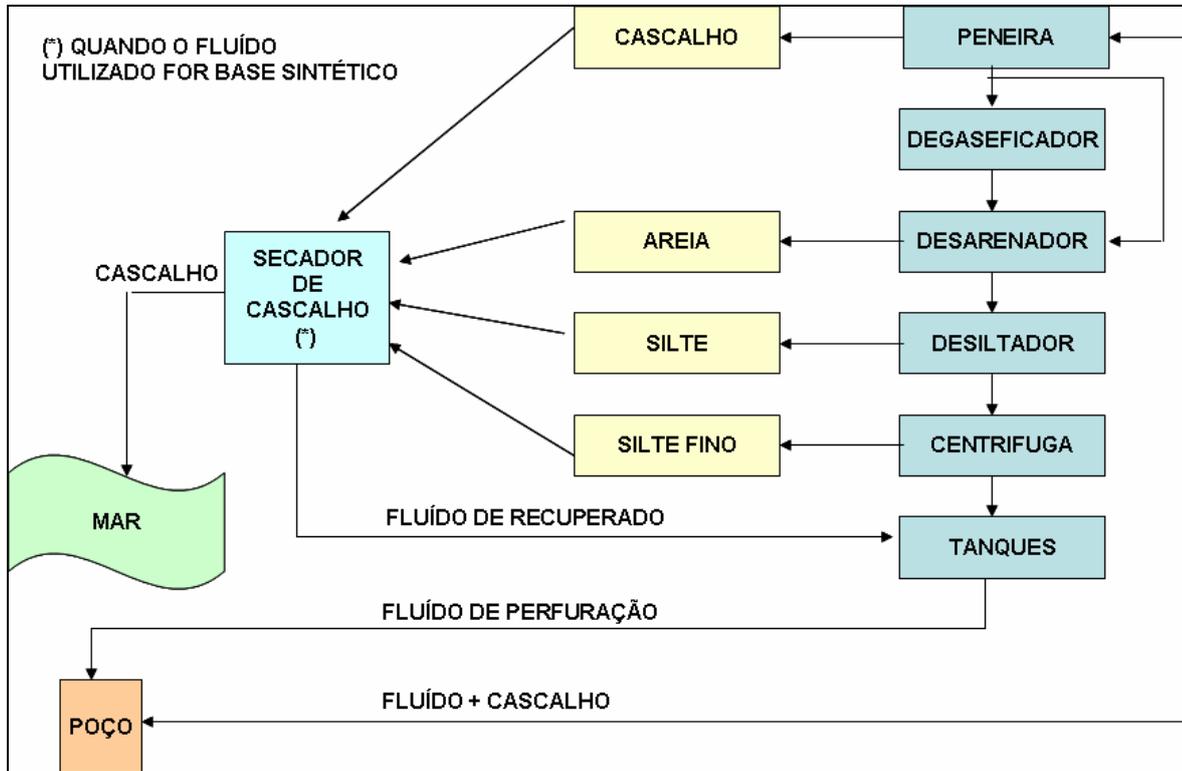
Fonte: Arquivo PETROBRAS, 2006.

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 a estes, promovendo, desta forma, o reaproveitamento do fluido e o descarte de cascalho

para o mar com menor percentual de fluido aderido.

A unidade de perfuração estará equipada com sistema projetado para garantir este processo.

Na **Figura II.3.2-4** é apresentado o fluxograma esquemático do tratamento de fluidos sintéticos de perfuração.



**Figura II.3.2-4** - Fluxograma esquemático do tratamento de fluidos sintéticos.