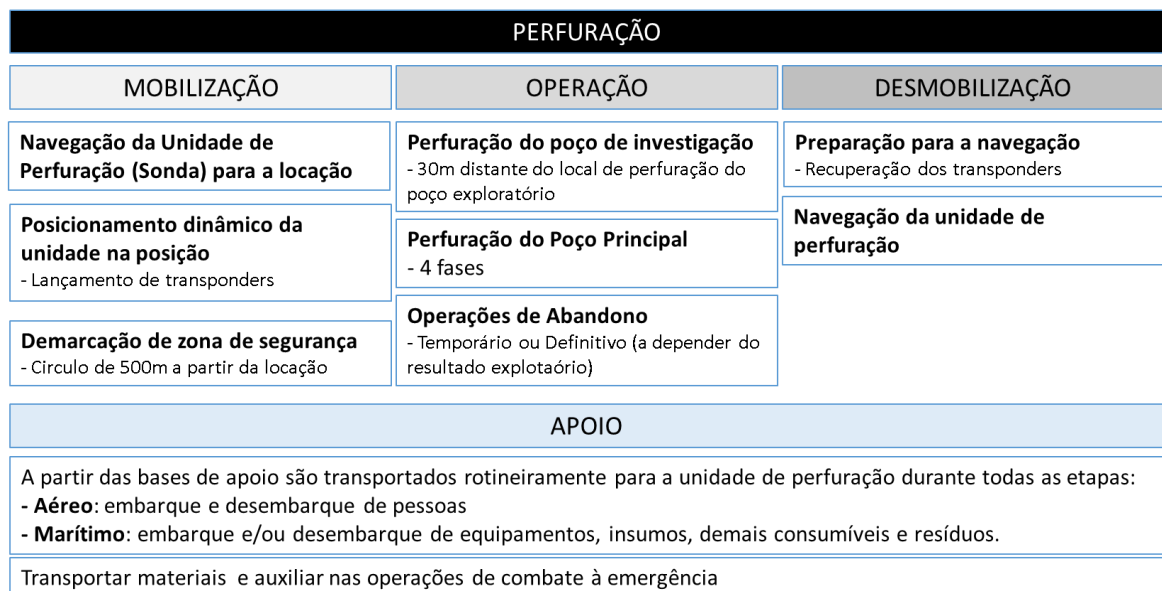


II.3 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

A perfuração marítima nos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3, situados na Bacia Marítima de Pernambuco e Paraíba, prevê a perfuração de 03 poços, nas locações Gravatá, Caruaru e Bom Jardim. As atividades de perfuração ocorrerão em 3 etapas principais, sendo: mobilização, operação e desmobilização.

As atividades serão executadas por duas sondas de perfuração marítima e, além destas embarcações, está prevista a utilização de três embarcações de apoio durante todas as etapas da perfuração. A frequência de deslocamento das embarcações é determinada de acordo com a demanda, a qual depende das atividades a serem executadas. Essas embarcações têm o papel de abastecer a Unidade de Perfuração, transportar os insumos utilizados durante a atividade de perfuração, transportar os resíduos gerados durante a atividade de perfuração para a base de apoio, transportar as peças e equipamentos para o navio-sonda assim como os produtos e equipamentos para combate à emergência, além de auxiliar nas operações de combate à emergência.

A **Figura II.3-1** apresenta as informações compiladas das etapas da atividade de perfuração, assim como as atividades de apoio a serem executadas.



Elaboração: Petrobras, 2017.

Figura II.3-1 - Esquema representativo das etapas da atividade de perfuração marítima nos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3.

O detalhamento das formas e fases de perfuração de cada poço será apresentado nos itens seguintes deste capítulo. A depender da identificação de presença de hidrocarbonetos na perfuração do poço poderá ser realizado o teste de formação do poço, realizado para a avaliação da produtividade do reservatório (pressão e fluxo). Após esse teste, caso seja verificada a presença de hidrocarbonetos em escala produtiva, o poço é preparado para o abandono temporário através do posicionamento de tampões de cimento. Caso não seja evidenciada a escala de produção comercial, o poço é preparado para seu abandono definitivo. Em ambos os casos são realizados testes de pressão para garantir a vedação.

II.3.1 Descrição geral do processo de perfuração

II.3.1.1 Caracterização de todas as etapas do processo de perfuração

Etapa 1 – Mobilização

A etapa de mobilização consiste na navegação da Unidade de Perfuração para o local onde será perfurado cada poço e seu posicionamento. A unidade de perfuração marítima utilizada será um navio-sonda, uma unidade móvel que se locomove por propulsão própria até o local da perfuração. Para a atividade de perfuração dos poços dos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 foram selecionadas as unidades de perfuração de posicionamento dinâmico.

A unidade de perfuração, neste caso, é mantida em posição através do sistema de controle de posicionamento dinâmico que utiliza sensores de posição por GPS e DGPS (*transponders*) e pela atuação conjunta de seis propulsores localizados na parte inferior do casco, constituídos de um tubulão rotativo de propulsão, azimutal, guiados por motores. Nessa etapa já se inicia o transporte de pessoas, equipamentos e insumos para a unidade os quais serão utilizados na próxima etapa.

Etapa 2 – Operação

A perfuração de poços é realizada através da ação da broca de perfuração sobre as rochas a serem perfuradas e é resultado principalmente das ações

concomitantes de rotação e aplicação de peso sobre a broca. O peso é aplicado pela coluna de perfuração que permite também a circulação de fluidos por seu interior a partir da superfície (sonda) até a broca que está em sua extremidade inferior. A retirada dos fragmentos de rocha triturada (cascalho de perfuração) é feita através da circulação de fluido de perfuração que, após passar pela broca, retorna à superfície pelo espaço anular formado entre a coluna de perfuração e o poço. A rotação da coluna pode ser feita a partir da unidade de perfuração através de um motor conectado no topo da coluna (top drive), que gira toda a coluna de perfuração com a broca conectada na sua base, ou utilizando-se motores de fundo ou turbinas que são integrantes da coluna de perfuração.

A perfuração é executada em várias fases sucessivas as quais são caracterizadas pelo uso de brocas com diâmetros cada vez menores. A definição do número de fases tem como base as características das zonas que serão perfuradas e a profundidade final prevista. Ao término de cada fase é introduzido e cimentado junto às paredes do poço um revestimento de aço com diâmetro inferior ao da broca utilizada na perfuração, de forma a evitar o contato entre os diferentes horizontes das formações, bem como assegurar a estabilidade do poço.

O revestimento do poço consiste na descida de uma tubulação de aço com diâmetro inferior ao da broca utilizada, até a profundidade definida no projeto. Cada fase de perfuração é concluída com a descida da coluna de revestimento e sua cimentação nas paredes do poço. A coluna de revestimento tem diversas funções, como prevenir o desmoronamento das paredes do poço, permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície e prover meios de controle de pressão dos fluidos, impedir a migração de fluidos para as formações, sustentar os equipamentos de segurança da cabeça de poço e outras colunas de revestimento, alojar os equipamentos de elevação artificial, além de confinar a produção ao interior do poço.

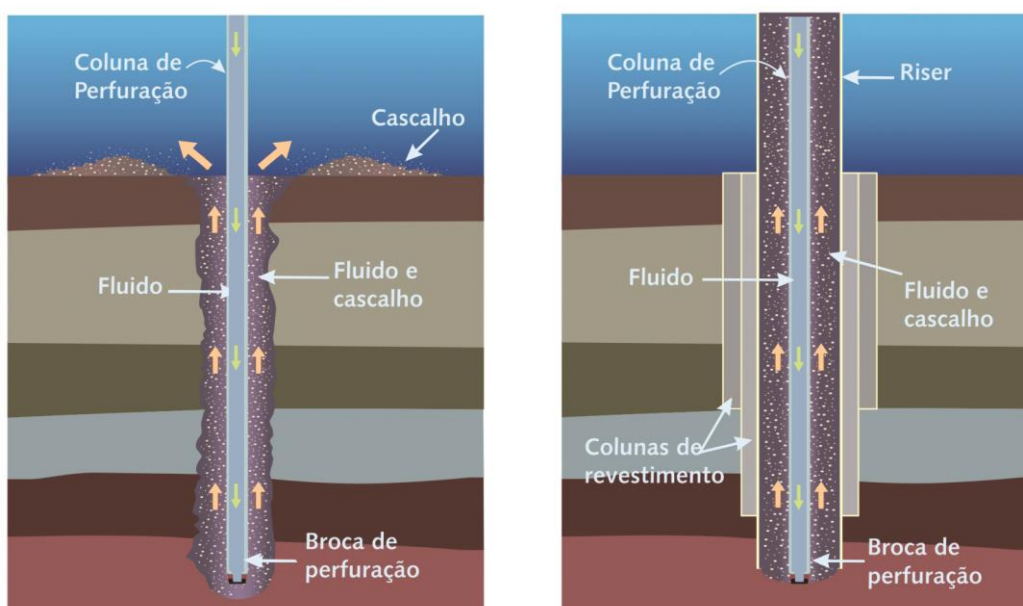
O comprimento das colunas de revestimento é determinado em função das pressões de poros e de fraturas previstas, que indicam o risco de prisão da coluna, desmoronamento das paredes do poço ou perda do fluido de perfuração para as formações.

Após a descida da coluna de revestimento, o espaço anular, entre a tubulação de revestimento e as paredes dos poços, é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as zonas

permeáveis atravessadas pelos poços. A cimentação do espaço anular é realizada pelo bombeio de uma pasta de cimento, que é deslocada através do interior da própria tubulação de revestimento. A cimentação tem a função de promover a vedação hidráulica entre os diversos intervalos permeáveis, impedindo a migração de fluidos por trás do revestimento, além de fornecer suporte mecânico ao revestimento.

Após a conclusão da cimentação e revestimento das duas fases iniciais de cada poço, acima da cabeça de poço, é instalado o conjunto do *Blow Out Preventer* (BOP) e o *riser*. O BOP é um conjunto de válvulas instaladas na cabeça do poço que permitem o fechamento deste e faz parte, portanto, do sistema de segurança do poço. O *riser* é uma tubulação que permite o retorno dos fluidos de perfuração utilizados e dos cascalhos gerados durante a atividade até a superfície. Esse conjunto de BOP e *riser* permanecem conectados à cabeça do poço até a finalização do mesmo.

A **Figura II.3.1.1-1** apresenta o esquema representativo do processo de perfuração de um poço exploratório marítimo.



Elaboração: Petrobras, 2017.

Figura II.3.1.1-1 - Esquema representativo do processo de perfuração de poço exploratório marítimo. À esquerda, fases iniciais (sem retorno de fluido a superfície). À direita perfuração com RISER (com retorno de fluido à superfície).

Antes da descida dos revestimentos, os poços deverão ser condicionados, visando adequar as características do fluido de perfuração para uma melhor limpeza do poço e manter a broca circulando no fundo por um tempo suficiente para um ciclo completo. Isto significa que todo o fluido que está dentro do poço deverá ser circulado para ser limpo dos cascalhos.

Na atividade de perfuração dos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 serão perfurados três (3) poços, todos construídos em quatro fases, onde as duas primeiras serão realizadas sem *riser*. As duas últimas fases utilizarão *riser* e haverá o retorno dos cascalhos e fluidos para a unidade de perfuração. Os cascalhos e fluidos de perfuração passarão por um processo de separação e tratamento, para posterior descarte do cascalho no mar, na própria localização dos poços. Os descartes de cascalho e fluidos serão precedidos de análise de diversos parâmetros, conforme estabelecido no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (nº 02022.002330/08). Os fluidos utilizados para a perfuração das fases III e IV, com *riser*, não serão descartados, exceto pela fração aderida ao cascalho (até o teor de 6,9% no caso de utilização de fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica, e até o teor de 25% no caso de utilização de fluido de perfuração base aquosa polimérico).

Caso necessário, serão perfurados poços de investigação para obtenção de informações que tornem as operações de perfuração do poço definitivo mais seguras e otimizadas, no caso de previsão de ocorrência de *shallow water flow*. Os poços de investigação têm duração estimada de cinco dias e são perfurados em apenas uma fase de diâmetro 8 ½". Caso se confirme o influxo de água rasa no poço de investigação, este será amortecido com fluido de base aquosa adensado, posteriormente cimentado, e medidas mitigatórias poderão ser tomadas no poço definitivo, como perfurar a segunda fase com fluido adensado ou antecipar o revestimento de superfície. Caso não seja necessário poço de investigação, a perfuração do poço principal é iniciada após a mobilização da sonda.

Inicia-se, então, a perfuração de cada poço exploratório, o que ocorrerá em 4 fases, incluindo o revestimento e cimentação em cada fase, conforme **Figura II.3.1.1-1, Seção II.3** deste estudo, que apresenta o número de fases, diâmetro do poço e dos revestimentos, lâmina d'água e a profundidade final prevista para cada poço.

A seguir é apresentado um detalhamento do processo de perfuração de cada um dos 3 poços e seus respectivos esquemas de perfuração. Destaca-se que durante a atividade de perfuração será utilizado fluido de base aquosa nas duas primeiras fases e nas duas fases seguintes, que já contam com retorno de fluido para a superfície, poderão ser utilizados tanto fluido de perfuração de base aquosa polimérico quanto fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica.

- *Poço Gravatá*

O poço Gravatá será perfurado em local com lâmina d'água de 1910 m. Antes da perfuração do poço principal, poderá ser realizada a perfuração do poço de investigação, a uma distância de 30 m em relação ao poço principal. O poço de investigação será perfurado em uma única fase, do leito oceânico até a profundidade de -2410 m em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa argiloso, sem retorno para a unidade de perfuração.

A Fase I será perfurada do leito oceânico (1910 m) até a profundidade de -1982 m em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa argiloso sem retorno para a unidade de perfuração, com o descarte no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Após a perfuração da abertura de 36", será descido o condutor de 30" o qual é constituído de um alojador de baixa pressão e tubos de revestimento de 30". Este conjunto será montado na plataforma de perfuração, descido na Fase I do poço, de 36", e em seguida será cimentado em toda a sua extensão.

Logo após, será iniciada a perfuração da Fase II com broca de 26", seguindo o mesmo procedimento descrito para a fase anterior, até a profundidade de -2400m, também em relação ao nível do mar. O fluido de perfuração de base aquosa argiloso utilizado será descartado no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Ao final da perfuração, o poço será preenchido com fluido de base aquosa argiloso de maior densidade e capacidade de estabilização de argilas, visando permitir a descida do revestimento. Em seguida será descido, assentado e cimentado o revestimento de superfície de 20". Durante esse processo, o fluido de base aquosa argiloso utilizado para a estabilização de argilas é expulso do poço no fundo do mar. Concluída essa cimentação, inicia-se a descida do *blow out preventer* (BOP) e coluna de *risers*.

Após assentamento e teste do BOP, linhas de *choke* e *kill* e outros equipamentos de segurança, dar-se-á início à Fase III, a ser perfurada com broca de diâmetro de 17 1/2" até a profundidade de -2910m, em cota, utilizando o fluido de perfuração de base aquosa polimérico ou de base não aquosa hidrocarbônica. Dando continuidade a essa fase será descido, assentado e cimentado o revestimento intermediário de 13 3/8". Nessa fase o fluido e o cascalho retornam à unidade de perfuração e passam por um processo de separação, para posterior descarte do cascalho na superfície do mar, contendo o teor máximo de fluido aderido preconizado no Sub-Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC).

Após novo teste de BOP será iniciada a Fase IV, a ser perfurada com broca de diâmetro 12 1/4" até a profundidade final de -3590m, em relação ao nível do mar. Na perfuração desta fase poderá ser utilizado fluido de perfuração de base aquosa polimérico ou fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica, sendo o tipo de fluido definido após análises durante a perfuração. Nessa fase o fluido e o cascalho retornam à unidade de perfuração e passam por um processo de separação, para posterior descarte do cascalho na superfície do mar. Conforme preconiza o PMFC, os teores máximos de fluido aderido ao cascalho é de 6,9% para o caso da utilização de fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica e de 25% para fluido de perfuração de base aquosa polimérico. Concluída a perfuração dessa fase, o intervalo de poço aberto será perfilado. Em se confirmando a presença de intervalos contendo hidrocarbonetos, será descida, assentada e cimentada a coluna de revestimento de 9 5/8".

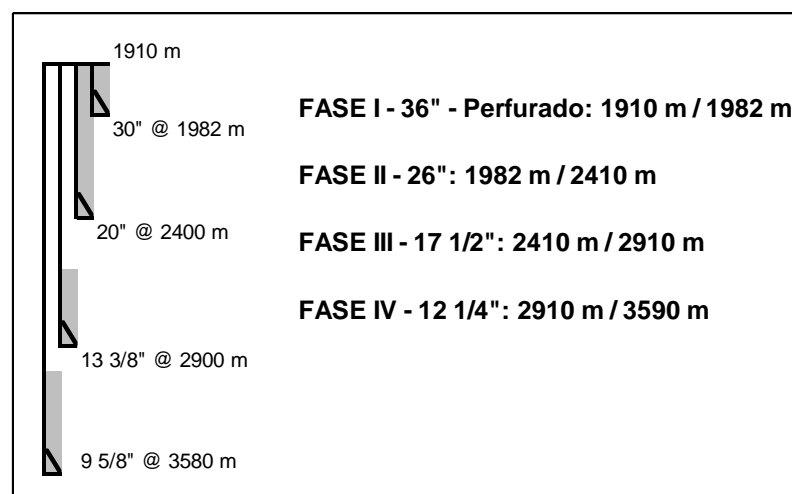


Figura II.3.1.1-2 - Esquema de perfuração do poço Gravatá no Bloco BM-PEPB-3.

O **Anexo II.3.1-1** apresenta os projetos de cimentação do poço Gravatá e do poço de investigação associado ao poço exploratório.

- *Poço Caruaru*

O poço Caruaru será perfurado em local com lâmina d'água de 780 m. Antes da perfuração do poço principal, poderá ser realizada a perfuração do poço de investigação, a uma distância de 30 m em relação ao poço principal. O poço de investigação será perfurado em uma única fase, do leito oceânico até a profundidade de -1535 m em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa argiloso, sem retorno para a unidade de perfuração.

A Fase I será perfurada do leito oceânico (780 m) até a profundidade de -852 m em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa argiloso sem retorno para a unidade de perfuração, com o descarte no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Após a perfuração da abertura de 36", será descido o condutor de 30" o qual é constituído de um alojador de baixa pressão e tubos de revestimento de 30". Este conjunto será montado na plataforma de perfuração, descido na Fase I do poço, de 36", e em seguida será cimentado em toda a sua extensão.

Logo após, será iniciada a perfuração da Fase II com broca de 26", seguindo o mesmo procedimento descrito para a fase anterior, até a profundidade de -1510m, também em relação ao nível do mar. O fluido de perfuração de base aquosa argiloso utilizado será descartado no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Ao final da perfuração, o poço será preenchido com fluido de base aquosa argiloso de maior densidade e capacidade de estabilização de argilas, visando permitir a descida do revestimento. Em seguida será descido, assentado e cimentado o revestimento de superfície de 20". Durante esse processo, o fluido de base aquosa argiloso utilizado para a estabilização de argilas é expulso do poço no fundo do mar. Concluída essa cimentação, inicia-se a descida do *blow out preventer* (BOP) e coluna de *risers*.

Após assentamento e teste do BOP, linhas de *choke* e *kill* e outros equipamentos de segurança, dar-se-á início à Fase III, a ser perfurada com broca de diâmetro de 17 ½" até a profundidade de -2010m, em cota, utilizando o fluido de perfuração de base aquosa polimérico ou de base não aquosa hidrocarbônica. Dando continuidade a essa fase será descido, assentado e cimentado o

revestimento intermediário de 13 $\frac{3}{8}$ ". Nessa fase o fluido e o cascalho retornam à unidade de perfuração e passam por um processo de separação, para posterior descarte do cascalho na superfície do mar, contendo o teor máximo de fluido aderido preconizado no Sub-Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalho (PMFC).

Após novo teste de BOP será iniciada a Fase IV, a ser perfurada com broca de diâmetro 12 $\frac{1}{4}$ " até a profundidade final de -2700m, em relação ao nível do mar. Na perfuração desta fase poderá ser utilizado fluido de perfuração de base aquosa polimérico ou fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica, sendo o tipo de fluido definido após análises durante a perfuração. Nessa fase o fluido e o cascalho retornam à unidade de perfuração e passam por um processo de separação, para posterior descarte do cascalho na superfície do mar. Conforme preconiza o PMFC, os teores máximos de fluido aderido ao cascalho é de 6,9% para o caso da utilização de fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica e de 25% para fluido de perfuração de base aquosa polimérico. Concluída a perfuração dessa fase, o intervalo de poço aberto será perfilado. Em se confirmando a presença de intervalos contendo hidrocarbonetos, será descida, assentada e cimentada a coluna de revestimento de 9 $\frac{5}{8}$ ".

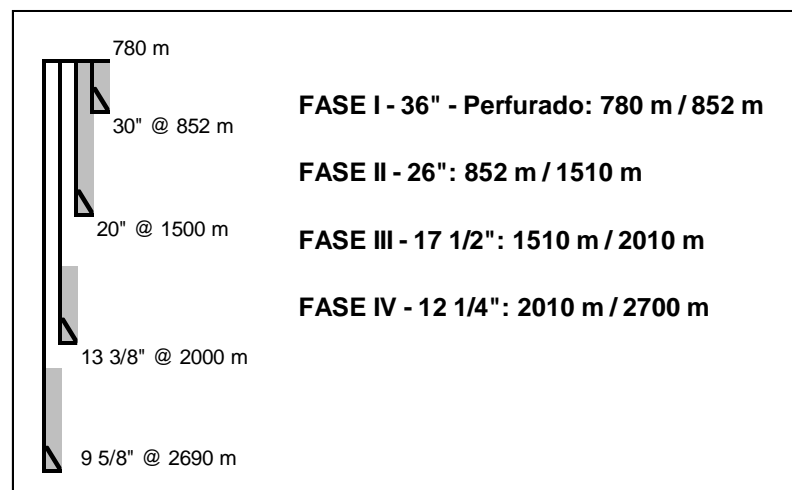


Figura II.3.1.1-3 - Esquema de perfuração do poço Caruaru na Concessão BM-PEPB-1.

O Anexo II.3.1-1 apresenta os projetos de cimentação do poço Caruaru e do poço de investigação associado ao poço exploratório.

- *Poço Bom Jardim*

O poço Bom Jardim será perfurado em local com lâmina d'água de 1295 m. Antes da perfuração do poço principal, poderá ser realizada a perfuração do poço de investigação, a uma distância de 30 m em relação ao poço principal. O poço de investigação será perfurado em uma única fase, do leito oceânico até a profundidade de -1367 m em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa argiloso, sem retorno para a unidade de perfuração.

A Fase I será perfurada do leito oceânico (1295 m) até a profundidade de -1367 m em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa argiloso sem retorno para a unidade de perfuração, com o descarte no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Após a perfuração da abertura de 36", será descido o condutor de 30" o qual é constituído de um alojador de baixa pressão e tubos de revestimento de 30". Este conjunto será montado na plataforma de perfuração, descido na Fase I do poço, de 36", e em seguida será cimentado em toda a sua extensão.

Logo após, será iniciada a perfuração da Fase II com broca de 26", seguindo o mesmo procedimento descrito para a fase anterior, até a profundidade de -2010m, também em relação ao nível do mar. O fluido de perfuração de base aquosa argiloso utilizado será descartado no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Ao final da perfuração, o poço será preenchido com fluido de base aquosa argiloso de maior densidade e capacidade de estabilização de argilas, visando permitir a descida do revestimento. Em seguida será descido, assentado e cimentado o revestimento de superfície de 20". Durante esse processo, o fluido de base aquosa argiloso utilizado para a estabilização de argilas é expulso do poço no fundo do mar. Concluída essa cimentação, inicia-se a descida do *blow out preventer* (BOP) e coluna de *risers*.

Após assentamento e teste do BOP, linhas de *choke* e *kill* e outros equipamentos de segurança, dar-se-á início à Fase III, a ser perfurada com broca de diâmetro de 17 ½" até a profundidade de -2710m, em cota, utilizando o fluido de perfuração aquoso polimérico ou de base não aquosa hidrocarbônica. Dando continuidade a essa fase será descido, assentado e cimentado o revestimento intermediário de 13 3/8". Nessa fase o fluido e o cascalho retornam à unidade de perfuração e passam por um processo de separação, para posterior descarte do

cascalho na superfície do mar, contendo o teor máximo de fluido aderido preconizado no Sub-Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC).

Após novo teste de BOP será iniciada a Fase IV, a ser perfurada com broca de diâmetro 12 1/4" até a profundidade final de -3220m, em relação ao nível do mar. Na perfuração desta fase poderá ser utilizado fluido de perfuração de base aquosa polimérico ou o fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica, sendo o tipo de fluido definido após análises durante a perfuração. Nessa fase o fluido e o cascalho retornam à unidade de perfuração e passam por um processo de separação, para posterior descarte do cascalho na superfície do mar. Conforme preconiza o PMFC, os teores máximos de fluido aderido ao cascalho é de 6,9% para o caso da utilização de fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica e de 25% para fluido de perfuração de base aquosa polimérico. Concluída a perfuração dessa fase, o intervalo de poço aberto será perfilado. Em se confirmando a presença de intervalos contendo hidrocarbonetos, será descida, assentada e cimentada a coluna de revestimento de 9 5/8".

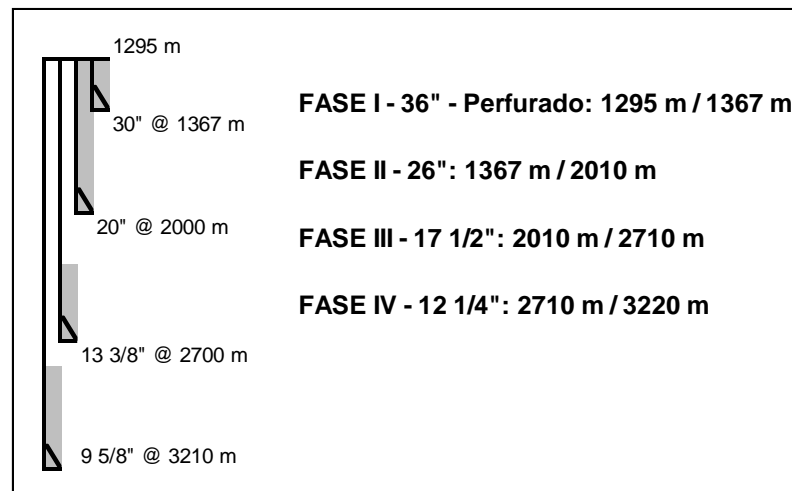
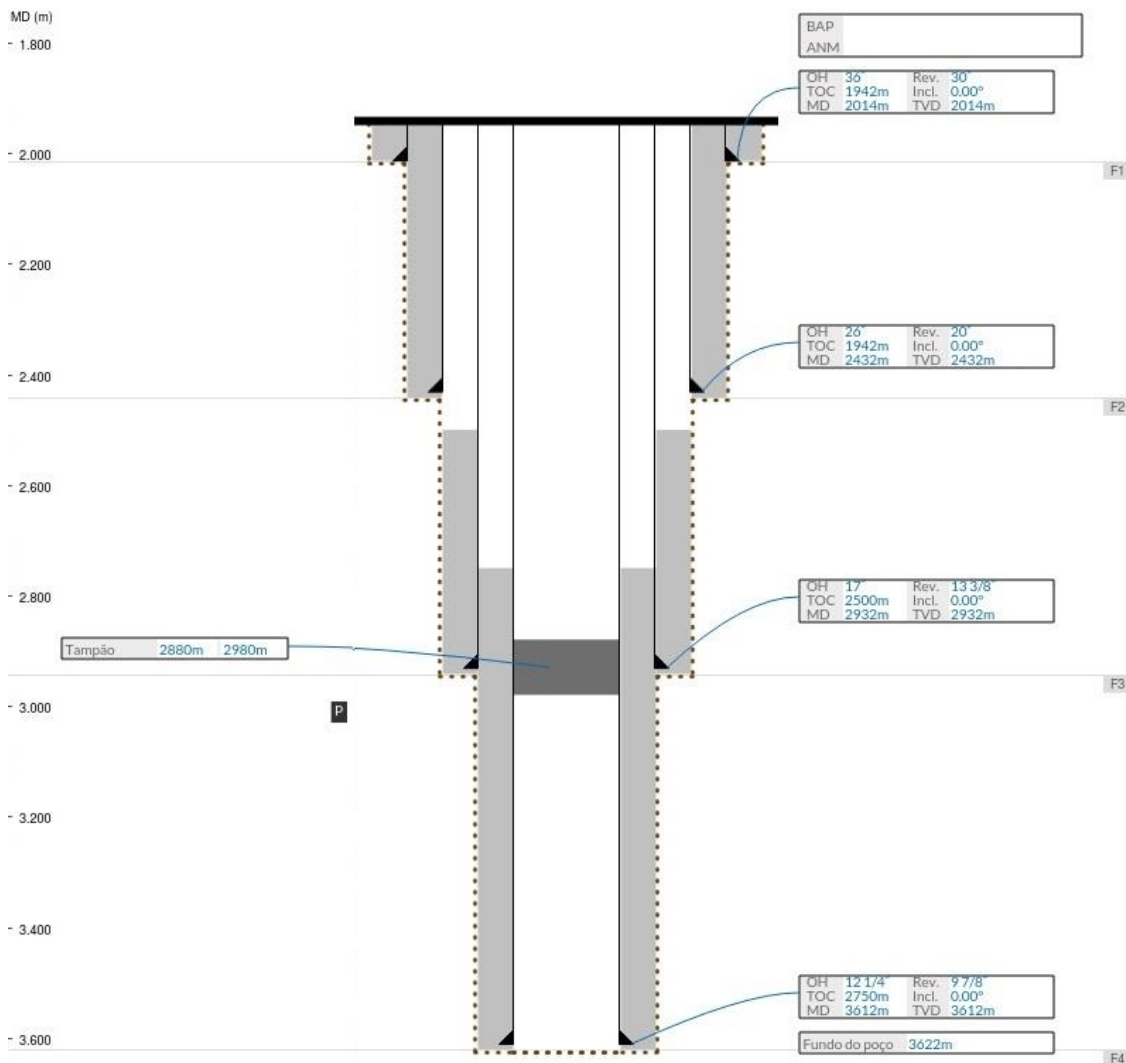


Figura II.3.1.1-4 - Esquema de perfuração do poço Bom Jardim na Concessão BM-PEPB-3.

O **Anexo II.3.1-1** apresenta os projetos de cimentação do poço Bom Jardim e do poço de investigação associado ao poço exploratório.

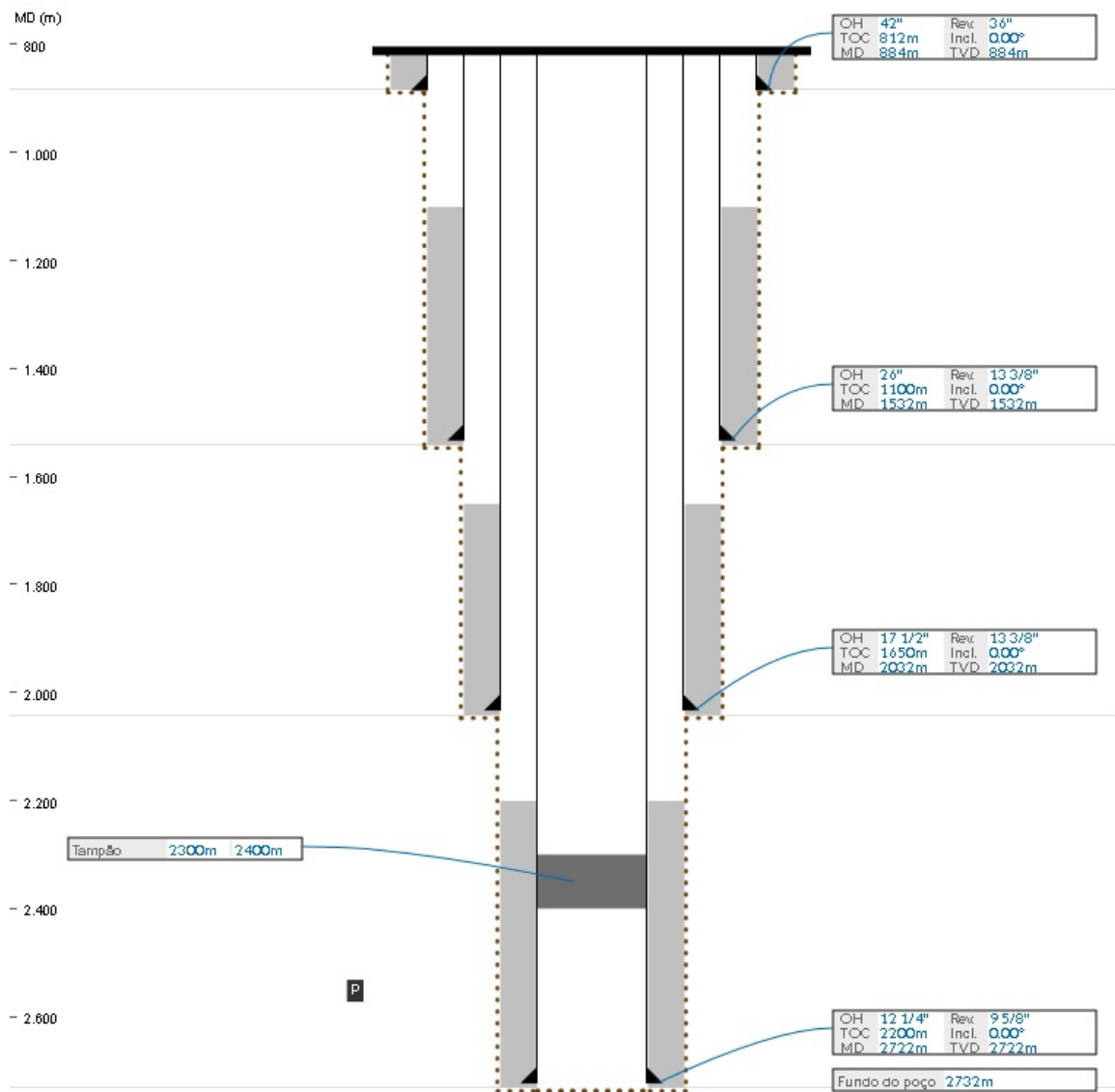
Abandono dos Poços

A seguir são apresentados os esquemas de abandono previstos para cada um dos poços. O esquema de abandono apresentado visa garantir a integridade das barreiras do poço e, por conseguinte, impedir a liberação de fluidos que possam estar contidos nos reservatórios para o exterior do poço. O abandono será feito através do posicionamento de um tampão de cimento no interior do último revestimento. É feito na sequência, após aguardo do tempo necessário à pega do cimento, teste de pressão para verificação da barreira de cimento estabelecida.



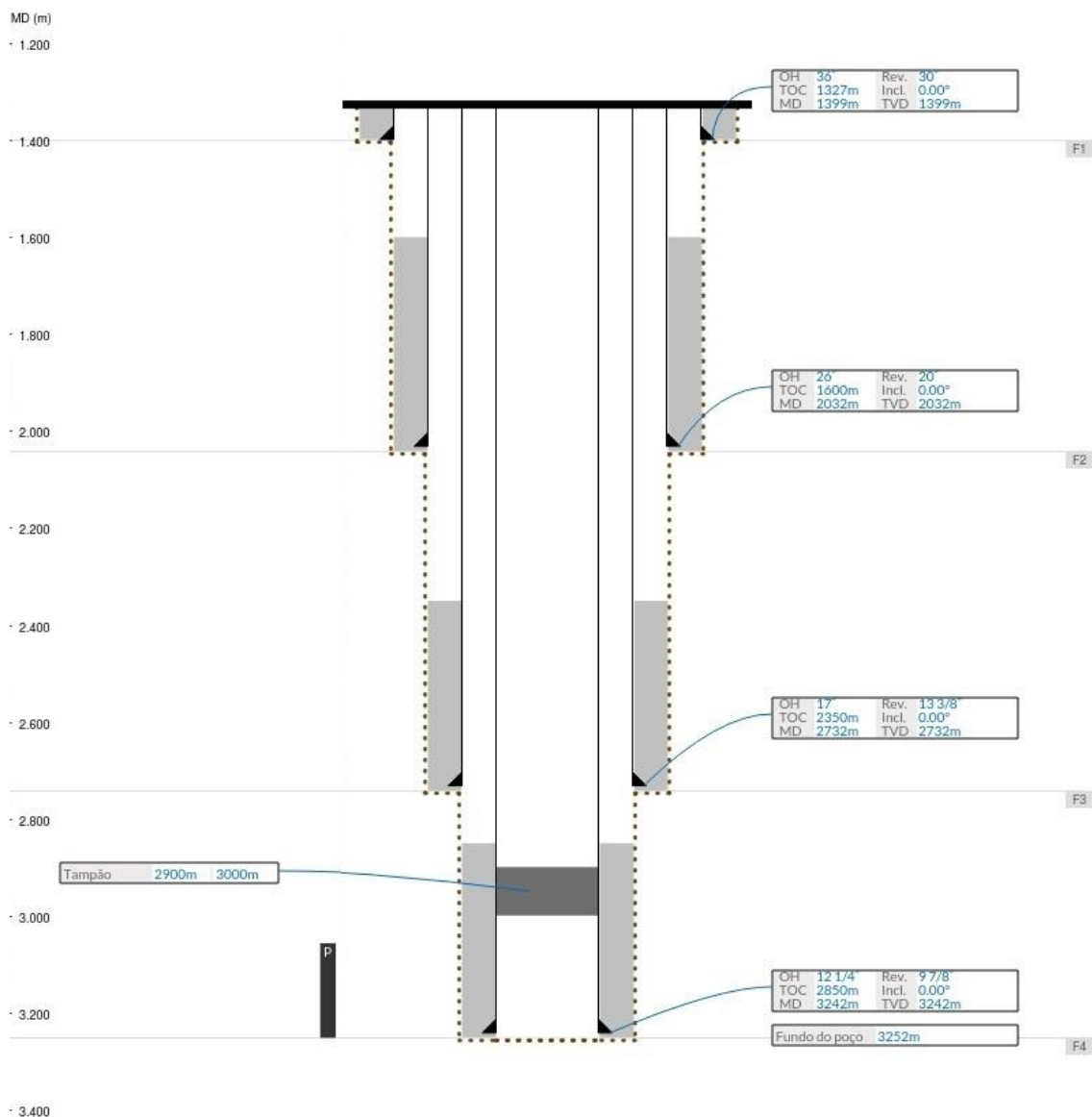
Elaboração: Petrobras, 2017.

Figura II.3.1.1-5 - Esquema de abandono do poço Gravatá.



Elaboração: Petrobras, 2017.

Figura II.3.1.1-6 - Esquema de abandono do poço Caruaru.



Elaboração: Petrobras, 2017.

Figura II.3.1.1-7 - Esquema de abandono do poço Bom Jardim.

II.3.1.2 Descrição das unidades de perfuração e dos barcos de apoio

A seguir são apresentadas as principais características referentes às unidades de perfuração e embarcações de apoio relacionadas às atividades de perfuração nos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3.

A. Unidades de Perfuração

ODN I (NS-41) E OND II (NS-42)

As unidades de perfuração ODN I (NS-41) e OND II (NS-42) são navios-sonda de posicionamento dinâmico para perfuração, que mantêm sua posição através de seis propulsores localizados na parte inferior do casco, constituídos de um tubulão rotativo, azimutal, guiados por motores elétricos.

As principais características, plantas, esquemas, certificados das unidades ODN I (NS-41) e OND II (NS-42) estão apresentados nos respectivos Cadastros de Unidades Marítimas de Perfuração – CADUMP, (Processo IBAMA nº 02022.000754/13-60 para a ODN I (NS-41) e Processo IBAMA nº 02022.000681/13-14 para a ODN II (NS-42)).

B. Embarcações de Apoio

Deborah Key

No **Quadro II.3.1.2-1** encontra-se o memorial descritivo da embarcação de apoio Deborah Key.

Quadro II.3.1.2-1 - Características gerais da embarcação de apoio Deborah Key.

Características Gerais	
Ano de construção	2007
Tipo de Embarcação	Offshore Supply Fire Fight Vessel
Tipo de Navegação	Apoio Marítimo
Tipo	PSV 4500
Bandeira	Brasileira
Sociedade Classificadora do Navio	ABS
Notação de Classe	A1, Fire Fighter Vessel Class 1, E, AMS, ACCU, DPS-2
Velocidade Máxima / Econômica	10,0 nós
Arqueação Bruta (AB)	2994
Porte Bruto (TPB)	4911
Alojamento	16 pessoas

Características Gerais	
Sistema de Tratamento de Esgoto	Sim
Tanque Séptico	Sim
Dimensões Principais	
Comprimento Total	79,69 m
Largura (Boca)	7,32 m
Calado Máximo	5,88 m
Capacidades	
Água Potável	Volume Total: 1450 m ³
Tanque de Óleo Diesel	Volume Total: 1500 m ³
Tanque de Granel	Volume Total: 240 m ³
Propulsão	
Potencia Máxima Contínua	6500 BHP
Potencia Lat. Total Vante Máx. Contínua	1600 BHP
Geração de Energia	
Geradores Diesel	Quantidade: 02
Geradores de Eixo	Quantidade: 02

Fonte: PETROBRAS, 2016.

As cópias dos certificados da embarcação Deborah Key são apresentadas no **Anexo II.1.3-1**.

Larus

No **Quadro II.3.1.2-2** encontra-se o memorial descritivo da embarcação de apoio Larus.

Quadro II.3.1.2-2 - Características gerais da embarcação de apoio Larus.

Características Gerais	
Ano de construção	2016
Tipo de Embarcação	Offshore Supply Ship
Tipo de Navegação	Apoio Marítimo
Tipo	PSV 4500
Bandeira	Brasileira
Sociedade Classificadora do Navio	Lloyd's Register

Características Gerais	
Notação de Classe	100A1 Offshore Supply Ship, *IWS LMC, UMS, DP (AA)
Velocidade Máxima / Econômica	13,0 nós
Arqueação Bruta (AB)	3898
Porte Bruto (TPB)	5000
Alojamento	19 pessoas
Sistema de Tratamento de Esgoto	Sim
Tanque Séptico	Não
Dimensões Principais	
Comprimento Total	78,589 m
Largura (Boca)	19,00 m
Calado Máximo	6,30 m
Capacidades	
Água Potável	Volume Total: 2600 m ³ ou +500m ³
Tanque de Óleo Diesel	Volume Total: 500 m ³ ou +500 m ³
Tanque de Granel	Volume Total: 0
Propulsão	
Potencia Máxima Contínua	6702,4 BHP
Potencia Lat. Total Vante Máx. Contínua	2000,0 BHP
Geração de Energia	
Geradores Diesel	Quantidade: 04
Geradores de Eixo	Quantidade: 00

Fonte: PETROBRAS, 2016.

As cópias dos certificados da embarcação Larus são apresentadas no **Anexo II.1.3-1**.

Seabulk Angra

No **Quadro II.3.1.2-3** encontra-se o memorial descritivo da embarcação Seabulk Angra.

Quadro II.3.1.2-3 - Características gerais da embarcação de apoio Seabulk Angra.

Características Gerais	
Ano de construção	2005
Tipo de Embarcação	Offshore Supply Fire Fight Vessel
Tipo de Navegação	Apoio Marítimo
Tipo	PSV 3000
Bandeira	Brasileira
Sociedade Classificadora do Navio	ABS
Notação de Classe	A1, Fire Fighter Vessel Class 1, E, AMS, ACCU, DPS-2
Velocidade Máxima / Econômica	10,0 nós
Arqueação Bruta (AB)	2160
Porte Bruto (TPB)	3250
Alojamento	15 pessoas
Sistema de Tratamento de Esgoto	Sim
Tanque Séptico	Sim
Dimensões Principais	
Comprimento Total	66,375 m
Largura (Boca)	16,00 m
Calado Máximo	5,787 m
Capacidades	
Água Potável	Volume Total: 0
Tanque de Óleo Diesel	Volume Total: 2280 m ³
Tanque de Granel	Volume Total: 0
Propulsão	
Potencia Máxima Contínua	5450 BHP
Potencia Lat. Total Vante Máx. Contínua	1584 BHP
Geração de Energia	
Geradores Diesel	Quantidade: 02
Geradores de Eixo	Quantidade: 02

Fonte: PETROBRAS, 2016.

As cópias dos certificados da embarcação Seabulk Angra são apresentadas no **Anexo II.1.3-1**.

II.3.1.3 Descrição das operações complementares previstas

II.3.1.3.1 Aquisição de dados geológicos

A aquisição de dados geológicos durante a etapa de construção de poços envolve a perfilagem e coleta de amostras de cascalhos gerados na perfuração.

A operação de perfilagem permite a coleta de informações sobre as propriedades das rochas e identificação de intervalos portadores de hidrocarbonetos. Assim, a perfilagem consiste basicamente na coleta de informações por meio de instrumentos e ferramentas especiais para medição de parâmetros relacionados às propriedades das rochas.

As ferramentas podem ser descidas acopladas à coluna de perfuração, obtendo, portanto, informações durante a perfuração, o que é conhecido como LWD (*Logging While Drilling*). As ferramentas podem também ser descidas no poço utilizando-se um cabo (perfilagem a cabo), o que pode ser feito após o fim da perfuração de cada fase se necessário.

À medida que as ferramentas passam em frente às rochas do intervalo, suas características são medidas e a informação é enviada à superfície, onde é registrada e compõe o perfil do poço.

Existe uma série de tipos de perfis para avaliação das rochas, com diferentes aplicações e métodos. Os perfis usualmente registrados são chamados de **Suíte Básica**, descritos abaixo:

- **Raios Gama (GR)**: 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, 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**: identifica, principalmente, o tipo de fluido presente no espaço poroso do reservatório. Permite estimar a saturação de água/óleo do reservatório;
- **Sônico**: mede o tempo gasto por uma onda acústica para percorrer uma distância vertical de formação. Essa medida dá uma estimativa da densidade da rocha e sua porosidade;

- Perfil de Velocidades Sísmicas (*Check Shot*): É um levantamento sísmico de poço no qual as ondas sísmicas geradas na superfície são registradas dentro do poço por meio de sensores colocados em diferentes profundidades.
- Densidade (RHOB): fornece os dados para calcular a densidade aparente das camadas das rochas e a porosidade, e permite a identificação das zonas de gás;
- Neutrônico (NPHI): mede o índice de hidrogênio nas rochas, que geralmente fica localizado no espaço poroso da rocha (onde se encontra petróleo, gás ou água). Assim, o neutrônico é um perfil que permite estimar a porosidade, a litologia e a detecção de hidrocarbonetos leves ou gás.

A coleta de amostras de cascalhos se dá a partir da instalação do *Riser*, o que permite o retorno do fluido de perfuração e recuperação dos cascalhos nas peneiras. A frequência de coleta de amostras é variável de acordo com o detalhamento requerido pela geologia, sendo geralmente maior durante a perfuração do reservatório.

No Plano de Perfuração dos poços de Gravatá, Caruaru e Bom Jardim, estão previstas atividades de aquisição de dados geológicos durante a perfuração das fases II a IV (LWD) e ao final da perfuração das fases III e IV (perfilagem a cabo). Está prevista também a coleta de amostras de cascalho a partir da fase III de cada poço.

O Plano preliminar de aquisição de dados geológicos para os poços de Gravatá, Caruaru e Bom Jardim encontram-se apresentado no **Quadro II.3.1.3.1-1** a seguir.

Quadro II.3.1.3.1-1 - Plano preliminar de aquisição de dados geológicos para os poços de Gravatá, Caruaru e Bom Jardim.

Fase	Diâmetro (pol)	Durante a Perfuração (LWD)	Após a perfuração (Cabo)	Amostra de Calha
1	36	-	-	-
2	26	RES + GR	-	-
3	17 1/2	RES + GR + SON	* RES + GR + SONdp + CAL + Pré Testes + AmFlu	De 9 em 9m a partir do início da fase; de 3 em 3m condicionado a RES com HC
4	12 1/4	RES + GR + SON + DEN + NEU + RMN + CAL + PWD	RES + GR + DEN + NEU + RMN + SONdp cruz ori + CAL + GRspec + ImAc + ImRes + LITHOspec + Pré Testes + AmFlu + AmLat + Check Shot	A cada 3m a partir da fase de 12 1/4" até o final do poço

* Condicionado à presença de HC na fase

RES – Resistividade

SON - Sônico

CAL – Calibre do poço (Caliper)

GRspec – Raio Gama Espectral

ImAc – Imagem Acústica

AmLat – Amostragem Lateral de Rocha AmFlu – Amostragem de Fluido

PréTestes – Tomada de Pressão do RES

SONdp cruz ori – Sônico Dipolar Cruzado Orientado

RMN – Ressonância Magnética Nuclear

PWD – Pressão no fundo do poço (Pressure While Drilling)

GR – Raios Gama (Gamma Ray)

DEN - Densidade

NEU - Neutrão

LITHOspec - Litogeoquímico

ImRes – Imagem Resistiva

Check Shot – Velocidade sísmica

Fonte: PETROBRAS, 2017.

Cabe ressaltar que o plano de aquisição de dados geológicos poderá ser revisto durante a elaboração do projeto executivo e perfuração de cada um dos poços citados, uma vez que depende da extensão das fases, disponibilidade de ferramentas, compatibilidade de ferramentas e, principalmente dos próprios resultados do acompanhamento geológico a ser conduzido durante a perfuração.

II.3.1.3.2 Procedimentos de segurança dos poços

O controle de poço compreende as atividades que visam prevenir ou mitigar uma liberação não intencional de fluidos e gases de formação do poço para seus arredores. Assim, métodos de controle de poço são usados para minimizar o potencial de ocorrência de *kick* ou *blowout* bem como manter o controle do poço em caso de *kick* ou *blowout*. Inclui medidas, práticas, procedimentos e equipamentos, tais como monitoramento de fluxo de fluidos, para garantir operações seguras na perfuração, completação, abandono e *workover*, bem como a instalação, reparo, manutenção e operação dos equipamentos de controle de poço submarino.

O *kick* é o influxo não planejado de fluido ou gás da formação para dentro do poço, e ocorre devido a pressão hidrostática do fluido no interior do poço ser inferior à pressão do fluido na formação permeável exposta. Se não corrigido pode resultar em uma erupção (*Blowout*). O *Blowout*, por sua vez, é uma situação emergencial de elevada gravidade na qual deve-se acionar os Planos de Emergência (Plano de Resposta à Emergência – PRE e Plano de Emergência Individual – PEI).

A seguir são apresentadas as principais práticas e diretrizes operacionais que visam a manutenção do controle do poço durante a sua construção.

1 - Pessoal

As equipes responsáveis pela perfuração são treinadas especificamente em procedimentos para o controle de poço. Assim, periodicamente, participam e são certificados no curso *WellCap – Well Control* credenciado pelo IADC (*International Association of Drilling Contractors*). O IADC é reconhecido internacionalmente por consolidar e divulgar as melhores práticas e treinamentos relacionados ao controle de poço.

Durante a construção do poço são realizados periodicamente testes de detecção de kick e simulados de fechamento de poço que visam verificar eficiência da equipe a bordo em identificar o influxo simulado bem como se estão sendo tomadas as devidas ações na sua ocorrência.

2 - Equipamentos

Durante a elaboração do programa do poço, são realizados os testes dos ESCP (Equipamentos do Sistema de Controle de Poço) que consistem no conjunto de equipamentos das sondas de perfuração, completação e intervenção, tais como: BOP, “choke manifold” e linhas, separador atmosférico, desgasificador a vácuo ou mecânico, válvulas de prevenção interna, tanque de manobras e instrumentos de detecção e controle de volumes. Os equipamentos são dimensionados e verificados periodicamente para garantia de seu pleno funcionamento em caso de necessidade.

O BOP (*blow out preventer*) é o equipamento instalado na cabeça do poço durante as operações de perfuração, completação e *workover*, que permite o fechamento do poço em caso de perda da barreira primária (barreira líquida, ou barreira sólida inferior). Ele é dimensionado para suportar a máxima pressão esperada em projeto e o seu arranjo e modos de atuação também devem ser adequados ao cenário de uso. Os desenhos esquemáticos contendo a configuração e as dimensões do conjunto BOP estarão dispostos na cabine do sondador, escritório do fiscal e/ou encarregado e próximo aos painéis de acionamento remoto.

As unidades marítimas de perfuração possuem, minimamente, os seguintes equipamentos necessários para a detecção de *kick*:

- Registrador de taxa de penetração;
- Medidor de variação da vazão de retorno;
- Indicador de nível nos tanques de fluido para detecção da variação do volume ativo do sistema;
- Indicador de nível no tanque de manobra (*trip tank*) para determinação da variação do volume do sistema, quando em manobra ou monitoramento do *riser*;
- Medidor de pressão e velocidade das bombas de fluido de perfuração;
- Detector de gases, inclusive gás sulfídrico (H₂S);
- Balança densimétrica

Tratando dos equipamentos de prevenção do influxo, é importante ressaltar também a utilização, principalmente na perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos, de ferramenta que, instalada na coluna de perfuração, permite o monitoramento da pressão hidrostática de fluido no poço: PWD (*Pressure While Drilling*).

3 - Materiais

Em termos de materiais para controle do poço na ocorrência de kicks, é previsto e provisionado material na sonda de perfuração que permite adensamento do fluido de perfuração para aumento da pressão hidrostática do fluido de perfuração. O adensamento do fluido é etapa necessária para retorno da operação de perfuração de forma a se reestabelecer a pressão de fundo e impedir novos influxos.

4 - Práticas operacionais

A seguir são apresentadas as principais práticas operacionais adotadas relacionadas à prevenção e reestabelecimento de controle de poço.

A pressão reduzida de circulação é um parâmetro importante a ser utilizado na ocorrência de kicks. Trata-se de medir as perdas de carga durante a circulação de fluido através do sistema de controle de poço e vazões pré-estabelecidas. Este registro de perdas de carga é feito quando ocorrem mudanças nos parâmetros operacionais que podem afetar as perdas de carga lidas, ou mudança da equipe operacional a saber: variação das características do fluido, troca de BHA (*Bottom hole assembly*), substituição de broca ou de jatos da broca.

Além disso, outros procedimentos que devem ser observados são:

- A pressão reduzida de circulação e as perdas de carga na linha de choque devem ser determinadas, pelo menos, nas vazões de 50gpm, 100gpm e 150gpm;
- Manter atualizada a planilha de informações prévias de controle de *kicks*;
- Medir e registrar o rendimento volumétrico das bombas de fluido;
- Ajustar os alarmes dos indicadores do nível dos tanques;
- Manter monitoramento das principais propriedades do fluido (massa específica e viscosidade)
- Comunicação imediata ao sondador de normalidades, tais como: o aumento do fluxo de retorno e corte de gás ou óleo do fluido de perfuração;
- Circular as linhas *choke* e *kill* para evitar o seu entupimento e medir as perdas de carga por fricção.
- Determinar as pressões máximas admissíveis na superfície baseadas na pressão de absorção na sapata do último revestimento descido, na pressão interna do revestimento e na pressão de teste do BOP;
- Capacidades, comprimentos e volume das várias seções de tubulações, espaços anulares, linhas de *choke* e *kill*;

5 - Procedimentos necessários para o controle de Poço em caso de Influxo

Os métodos de controle de *kick* têm como objetivo circular o fluido invasor para fora do poço e restabelecer o controle primário do poço, substituindo o fluido de perfuração existente no poço por fluido de densidade suficiente para conter a pressão da formação. A Petrobras utiliza como padrão o método de controle do Sondador. Tal método consiste em duas etapas sucessivas de circulação de fluidos. A primeira circulação objetiva expulsar o fluido invasor utilizando apenas o fluido original. Com o poço já isento do fluido invasor, inicia-se a segunda circulação que se resume a preencher o poço com o novo fluido de perfuração.

▪ Informações Necessárias

Em caso de ocorrência de *kick* o poço será fechado através da atuação do BOP e, posteriormente, as seguintes informações devem ser obtidas:

- Profundidade vertical e medida da broca no instante do kick;
- Volume ganho, o qual é considerado como sendo o volume do kick;
- Pressões estabilizadas de fechamento no tubo bengala (SIDPP – Pressão interna da coluna de perfuração) e no choke (SICP – Pressão do anular – entre o revestimento e a coluna de perfuração);
- Para obtenção dos valores das pressões estabilizadas, deve-se registrar o crescimento das pressões e determinar o ponto de estabilização delas.

▪ Procedimento de controle de poço:

O *kick* deve ser circularizado utilizando o método do sondador e seguindo o procedimento constante na planilha de controle de *kicks*. Durante a circulação deve-se observar as máximas pressões dinâmicas permissíveis na superfície (do ponto de vista da resistência da formação mais frágil exposta bem como dos equipamentos) evitando que essas pressões sejam atingidas e garantindo, portanto, a integridade do poço.

Em unidades com BOP submarino, o método volumétrico dinâmico é empregado em situações nas quais a circulação não é possível. O método consiste em circular o fluido de perfuração original pela linha de *kill*, passando

pelo BOP submarino e retornando pela linha do *choke* enquanto o *kick* migra para a superfície devido à segregação gravitacional. O principal motivo para não se utilizar o método volumétrico estático no controle de poço sem circulação em poços localizados em águas profundas é a possibilidade de formação de hidratos no BOP e nas linhas de *kill* e *choke*. Isto poderia ocasionar o tamponamento das linhas e impediria a circulação e verificação das pressões do poço.

Durante a circulação do *kick*, o retorno do escoamento oriundo do poço deve ser direcionado para o separador atmosférico e em seguida para as peneiras. Após a circulação do *kick* e amortecimento do poço em unidades flutuantes, é realizado procedimento para remoção do gás aprisionado no BOP e a troca do fluido do *riser* e da linha de *kill*.

6 - Utilização de inibidor de hidrato no Controle de Poço

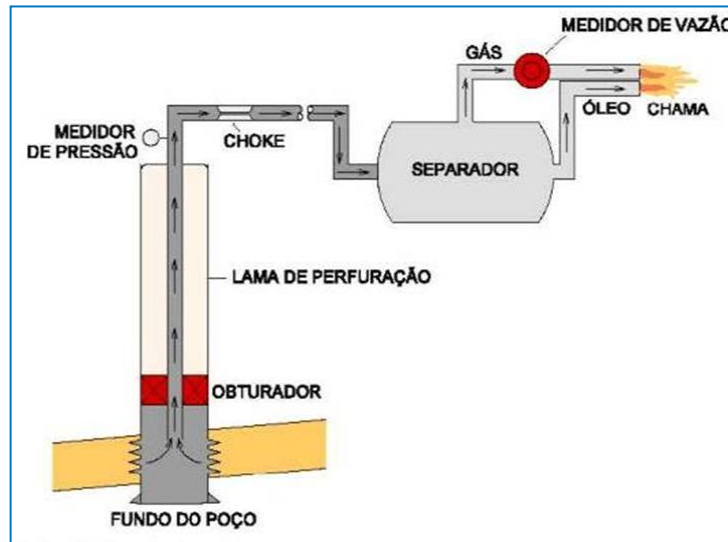
Visando a mitigação da formação de hidratos nas linhas de circulação de *kick*, poderá ser adicionado ao fluido de circulação um inibidor de hidrato. A concentração mínima do produto inibidor no fluido em superfície será determinada de forma a garantir que a concentração final na mistura "fluido inibido/fluido cortado por gás" inibida a formação de hidrato. O peso do fluido com o inibidor de hidrato deve ser igual ao peso do fluido do sistema. Na falta ou impossibilidade de simular a quantidade requerida de inibidor, a concentração do produto inibidor MEG (Mono Etileno Glicol) será no mínimo 40% na mistura fluido inibido/fluido cortado por gás. A quantidade de inibidor a ser utilizado depende de parâmetros que são obtidos na ocorrência do *kick*, entre eles o tipo de fluido invasor e seu volume.

II.3.1.3.3 Teste de Formação

O teste de formação é realizado para avaliar a potencialidade de produção do reservatório, coletar informações sobre o fluido da formação, obter informações sobre parâmetros de reservatório, entre outros. Durante este teste é estabelecida uma diferença de pressão entre a formação e o interior do poço, que permite a ascensão dos fluidos da formação para a superfície. São registradas as pressões de fluxo e estática dos reservatórios, de modo a avaliar o potencial da descoberta.

Para a realização do teste utiliza-se uma coluna de teste de formação, composta por um conjunto de ferramentas a serem escolhidas conforme o tipo de unidade marítima, condições do poço e objetivos do teste.

O esquema da **Figura II.3.1.3.3-1** apresenta os equipamentos básicos de um teste de formação.



Fonte: PETROBRAS, 2015.

Figura II.3.1.3.3-1 - Esquema de realização do teste de formação.

Usualmente, para impedir a ascensão dos fluidos da formação antes da descida da coluna de teste, o poço é mantido preenchido de fluido de amortecimento (fluido de perfuração ou de completação com peso suficiente para gerar uma pressão no interior do poço superior à pressão dos fluidos da formação).

A coluna de teste é descida no poço e, ao atingir a profundidade de assentamento do obturador, são instalados diversos equipamentos de superfície (cabeça de teste, linhas de surgência, *choke manifold*, separador, tanque de aferição, queimadores, dentre outros) com a finalidade de controlar, medir e descartar os fluidos acaso produzidos. O fluido de amortecimento, do interior da coluna de teste, é então substituído por um fluido de menor densidade de forma a induzir surgência através do estabelecimento o diferencial de pressão já mencionado.

O obturador assentado isola o intervalo a ser testado da pressão provocada pelo fluido de amortecimento e a válvula de teste, presente na coluna, se abre, permitindo o primeiro período de fluxo pelo interior da coluna. O fluxo pode então

ser interrompido e reiniciado diversas vezes a depender da programação do teste. Durante os fluxos os fluidos do reservatório são separados à superfície e os hidrocarbonetos queimados com uma lança queimadora de alta performance, específica para esse tipo de teste. Durante os períodos de estática, a válvula de teste permanece fechada e ocorre o desenvolvimento da pressão confinada com objetivo de medir a resposta da pressão do reservatório.

Finalizado o último ciclo de fluxo e estática, o fluido do interior da coluna é substituído novamente pelo fluido de amortecimento e o obturador é desassentado e a coluna é retirada do poço.

Posteriormente são conduzidas as operações de abandono do poço de acordo com os procedimentos estabelecidos pela ANP.

O fluido a ser utilizado para estabilizar o poço segue os padrões estabelecidos pelo Processo Administrativo 02022.002330/08, que trata dos fluidos utilizados pela PETROBRAS, de acordo com o Novo Modelo e Gestão do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares, cujas diretrizes foram atualizadas no Parecer Técnico 02022.000368/2015-30 COEXP/IBAMA. Adicionalmente, o descarte dos fluidos seguirá as diretrizes estabelecidas pela CGPEG/DILIC/IBAMA, conforme apresentado no Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA), Subprojeto do Projeto Monitoramento de Fluidos e Cascalho (PMFC), **item II.10** desse EIA.

Vale ressaltar que antes do teste todos os trabalhadores envolvidos participarão de uma reunião de segurança, onde serão apresentados os riscos relacionados à atividade e os procedimentos a serem adotados no caso de um incidente.

II.3.1.3.4 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.

Desta maneira, as operações de completação são dependentes da descoberta de hidrocarbonetos e da instalação de um sistema de produção, que deverá possuir um processo de licenciamento ambiental específico.

Os poços de desenvolvimento são 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, não necessariamente apresentando todas as fases descritas:

- Instalação da BAP (Base Adaptadora de Produção);
- Condicionamento de poço;
- Avaliação da qualidade da cimentação;
- Canhoneio;
- Contenção de areia;
- Estimulação;
- Instalação da coluna de produção/injeção;
- Instalação da ANM (Árvore de Natal Molhada); e
- Indução de surgência.

Instalação da BAP

Esta fase ocorre após a intervenção de perfuração ou avaliação 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) e receber 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 de perfuração 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 corta os tampões e cimento presentes no poço. O raspador limpa as paredes do revestimento, promovendo melhor limpeza de seu interior.

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, esta é corrigida através de técnicas de injeção de cimento no anular, de forma a garantir o isolamento requerido entre intervalos.

Canhoneio

É uma operação que tem por finalidade colocar a formação produtora em contato com o interior do poço revestido, através de perfurações, com potentes cargas explosivas. Estas perfurações penetram na formação algumas polegadas após atravessarem o revestimento e o cimento, criando canais de fluxo por onde se processa a drenagem dos fluidos contidos no reservatório. Também pode ser utilizada a operação de canhoneio para realizar a correção de cimentação.

As cargas explosivas são dispostas e alojadas de forma conveniente em canhões. Uma vez o canhão posicionado em frente ao intervalo desejado é acionado um mecanismo de disparo que detona as cargas explosivas. Estas cargas são devidamente moldadas de forma a produzirem jatos de alta energia, que incidindo numa pequena superfície do revestimento promovem a perfuração no revestimento, cimento e formação.

Os canhões utilizados podem ser de vários tipos, sendo necessária uma seleção adequada para cada situação. Podem ser descidos com cabo elétrico por dentro do revestimento ou podem descer enroscados com a própria coluna de tubos (TCP - *Tubing Conveyed Perforation*). Outro tipo são canhões descidos com cabo elétrico por dentro da coluna de produção.

Contenção de areia

As operações de contenção de areia são destinadas a evitar a produção dos grãos de areia junto aos fluidos produzidos do reservatório, para evitar tanto o comprometimento dos equipamentos de produção (erosão e entupimento) quanto a desestabilização do intervalo produtor.

Os métodos mais usuais de contenção de areia podem ser do tipo *gravel pack* ou *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 ou um fluido viscosificado com polímeros hidrossolúveis (ex. HEC, goma xantana etc.), para o intervalo do poço que necessita ser contido. Constitui-se, desta forma, 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.

Estimulação

As operações de estimulação, quando necessárias, são aplicadas visando melhorar a produtividade dos poços. A injeção de soluções ácidas ou solventes é utilizada para a remoção de danos causados ao reservatório durante a perfuração do poço ou pelo próprio processo produtivo, ou ainda, para a melhoria das condições de permoporosidade do reservatório.

Outra técnica de estimulação consiste na utilização de fluidos poliméricos, que contêm sólidos inertes em suspensão, chamados de agentes de sustentação. Estes fluidos são injetados na formação, criando uma fratura que será mantida por estes agentes de sustentação.

Instalação da Coluna de Produção ou Injeção

A coluna de produção ou injeção é constituída basicamente por tubulação metálica removível onde fica conectada uma série de componentes, sendo descida pelo interior do revestimento de produção, com as seguintes finalidades básicas:

- Conduzir, de forma otimizada e segura, os fluidos produzidos até a superfície, com auxílio inclusive de método de elevação artificial se necessário;
- Proteger o revestimento contra fluidos agressivos (CO₂, H₂S, Água de Injeção, etc.);

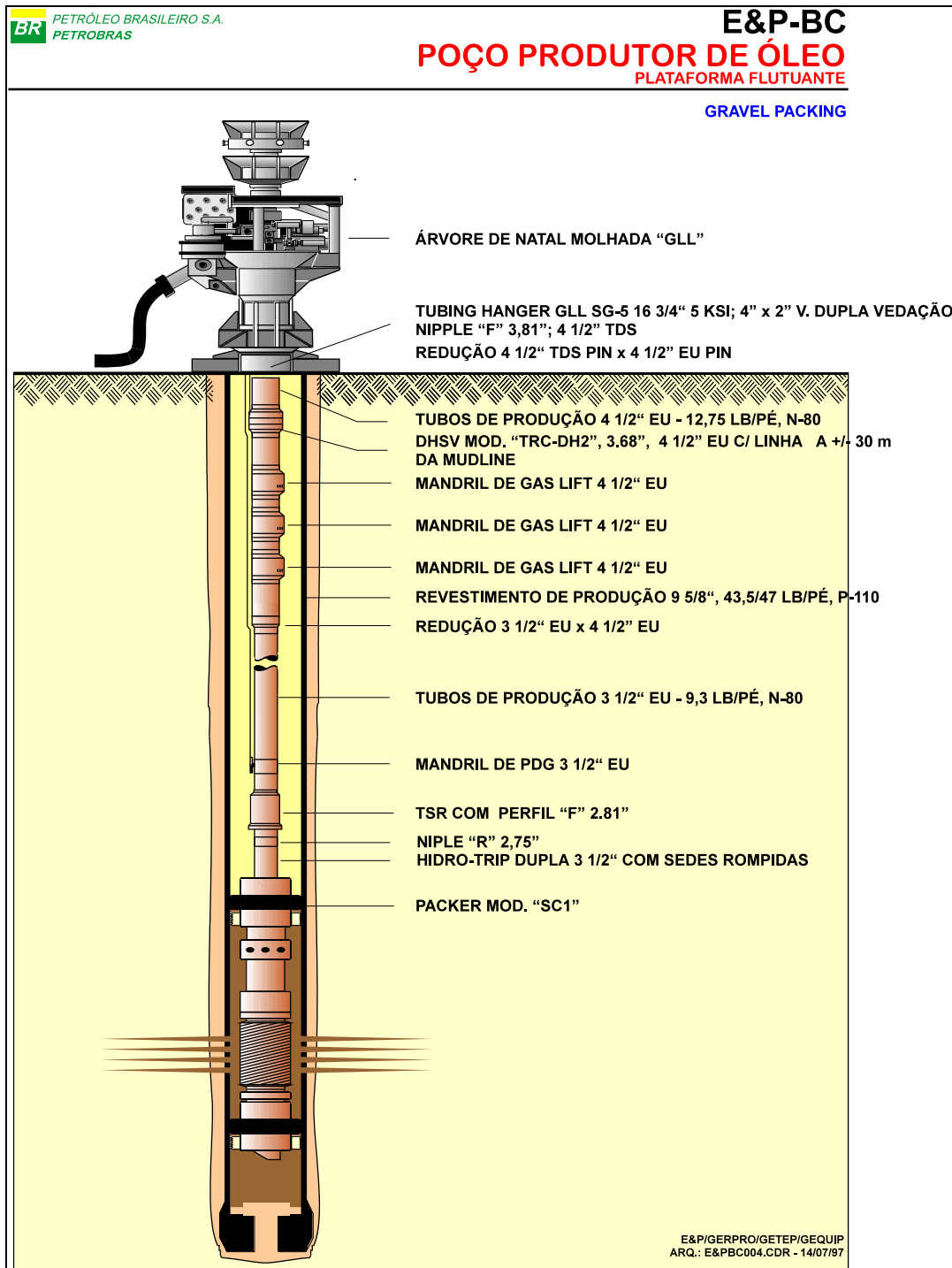
- Possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço em intervenções futuras;
- Constituir as barreiras de segurança que garantem a estanqueidade do reservatório em relação ao meio ambiente.

A coluna de produção pode ser instalada em uma ou mais etapas. Na **Figura II.3.1.3.4-1**, a seguir, é esquematizado um exemplo de uma coluna de produção.

Instalação da ANM

A árvore de natal submarina, mais conhecida como árvore de natal molhada (ANM) é um equipamento para uso submerso constituído basicamente por um conjunto de válvulas gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle a ser interligado ao painel localizado na plataforma de produção. Sua função é promover isolamento entre linhas de produção e de trabalho, permitir acesso aos diversos caminhos hidráulicos que conectam as linhas de fluxo ao poço bem como constituir barreiras de segurança contra vazamento de fluidos.

Esta pode ser instalada tanto por sondas com uso de DPR (*drill pipe riser*) quanto a cabo utilizando SESV (*Subsea Equipment Support Vessel*). Quando instalada pela sonda, o acesso ao poço se dá por DPR e umbilical HCR (*high collapse resistance*), oferecendo assim acesso à coluna de produção ou injeção e ao anular do poço independentemente.



Fonte: PETROBRAS, 2015.

Figura II.3.1.3.4-1 - Exemplo de poço produtor canhoneado com controle de areia.

Indução de Surgência

A indução de surgência consiste na troca de fluido contido no poço de forma a diminuir a pressão hidrostática e desta forma facilitar a surgência dos fluidos do reservatório até a UEP – Unidade Estacionária de Produção.

Esta operação pode ser realizada através de flexi tubo ou via circulação através do anular do poço via válvula de *gás lift*. O fluido bombeado normalmente é nitrogênio.

Fluidos utilizados nas intervenções

Os fluidos utilizados nas operações de intervenção seguem as diretrizes estabelecidas no âmbito do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (nº IBAMA 02022.002330/2008).

Instalações empregadas nas intervenções

Para a execução das operações de intervenção, normalmente são empregadas unidades marítimas de perfuração/completação/*workover* (navios-sonda, sondas semissubmersíveis, autoelevatórias, moduladas, dentre outras), previamente aprovadas pelo órgão ambiental em processos específicos e cadastradas no CADUMP (Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração, conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 04/2012).

Pode-se, inclusive, utilizar nas operações de intervenção:

- Equipamentos hidráulicos e mecânicos;
- Sondas de produção mecânicas e hidráulicas (anuídas para operações de intervenção específicas e, atualmente, em discussão/tratativas junto à CGPEG);
- Embarcações de estimulação (em processo de aprovação no Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - nº IBAMA 02022.001637/11);
- Embarcações SESV (*Subsea Equipment Support Vessel*), já aprovadas no Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - nº IBAMA 02022.001637/11;

- Plataformas de produção licenciadas que abrigam uma ANS (árvore de natal seca).

II.3.1.4 Descrição dos procedimentos previstos de serem adotados no caso da descoberta de hidrocarbonetos em escala comercial

No caso da descoberta de níveis comerciais de hidrocarbonetos, o poço poderá ser abandonado temporariamente, para ser futuramente completado, como parte do plano de desenvolvimento de um potencial campo.

Uma descoberta comercial dispararia a sequência de eventos listada a seguir:

Planejamento dos poços de extensão

- Planejar o poço para definir mais profundamente a qualidade e a quantidade da descoberta.
- Submeter o plano de avaliação de descoberta (PAD) 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 é dependente do tamanho da descoberta.

II.3.1.5 Procedimentos a serem adotados para desativação temporária ou permanente da atividade

Ao retirar um poço de operação, este precisa ser tamponado de forma adequada para impedir a mistura entre fluidos de diferentes formações e a migração desses fluidos para o mar, que poderia provocar acidentes e/ou danos ao meio ambiente. O processo de desativação da atividade consistirá em tamponar o poço até que possa ser estudada a viabilidade da exploração do mesmo.

Existem duas formas de tamponamento: o abandono temporário, quando há previsão de posterior aproveitamento, e o abandono definitivo, nos casos em que o poço for considerado seco ou economicamente inviável. Para ambos os casos, existem duas opções de tampão: o de cimento e o mecânico (*Bridge Plug Permanente - BPP*).

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 de cimento API classe G é feita a partir do bombeio de uma pasta de cimento através da coluna de perfuração e segue as normas API SPEC 10A (*Specification for Cements and Materials for Well Cementing*), API RP 10B (*Recommended Practice for Testing Well Cements*), NBR 9831 - Cimento Portland destinado à cimentação de poços petrolíferos, NBR 5732 - Cimento Portland comum ou NBR 11578 - Cimento Portland composto.

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

Nos Blocos BM-PEBP-1 e BM-PEPB-3, as operações de abandono do poço seguirão os procedimentos de segurança usualmente adotados pela indústria do petróleo, além de seguir estritamente os requisitos estabelecidos pela 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 boias sinalizadoras nas locações em águas rasas atendendo determinação da Marinha, 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 do assoalho marinho ao estado anterior.

II.3.1.6 Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental que equipam as unidades de perfuração e embarcações de apoio

Apresentam-se, a seguir, as descrições dos sistemas de segurança e de proteção ambiental das unidades de perfuração marítima ODN I (NS-41) e (ODN II) NS-42.

ODN I (NS-41) e (ODN II) NS-42

- *Sistema de posicionamento dinâmico*

As Unidades de perfuração são mantidas em posição através do sistema de controle de posicionamento dinâmico, que utiliza sensores de posição GPS e DGPS (*transponders*), e pela atuação conjunta de seis propulsores localizados na parte inferior do casco, constituídos de um tubulão rotativo de propulsão, azimutal, guiados por motores.

A filosofia consiste de um sistema de controle que incorpore as seguintes características:

- Sistema de posicionamento dinâmico triplamente redundante instalado no centro de controle principal (passadiço). Este sistema possui interfaces com os sistemas de referência de posição e com sensores externos de forma tal que possa estar protegido contra falhas pontuais.
- Um computador de *backup* também conectado aos sistemas de referência de posição e a sensores externos, localizado em outro compartimento que seja protegido por anteparas antichamas.
- Sistema independente de controle por *joystick*, conectado diretamente ao sistema eletrônico de controle dos *thrusters* e que seja independente do sistema de posicionamento dinâmico, tanto no que se refere à comunicação quanto à alimentação de energia.

Os computadores do sistema de posicionamento e o computador do sistema de *backup* são mutuamente independentes, de forma que a perda de qualquer um dos computadores do sistema não afetará o funcionamento dos sistemas restantes.

Os equipamentos do sistema de posicionamento dinâmico encontram-se apresentados no **Quadro II.3.1.6-1** a seguir.

Quadro II.3.1.6-1 - Equipamentos do sistema de posicionamento dinâmico instalados na unidades de perfuração.

Equipamento	Quantidade na ODN I (NS-41)	Quantidade na ODN I (NS-42)
Sistema K-Pos DP-32	01	01
Sistema K-Pos DP-12 (backup system)	01	01
Anemômetros	04 (*)	04 (*)
Agulhas giroscópicas	03	03
Sistemas hidroacústicos (HiPAP)	03	03
Sistemas DGPS	02	02
Sistema cJoy	01	02
Sensores de referência vertical (MRU).	04 (*)	04 (*)

(*) Sendo 03 exclusivos do DP, 01 exclusivo para "helicopter monitoring System" da Sala de Rádio.

▪ *Sistema de combate a incêndio*

As unidades de perfuração ODN I (NS-41) e (ODN II) NS-42 possuem sistemas segurança, detecção e combate a incêndio compostos pelos seguintes recursos:

▪ *Sistema de detecção de fogo*

Os detectores de fogo têm o objetivo de identificar focos iniciais de incêndio para evitar que estes adquiram proporções maiores, baseados em uma variedade de princípios ativos, dependendo das características do local.

As Unidades de Perfuração ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42) possuem sistema de detecção de fogo constituído por módulos de monitoração e indicação assim distribuídos:

ODN I (NS-41):

- Detectores de calor, instalados na cozinha e no deck de perfuração;
- Detectores de calor e fumaça, instalados nas acomodações, cozinha, guindastes, deck principal, salas de peneiras, processo e transferência de lama, sala de rádio e gerador de emergência, salas de bombas de lama, sub-base do deck de perfuração; salas das bombas dos tanques de lama, salas dos tanques de lama e workshops.

- Detectores óticos (fumaça) instalados nas áreas de máquinas, acomodações, central de controle de perfuração – DCC deck de perfuração, deck principal, guindastes, salas de peneiras, processo e transferência de lama, sala de rádio e gerador de emergência, salas de bombas de lama, sub-base do deck de perfuração, salas dos tanques de lama e workshops.

ODN II (NS-42):

- Detectores de calor e/ou fumaça, instalados nas salas de máquinas, Sala de controle de máquinas, Paioi do mestre, Sala de ar condicionado, paioi seco, cabines, espaços públicos, cozinha, corredores, escadas, rotas de fuga na acomodação, sala de painéis elétricos e salas de controle.
- Detectores de chama instalados na sala dos purificadores.

Os equipamentos do sistema de detecção de fogo encontram-se apresentados no **Quadro II.3.1.6-2** a seguir.

Quadro II.3.1.6-2 - Equipamentos do sistema de detecção de fogo.

Equipamento	Quantidade	Característica
ODN I (NS-41)		
Detector de calor	02	Set point 40 ~ 56 °C
Detector de fumaça	515	Set point 80 ppm
Detector de chama	24	Auto Set
Detector Múltiplo	43	Auto Set
ODN II (NS-42)		
Detector de calor	02	Set point 40 ~ 56 °C
Detector de fumaça	514	Set point 80 ppm
Detector de chama	24	Auto Set
Detector Múltiplo	43	Auto Set

▪ *Sistema de Alarme de Emergência*

O sistema de alarme de emergência tanto na ODN I (NS-41) quanto na ODN II (NS-42) é sonoro e luminoso (luzes de sinalização). O alarme luminoso é dado por luzes de sinalização e o alarme sonoro está espalhado em diversos locais do

navio. Estes sinais indicam o tipo de emergência (H₂S, CH₄, Incêndio, Emergência e Abandono).

Nas unidades ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42) o alarme de emergência é seguido de um PA (Public Annouccement / Boca de ferro), que informará o ponto de encontro e localização da emergência.

O alarme e as luzes de alarme são ativados através dos detectores de incêndio, pelas botoeiras manuais espalhadas pela unidade ou pelo painel de controle geral do PAGA System (Public Announcement and General Alarm).

- *Sistema de Combate a Incêndio*

O Sistema de Combate a Incêndio é composto pelos seguintes subsistemas e recursos:

a) Sistema de Combate a incêndio por água

Água salgada: Este sistema possui conjuntos de bombas de combate a incêndio que são alimentadas por água salgada e acionadas automaticamente em caso de despressurização do anel de incêndio. As bombas também podem ser acionadas manualmente em situação de emergência.

Em operação normal, as bombas jockey alimentam o vaso hidróforo que mantém o anel de incêndio pressurizado.

Na ODN I (NS-41) estão disponíveis alarmes diversos no painel de alarme da bomba de incêndio que indicam falhas do equipamento: baixa pressão no sistema de incêndio, falha da bomba de incêndio, falha da Jockey. Na ODN II (NS-2) os alarmes indicam falhas do equipamento: baixa pressão de ar, baixa pressão de óleo lubrificante do motor e alta temperatura do motor.

O sistema da ODN I (NS-41) é formado pelos equipamentos listados no **Quadro II.3.1.6-3** a seguir.

Quadro II.3.1.6-3 - Equipamentos de combate a incêndio por água salgada instalados na ODN I (NS-41).

Equipamento	Quantidade	Capacidade (m ³ /h)	Pressão de operação/projeto (Bar)	Vazão (m ³ /h)	Potência (Kw)
Bombas de incêndio	03	450	14	450	362
Bombas jockey	02	45	11	45	35

A ODN II (NS-42) possui sistema formado pelos equipamentos listados no **Quadro II.3.1.6-4** a seguir.

Quadro II.3.1.6-4 - Equipamentos de combate a incêndio por água salgada instalados na ODN II (NS-42).

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade	Potência (Kw)
Bombas de incêndio	03	450 m ³ /h	362
Bombas jockey	02	45 m ³ /h	35
Caixa de incêndio com mangueira e esguicho	199	-	-
Hidrante de incêndio	199	-	-

O sistema alimenta as redes de hidrantes, dilúvio e espuma.

Água doce: Sistema fixo de combate a incêndio (neblina) para locais específicos discriminados a seguir.

- ODN I (NS-41):
 - ✓ sala da caldeira;
 - ✓ sala de máquinas de BB (grupos geradores 1, 2);
 - ✓ sala de máquinas central (grupos geradores 3, 4);
 - ✓ sala de máquinas de BE (grupos geradores 5, 6);
 - ✓ sala dos purificadores de óleo diesel BB/BE/CT.
- ODN II (NS-42):
 - ✓ sala da caldeira e gerador de gás inerte;
 - ✓ sala de máquinas de BB (grupos geradores 1, 2);
 - ✓ sala de máquinas central (grupos geradores 3, 4);
 - ✓ sala de máquinas de BE (grupos geradores 5, 6);
 - ✓ sala dos purificadores de óleo diesel BB/BE/CT.

O sistema combate a incêndio por água da ODN I (NS-41) é formado por Bomba cujas características são apresentadas no **Quadro II.3.1.6-5** a seguir:

Quadro II.3.1.6-5 - Equipamentos do sistema de combate à incêndio por água doce da ODN I (NS-41).

Equipamento	Quantidade	Capacidade (m ³ /h)	Pressão de operação/projeto (Bar)	Vazão (m ³ /h)	Potência (Kw)
Bomba	1	10,8	7	10,8	4

Para a ODN II (NS-42) o sistema é formado por Bomba conforme dados apresentados no **Quadro II.3.1.6-6** a seguir:

Quadro II.3.1.6-6 - Equipamentos do sistema de combate à incêndio por água doce da ODN II (NS-42).

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade (m ³ /h)	Potência (Kw)
Bomba	1	12,6	4

a.1) Rede de Hidrantes

Os hidrantes são instalados em locais estratégicos. Ao lado de cada hidrante existe um armário, contendo equipamentos de combate a incêndio, como mangueiras, chaves e esguicho.

A localização e o tipo de hidrantes instalados na Unidade de Perfuração ODN I (NS-41) são apresentados no **Quadro II.3.1.6-7** a seguir:

Quadro II.3.1.6-7 - Localização e tipo de hidrantes instalados na Unidade de Perfuração ODN I (NS-41).

Hidrante/Localização	Quantidade
Compartimento maquinário de vante	9
Sala thruster 1	3
Sala thruster 2	3
Sala thruster 3	3
Acomodações	36
Convés de tubos – Pipe deck	5
Módulo de lama – Mud module	41
Convés de perfuração – Drill floor	15
Módulo torre – Derrick module	19

Hidrante/Localização	Quantidade
Convés principal	18
Área de carga a ré (acima do convés principal)	9
Compartimento maquinário de ré BE	12
Compartimento maquinário de ré central	14
Compartimento maquinário de ré BB	12
Helideck * mangueira tipo carretel	2

Para a Unidade de Perfuração ODN II (NS-2), a localização e o tipo de hidrantes instalados são apresentados no **Quadro II.3.1.6-8**.

Quadro II.3.1.6-8 - Localização e tipo de hidrantes instalados na Unidade de Perfuração ODN II (NS-42).

Hidrante/Localização	Quantidade
FWD MACHINERY SPACE	9
THRUSTER ROOM # 1	3
THRUSTER ROOM # 2	3
THRUSTER ROOM # 3	3
ACCOMMODATION	36
PIPE DECK	5
MUD MODULE	40
DRILL FLOOR	14
DERRICK MODULE	19
MAIN DECK	18
UPPER DECK CARGO AREA	9
AFT MACHINERY SPACE STBD	12
AFT MACHINERY SPACE CENTER	14
AFT MACHINERY SPACE PORT	12

As tomadas de incêndio da ODN I (NS-41) são de 1.5" e as da ODN II (NS-42) são de 2". Cada tomada é composta de:

- Uma válvula de acionamento rápido e tomada de engate rápido;
- Uma mangueira de incêndio com 15 ou 20 m com esguicho de jato e neblina;
- Uma caixa de fibra pintada em vermelho.

Duas conexões internacionais são ligadas à rede de incêndio, uma a BB e outra a BE no convés principal.

a.2) Sistema de combate a incêndio por dilúvio

A finalidade desse sistema é resfriar os equipamentos adjacentes a alguma área onde esteja ocorrendo um incêndio, mantendo a integridade dos equipamentos e impedindo que o fogo se propague e se torne incontrolável.

A água da rede principal de incêndio serve a este sistema na que atende exclusivamente às seguintes áreas:

- ODN I (NS-41):
 - ✓ passadiço;
 - ✓ well test area;
 - ✓ plataforma (drill floor).
- ODN II (NS-42):
 - ✓ convés de popa;
 - ✓ superestrutura da praça de máquinas;
 - ✓ baleeiras e balsas de popa;
 - ✓ antena do radar de popa.

O **Quadro II.3.1.6-9** apresenta os equipamentos dos sistemas de combate a incêndio por dilúvio.

Quadro II.3.1.6-9 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio por dilúvio.

Equipamento	Quantidade	Capacidade (m ³ /h)	Pressão de operação/projeto (Bar)	Vazão (m ³ /h)	Potência (Kw)
ODN I (NS-41)					
Bomba de dilúvio (Fire Pump)	3	450	14	450	362
Bomba de dilúvio (Jockey Pump)			11	45	35
ODN II (NS-42)					
Bomba de dilúvio (Fire Pump)	3	450	14	450	227,8

a.3) Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Espuma

Para ambas as Unidades de Perfuração, existe um sistema de espuma para proteção contra incêndio no heliponto, conectado ao sistema de água de incêndio, cujos equipamentos encontram-se discriminados no **Quadro II.3.1.6-10** e no **Quadro II.3.1.6-11**.

Quadro II.3.1.6-10 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio por espuma da ODN I (NS-41).

Equipamento	Quantidade	Capacidade (m ³ /h)	Vazão (m ³ /h)	Potência (Kw)
Canhões de espuma	03	139,68	139,68	10
Tanque de concentrado de espuma	01	700 L	-	-
Aplicador de espuma	02	50 L	-	-

Quadro II.3.1.6-11 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio por espuma da ODN II (NS-42).

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Monitor	03	139,68 (m ³ /h)
Tanque misturador	01	700 L
Aplicador de espuma	04	25 L

b) Sistema Fixo de Combate a incêndio por Gás Inerte

As instalações contam com os sistemas fixos de CO₂ e FM200 para combate a incêndio.

O sistema de combate a incêndio é composto por diversos bancos de CO₂ localizados conforme **Quadro II.3.1.6-12** a seguir.

Quadro II.3.1.6-12 - Localização dos bancos de CO₂.

Local protegido	Localização das garrafas / cilindros Grupo	Quantidade de garrafas / cilindros (Kg)
ODN I (NS-41)		
Praça de máquinas BB	Sala do Compartimento de CO ₂	108
Praça de máquinas central	Sala do Compartimento de CO ₂	147
Praça de máquinas BE	Sala do Compartimento de CO ₂	108
Sala dos purificadores BB	Sala do Compartimento de CO ₂	05
Sala dos purificadores Central	Sala do Compartimento de CO ₂	05
Sala dos purificadores BE	Sala do Compartimento de CO ₂	05
Sala <i>switchboard</i> BB	Sala do Compartimento de CO ₂	19
Sala <i>switchboard</i> central	Sala do Compartimento de CO ₂	20
Sala <i>switchboard</i> BE	Sala do Compartimento de CO ₂	19
Caldeira (BB)	Sala do Compartimento de CO ₂	10
Sala de controle de máquinas	Sala do Compartimento de CO ₂	05
Sala de Conversão BB	Sala do Compartimento de CO ₂	04
Sala de Conversão BE	Sala do Compartimento de CO ₂	04
Sala de Gerador de Emergência	Sala do Compartimento de CO ₂	15
<i>Thruster</i> proa BB	Sala do Compartimento de CO ₂	41
<i>Truster</i> proa central	Sala do Compartimento de CO ₂	31
<i>Thruster</i> proa BE	Sala do Compartimento de CO ₂	41
Paio de Tintas	Convés Principal BE próximo Paio de Tintas	1
Cozinha	Convés B – A Ré das Acomodações	1
ODN II (NS-42)		
Praça de máquinas BB	Área de Ré	108
Praça de máquinas central		147
Praça de máquinas BE		108
Sala dos purificadores BB		05
Sala dos purificadores Central		05

Local protegido	Localização das garrafas / cilindros Grupo	Quantidade de garrafas / cilindros (Kg)
Sala dos purificadores BE	Área de Ré	05
Sala <i>switchboard</i> BB		19
Sala <i>switchboard</i> central		20
Sala <i>switchboard</i> BE		19
Caldeira (BB)		10
Sala de controle de máquinas		05
Sala de Conversão BB		04
Sala de Conversão BE		04
Paiol de Tintas		01
Sala de Gerador de Emergência		Área de vante
<i>Thruster</i> proa BB	41	
<i>Thruster</i> proa central	31	
<i>Thruster</i> proa BE	41	
Cozinha	1	

O sistema fixo de CO₂ utiliza um conjunto de garrafas, as quais estão localizadas na Sala de Compartimento de CO₂. O número de garrafas requeridas depende do volume do espaço a ser protegido e estão descritos conforme quadro anterior.

O sistema principal de CO₂ é operado através do painel de disparo remoto no Passadiço ou diretamente no compartimento de CO₂. No caso do Paiol de tintas e duto de ventilação da cozinha, o disparo é feito somente no local.

O sistema é provido de sirenes e luzes de alarme nas áreas cobertas pelo sistema de CO₂. O acionamento do sistema de CO₂ provoca a parada imediata nos sistemas de ventilação e *dampers* existentes nos compartimentos envolvidos.

Quanto aos sistemas fixos de FM200, estes abrangem os locais indicados no **Quadro II.3.1.6-13**, para ambas as Unidades de Perfuração.

Quadro II.3.1.6-13 - Localização dos sistemas fixos de FM200.

Nº de Sistemas	Local	Quantidade	
		ODN I (NS-41)	ODN II (NS-42)
01	Compartimento do Ccu <i>Yellow</i>	1 de 27,0 Kg	2 de 19,5 Kg
01	Compartimento do Ccu <i>Blue</i>	1 de 85 Kg	1 de 85 Kg
01	Compartimento Elétrico do Módulo Torre	3 de 303 Kg	3 de 303 Kg
01	Compartimento dos Transformadores do Módulo de Lama	8 de 201 kg	8 de 201 kg

c) Equipamentos portáteis de extinção de incêndio

As plataformas das ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42) são dotadas dos seguintes equipamentos portáteis de extinção de incêndio, apresentados no **Quadro II.3.1.6-14**.

Quadro II.3.1.6-14 - Equipamentos portáteis de extinção de incêndio.

Equipamento	ODN I (NS-41)		ODN II (NS-42)	
	Peso	Quantidade	Peso	Quantidade
Extintor de CO ₂	4 Kg	02	5 Kg	42
Extintor de CO ₂	6 Kg	40	6 Kg	2
Extintor de CO ₂	25 Kg	01	25 Kg	01
Extintor de Agente Químico – cozinha	6 L	01	-	-
Extintor de Pó Químico	6 Kg	37	2 Kg	4
Extintor de Pó Químico	12 Kg	187	6 Kg	47
Extintor de Pó Químico	50 Kg	09	12 Kg	124
Extintor de Pó Químico	-	-	50 Kg	8
Aplicador de espuma portátil	N/A	10	N/A	10
Extintor de Espuma	50 L	07	45 L	07
Extintor de Espuma	135 L	01	135 L	1
Extintor tipo AP	-	-	6 L	1
Máscara de Fuga de Emergência (EEBD)	-	-	N/A	19
Equipamento Autônomo (SCBA)	-	-	NA	36
Extintor Wet Chemical	-	-	9 L	1

a) Sistema Fixo de combate a incêndio por água doce

Na Unidade ODN I (NS-41), há um Sistema fixo de combate a incêndio (neblina) para locais específicos discriminados a seguir:

- Sala da caldeira;
- Sala de máquinas de BE (geradores 1, 2);
- Sala de máquinas central (geradores 3, 4);
- Sala de máquinas de BB (geradores 5, 6);
- Sala dos purificadores de óleo diesel BE;
- Sala dos purificadores de óleo diesel Central;
- Sala dos purificadores de óleo diesel BB.

Os equipamentos do sistema de combate a incêndio por neblina estão apresentados no **Quadro II.3.1.6-15**.

Quadro II.3.1.6-15 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio por neblina da Unidade ODN I (NS-41).

Equipamento	Quantidade	Vazão Capacidade
Bomba de alimentação	01	10,8 m ³ /h

▪ Sistema de Detecção de Gases

A Unidade ODN I (NS-1) é dotada de um sistema multicanal de detecção de gases combustíveis (CH₄), sensores para gás tóxico (H₂S), sensores para gás hidrogênio (H₂), além de detectores multigás portáteis.

Os detectores de gás metano (CH₄) cobrem as seguintes áreas apresentadas no **Quadro II.3.1.6-16**.

Quadro II.3.1.6-16 - Locais de instalação de detectores de gás metano.

Local de Instalação	Quantidade
Área de máquinas	24
Acomodações	09
Central de controle de perfuração – DCC	03
Deck de perfuração	03
Guindastes	04
Deck principal	13

Local de Instalação	Quantidade
Salas de peneiras, processo e transferência de lama	04
Sala de rádio e gerador de emergência	02
Salas de bombas de lama	02
Sub-base do <i>deck</i> de perfuração	17
Salas dos tanques de lama	07
<i>Workshops</i>	06
Total de sensores de CH ₄	94

Os detectores de gás hidrogênio (H₂) cobrem as seguintes áreas apresentadas no **Quadro II.3.1.6-17**.

Quadro II.3.1.6-17 - Locais de instalação de detectores de gás hidrogênio.

Local de Instalação	Quantidade
Sala de baterias 1 do <i>deck</i> superior	01
Sala de baterias 2 do <i>deck</i> superior	01
Sala de baterias do MMER	01
Total de sensores de H ₂	03

Os *set points* dos detectores e analisadores de H₂S, CH₄ e H₂ se apresentam conforme **Quadro II.3.1.6-18**, a seguir.

Quadro II.3.1.6-18 - *Set points* dos detectores e analisadores de H₂S, CH₄ e H₂.

Característica	Detector de CH ₄	Detector de H ₂ S	Detector de H ₂
Set point 1 (Detecção)	20% LEL	5 ppm	100 ppm
Set point 2 (Confirmação)	50% LEL	10 ppm	200 ppm

A Unidade ODN II (NS-2) também é dotada de um sistema multicanal de detecção de gases combustíveis (CH₄ e H₂) e sensores para gás tóxico (H₂S), além de detectores multigás portáteis.

As quantidades de sensores instalados encontram-se no **Quadro II.3.1.6-19**.

Quadro II.3.1.6-19 - Quantidades de sensores instalados.

Item	Quantidade
Sensores de H ₂ S	47
Sensores de CH ₄	94
Sensores de H ₂	3

Os *set points* dos detectores e analisadores de H₂S, CH₄ e H₂ se apresentam conforme **Quadro II.3.1.6-20**, a seguir.

Quadro II.3.1.6-20 - Set points dos detectores e analisadores de H₂S, CH₄ e H₂.

Característica	Detector de CH ₄	Detector de H ₂ S	Detector de H ₂
Set point 1 (Detecção)	20% LEL	5 ppm	100 ppm
Set point 2 (Confirmação)	50% LEL	10 ppm	200 ppm

- *Equipamentos e materiais para resposta a derramamento a bordo da sonda (KIT SOPEP)*

Para cada uma das unidades, no total, existem 08 *kits* SOPEP localizados ao lado das estações de recebimento de fluidos e granéis de bombordo e boreste (*kits* principais) no convés principal aproximadamente a meia nau, na popa, no *pipe deck*, na sacaria, ao lado da secadora de cascalho no mezanino da *moon pool*, na área de *well test* e, no *drill floor*.

No **Quadro II.3.1.6-21** estão apresentados os itens dos *kits* para resposta a derramamento a bordo da sonda.

Quadro II.3.1.6-21 - Itens e quantidades dos kits na plataforma.

Itens presentes no kit principal	Quantidade por kit
Pás	2
Vassouras	2
Baldes	2
Esfregões	2
Rodos	2
03 barreiras absorventes	2
Folhas de papéis absorventes	100
Sacos de Absorvente Granulado	1

Itens presentes no <i>kit</i> principal	Quantidade por <i>kit</i>
Pares de Luvas de borracha ou PVC	4
Pares de Botas de borracha	2
Óculos de proteção	2
Capas impermeáveis ou macacão do tipo Tyvek	2
Bombas 'Sapo' ou similares (anexas aos <i>kits</i> das estações de recebimento)	2

- *Sistema de geração de energia de emergência*

Cada uma das embarcações (NS-41 e NS-42) possui sistema de geração de energia principal constituído de 6 geradores principais de 6.750 kW.

Do mesmo modo, o sistema de geração de energia elétrica de emergência é composto por 1 gerador de emergência capaz de prover 2.100 kW.

- *Sistema de controle de poço (BOP)*

Os sistemas de segurança de poço dos navios-sonda NS-41 e NS-42 são constituídos por um conjunto BOP do tipo molhado, capaz de suportar uma pressão de 15.000 psi.

- *Sistema de Filtros de Material a Granel*

As unidades de perfuração ODN I (NS-41) e OND II (NS-42) possuem sistemas de filtragem, para evitar a descarga de material a granel (cimento, baritina e bentonita) no mar e no ar durante o procedimento de transferência.

- *Sistema de coleta, tratamento e descarte de efluentes e de resíduos.*

Em ambas as Unidades de Perfuração (NS-41 e NS-42) encontram-se instalados sistemas armazenamento e tratamento de águas oleosas e de esgoto sanitário, conforme descritos a seguir.

- Drenagem de Águas Oleosas

O sistema de armazenamento e tratamento de águas oleosas tem a finalidade de possibilitar o gerenciamento dos efluentes oleosos gerados a bordo e tratá-los de modo que seja possível o seu descarte no mar. O sistema é dividido em três subsistemas: vante, ré e meia nau.

O sistema de drenagem e descarte de águas oleosas tem capacidade de tratamento de 5 m³/h por unidade, totalizando 15 m³/h. O tanque de drenagem tem uma capacidade de 199,3 m³ e está situado na área dos tanques de granéis.

O subsistema de vante está equipado com uma extensa rede de linhas de água de porão e poços coletores de água de porão (dalas). Os efluentes coletados são transferidos para o tanque de armazenagem de água de porão de vante. A água possivelmente contaminada com óleo passa pelo separador de água e óleo (SAO) de vante e após tratamento é descartada no mar com menos de 15 ppm. O resíduo oleoso separado no processo é armazenado no tanque de óleo contaminado de vante e é transferido através das estações de recebimento de bombordo ou boreste para tanques portáteis e enviados para tratamento em terra.

O subsistema de ré cobre áreas como as salas de máquinas e purificadores. Este é similar ao subsistema de vante e está equipado com uma extensa rede de linhas de água de porão e poços coletores de água de porão (dalas). A água potencialmente contaminada com óleo é transferida para o tanque de armazenagem de água de porão de ré e passa pelo separador de água e óleo de ré, que após tratamento descarta a água limpa para o mar com menos de 15ppm. O resíduo oleoso separado no processo é armazenado no tanque de óleo contaminado de ré. Os resíduos do tanque de óleo contaminado de ré são desembarcados através das estações de recebimentos de bombordo ou boreste para tanques portáteis e enviados para tratamento em terra.

O subsistema de meia nau atende as drenagens de áreas dos conveses, módulos de lama e perfuração. Após passarem pela rede de drenos e linhas desse subsistema, todos os efluentes das áreas atendidas são drenados para dois tanques intermediários, chamados de tanques de tratamento de sólidos. Um deles cobre as áreas perigosas / classificadas e o outro as áreas não perigosas. Estes tanques funcionam como sifões, onde por sedimentação, caso existam sólidos em suspensão, estes são separados dos líquidos que seguirão para o SAO. Os sólidos ficam armazenados no fundo do tanque e os líquidos passam pelo topo do tanque e seguem para os tanques de dreno (dois tanques, um para áreas perigosas / classificadas e outro para áreas não perigosas). Dos tanques de dreno, os efluentes são bombeados para uma linha comum que passa por um medidor de TOG (teor de óleo e graxas). Se a contaminação for menor que

15ppm, esse analisador comanda uma válvula que libera o descarte da água para o mar. Se o teor de óleo estiver em concentrações acima de 15ppm, a válvula desvia o fluxo para um tanque de dreno de espera, que abastece diretamente o SAO de meia nau. Esse tanque de espera também possui um sistema simples de separação do excesso de óleo, desviando o óleo do topo do tanque para o tanque de óleo Contaminado de meia nau. Os efluentes direcionados para o SAO são tratados e descartados no mar com menos 15 ppm. O resíduo oleoso separado no processo é armazenado no tanque de óleo contaminado de meia nau. Os resíduos do tanque de óleo contaminado de meia nau são desembarcados através das estações de recebimentos de bombordo ou boreste para tanques portáteis e enviados para tratamento em terra.

A **Tabela II.3.1.6-1** apresenta o volume de efluentes provenientes do SAO lançado pelos navios sonda NS-41 e NS-42 no ano de 2016, no período de janeiro a dezembro.

Tabela II.3.1.6-1 - Lançamento de efluentes provenientes do SAO no ano de 2016.

m ³	2016												Total
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
NS-41	186,10	271,90	164,00	200,00	169,00	-	243,00	141,00	227,00	209,00	179,00	357,00	2.347,00
NS-42	175,00	243,00	148,00	288,00	282,00	242,00	220,00	197,00	254,00	225,00	191,00	298,00	2.763,00

Fonte: PETROBRAS, 2017.

- Esgotos Sanitários

O sistema de coleta e tratamento de esgoto sanitário da embarcação está dimensionado para atender 180 pessoas e está dividido em basicamente dois subsistemas. O primeiro subsistema abrange as águas negras e opera com drenagem a vácuo para os sanitários das acomodações e módulo de lama. O segundo subsistema abrange as águas cinzas e opera por gravidade cobrindo ralos de banheiros, lavatórios, pias, lavanderia e similares.

O sistema está equipado com duas estações independentes de tratamento de esgoto, uma a vante, que cobre praticamente toda a unidade e um pequeno sistema a ré, sem representatividade, que cobre apenas um sanitário na sala de máquinas de popa. As estações que integram o sistema de coleta e tratamento de esgoto tem capacidade de tratamento de 7.000 L/dia e 1.050 L/dia.

As estações de tratamento de esgoto sanitário (ETEs) da unidade tratam o esgoto pelo princípio do tratamento biológico associado a filtração por carvão ativado.

No sistema principal, de vante, a rede que coleta as águas negras converge para linhas que passando pelo sistema de vácuo, descarregam o esgoto sanitário no primeiro estágio da ETE, que é composta por quatro estágios de tratamento. A ETE possui três tanques de tratamento e um tanque de esterilização química. Os efluentes coletados pela rede de águas cinzas entram direto no tanque de esterilização química da ETE (quarto estágio), juntando-se aos outros efluentes para tratamento e posterior descarte no mar. O descarte no mar ocorre em operação normal quando a unidade se encontra a mais de 3 milhas náuticas da costa. O sistema conta ainda com dois tanques de espera de esgoto, cada um com 4m³ de capacidade.

Caso a unidade encontre-se no porto ou a menos de 3 milhas náuticas da costa os efluentes sanitários tratados podem ser transferidos por meio de duas bombas de descarga para as tomadas de esgoto sanitário localizadas nas estações de recebimento de bombordo e boreste e, envio para tanques, balsas, porto e etc.

A unidade de ré possui configuração similar, não contando com rede de vácuo e tanques de espera e está dimensionada para atender até 15 pessoas.

Os efluentes descartados pela unidade são periodicamente analisados e são objeto de verificação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

A **Tabela II.3.1.6-2** apresentam o volume de efluentes sanitários lançados pelos navios sonda NS-41 e NS-42 no ano de 2016, no período de janeiro a dezembro.

Tabela II.3.1.6-2 - Lançamento de efluentes sanitários no ano de 2016.

m ³	2016												TOTAL
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
NS-41	1.440,58	1.531,53	1.156,20	1.197,00	1.508,80	-	1.425,79	1.248,65	1.121,15	1.217,29	1.171,30	1.281,80	14.300,09
NS-42	2.160,00	1.961,00	1.610,00	1.756,00	1.745,00	1.758,00	2.110,00	1.728,00	2.082,00	2.487,00	1.724,00	1.950,00	23.071,00

Fonte: PETROBRAS, 2017.

- Equipamentos para Tratamento de Resíduos Sólidos

Cada Unidade de Perfuração Marítima (NS-41 e NS-42) está equipada com 01 compactador e 02 trituradores de resíduos.

- Resíduos descartados

A **Tabela II.3.1.6-3** e a **Tabela II.3.1.6-4** apresentam os resíduos descartados pelos navios-sonda NS-41 e NS-42 durante o ano de 2016.

Os resíduos gerados são segregados na própria unidade marítima, desembarcados no porto de apoio à atividade de perfuração e posteriormente encaminhados para as empresas especializadas e licenciadas para destinação destes resíduos.

Tabela II.3.1.6-3 - Resíduos descartados pelo navio-sonda NS-41.

Resíduos descartados	2016 (kg)
Água oleosa	69.700
Baterias veiculares e industriais	218
Cartucho de toner usado	2
Embalagem plástica contaminada com produtos químicos ou derivados do petróleo maior ou igual a 20L	165
Embalagem plástica (vazia/capacidade maior ou igual a 20l)	170
Embalagens metálicas (vazias)	2.104
Lâmpadas fluorescentes	981
Lixo comum	19.198
Madeira	10.775
Óleo usado (lubrificante, etc)	101.740
Papel reciclável	3.957
Papelão reciclável	534
Pilhas / baterias	48
Plástico reciclável	3.055
Produtos químicos vencidos ou em não conformidade (líquido)	1.291,50
Resíduos contaminados com óleo e/ou produtos químicos	24.995
Resíduos serv. saúde (farmacêuticos)	13
Resíduos serv. saúde (infectantes e/ou perfuro-cortante)	4
Sucata de material elétrico/eletrônico	463

Resíduos descartados	2016 (kg)
Sucata metálica	20.550
Sucata plástica (cabos de amarração/atracação)	729
Vidro reciclável	267
TOTAL GERAL	260.959,50

Fonte: PETROBRAS, 2017.

Tabela II.3.1.6-4 - Resíduos descartados pelo navio-sonda NS-42.

Resíduos descartados	2016 (kg)
Água oleosa	16.500
Embalagem plástica (vazia/capacidade maior ou igual a 20L)	460
Embalagens metálicas (vazias)	525
Lixo comum	2.229
Madeira	2.797
Óleo usado (lubrificante, etc)	2.000
Papel reciclável	297
Pilhas / baterias	31
Plástico reciclável	223
Resíduos contaminados com óleo e/ou produtos químicos	1.976
Resíduos serv. Saúde (farmacêuticos)	4
Sucata metálica	10.136
Total Geral	37.178,00

Fonte: PETROBRAS, 2017.

▪ *Estimativa de Emissões Atmosféricas*

A **Tabela II.3.1.6-5** e a **Tabela II.3.1.6-6** apresentam as estimativas médias mensais de emissões atmosféricas durante a operação normal dos navios-sonda ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42) no ano de 2016.

A **Tabela II.3.1.6-7** e a **Tabela II.3.1.6-8** apresentam as estimativas de emissões atmosféricas considerando o período de uma hora, um ano, 240 dias e 45 dias. O período de 45 dias corresponde à duração do teste de formação.

Tabela II.3.1.6-5 - Emissões Atmosféricas Mensais pelo navio-sonda ODN I (NS-41).

Mês	CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equivalente (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)
jan/16	2.779,31	0,11	0,02	2.788,28	43,86	11,64	1,40	6,10	1,12	1,24
fev/16	3.076,69	0,13	0,02	3.086,62	48,55	12,88	1,54	6,75	1,25	1,37
mar/16	2.273,45	0,09	0,02	2.280,78	35,87	9,52	1,14	4,99	0,92	1,02
abr/16	1.754,65	0,07	0,01	1.760,31	27,69	7,35	0,88	3,85	0,71	0,78
mai/16	2.751,03	0,11	0,02	2.759,90	43,41	11,52	1,38	6,03	1,11	1,22
jun/16	3.008,81	0,12	0,02	3.018,52	47,48	12,60	1,51	6,60	1,22	1,34
jul/16	3.030,36	0,12	0,02	3.040,14	47,82	12,69	1,52	6,65	1,22	1,35
ago/16	2.808,95	0,11	0,02	2.818,00	44,32	11,76	1,41	6,16	1,14	1,25
set/16	3.151,04	0,13	0,02	3.161,20	49,72	13,19	1,58	6,91	1,27	1,40
out/16	3.030,36	0,12	0,02	3.040,14	47,82	12,69	1,52	6,65	1,22	1,35
nov/16	3.245,86	0,13	0,02	3.256,33	51,22	13,59	1,63	7,12	1,31	1,44
dez/16	2.979,18	0,12	0,02	2.988,79	47,01	12,47	1,50	6,54	1,20	1,33
Total	33.889,69	1,36	0,23	33.999,01	534,77	141,90	17,01	74,35	13,69	15,09

Fonte: PETROBRAS, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Tabela II.3.1.6-6 - Emissões Atmosféricas Mensais pelo navio-sonda ODN II (NS-42).

Mês	CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equivalente (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)
jan/16	2.488,94	0,10	0,02	2.496,97	39,07	10,37	1,24	5,46	1,00	1,10
fev/16	2.216,88	0,09	0,02	2.224,03	34,80	9,23	1,11	4,86	0,89	0,98
mar/16	2.041,79	0,08	0,02	2.048,38	32,05	8,50	1,02	4,48	0,82	0,90
abr/16	2.068,73	0,08	0,02	2.075,40	32,47	8,62	1,03	4,54	0,83	0,92
mai/16	1.661,99	0,07	0,01	1.667,35	26,09	6,92	0,83	3,65	0,67	0,74
jun/16	1.777,81	0,07	0,01	1.783,55	27,91	7,40	0,89	3,90	0,71	0,79
jul/16	3.531,38	0,14	0,03	3.542,77	55,43	14,71	1,77	7,75	1,42	1,56
ago/16	3.903,11	0,16	0,03	3.915,70	61,27	16,25	1,95	8,56	1,57	1,73
set/16	4.140,15	0,17	0,03	4.153,50	64,99	17,24	2,07	9,08	1,66	1,83
out/16	3.531,38	0,14	0,03	3.542,77	55,43	14,71	1,77	7,75	1,42	1,56
Nov/16	3.340,13	0,14	0,02	3.350,91	52,43	13,91	1,67	7,33	1,34	1,48
dez/16	3.415,56	0,14	0,03	3.426,57	53,62	14,22	1,71	7,49	1,37	1,51
Total	34.117,86	1,38	0,25	34.227,90	535,57	142,08	17,06	74,84	13,72	15,10

Fonte: Petrobras, 2017

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Tabela II.3.1.6-7 - Estimativa de emissões atmosféricas pelo navio-sonda ODN I (NS-41).

	CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equivalente (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)
Por hora	3,86	1,55E-04	2,62E-05	3,87	6,09E-02	1,62E-02	1,94E-03	0,008464	0,001559	0,001718
Por ano	33797,1	1,356284153	0,229371585	33906,1165	533,3088798	141,512295	16,9635246	74,14685792	13,65259563	15,04877049
Para 240 dias	22222,75	0,891803279	0,150819672	22294,4328	350,6688525	93,0491803	11,1540984	48,75409836	8,97704918	9,895081967
Para 45 dias	4166,765	0,167213115	0,028278689	4180,21	65,75040984	17,4467213	2,09139344	9,141393443	1,683196721	1,855327869

Fonte: PETROBRAS, 2017.

Legenda (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Tabela II.3.1.6-8 - Estimativa de emissões atmosféricas pelo navio-sonda ODN II (NS-42).

	CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equivalente (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)
Por hora	3,88	1,57E-04	2,88E-05	3,90	6,10E-02	1,62E-02	1,94E-03	0,008520	0,001562	0,001719
Por ano	34024,64	1,377178914	0,252724675	34134,3791	534,1048158	141,695895	17,0114801	74,63872855	13,68146384	15,05864276
Para 240 dias	22372,36	0,9055423	0,166175129	22444,5232	351,1922077	93,1699037	11,1856307	49,07752014	8,996031021	9,901573321
Para 45 dias	4194,818	0,169789181	0,031157837	4208,35	65,84853894	17,4693569	2,09730576	9,202035026	1,686755816	1,856544998

Fonte: Petrobras, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado; (2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano; (3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

A **Tabela II.3.1.6-9** e **Tabela II.3.1.6-10** apresentam as emissões atmosféricas pelo teste de formação (liberação de gases devido à queima de óleo e gás) nos navios-sonda ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42). Destaca-se que durante a realização do teste de formação, as emissões de atmosféricas pela operação normal do navio-sonda deverão ser adicionadas aos valores apresentados na tabela abaixo.

Tabela II.3.1.6-9 - Emissões atmosféricas pelo teste de formação pelo navio-sonda ODN I (NS-41).

CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equiva- lente (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)	H ₂ O (Mg)	Vgás (Mg)
5.214,90	6,25	0,33	5.449,01	5,66	27,91	34,69	19,45	6,64	12,89	2.597,60	34.435,70

Fonte: Petrobras, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Tabela II.3.1.6-10 - Emissões atmosféricas pelo teste de formação pelo navio-sonda ODN II (NS-42).

CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equiva- lente (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)	H ₂ O (Mg)	Vgás (Mg)
5.214,90	6,25	0,33	5.449,01	5,66	27,91	34,69	19,45	6,64	12,89	2.597,60	34.435,70

Fonte: Petrobras, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Para ambos os navios sonda (ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42)), durante a realização do teste de formação, são estimados dois fluxos, um com 18,7 horas e o outro com 27,5 horas de duração, totalizando 46,2 horas.

Desta forma, a **Tabela II.3.1.6-11** apresenta a média horária da emissão atmosférica durante o teste de formação considerando um fluxo total de 46,2 horas.

Tabela II.3.1.6-11 - Média horária de emissões atmosféricas durante o teste de formação pelo navio-sonda ODN I (NS-41) e navio-sonda ODN II (NS-42).

CO ₂ (mg/h)	CH ₄ (Mg/h)	N ₂ O (Mg/h)	CO ₂ Equiva- lente (Mg/h)	NO _x (Mg/h)	CO (Mg/h)	MP ⁽¹⁾ (Mg/h)	SOX (Mg/h)	HCNM ⁽²⁾ (Mg/h)	HCT ⁽³⁾ (Mg/h)	H ₂ O (Mg/h)	Vgás (Mg/h)
112,88	0,14	0,01	117,94	0,12	0,60	0,75	0,42	0,14	0,28	56,23	745,36

Fonte: Petrobras, 2016.

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Estima-se que durante a realização do teste de formação nos navios-sonda ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42) a quantidade de petróleo e gás produzidos (e queimados) será de 1.357,58 m³ e 506.599,00 m³, respectivamente.

II.3.1.7 Identificação e descrição da infraestrutura de apoio

A infraestrutura de apoio portuária e aeroportuária à atividade de perfuração nos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 ocorrerá nos Portos de Natal – RN e de Suape – PE e no Aeroporto Internacional do Recife/Guararapes – Gilberto Freyre (Figura II.3.1.7-1).

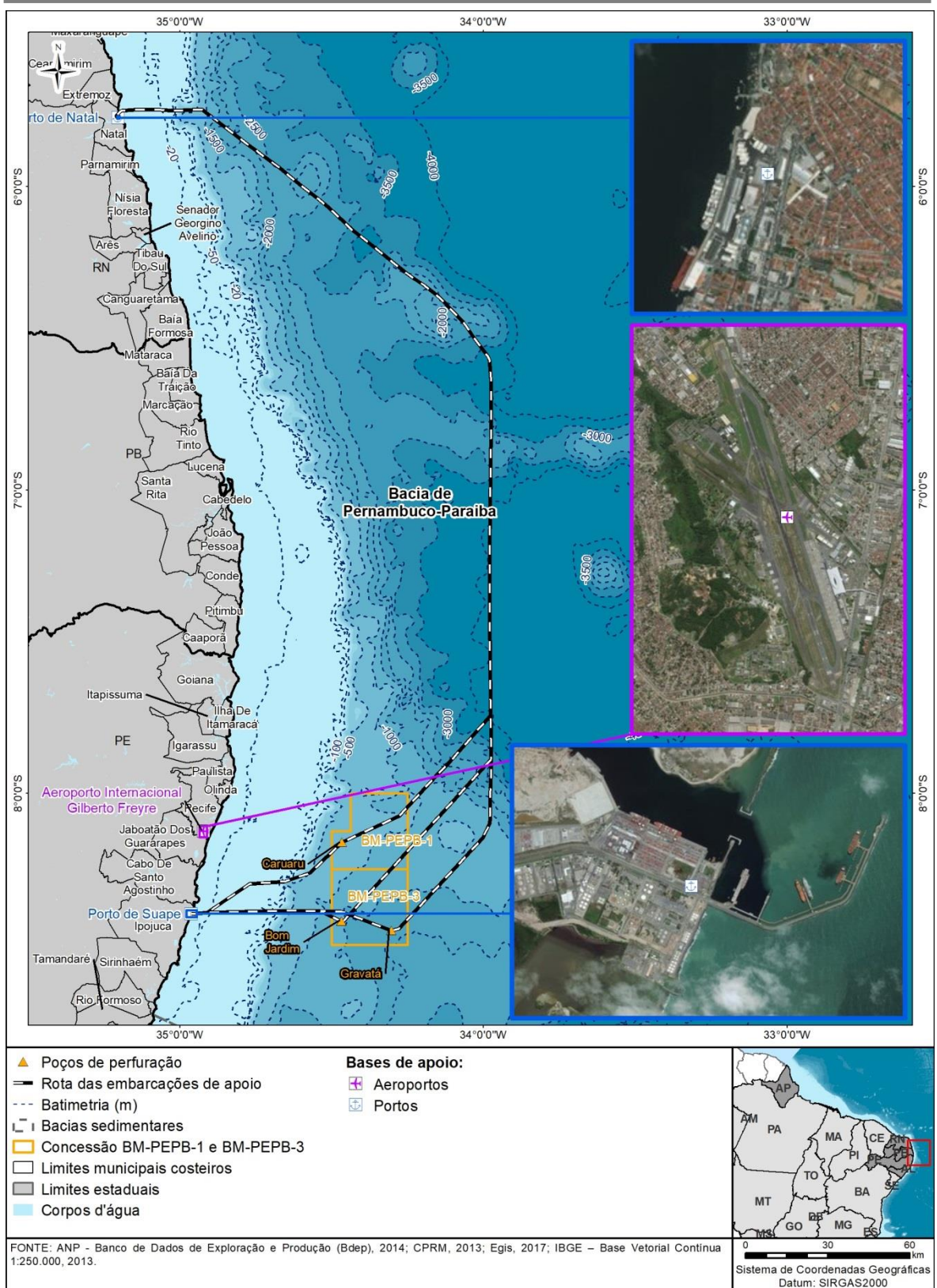


Figura II.3.1.7-1 - Localização das bases de apoio marítimas e aéreas para atividade de perfuração dos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3.

A. Bases de apoio marítimo

A frequência média de viagens a ser realizada pela atividade de perfuração marítima dos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3, incluindo todas as embarcações de apoio, é de até uma por dia (ida e volta) por embarcação.

B. Bases de apoio aéreo

A média de vôos a ser realizada pela atividade de perfuração marítima dos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 será de 20 vôos semanais (ida e volta à Unidade Marítima de Perfuração).

II.3.1.8 Descrição sucinta das operações dos barcos de apoio

A perfuração de um poço exploratório requer o uso de embarcações de apoio que têm a finalidade de transportar materiais e equipamentos necessários para as atividades nas locações *offshore* e vice-versa. As operações nos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 preveem o uso de três PSVs (*Plataform Supply Vessels*), que ficarão em tempo integral trabalhando com as unidades de perfuração marítima ODN I (NS-41) E ODN II (NS-42).

De maneira geral, as embarcações de apoio serão responsáveis por desenvolver as seguintes atividades:

- Abastecimento do navio-sonda;
- Transportar os insumos utilizados durante a atividade de perfuração;
- Transportar os resíduos gerados durante a atividade de perfuração para a base de apoio;
- Transportar as peças e equipamentos para o navio-sonda assim como os produtos e equipamentos para combate à emergência; e
- Auxiliar nas operações de combate à emergência.

Os certificados das embarcações de apoio são apresentados no **Anexo II.3.1-1**.

II.3.2 Critérios para aprovação dos fluidos previstos na atividade de perfuração

II.3.2.1 Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração e cascalhos

Na **Tabela II.3.2.1-1** até a **Tabela II.3.2.1-21**, a seguir, se encontram as estimativas dos volumes de fluidos de perfuração e cascalhos a serem gerados nos poços, inclusive do poço de investigação, considerando o uso de fluidos à base de água e de fluidos alternativos de base não aquosa. Os fluidos excedentes da base não aquosa, ao final da perfuração, serão trazidos para terra.

Destaca-se que durante a atividade de perfuração dos poços nos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 poderá ser utilizado tanto fluido de base aquosa em todas as fases, ou fluido de base aquosa nas primeiras duas fases e fluido de base não aquosa nas últimas fases. Desta forma, a volumetria do poço para ambos cenários serão apresentadas no presente estudo.

Tabela II.3.2.1-1 - Estimativa de volumes de poço aberto a serem gerados durante a perfuração do poço Gravatá nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m³/m)	Volumetria NOMINAL estimada (m³)
		Inicial	Final			
I	36	1910	1982	72	0,657	47
II	26	1982	2410	428	0,343	147
III	17,5	2410	2910	500	0,155	78
IV	12,25	2910	3590	680	0,076	52

Tabela II.3.2.1-2 - Estimativa de volumes de cascalhos a serem gerados durante a perfuração do poço Gravatá nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca	Diâmetro do furo com fator de alargamento	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m ³)	Volume de cascalho descartado (m ³)
		Inicial	Final							
I	36	1910	1982	72	-	36	39,6	57	91	91
II	26	1982	2410	428	-	26	28,6	177	282	282
III	17,5	2410	2910	500	-	17,5	19,25	94	149	149
IV	12,25	2910	3590	680	-	12,25	13,475	63	100	100

	RISER bbl/m			Volume do riser (LA*Capacidade/6,29) m ³	
	17,75	1,0041		305	

Tabela II.3.2.1-3 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço Gravatá nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	36	1910	1982	72	170	170	-	-	-	-	-	170	-	170	100
II / Fluido Argiloso	26	1982	2410	428	418	227	-	-	-	-	-	227	-	227	100
II / Fluido Argiloso						191						191			
III / Fluido Polimérico	17,5	2410	2910	500	735	735	-	-	-	-	-	67	-	67	25
IV / Fluido Polimérico	12,25	2910	3590	680	787	119	-	-	668	-	-	742	-	45	25

Tabela II.3.2.1-4 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço Gravatá nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base não aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderida ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	36	1910	1982	72	170	170	-	-	-	-	-	170	-	170	100
II / Fluido Argiloso	26	1982	2410	428	418	227	-	-	-	-	-	227	-	227	100
II / Fluido Argiloso						191						191			
III / Fluido Não Aquoso Hidrocarbônico	17,5	2410	2910	500	735		-	-	-	735	-	34	-	34	6,9
IV / Fluido Não Aquoso Hidrocarbônico	12,25	2910	3590	680	787	86	-	-	701		-	23		23	6,9

Tabela II.3.2.1-5 - Estimativa de volumes de poço aberto a serem gerados durante a perfuração do poço de investigação Gravatá nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m ³ /m)	Volumetria NOMINAL estimada (m ³)
		Inicial	final			
I	8,5	1910	2410	500	0,037	18

Tabela II.3.2.1-6 - Estimativa dos volumes de cascalho a serem gerados durante a perfuração do poço de investigação Gravatá nos blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

FASE	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca	Diâmetro do furo com fator de alargamento	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m ³)	Volume de cascalho descartado (m ³)
		Inicial	Final							
I	8,5	1910	2410	500	-	8,5	9,35	22	35	35

Tabela II.3.2.1-7 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço de investigação Gravatá nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	8,5	1910	2410	500	239	239	-	-	-	-	-	239	-	239	100

Tabela II.3.2.1-8 - Estimativa de volumes de poço aberto a serem gerados durante a perfuração do poço Caruaru nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m³/m)	Volumetria NOMINAL estimada (m³)
		Inicial	Final			
I	36	780	852	72	0,657	47
II	26	852	1510	658	0,343	225
III	17,5	1510	2010	500	0,155	78
IV	12,25	2010	2700	690	0,076	52

Tabela II.3.2.1-9 - Estimativa de volumes de cascalhos a serem gerados durante a perfuração do poço Caruaru nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca	Diâmetro do furo com fator de alargamento	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m ³)	Volume de cascalho descartado (m ³)
		Inicial	Final							
I	36	780	852	72	-	36	39,6	57	91	91
II	26	852	1510	658	-	26	28,6	273	434	434
III	17,5	1510	2010	500	-	17,5	19,25	94	149	149
IV	12,25	2010	2700	690	-	12,25	13,475	64	101	101

	RISER bbl/m			Volume do riser (LA*Capacidade / 6,29) m ³
	17,75	1,0041		125

Tabela II.3.2.1-10 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço Caruaru nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		inicial	final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	36	780	852	72	170	170	-	-	-	-	-	170	-	170	100
II / Fluido Argiloso	26	852	1510	658	557	264	-	-	-	-	-	264	-	264	100
II / Fluido Argiloso						293						293			
III / Fluido Polimérico	17,5	1510	2010	500	634	634	-	-	-	-	-	67	-	67	25
IV / Fluido Polimérico	12,25	2010	2700	690	686	120	-	-	566	-	-	641	-	46	25

Tabela II.3.2.1-11 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço Caruaru nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base não aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderida ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	36	780	852	72	170	170	-	-	-	-	-	170	-	170	100
II / Fluido Argiloso	26	852	1510	658	557	264	-	-	-	-	-	264	-	264	100
II / Fluido Argiloso						293						293			
III / Fluido Não Aquoso Hidrocarbônico	17,5	1510	2010	500	634		-	-	-	634	-	34	-	34	6,9
IV / Fluido Não Aquoso Hidrocarbônico	12,25	2010	2700	690	686	87	-	-	599	-	-	23	-	23	6,9

Tabela II.3.2.1-12 - Estimativa de volumes de poço aberto a serem gerados durante a perfuração do poço de investigação Caruaru nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m ³ /m)	Volumetria NOMINAL estimada (m ³)
		Inicial	final			
I	8,5	780	1510	730	0,037	27

Tabela II.3.2.1-13 - Estimativa dos volumes de cascalho a serem gerados durante a perfuração do poço de investigação Caruaru nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca	Diâmetro do furo com fator de alargamento	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m ³)	Volume de cascalho descartado (m ³)
		Inicial	Final							
I	8,5	780	1510	730		8,5	9,35	32	51	51

Tabela II.3.2.1-14 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço de investigação Caruaru nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro (")	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	8,5	780	1510	730	275	275	-	-	-	-	-	275	-	275	100

Tabela II.3.2.1-15 - Estimativa de volumes de poço aberto a serem gerados durante a perfuração do poço Bom Jardim nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar(m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m³/m)	Volumetria NOMINAL estimada (m³)
		inicial	final			
I	36	1295	1367	72	0,657	47
II	26	1367	2010	643	0,343	220
III	17,5	2010	2710	700	0,155	109
IV	12,25	2710	3220	510	0,076	39

Tabela II.3.2.1-16 - Estimativa de volumes de cascalhos a serem gerados durante a perfuração do poço Bom Jardim nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

FASE	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca	Diâmetro do furo com fator de alargamento	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m ³)	Volume de cascalho descartado (m ³)
		Inicial	final							
I	36	1295	1367	72	-	36	39,6	57	91	91
II	26	1367	2010	643	-	26	28,6	267	424	424
III	17,5	2010	2710	700	-	17,5	19,25	132	209	209
IV	12,25	2710	3220	510	-	12,25	13,475	47	75	75
		RISER bbl/m				Volume do riser (LA*Capacidade/6,29) m ³				
		17,75	1,0041			207				

Tabela II.3.2.1-17 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço Bom Jardim nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	36	1295	1367	72	170	170	-	-	-	-	-	170	-	170	100
II / Fluido Argiloso	26	1367	2010	643	548	261	-	-	-	-	-	261	-	261	100
II / Fluido Argiloso						286						286			
III / Fluido Polimérico	17,5	2010	2710	700	742	742	-	-	-	-	-	94	-	94	25
IV / Fluido Polimérico	12,25	2710	3220	510	781	133	-	-	647	-	-	747	-	34	25

Tabela II.3.2.1-18 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço Bom Jardim nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base não aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderida ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	36	1295	1367	72	170	170	-	-	-	-	-	170	-	170	100
II / Fluido Argiloso	26	1367	2010	643	548	261	-	-	-	-	-	261	-	261	100
II / Fluido Argiloso						286						286		-	
II / Fluido Não Aquoso Hidrocarbonico	17,5	2010	2710	700	742		-	-	-	742	-	48	-	48	6,9
IV / Fluido Não Aquoso Hidrocarbonico	12,25	2710	3220	510	781	87	-	-	694		-	17		17	6,9

Tabela II.3.2.1-19 - Estimativa de volumes de poço aberto a serem gerados durante a perfuração do poço de investigação Bom Jardim nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m ³ /m)	Volumetria NOMINAL estimada (m ³)
		inicial	final			
I	8,5	1295	2010	715	0,037	26

Tabela II.3.2.1-20 - Estimativa dos volumes de cascalho a serem gerados durante a perfuração do poço de investigação Bom Jardim nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3.

Fase	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca	Diâmetro do furo com fator de alargamento	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m ³)	Volume de cascalho descartado (m ³)
		inicial	Final							
I	8,5	1295	2010	715	-	8,5	9,35	32	50	50

Tabela II.3.2.1-21 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração a utilizar durante a perfuração do poço de investigação Bom Jardim nos Blocos BM-PEPB-1 e PEPB-3, com fluidos de base aquosa.

Fase/fluido	Diâmetro	Profundidade em relação ao nível do mar (m))		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido Argiloso	8,5	1295	2010	715	273	273	-	-	-	-	-	273	-	273	100

II.3.2.2 Processo de aprovação de fluidos de perfuração

Os procedimentos de descarte de cascalho e dos fluidos de perfuração seguem as diretrizes estabelecidas no PAR. 02022.000368/2015-30 COEXP/IBAMA, referentes ao Novo Modelo de Gestão do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares nº 02022.002330/2008.

A partir do endereço eletrônico (http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Temas%20Especiais/Processo%20de%20fluidos%20de%20perfuracao%20e%20complementares/Petrobras%2002022.002330_08/) é possível ter acesso as informações do processo administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares nº 02022.002330/2008, onde constam as informações sobre todos os produtos químicos previstos nas formulações de pastas de cimento, fluidos de perfuração e complementares.

II.3.2.3 Caracterização físico-química dos fluidos de perfuração

Os tipos de fluidos de perfuração e complementares que poderão ser utilizados durante a atividade de perfuração do poço previstos na área de concessão dos blocos BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3 estão apresentados no **Quadro II.3.2.3-1**, abaixo.

Quadro II.3.2.3-1 - *Tipos de Fluidos de Perfuração e Complementares que poderão ser utilizados.*

Fluidos de Perfuração		
Base	Classe do Fluido	Tipo do Fluido
Aquosa	Argiloso	Fluido de perfuração de base aquosa argiloso
	Polimérico	Fluido de perfuração de base aquosa polimérico
Não aquosa	Hidrocarbônica	Fluido de perfuração de base não aquosa hidrocarbônica

II.3.2.4 Formas de tratamento e destinação final dos fluidos de perfuração e cascalhos

O sistema de tratamento de fluido de perfuração dos navios-sonda ODN I (NS-41) e ODN II (NS-42) são compostos, basicamente, por 8 peneiras vibratórias, 2 degassificadores, 2 dessiltadores e 1 secador de cascalho (centrífuga).

A **Figura II.3.2.4-1** apresentam os fluxogramas dos sistemas de tratamento de fluido de perfuração com a operação com fluidos de base aquosa e de base não aquosa, respectivamente, conforme Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares nº 02022.002330/2008.

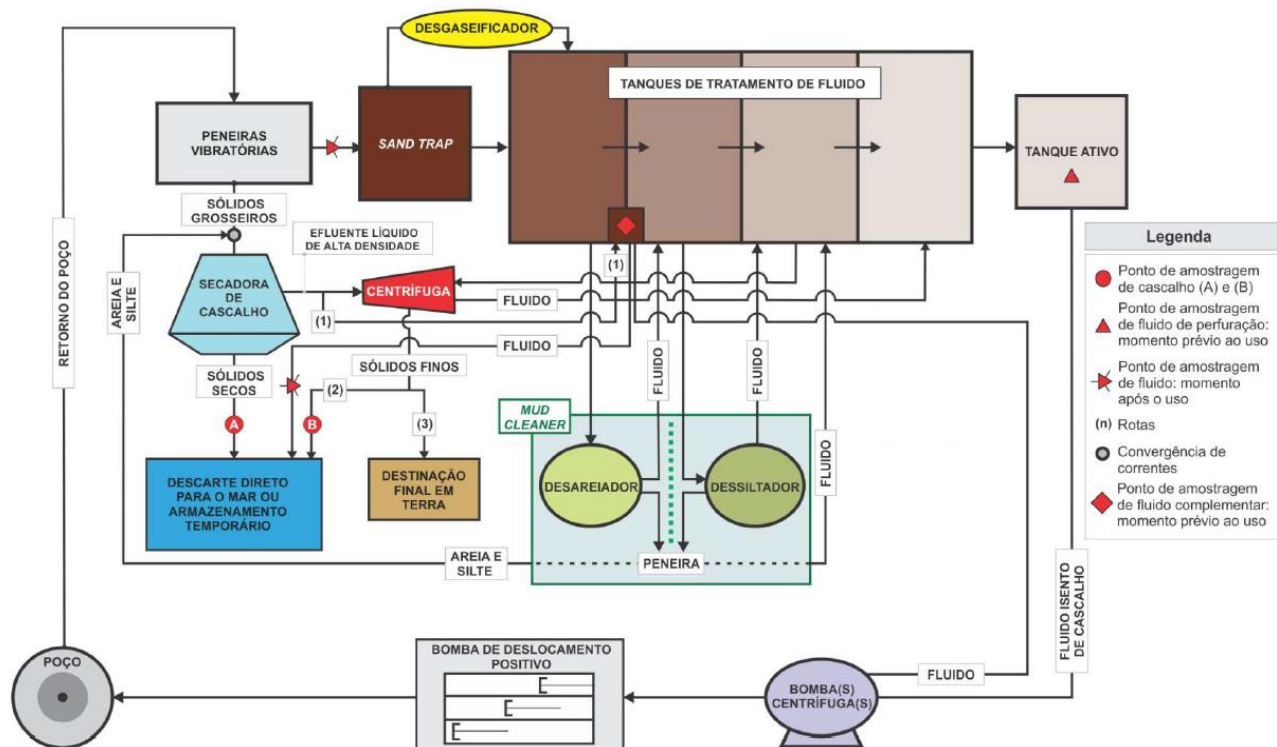


Figura II.3.2.4-1 - Operação com fluidos aquosos (perfuração e complementar) na atividade de perfuração.

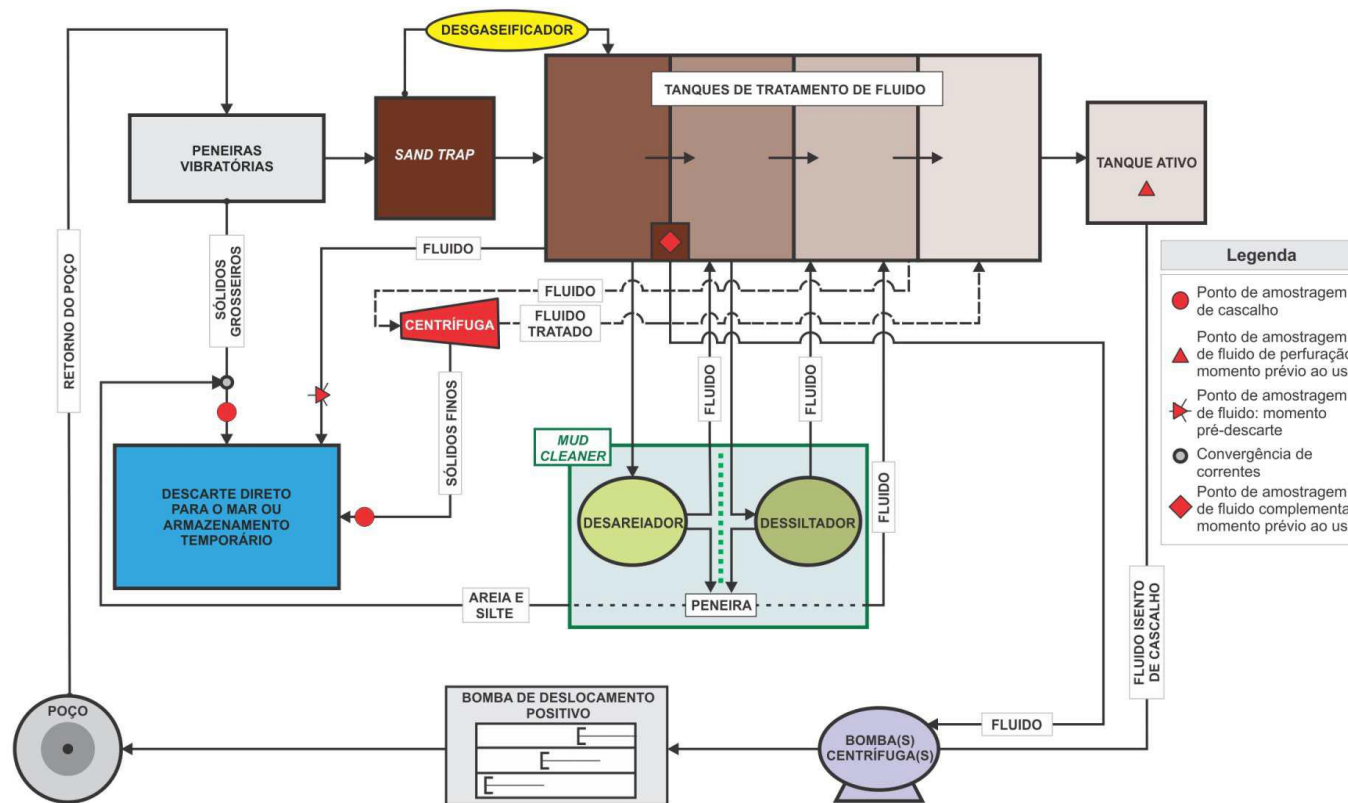


Figura II.3.2.4-2 - Operação com fluidos de base não aquosa (perfuração ou complementar) na atividade de perfuração.

A descrição do sistema de tratamento dos fluidos de perfuração e cascalho e suas respectivas destinações descarte de cascalho e dos fluidos de perfuração seguem as diretrizes estabelecidas no Parecer Técnico PAR . 02022.000368/2015-30 COEXP/IBAMA, referentes ao Novo Modelo de Gestão do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares nº 02022.002330/2008.