

II.3. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

II.3.1. DESCRIÇÃO GERAL DO PROCESSO DE PERFURAÇÃO

A) CARACTERIZAÇÃO DE TODAS AS ETAPAS DO PROCESSO DE PERFURAÇÃO

O processo de perfuração e suas etapas estão descritos com base em THOMAS (2001), ECONOMIDES *et al.* (1998) e BOURGOYNE *et al.* (1991), através dos principais sistemas que compõem uma sonda rotativa, a saber: sistema de força, de suspensão, rotativo, circulação, de segurança e monitoramento do poço.

No processo de perfuração rotativa, um poço é aberto com o emprego de uma coluna de perfuração formada por diversos tubos conectados entre si, contendo uma broca em sua extremidade. Quanto mais a broca se aprofunda, mais tubos de perfuração vão sendo conectados em sua parte superior, na unidade de perfuração. Durante a perfuração, o fluido de perfuração (lama) é injetado por dentro da coluna de perfuração e circula pelo poço voltando à superfície através do espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede de poço. Este transporta à superfície os fragmentos de rocha gerados durante a perfuração (cascalhos).

➤ Principais sistemas que compõem uma sonda rotativa

• Sistema de Suspensão

O sistema de suspensão tem a função de sustentar e manobrar cargas (como a coluna de perfuração, revestimentos ou quaisquer outros equipamentos) para dentro ou fora do poço. Os componentes principais deste sistema são a torre, o guincho, o bloco de coroamento e a catarina. A torre é uma estrutura que provê altura vertical necessária para elevar ou abaixar a coluna de perfuração, além de sustentar polias e cabos. A coluna de perfuração é formada por seções de tubos rígidos, que necessitam de espaço vertical livre para ocupar ao serem “içados” do poço. A movimentação da coluna de perfuração e demais equipamentos no poço é realizada com o auxílio de um guincho, que compreende basicamente o bloco de coroamento (polias fixas) e a catarina (polias móveis), com a função de içar e deslocar cargas pesadas. O sistema de suspensão é o responsável por realizar duas importantes operações de rotina que são acrescentar um novo tubo à coluna de perfuração (conforme o poço vai ganhando profundidade) e remover ou descer a coluna de perfuração de dentro do poço para troca da broca desgastada ou de um tubo danificado. Ambos os procedimentos são realizados com o amparo da torre de perfuração enquanto a coluna fica temporariamente fora do poço.

• Sistema Rotativo

O sistema rotativo é o responsável pela rotação da coluna de perfuração, compreendendo todos os equipamentos utilizados para girá-la. Na sonda convencional os principais componentes deste sistema são a cabeça de injeção (*swivel*), a mesa rotativa, a haste quadrada (*kelly*) os tubos de perfuração e os comandos. A cabeça de injeção é o equipamento que sustenta o peso da coluna de perfuração e permite seu giro, constituindo elemento de ligação entre a parte móvel (a coluna de perfuração) e a fixa.

Os tubos de perfuração são aqueles que se conectam formando a coluna de perfuração, e os comandos são dutos de maior espessura, acoplados aos tubos de perfuração, com a função de exercer peso sobre a broca para que esta avance perfurando as formações. A Figura II.3.1 apresenta tubos de perfuração.



FIGURA II.3.1 – Tubos de perfuração sendo organizados em uma Sonda (Fonte: OSHA, 2007)

O sistema *top drive* (ilustrado na Figura II.3.2) consiste em um motor acoplado à catarina (denominado motor *top drive*) e transmite rotação à coluna de perfuração. O *top drive* dispensa a mesa rotativa e a haste quadrada. Neste sistema a rotação é transmitida à coluna de perfuração através de um motor acoplado à catarina, com o motor acoplado no topo da coluna, ganha-se mais espaço e torna-se possível avançar com a perfuração do poço de três em três tubos ao invés de um a um, quando se utilizava a mesa rotativa e haste quadrada, o Kelly, apresentado na Figura II.3.3.

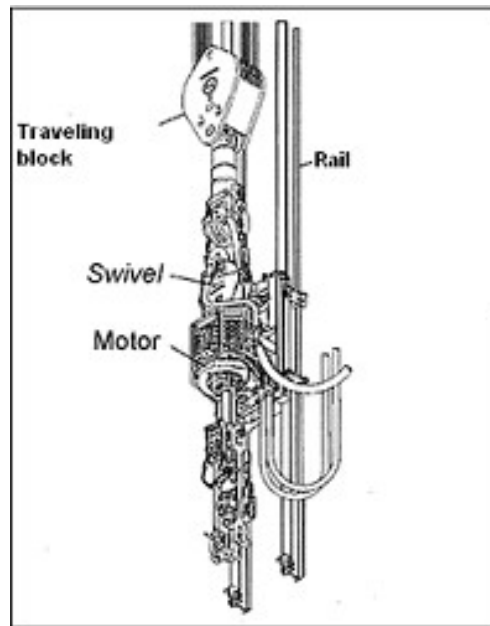


FIGURA II.3.2 – Sistema Top Drive

Fonte: THOMAS, 2001



FIGURA II.3.3 – Kelly e a mesa rotativa de uma sonda tradicional

(Fonte: http://www.northstarenergyinc.com/images/northstar/WilliamsRigFloor1_medium.jpg)

- **Sistema de Circulação de Fluido**

O sistema de circulação é o responsável pela circulação e tratamento do fluido de perfuração na sonda. Suas funções principais são remover de dentro do poço os cascalhos formados pela broca, transportando-os para a superfície junto com o fluido de perfuração e manter o equilíbrio de pressões no interior do poço (com auxílio do fluido de perfuração).

Os cascalhos que chegam à superfície constituem importantes materiais de pesquisa geológica, fornecendo informações a respeito das formações perfuradas.

Os principais componentes deste sistema são as bombas de lama, tanques de fluido e os diversos equipamentos de controle de sólidos. Estes se destinam a extrair os sólidos do fluido de perfuração, além de limpá-los de contaminantes (óleos, argilas, siltes, areias, pedregulhos ou gases) previamente ao reaproveitamento ou descarte para o mar, quando aprovado pelo órgão ambiental. Os equipamentos de controle de sólidos estão reportados posteriormente neste relatório. As bombas de lama bombeiam o fluido de perfuração para dentro do poço. Descendo pelo interior da coluna de perfuração, o fluido é expelido na broca e retorna pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede do poço, conforme ilustrado nas Figuras II.3.4 e II.3.5. Após o tratamento na superfície, o fluido de perfuração é bombeado através das bombas de lama para o interior do poço novamente. O sistema é fechado, quando o fluido chega à superfície é acondicionado nos tanques de fluido, de onde será tratado.

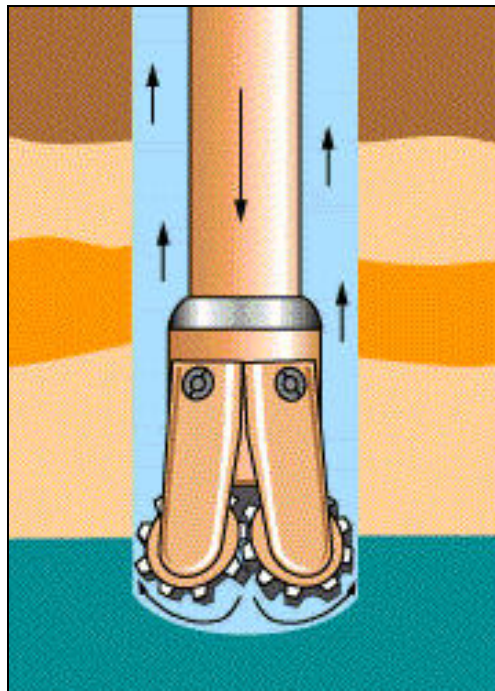


FIGURA II.3.4 – Injeção e retorno de fluido e cascalho pelo Espaço Anular

(fonte: http://www.bluepetroil.com/how_oil_drilling_works.htm).

São funções do fluido de perfuração:

- Lubrificar e resfriar a broca;
- Limpar o poço e transportar o cascalho gerado à superfície;
- Proteger e suportar as paredes do poço;
- Prevenir a entrada de fluidos da formação para dentro do poço;
- Trazer à superfície informações a respeito das formações perfuradas.

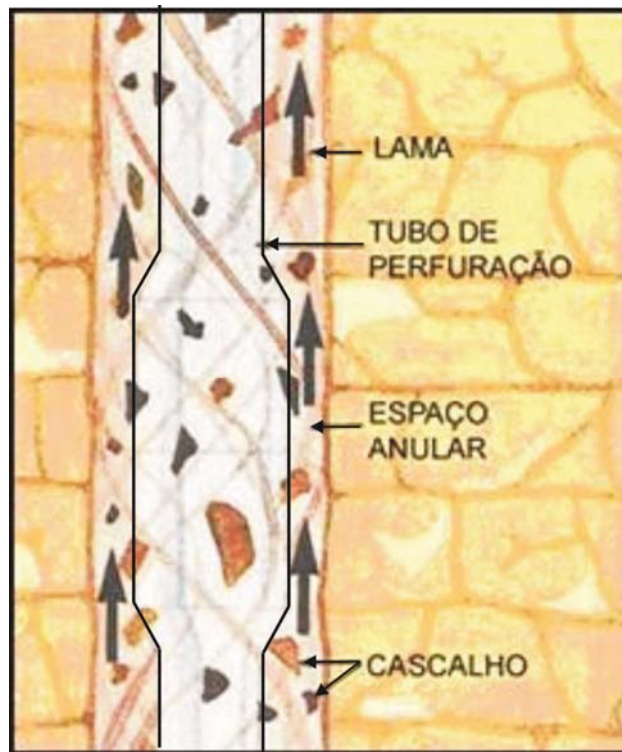


FIGURA II.3.5 – Retorno de fluido e cascalho pelo anular

Fonte: BAKER, 1985

Este processo de tratamento da lama reduz a necessidade de produção de mais fluido, acarretando redução no custo da operação e, principalmente, minimização do impacto ambiental inerente a disposição final deste resíduo (não-contaminado) no mar. Ou seja, o tratamento ininterrupto da lama produzida a bordo reduz a quantidade de lama necessária para a perfuração, que é usada continuamente, sob tratamento químico e físico de forma a manter adequadas suas características de uso.

- **Sistema de Controle do Poço**

O sistema de controle do poço é composto por equipamentos de segurança e complementares, que possibilitam o fechamento e controle do poço (THOMAS, 2001). Deve ser capaz de fechar o poço em caso de kick (fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do poço) ou blowout (fluência descontrolada do poço). Os principais elementos deste sistema são a “Cabeça de Poço” (*Wellhead*), BOP – Blow Out Preventer e os preventores. A Cabeça de Poço é composta por diversos equipamentos que permitem a ancoragem e vedação das colunas de revestimento na superfície. Dentre seus componentes, o carretel de perfuração, que recebe as duas linhas de controle do poço: *kill line* (linha de “matar”) e *choke line* (linha do estrangulador). O BOP é um conjunto de válvulas que permite fechar o poço enquanto os preventores são os equipamentos que permitem o fechamento do espaço anular. Os preventores são acionados sempre que há um kick, permitindo o fechamento do espaço anular. A detecção de um *kick* durante as operações de perfuração é realizada com o auxílio de um indicador de fluxo ou de um indicador de volume no sistema de tanques de lama, que detectam um aumento do fluxo de lama que está retornando do poço sobre aquele que está sendo circulado pela bomba e do volume total do sistema de fluidos.

• Sistema de Monitoramento do Poço

O sistema de monitoramento do poço registra e controla parâmetros que auxiliam na análise da perfuração, possibilitando detectar rapidamente possíveis problemas relativos à perfuração. São utilizados manômetros para indicar as pressões de bombeio, torquímetros para informar o torque na coluna de perfuração, tacômetros para indicação da velocidade da bomba de lama e indicadores de peso e torque sobre a broca. Demais parâmetros monitorados incluem profundidade de perfuração, taxa de penetração, velocidade de rotação, taxa de bombeamento, densidade, salinidade e temperatura da lama, conteúdo de gás na lama, conteúdo de gases perigosos no ar, nível de lama e taxa de fluxo da lama.

• Sistema de Força

O sistema de força permeia todos os demais, consistindo no modo como as sondas de perfuração podem transmitir energia para seus equipamentos, por via mecânica ou diesel-elétrica. Os equipamentos das sondas modernas são geralmente movidos a motores a diesel-elétrica.

➤ Etapas da Atividade de Perfuração

Conforme apresentado na Seção II.2 deste relatório, a atividade terá início com a mobilização e posicionamento da unidade marítima *Ocean Star*. Em seguida serão perfurados 4 poços em sequência, identificados como (a) poço piloto vertical, (b) Poço Produtor 1, (c) Poço Produtor 2 e (d) poço Piapara.

Os poços são perfurados em fases, cujo número depende das características geológicas das formações e da profundidade final prevista para o poço. Ao final da perfuração de cada fase, a coluna de perfuração é retirada do poço e o revestimento adequado é descido. O revestimento é o principal componente estrutural do poço e suas funções são, dentre outras:

- Manter a estabilidade estrutural do poço e prevenir seu desmoronamento;
- Evitar a contaminação de lençóis freáticos próximos à superfície;
- Impedir a migração de fluidos das formações;
- Possibilitar a utilização de fluidos de perfuração diferentes e adequados à geologia de cada fase;
- Sustentar os demais revestimentos;
- Sustentar os equipamentos de segurança da cabeça de poço;
- Evitar perdas de circulação do poço.

Cada fase concluída recebe um revestimento adequado ao diâmetro do poço aberto e às pressões a que serão submetidos, permitindo que se inicie a perfuração da próxima fase. Após sua instalação, as colunas de revestimento são cimentadas às paredes do poço através de uma pasta de cimento e água, bombeada pelo interior da própria tubulação de revestimento. Deste modo, o espaço anular entre o revestimento e as paredes do poço fica preenchido com cimento, fixando a tubulação. Após a cimentação de uma fase, é dado início à perfuração da próxima, utilizando-se uma broca de diâmetro inferior ao do revestimento cimentado.

O processo de cimentação das paredes do poço é uma etapa fundamental que possui por objetivo principal isolar as camadas geológicas atravessadas, permitindo o avanço contínuo da broca com segurança,

impedindo problemas de descompactação e ruptura das paredes do poço, além de possíveis percolamentos de fluidos (água/óleo/gás). A Figura II.3.6 ilustra um corte transversal de um poço exibindo os revestimentos cimentados.

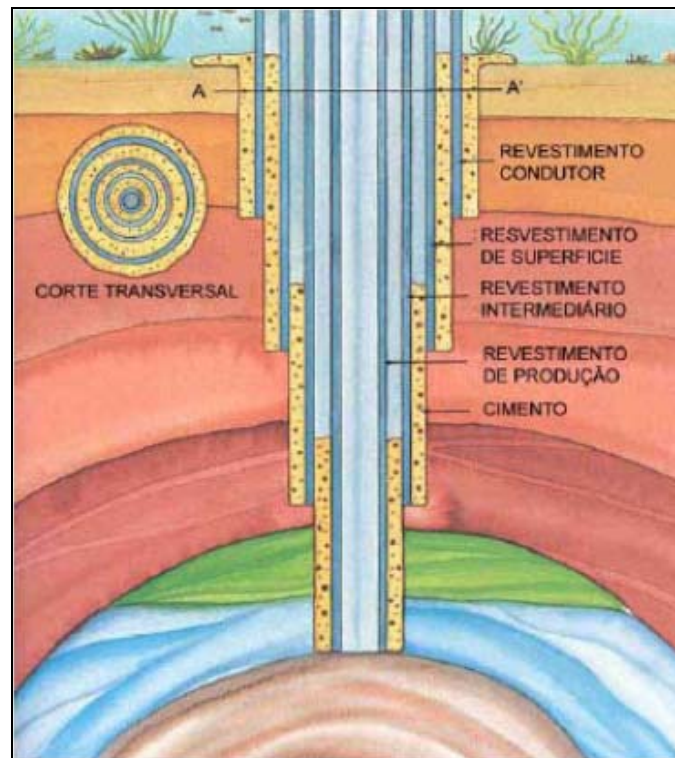


FIGURA II.3.6 – Esquema dos revestimentos cimentados (Fonte: BAKER, 1985)

Para os Poços Produtores 1 e 2 e para o poço piloto, a perfuração será realizada em 4 fases. A profundidade vertical final prevista para o poço piloto será de 2.465 m, enquanto que para os poços produtores prevista em 3.470 m. O poço piloto será perfurado com fluido à base de água e os poços produtores com fluido à base de água e uma fase (III) perfurada com fluido de emulsão inversa, fluido sintético (FBNA), tendo como base orgânica uma parafina. Como contingência para a fase III dos poços produtores, uma alternativa de fluido a base de água foi contemplada. Os fluidos de perfuração a serem utilizados durante as atividades no Bloco BS-4, inclusive os contingenciais, integram o Processo Administrativo de Fluidos a ser submetido a esta CGPEG.

O poço piloto será perfurado em 4 fases. Na fase I será realizado o jateamento do condutor de 36" de diâmetro até 1610m. Esta fase será perfurada sem a presença de *riser*, não havendo retorno de cascalho e fluido de perfuração para a superfície. O fluido de perfuração será bombeado para o interior do poço através da coluna de perfuração, retornando diretamente para o fundo do mar pelo espaço anular formado entre a coluna e as paredes do condutor. A fase II será perfurada com broca de 20" até a profundidade de cerca de 2100m. Em seguida será descido e cimentado o revestimento de 16". A fase III será perfurada com broca de 12¼" até a profundidade de cerca de 2300m. Em seguida será descido e cimentado o revestimento de 9 7/8". A última fase (IV) será perfurada com broca de 8 ½" até a profundidade de cerca de 2465m e não será revestida.

O projeto dos poços horizontais (Poço Produtor 1 e Produtor 2) também prevê 4 fases. Na fase I será realizado o jateamento do condutor de 36” de diâmetro até 1610m. Esta fase será perfurada sem a presença de *riser*, não havendo retorno de cascalho e fluido de perfuração para a superfície. O fluido de perfuração será bombeado para o interior do poço através da coluna de perfuração, retornando diretamente para o fundo do mar pelo espaço anular formado entre a coluna e as paredes do condutor. A fase II será perfurada com broca de 20” até a profundidade de cerca de 2150m. Em seguida será descido e cimentado o revestimento de 16”. A fase III será perfurada com broca de 14 ¾” até a profundidade de cerca de 2315m. Em seguida será descido e cimentado o revestimento de 11 7/8”. A última fase (IV) será perfurada com broca de 9 ½ ” até a profundidade de cerca de 2343m.

O projeto do Poço Piapara possui 6 fases. A fase I será perfurada com broca de 42” até a profundidade de cerca de 1624m. Em seguida será descido e cimentado o revestimento de 36”. A fase II será perfurada com broca de 28” até a profundidade de cerca de 2300m. Em seguida será descido e cimentado o revestimento de 22”. A fase III será perfurada com diâmetro de 22” até a profundidade de cerca de 3400m. Em seguida será descido e cimentado o liner de 18”. A fase IV será perfurada com broca de 20” até a profundidade de cerca de 4700m. Em seguida será descido o liner de 16”. A penúltima fase (V) será perfurada com diâmetro de 17 ½ ” até a profundidade de cerca de 6000m. Em seguida será descido e cimentado o liner de 14 5/8”. Finalmente, perfurada a última fase (VI) com broca de 12 ¼ ” até a profundidade de cerca de 7000m. Em seguida será descido e cimentado o liner de 9 7/8”.

Para efeitos de estimativa das volumetrias de fluidos, o item II.3.2 – A deste relatório (“Estimativas de Volumes de Fluidos e Cascalhos”) refere-se a uma fase “IIA” para todos os poços previstos. Esta fase refere-se aos procedimentos de limpeza do poço ao final da perfuração da Fase II, antes da instalação do *riser*.

As Tabelas II.2.3 e II.2.4 da Seção II.2 deste estudo apresentam os projetos de poço do poço piloto e dos poços horizontais e as Figuras II.2.3 e II.2.4 ilustram os respectivos projetos de poço.

B) DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO E DAS EMBARCAÇÕES DE APOIO

➤ Descrição da Unidade de Perfuração OCEAN STAR

A unidade de perfuração *Ocean Star* será utilizada na atividade de perfuração marítima no Bloco BS-4. Foi protocolado pela Perenco Petróleo e Gás do Brasil Ltda em 12/12/2012, na CGPEG/IBAMA, por meio do ofício 161/12_expl, o Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração – CADUMP da unidade *Ocean Star*, em conformidade com a Nota Técnica N°. 04/2012, para abertura do processo administrativo.

➤ Descrição das Embarcações de Apoio

Para prover suporte às atividades no Bloco BS-4 está prevista a utilização de 3 embarcações de apoio marítimo: duas do tipo AHTS – (*Anchor Handling Tug Supply*) e uma do tipo PSV – (*Platform Supply Vessel*). Como a Queiroz Galvão se encontra em processo de licitação das embarcações, as informações serão encaminhadas tão logo estiverem disponíveis.

C) DESCRIÇÃO DAS OPERAÇÕES COMPLEMENTARES

Durante a perfuração dos poços, as formações perfuradas serão verificadas por uma série de métodos de monitoramento quanto à existência de hidrocarbonetos. Estas verificações destinam-se a confirmar prognósticos resultantes das fases anteriores de exploração da área. Estas incluem as pesquisas sísmicas e estudos de outros poços perfurados em áreas próximas, e geologia similar, conhecidos como poços de correlação. Os métodos de monitoramento previstos estão discriminados abaixo.

Cabe mencionar que já foram perfurados pela empresa SHELL um total de 06 (seis) poços no bloco BS-4. Os primeiros (1-SHEL-4-RJS/1-SHEL-4A-RJS e 1-SHEL-5-RJS) no período entre fevereiro e maio de 2001, em seguida foi perfurado um poço de avaliação e teste (3-SHEL-8-RJS) no segundo semestre de 2001. Entre agosto e setembro de 2002 foi perfurado o poço 1-SHEL-10-RJS e os dois últimos poços – 9-SHELL-19D-RJS e 3-SHELL-20HP-RJS/3-SHEL-20HPA-RJS, no período entre junho e agosto de 2006.

➤ Acompanhamento Geológico

As atividades de acompanhamento geológico compreendem a descrição e análise de amostras de calha, cuja coleta segue o quadro de previsões geológicas (apresentado no item II.5.1 -Geologia e Geomorfologia deste estudo) e do fluido de perfuração. As amostras de calha são os fragmentos gerados pelo ato da perfuração. Estes fragmentos são carreados pelo fluido de perfuração até a superfície, quando então são peneirados e disponibilizados para descrição e análise de indícios. A descrição é realizada com uma pequena porção dos fragmentos com uma lupa binocular de 40 vezes de aumento. A análise de indícios de hidrocarbonetos será feita observando os fragmentos de rocha sob luz ultravioleta.

A atividade de acompanhamento geológico é realizada por companhias especializadas, cuja atividade é conhecida como *mud-logging*, e fiscalizada continuamente pelo “Geólogo de Poço” (*Wellsite Geologist*) da Queiroz Galvão. O *mud-logging* também compreende, além do acompanhamento geológico, a instalação de sensores nos equipamentos de perfuração, para o monitoramento de diversos parâmetros em tempo real. Os principais parâmetros de perfuração monitorados são o peso sobre a broca, a taxa de penetração, a vazão das bombas de lama e o volume dos tanques do fluido de perfuração, o torque e a rotação da coluna de perfuração e a temperatura do fluido de perfuração.

Além do interesse geológico, este acompanhamento contínuo reforça, naturalmente, a segurança das operações, no que diz respeito à detecção e controle de eventuais invasões de fluidos da formação para dentro do poço (*kicks*) ou perdas de fluido do poço para a formação (perdas de circulação), o que poderia acarretar a diminuição da coluna hidrostática de lama no anular, propiciando a ocorrência de um *kick*.

➤ Perfilagem

A perfilagem elétrica de poços visa fornecer parâmetros para a interpretação geológica, análise qualitativa e quantitativa da presença de hidrocarbonetos e avaliação econômica dos poços a serem perfurados.

Normalmente as operações de perfilagem são realizadas com a coluna de perfuração fora do poço e consistem na descida de ferramentas até o fundo, através de um cabo de aço. Propriedades da formação são

obtidas continuamente pelas ferramentas durante a subida, sendo os dados transmitidos em tempo real para uma cabine computadorizada na superfície, onde são registrados e analisados. Estes dados são denominados genericamente de perfis. Existem os perfis de resistividade, raios gama naturais, sônico, ressonância magnética, imagem, densidade e neutrônico.

Deverão ser realizadas duas ou três operações de perfilagem em cada poço a ser perfurado. As primeiras serão conduzidas em profundidades intermediárias e a última na profundidade final do poço. Em cada operação serão descidas as ferramentas dos perfis principais, podendo ainda ser descidas as ferramentas de perfis de ressonância magnética e de imageamento resistivo e/ou acústico. Outras operações associadas à perfilagem, tais como de testes de formação a cabo, amostragem lateral e sísmica de poço, também poderão ser efetuadas conjuntamente. As ferramentas a serem utilizadas no programa de perfilagem são apresentadas abaixo:

- **LWD (logging while drilling):** As ferramentas para LWD poderão ser utilizadas, a partir da fase de 17 ½", fornecendo dados de raio gama, resistividade, sônico, ressonância magnética, etc. em tempo real durante a perfuração. Essas informações são importantes para correlação com dados sísmicos, confirmação das características geológicas esperadas para a formação e ainda são úteis nas tomadas de decisões operacionais durante a perfuração do poço. Por exemplo, as informações obtidas com a tecnologia LWD podem ajudar na seleção de uma broca mais adequada para determinada formação a ser perfurada;
- **Sônico (onda compressional):** Cálculo de velocidades intervalares, correção da seção sísmica, correlação estratigráfica/litológica;
- **Sônico Dipolar (onda compressional e cisalhante):** Análise de AVO (Amplitude Sísmico versus offset), cálculo de velocidades intervalares, correção da seção sísmica, obtenção de propriedades mecânicas;
- **GR (Gamma Ray – Raios Gama):** Correlação estratigráfica/litológica e argilosidade dos reservatórios;
- **Resistividade / microrresistividade:** Identificar reservatórios com óleo, cálculo de saturações e reservas. Micro esférico para correção da resistividade da formação e apoio aos perfis de Ressonância Magnética e Pré-Testes / Amostragem avaliação do diâmetro de invasão, do filtrado do fluido de perfuração;
- **Densidade / Neutrão:** Identificação litológica, características porosas e marcos regionais, cálculo de saturações, reservas e análise de AVO;
- **Ressonância magnética:** Caracterização permoporosa ou de fluidos, visualização de camadas delgadas, comparação com os perfis de densidade/neutrão;
- **Perfis de imagem:** Caracterização de ambientes deposicionais, faciológicos, correlação com testemunhos, estruturas sedimentares, etc;
- **Pré-testes e amostragem de fluido:** Dados de pressão, gradiente de fluidos, análise PVT (Pressão, Volume e Temperatura em condições de reservatório) de hidrocarbonetos. Dados preliminares de permeabilidade e produtividade;
- **Tomadas de pressão:** estudos de reservatórios e apoio a projetos de perfuração (peso de fluido);
- **Amostragem:** Coleta de fluido para determinação das características da água da formação e dos hidrocarbonetos;

- **Amostragem lateral:** Retirada de pequenas amostras da parede do poço para análise de informações litológicas e/ou bioestratigráficas;
- **VSP (Vertical Seismic Profile)/CHECK SHOT:** Análise de velocidades sísmicas, ajuste da seção sísmica, visualização e amarração de horizontes sísmicos mais profundos.

➤ **Teste de formação**

A finalidade do teste de formação é a avaliação da produtividade de uma zona do poço. Consiste em isolar a zona produtiva com obturadores (*packers*) e expor de forma controlada a formação à pressão atmosférica, permitindo a surgência do fluido para avaliação do potencial da zona. Esta exposição é realizada com a ajuda de equipamentos conduzidos até o fundo do poço, como bombas, válvulas e medidores de pressão.

A operação é realizada através de uma coluna de teste acoplada à extremidade inferior da coluna de tubos (coluna de teste), permitindo que a formação possa produzir para o interior das mesmas através do acionamento de uma bomba centrífuga submersa (BCS) instalada na coluna de teste ou com o uso de fluidos de baixa densidade no interior do tubo de forma a permitir o fluxo da formação para a superfície após a abertura de uma válvula denominada válvula testadora.

Obturadores de borrachas (*packers*) são assentados nas paredes do revestimento e isolam o intervalo do teste. Após o isolamento do intervalo pelos obturadores, ao abrir-se a válvula testadora, localizada acima dos obturadores, conforme o caso com o auxílio do acionamento da BCS, reduz-se o efeito da pressão hidrostática do fluido que completa o poço sobre a formação e os fluidos do reservatório produzem para o interior da coluna.

Na superfície, o fluxo é controlado através da cabeça de teste, que conecta a coluna de teste com o conjunto de equipamentos de superfície, e pelo conjunto de válvulas conhecido por *choke manifold*, com capacidade de controle das vazões dos fluidos produzidos e, em seguida, direcionado para o aquecedor e o separador.

Após a separação dos fluidos o gás será medido e queimado, e o óleo direcionado para tanques de aferição, decantação e, posteriormente, queimado, pois a plataforma não comporta armazenamento nem possui capacidade de transbordo de óleo porventura armazenado temporariamente em pequena quantidade.

As pressões, tanto de fundo como de superfície, são monitoradas e gravadas continuamente através de registradores de fundo e manômetros na superfície. Os principais dados obtidos com este teste são: os tipos de fluido do intervalo testado, vazões em diferentes diâmetros de abertura, pressões de fluxo, pressão estática da formação, permeabilidade do reservatório, valores de depleção, índice de produtividade e de dano de formação.

Os equipamentos de teste consistem basicamente de:

- **Flowhead:** (cabeça de teste) peça posicionada no final da coluna de teste e suspensa no gancho do bloco viajante (catarina), através da qual o sistema de teste a bordo se une ao poço com uso de mangueira flexível conectada ao choke manifold, sendo dotado de dispositivos de segurança para fechamento em caso de emergência e de válvula de segurança;

- **Choke Manifold:** Permite estrangular o fluxo poço, de forma variável ou constante, de forma a atender o objetivo e condições requeridas para o teste da formação;
- **Aquecedor:** unidade onde o óleo aquecido através de trocador de calor, de forma que se obtenha as condições adequadas para a separação das fases dos fluidos oriundos do poço;
- **Separador:** unidade que recebe o fluxo aquecido do poço e na qual são separadas as frações de água, óleo e gás, componentes do fluido produzido durante o teste da formação, e é feita a medição da vazão de água e do gás, antes de sua queima;
- **Tanque:** unidade de armazenamento temporário do óleo a partir da qual o óleo é bombeado para um queimador de alta eficiência;
- **Queimador:** capaz de produzir a eficiente combustão controlada do óleo, em alta temperatura de forma a reduzir as emissões atmosféricas resultantes da queima;
- **Coluna de Teste:** composição tubular que liga a cabeça de teste, na superfície, à zona de teste no interior do poço. Esta é composta, entre outros, de obturador, registradores de pressão, válvulas de fundo para abertura e fechamento do poço (válvula testadora), BCS, válvula de circulação reversa e amostradores de fluidos em condições de fundo.

Os equipamentos de teste, e as conexões entre eles, são cuidadosamente inspecionados antes de se dar início à operação de teste do poço. Para tanto, são utilizados manuais de procedimentos, nos quais são treinados os integrantes das equipes mobilizadas pela empresa encarregada para atividades desta natureza. Estes procedimentos preparatórios, relativos ao teste de equipamentos e articulação com a equipe de bordo, são obrigatoriamente realizados antes da condução de qualquer teste de poço.

➤ **Completação e Abandono**

Uma vez concluído o teste de formação, o poço produtor será completado, preparando-o para produção ou, no caso do poço exploratório, onde não há objetivo de posterior produção, o poço será vedado e abandonado seguindo as exigências da Portaria ANP 25/02.

Os poços do Eoceno (produtores), serão completados e equipados com bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS), com o objetivo de deixá-los em condições de operar de forma segura e econômica durante sua vida produtiva, e, em seguida, abandonados temporariamente até a sua interligação à plataforma de produção.

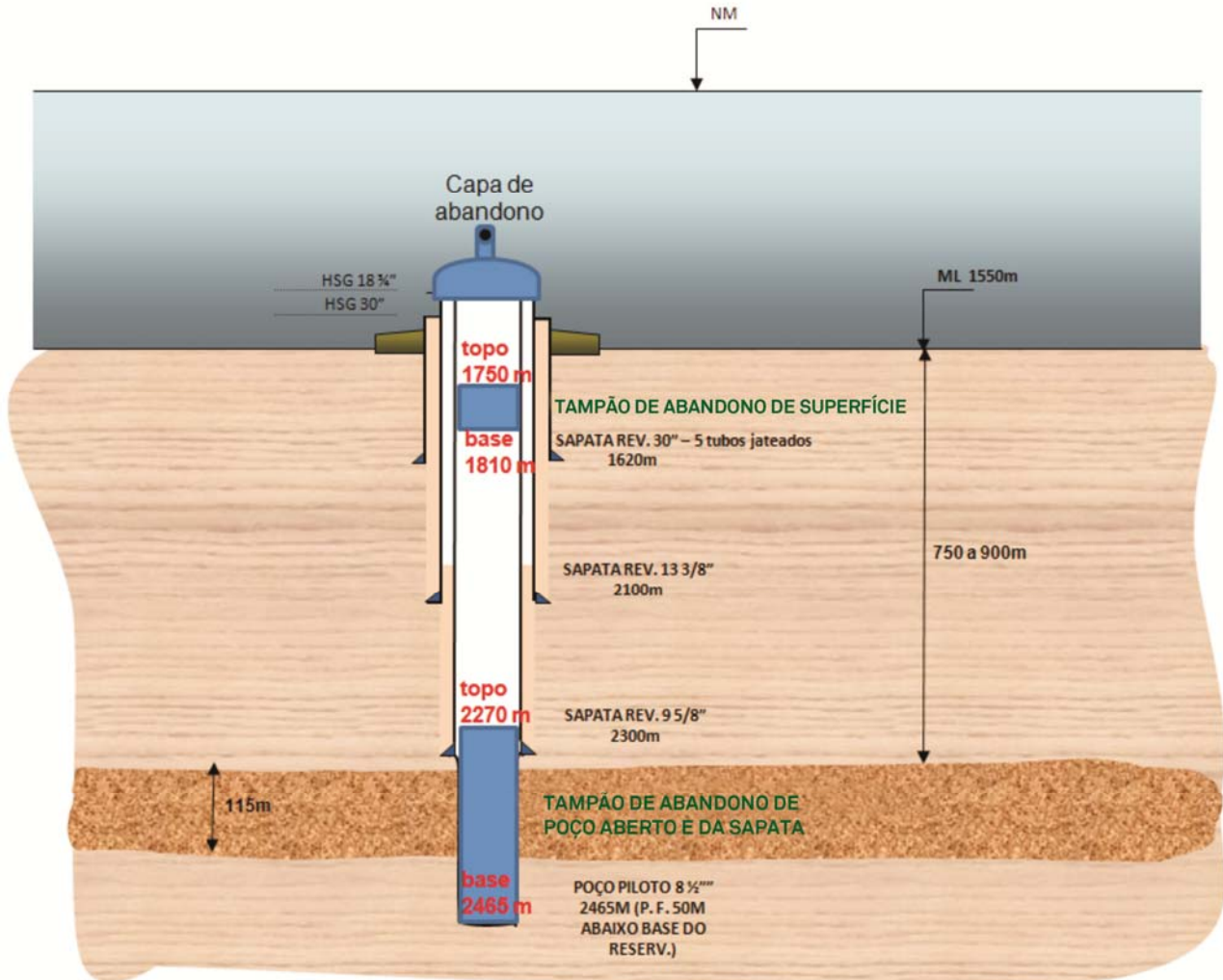
A completção dos poços horizontais do Eoceno envolve as seguintes fases:

- **Condicionamento do poço:** condicionamento do revestimento do poço e a substituição do fluido de perfuração que se encontra no poço pelo fluido de completção;
- **Instalação de telas de contenção de areia e preenchimento do anular tela x poço** com areia sintética de diâmetro dos grãos controlado, de forma a prevenir a produção de areia da formação (*gravel packing*), que precederá ao teste de formação;
- **Instalação da coluna de produção:** a coluna de produção é constituída basicamente por tubos metálicos onde são conectados sensor de pressão de fundo, válvula de injeção de gás (*gás lift*), mandris de injeção de desemulsificante, preventor de incrustações, BCSS e válvula de segurança de poço (DHSV). É descida pelo interior do revestimento de produção com a finalidade de conduzir os fluidos

produzidos até a superfície, permitindo a instalação de equipamentos de elevação artificial e possibilitar a circulação de fluidos em intervenções futuras.

Para o poço do pré-sal (Piapara), exploratório, não é prevista operação de completação, devendo ser abandonado provisória ou definitivamente, em função dos resultados obtidos através do acompanhamento geológico, perfilagens e de teste de formação, em conformidade com as normas vigentes.

As figuras esquemáticas dos perfis de abandono dos poços são evidenciadas abaixo:



**FIGURA II.3.7 – Esquema do perfil de abandono do Poço Vertical (Atlanta)
(Fonte: QGEP, 2012)**

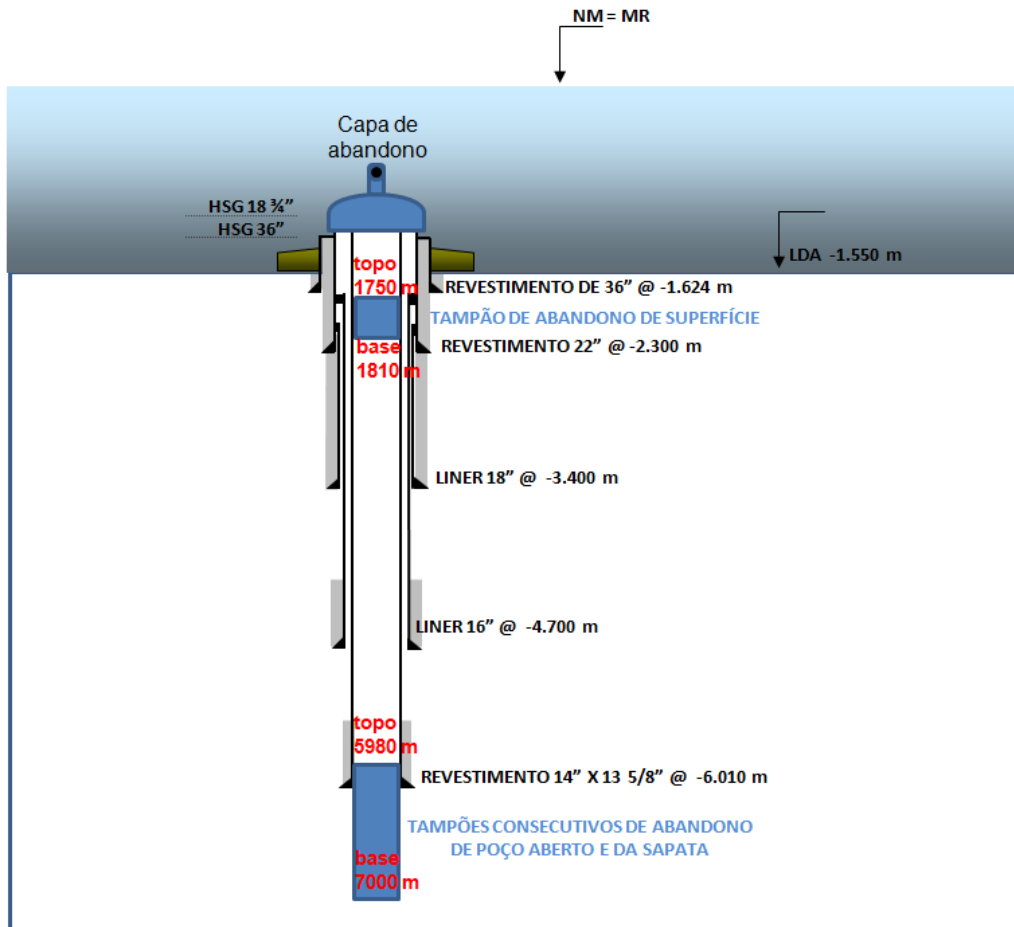


FIGURA II.3.8 – Esquema do perfil de abandono do Poço Piapara (Fonte: QGEP, 2012)

D) PROCEDIMENTOS ADOTADOS PARA A DESATIVAÇÃO DA ATIVIDADE

A desativação da atividade será realizada com o abandono dos poços de acordo com a Portaria ANP 25/02.

Observa-se que os poços produtores serão equipados com árvore de natal molhada (ANM) para serem posteriormente utilizados no sistema de produção, ao contrário dos poços piloto e piapara, que serão abandonados.

E) DESCRIÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE APOIO

➤ **BASE DE APOIO**

A base de apoio operacional estará localizada no município de Niterói-RJ, sendo que a Queiroz Galvão está em processo de seleção desta base. Tão logo ocorra a definição da base de apoio a mesma será informada a esta CGPEG/IBAMA.

➤ BASE AÉREA

Está prevista a utilização do Aeroporto de Cabo Frio como infraestrutura de apoio aérea às atividades no Bloco BS-4. O Aeroporto de Cabo Frio localiza-se na Estrada Velha de Arraial do Cabo, s/n – Praia do Sudoeste Cabo Frio, RJ. A Tabela II.3.1 apresenta as instalações do complexo aeroportuário de Cabo Frio.

TABELA II.3.1 – Instalações do complexo aeroportuário de Cabo Frio

Sítio aeroportuário	Área de 833.703 m ²
Pátio das aeronaves	Área 30.000 m ²
Pista	Dimensões: 2.560 m x 45 m
Terminal de passageiros	Capacidade/ano: 150.000
Estacionamento	Capacidade: 100 vagas

II.3.2. CRITÉRIOS PARA APROVAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A) ESTIMATIVAS DOS VOLUMES DE FLUIDO E CASCALHO

As estimativas de fluidos e cascalhos para os projetos de poço propostos são apresentadas nas tabelas a seguir. São apresentadas volumetrias distintas para as opções de utilização de fluido de base não aquosa (FBNA) e fluidos de base aquosa (FBA).

Cabe ressaltar que as volumetrias apresentadas não consideram as perdas de fluido para a formação, apenas o volume de fluido que é descartado (perdido) para o mar, de forma excedente ou aderido ao cascalho, o que justifica a diferença entre as volumetrias estimadas para cada seção e a soma dos volumes descartados ao mar (final da fase) + descartado ao mar aderido ao cascalho.

Destaca-se que a Fase IIA (volumetrias de fluidos) refere-se aos procedimentos de limpeza do poço ao final da perfuração da Fase II, antes da instalação do *riser*.

TABELA II.3.2 - Volumetrias de cascalho – Poço Piloto, Opção I: FBA

Fase	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Intervalo (m)	Inclinação (°)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado ao mar (m ³)
I	36	36,00	1560 - 1610	0	39,40	39,40
II	20	22,80	1610 - 2100	0	129,11	129,11
III	12,25	13,42	2100 - 2300	0	18,25	14,60
IV	8,5	8,91	2300 - 2465	0	4,28	5,64

TABELA II.3.3 - Volumetrias de fluidos de perfuração – Poço Piloto, Opção I: FBA

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Volume estimado por poço (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar (Final da Fase) (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar aderido ao cascalho (m ³)
I	36,00	40,00	0,00	40,00
II	22,80	350,00	50,00	300,00
II A	22,80	295,71	295,71	0,00
III	13,42	721,00	0,00	11,77
IV	8,91	656,00	506,00	2,76

TABELA II.3.4 - Volumetrias de fluidos Complementares – Poço Piloto

Fluido	Função	Fase em que será utilizado	Volume estimado por poço (m ³)	Forma de Destinação
TVGXT - QGEP-BHI-TE-WBM-2.12.11	Colchão Espaçador - Utilizado para separar a interface entre dois fluidos	IV	45,90	Todo fluido que retorne a superfície e que não atenda requisito para descarte será enviado para terra para destinação final.
Fluido de Completação NaCl- QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.30	Salmoura para troca - Utilizado na transição entre fluidos	IV	953,94	
PACKER FLUID NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.28	Packer Fluid - Garantir a integridade do revestimento	IV - Abandono	158,98	

TABELA II.3.5 - Volumetrias de cascalho – Poço Produtor, Opção I: FBNA

Fase	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Intervalo (m)	Inclinação (°)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado ao mar (m ³)
I	36	36,00	1560 - 1610	0	39,40	39,40
II	20	22,80	1610 - 2175	43	148,87	148,87
III	14,75	15,47	2175 - 2810	87,5	77,00	65,45
IV	9,5	9,96	2810 - 3470	87,5	32,70	27,80

TABELA II.3.6 - Volumetrias de fluidos de perfuração – Poço Produtor, Opção I: FBNA

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Volume estimado por poço (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar (Final da Fase) (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar aderido ao cascalho (m ³)
I	36,00	40,00	0,00	40,00
II	22,80	350,00	50,00	300,00
II A	22,80	295,71	295,71	0,00
III	15,47	1045,00	0,00	25,39
IV	9,96	800,00	0,00	17,57

TABELA II.3.7 - Volumetrias de cascalho – Poço Produtor, Opção II: FBA

Fase	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Intervalo (m)	Inclinação (°)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado ao mar (m ³)
I	36	36,00	1560 - 1610	0	39,40	39,40
II	20	22,80	1610 - 2175	43	148,87	148,87
III	14,75	15,47	2175 - 2810	87,5	77,00	61,60
IV	9,5	9,96	2810 - 3470	87,5	32,70	27,80

TABELA II.3.8 - Volumetrias de fluidos de perfuração – Poço Produtor, Opção II: FBA

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Volume estimado por poço (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar (Final da Fase) (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar aderido ao cascalho (m ³)
I	51,44	40,00	0,00	40,00
II	31,92	350,00	50,00	300,00
II A	31,92	295,71	295,71	0,00
III	23,07	1045,00	750,00	41,38
IV	20,98	800,00	600,00	17,57

TABELA II.3.9 - Volumetrias de fluidos Complementares – Poço Produtor

Fluido	Função	Fase em que será utilizado	Volume estimado por poço (m ³)	Forma de Destinação
TVGXT - QGEP-BHI-TE-WBM-2.12.11	Utilizado para separar a interface entre dois fluidos	IV	45,90	Todo fluido que retorne a superfície e que não atenda requisito para descarte será enviado para terra para destinação final.
Fluido de Completação NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.30	Utilizado na transição entre fluidos	IV	953,92	
Fluido de Completação NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.30 ou Fluido de Completação NaCl – KCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.36	Minimizar dano a formação	IV	953,92	
PACKER FLUID NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.28	Garantir a integridade do revestimento	IV - Abandono	158,98	

TABELA II.3.10 - Volumetrias de cascalho – Poço Pré-sal, Opção I (Piapara): FBNA

Fase	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Intervalo (m)	Inclinação (°)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado ao mar (m ³)
I	42	51,44	1560 - 1624	0	99,20	99,20
II	28	31,92	1624 - 2300	0	349,11	349,11
II A	28	31,92	1624 - 2300	0	0,00	0,00
III	22	23,07	2300 - 3400	0	296,75	252,24
IV	20	20,98	3400 - 4700	0	316,19	246,36
V	17,5	18,35	4700 - 6010	0	223,61	190,07
VI	12,25	12,85	6010 - 7000	0	82,81	70,39

TABELA II.3.11 - Volumetrias de fluidos de perfuração – Poço Pré-sal (Piapara), Opção I: FBNA

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Volume estimado por poço (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar (Final da Fase) (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar aderido ao cascalho (m ³)
I	51,44	650,00	0,00	480,00
II	31,92	850,00	100,00	750,00
II A	31,92	800,00	40,00	760,00
III	23,07	1800,00	0,00	97,87
IV	20,98	1558,00	0,00	95,59
V	18,35	1310,00	0,00	73,74
VI	12,85	1700,00	0,00	27,31

TABELA II.3.12 - Volumetrias de cascalho – Poço Pré-sal (Piapara), Opção II: FBA

Fase	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Intervalo (m)	Inclinação (°)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado ao mar (m ³)
I	42	51,44	1560 - 1624	0	99,20	99,20
II	28	31,92	1624 - 2300	0	349,11	349,11
	28	31,92	1624 - 2300	0	0,00	0,00
III	22	23,07	2300 - 3400	0	337,21	269,77
IV	20	20,98	3400 - 4700	0	316,19	252,95
V	17,5	18,35	4700 - 6010	0	223,61	178,89
VI	12,25	12,85	6010 - 7000	0	82,81	66,25

TABELA II.3.13 - Volumetrias de fluidos de perfuração – Poço Pré-sal (Piapara), Opção II: FBA

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Volume estimado por poço (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar (Final da Fase) (m ³)	Volume de Fluido descartado ao mar aderido ao cascalho (m ³)
I	51,44	650,00	0,00	475,00
II	31,92	850,00	100,00	750,00
II A	31,92	800,00	40,00	760,00
III	23,07	2000,00	800,00	217,55
IV	20,98	1580,00	750,00	204,00
V	18,35	1310,00	550,00	120,17
VI	12,85	1640,00	600,00	44,50

TABELA II.3.14 - Volumetrias de fluidos Complementares – Poço Pré-sal (Piapara)

Fluido	Função	Fase em que será utilizado	Volume estimado por poço (m ³)	Forma de Destinação
TVGXT - QGEP-BHI-TE-WBM-2.12.11	Colchão Espaçador- Utilizado para separar a interface entre dois fluidos	IV ou VI	30,00	Todo fluido que retorne a superfície e que não atenda requisito para descarte será enviado para terra para destinação final.
			15,90	
Fluido de Completação NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.30	Salmoura Para Troca- Utilizado na transição entre fluidos	VI	953,95	
Fluido de Completação NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.30	Fluido de Completação - Minimizar dano a formação	VI	953,95	
Fluido de Completação NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.30 ou Fluido de Completação NaCl – KCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.36	Fluido de Completação - Minimizar dano a formação	VI	953,95	
PACKER FLUID NaCl - QGEP-BHI-FC-WBM-6.21.28	Packer Fluid - Garantir a integridade do revestimento	VI (ABANDONO)	158,99	

B) PROCESSO ADMINISTRATIVO DE AVALIAÇÃO DE FLUIDOS

Ressalta-se que os fluidos de perfuração, complementares e pastas de cimento a serem utilizados na perfuração dos poços do Bloco BS-4 serão abordados no âmbito do Processo Administrativo de Fluidos da Queiroz Galvão.

C) PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS E TOXICOLÓGICAS DOS FLUIDOS

As propriedades físico-químicas (densidade, salinidade e pH), os resultados de toxicidade aguda e crônica e sua formulação, com a discriminação de cada produto, em unidades do Sistema Internacional de Medidas, bem como suas respectivas funções constam do Processo Administrativo de Fluidos da Queiroz Galvão. Essas informações estão sendo reapresentadas no **Anexo A**, conforme “Planilha de Composição dos Fluidos” especificada no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 11/12.

D) TRATAMENTO E DESTINO DOS FLUIDOS E CASCALHOS

As formas de processamento, tratamento e destino final dos fluidos e cascalhos estão detalhados no Plano de Monitoramento Ambiental dos Fluidos (seção II.10.1.1) desse estudo.

