

Procedimento para Realização de Teste de Formação na Atividade de Perfuração

Processo 02022.000336/2014-53

Revisão 02

Sumário

1.	OBJETIVO	2
2.	INTRODUÇÃO	3
3.	DESCRIÇÃO DA OPERAÇÃO DE TESTE DE FORMAÇÃO	6
3.1.	Definição, abrangência e duração	6
3.2.	Etapas prévias à abertura do poço para o teste de formação	7
3.3.	Operacionalização do teste de formação	10
3.4.	Natureza dos efluentes gerados no teste de formação	15
3.5.	Equipamentos da planta de teste	17
3.6.	Uso de produtos químicos na planta de teste	23
3.7.	Estimativa de queima	25
4.	DESCRIÇÃO DA OPERAÇÃO DE TRATAMENTO E DESCARTE DE ÁGUA PRODUZIDA DURANTE O TESTE DE FORMAÇÃO	27
5.	PLANO DE AMOSTRAGEM DA ÁGUA PRODUZIDA TRATADA E DOS DEMAIS EFLUENTES GERADOS	35
6.	ANÁLISE DE RISCO AMBIENTAL E PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL 39	
7.	RELATÓRIO DE TESTE DE FORMAÇÃO	40
8.	CONCLUSÃO	41
9.	RESPONSÁVEL TÉCNICO	42
10.	ANEXO	43

1. OBJETIVO

Formalizar os aspectos ambientais dos testes de formação (TFR) e a proposta de padronização dos procedimentos realizados durante os testes, conforme apresentado em reunião com a COEXP/CGMAC/DILIC realizada em 02/04/2025. Adicionalmente, presente revisão endereça as considerações apresentadas pelo IBAMA por meio do Parecer Técnico nº 168/2026-COEXP/CGMAC/DILIC.

2. INTRODUÇÃO

Na atividade de exploração de óleo e gás, após a perfuração do poço, em caso de descoberta procede-se a “Avaliação Exploratória”¹. Para a “Avaliação Exploratória”, é necessário realizar o **teste de formação** propriamente dito.

O teste de formação (TF) é a operação de teste de produção de curta duração realizada em poço exploratório/avaliatório para comprovar a produtividade/injetividade e caracterizar o reservatório e o fluido, por meio de escoamento controlado e registro de pressões (*build-up/drawdown*), podendo incluir amostragem de fluidos e medição de vazões. Neste documento, convencionou-se denominar “teste de formação” para todo o período de avaliação exploratória.

Dentre os efluentes gerados no teste de formação, destaca-se uma corrente aquosa denominada “água produzida”. Essa corrente é composta principalmente por água de formação, aquela associada ao fluido do reservatório e gerada na fase de produção de óleo e gás, e pode conter adicionalmente água/fluidos retornados de operações previamente realizadas no poço, como, por exemplo, fluidos de completção/intervenção e produtos químicos empregados no fundo do poço e/ou no processo de separação. Esse enquadramento é compatível com a definição prevista na Resolução CONAMA nº 393/2007, que define “água produzida” como “água de processo” da seguinte forma:

“ÁGUA DE PROCESSO OU DE PRODUÇÃO OU ÁGUA PRODUZIDA: é a água normalmente produzida junto com o petróleo, doravante denominada “água produzida”;

A prática de gerir o efluente do teste de formação como água produzida é igualmente adotada pela Agência Ambiental Norte Americana (EPA, *Environmental Protection Agency*) e prevista no NPDES (*National Pollutant Discharge Elimination System*) GMG 290000 de 2023, que indica: “Quando fluidos de tratamento de poço, completção ou intervenção (*workover*) são misturados e descartados juntamente com a água produzida, esses descartes são considerados como água produzida”. A

¹ Avaliação Exploratória é uma intervenção (campanha) executada após a descoberta, voltada a reduzir incertezas (limites, conectividade, qualidade de reservatório, comportamento de pressão, dados PVT (pressão-volume-temperatura) de fluidos etc.) e suportar a decisão de comercialidade e concepção do desenvolvimento.

água produzida, por sua vez, é definida como “a água (salmoura) trazida das camadas portadoras de hidrocarbonetos durante a extração de petróleo e gás, podendo incluir água de formação, água de injeção e quaisquer produtos químicos adicionados no poço ou durante o processo de separação óleo/água.

Uma vez que a água produzida está presente na corrente do efluente gerado no teste de formação, o descarte desse efluente é gerido como água produzida. Dessa forma, o seu monitoramento é realizado conforme preconizado na Resolução CONAMA 393/2007, que, originalmente, estabelece limite de TOG médio mensal menor que 29 mg.L⁻¹ e TOG diário menor que 42 mg.L⁻¹ para o descarte de água produzida em regime contínuo na atividade de produção de petróleo e gás. A transposição desses critérios para o cenário do teste de formação implica em algumas adaptações decorrentes da modalidade e dinâmica dos descartes no teste de formação. Esse conteúdo é proposto no item 5 deste documento.

Além da geração dessa corrente denominada de “água produzida”, em etapas preliminares à abertura do poço para o teste de formação há geração de efluentes do tipo oleoso e não oleoso. Esses efluentes são gerados em testes de equipamentos de superfícies, incluindo a própria planta de teste empregada no teste de formação.

Assim, os testes de formação realizados pela Petrobras podem gerar três tipos de efluentes que, por suas características, requerem estratégias diferenciadas de enquadramento e de monitoramento pré-descarga. São eles:

Efluentes gerados antes da abertura do poço (item 3.2)

- Efluente não oleoso de intervenção em poços – Constituído de FIBA utilizado em atividades após o término da perfuração e no início da etapa de avaliação do poço (antes de instalar a planta de teste). Esses efluentes são recebidos em tanques da sonda e passíveis de descarga no mar a partir desses compartimentos. Por isso, propõe-se o enquadramento e monitoramento desses efluentes como “efluentes não oleosos”, conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364);
- Efluente oleoso de intervenção em poços – efluentes gerados antes da abertura do poço tratados pela planta de teste (por exemplo efluente de testes de equipamentos de superfícies, incluindo a própria planta de teste) e geridos conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364);

Efluente gerado depois da abertura do poço (item 3.3)

- Água produzida – efluente gerados após a abertura do poço e gerido conforme a Resolução Conama nº 393/2007.

3. DESCRIÇÃO DA OPERAÇÃO DE TESTE DE FORMAÇÃO

3.1. Definição, abrangência e duração

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 do reservatório, determinar danos na formação, identificar heterogeneidade/barreiras e obter amostras de fluidos do reservatório.

Importante destacar que este procedimento é válido para todos os tipos de operações de teste que reproduzem condições semelhantes para a amostragem de dados da formação e descarte de água produzida, utilizando a planta de teste instalada em unidades marítimas de perfuração. Isso inclui, conforme descrição da ANP:

- TF - teste de formação a poco aberto;
- TFS - teste de formação seletivo a poco aberto;
- TFR - teste de formação a poco revestido;
- TFRE - teste de formação a poco revestido estendido (caso em que o tempo total de fluxo de fluidos da formação ultrapassa 72 horas, com autorização da ANP, sem que seja especificamente um TLD com autorização prévia);

Os testes de formação a poço aberto e o teste de formação seletivo a poço aberto não são realizados em atividades marítimas da Petrobras.

Com exceção do TFRE, a duração total do tempo de fluxo permitido, descontado o tempo de fluxo destinado à limpeza do poço, é de até 72 horas, conforme sequência indicada na **Tabela 3.1-1**:

Tabela 3.1-1: Sequência GERAL de um teste de formação após abertura do poço e duração dessas etapas.

Período	Parâmetros de abertura e vazão	Duração
Limpeza	Abertura gradativa até a máxima vazão possível, limitada a capacidade de fluido e queima	A duração desta etapa é definida durante a operação em função de análise de parâmetros de superfície
1º Fluxo	Permanecer com vazão estável na máxima abertura possível	6 a 12 h
1ª estática	—	Até 24 h
2º Fluxo	Atingir vazão estável na máxima abertura possível	36 h
2º estática	—	48 h *
3º Fluxo	Perfilagem de produção em dois momentos com vazão diferente	24 h

*pode ser estendido a 72 h

Não faz parte deste procedimento o TLD (teste de longa duração), operação realizada dentro de um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) aprovado pela ANP e cuja duração excede 72 horas de fluxo. Ademais, o TLD não é realizado com a sonda de perfuração, mas com plataforma de produção. Em caso de necessidade realizar um TLD com um navio de produção, a Petrobras solicitará uma anuência específica.

3.2. Etapas prévias à abertura do poço para o teste de formação

Entre o término da atividade de perfuração e o início da avaliação exploratória, ainda antes da instalação da planta de testes, é necessário manter o poço amortecido. O amortecimento do poço consiste em deixá-lo preenchido com fluido de intervenção com peso suficientemente alto para gerar uma pressão no interior do poço superior à pressão dos fluidos da formação. Dessa forma, mantém-se o reservatório controlado para a descida da coluna de teste (**Figuras 3.2-1, 3.2-2 e 3.2-3**). Na prática, esse fluido foi aquele empregado na última fase/etapa da perfuração ou completação do poço, sendo, a partir desse momento classificado e gerido como fluido de intervenção.

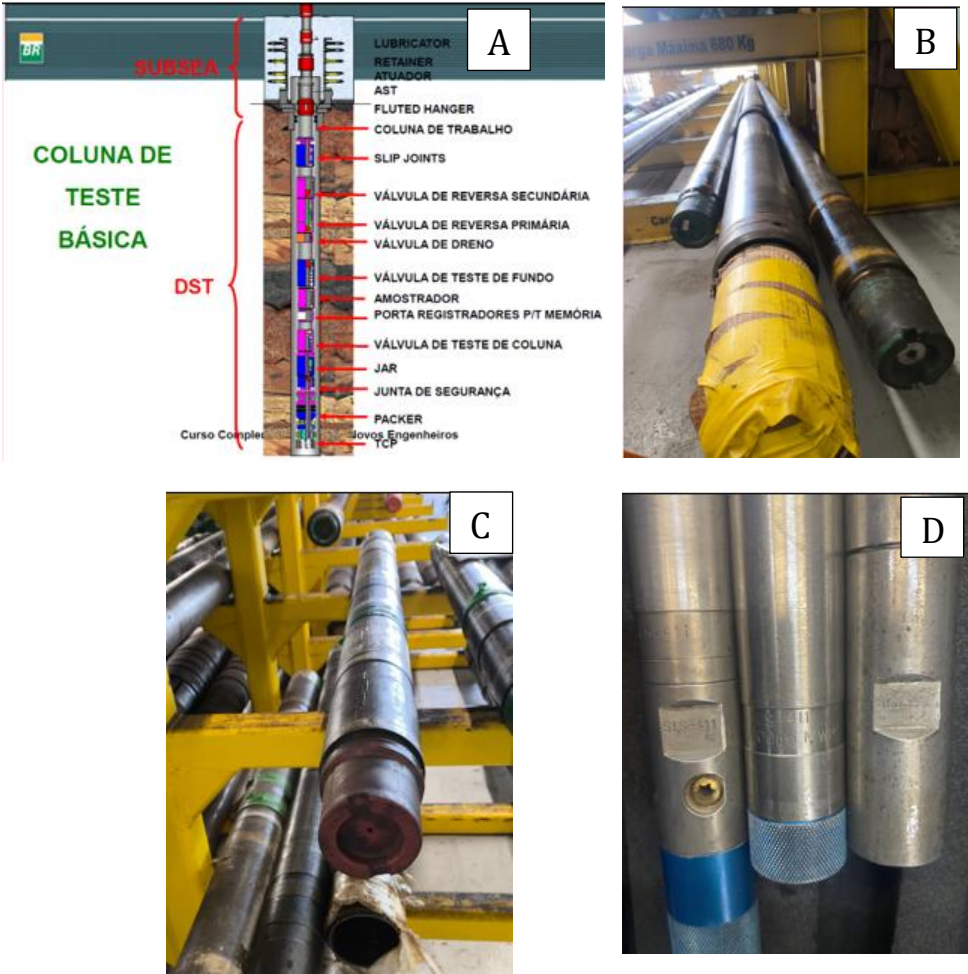


Figura 3.2-1: A) Diagrama esquemático da coluna; B, C e D) visão externa da coluna de teste.

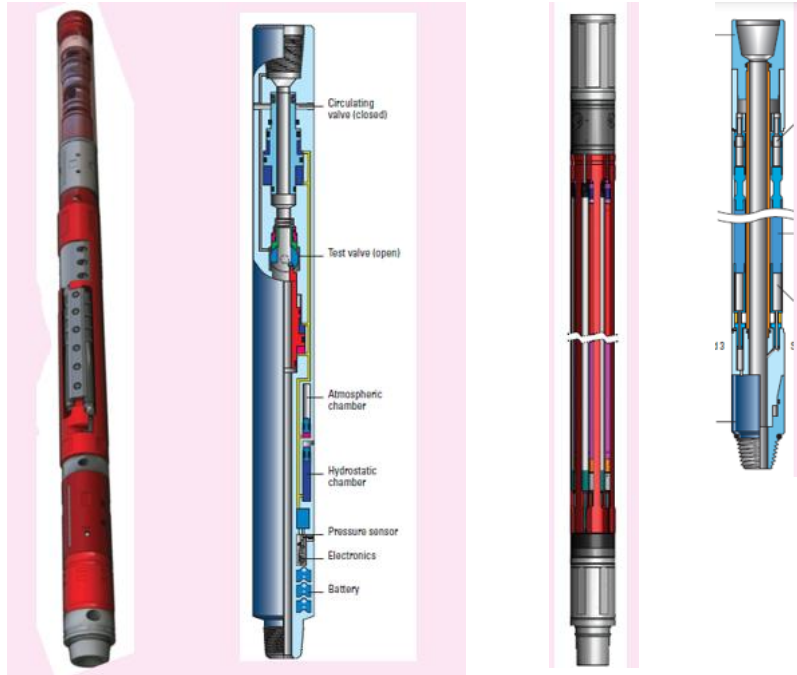


Figura 3.2-2: Diagrama das ferramentas utilizadas, porta amostrador (vermelho) e porta registrador (azul).

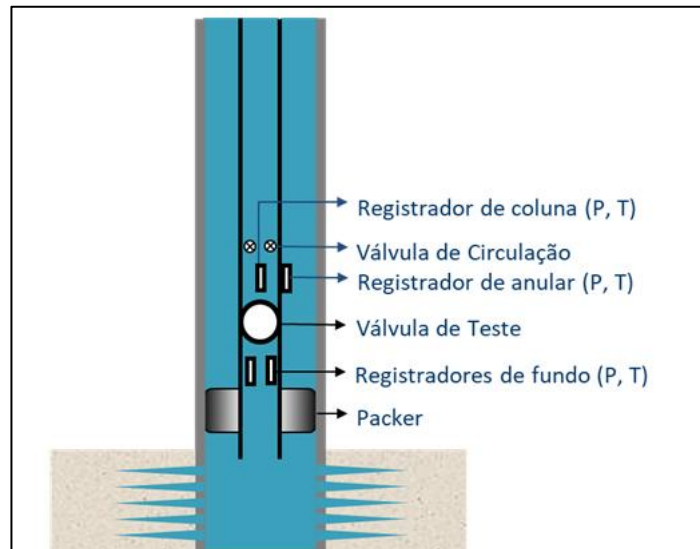


Figura 3.2-3: Ilustração da coluna de teste no poço, na condição inicial de descida no poço (o fluido em azul aqui representado é o fluido de intervenção para o amortecimento).

Quando circulados, esses fluidos de intervenção são recebidos em tanques da sonda e, se aquosos, tornam-se efluentes e são passíveis de descarga no mar a partir desses compartimentos. O enquadramento e monitoramento desses efluentes ocorre

como “**efluentes não oleosos**”, conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

Após o condicionamento do poço, a coluna de teste é descida no poço e, paralelamente, são instalados na sonda os equipamentos de superfície. Estes equipamentos constituem a “planta de teste”, cujo funcionamento requer alguns testes, tais como: teste de alarme de nível de tanques, teste de pressão das linhas da planta de teste e linha de surgência.

Alguns desses testes são realizados com circulação de água do mar e/ou fluidos de intervenção aquosos (salmouras). Nessas etapas, o efluente gerado é classificado como “efluente oleoso”, sendo recebido na planta de teste para tratamento e posterior descarga conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

3.3. Operacionalização do teste de formação

Durante o teste de formação 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. A coluna é composta por um conjunto de ferramentas que dependem do tipo de unidade marítima, das condições do poço e dos objetivos do teste. Imagens da coluna do teste foram apresentadas na seção anterior.

Outro equipamento essencial para o teste de formação é a planta de teste, que é uma facilidade de processamento de caráter provisório usada em operações de avaliações. Sua função é receber com segurança o fluxo que será produzido pelo poço e separar as fases produzidas, preparando-as para as suas corretas destinações. A planta inclui a válvula *choke* e o vaso separador de fases, que tem a finalidade de controlar, processar, medir, tratar, amostrar e queimar os hidrocarbonetos recuperados e descartar a água produzida previamente tratada.

O obturador (*packer*) é o equipamento situado na extremidade da coluna de teste com a função de isolar o intervalo a ser testado da pressão provocada pelo fluido que amortece o poço e possibilitar que o reservatório possa fluir de maneira controlada pelo interior da coluna de teste. O obturador é assentado no revestimento, e o fluido

do interior da coluna de teste é substituído por um fluido de menor densidade (geralmente diesel) de forma a induzir surgência através do estabelecimento do diferencial de pressão já mencionado (**Figura 3.2-4**).

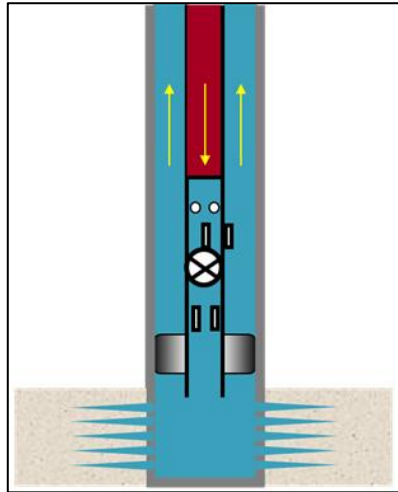


Figura 3.2-4: Substituição do fluido da coluna por fluido de menor densidade (representado pela cor marrom). O fluido que amortece o poço é representado em azul.

Em seguida, a válvula de teste, presente na coluna é aberta iniciando o teste de formação e permitindo o primeiro período de fluxo pelo interior da coluna. O fluxo pode então ser interrompido (períodos de estática) e reiniciado (períodos de fluxo) diversas vezes, a depender da programação do teste (**Figura 3.2-5**).

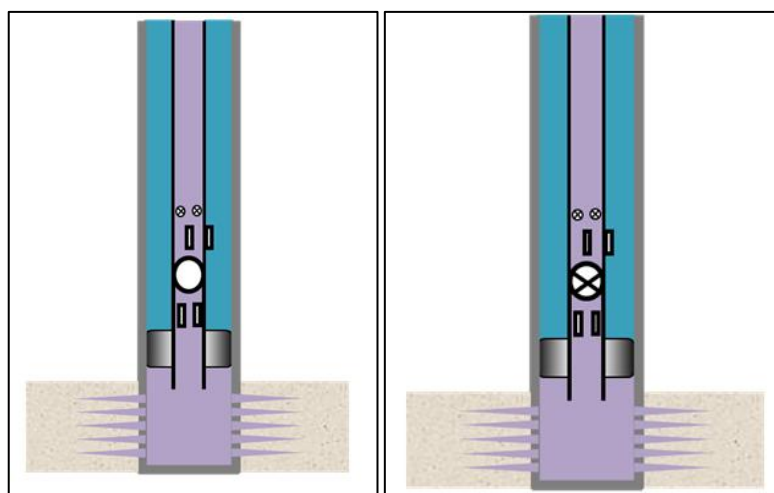


Figura 3.2-5: Esquerda: poço em fluxo (válvula aberta); direita: poço em estática (válvula fechada). O fluido do reservatório é representado em roxo e fluido empregado para o amortecimento é representado em azul.

A **Figura 3.2-6** representa uma visão esquemática, meramente ilustrativa, da disposição dos equipamentos que compõem a planta de teste, destacando o fluxo das correntes em dois momentos importantes do teste de formação: o fluxo de limpeza e o fluxo estabilizado. Na **Figura 3.2-7**, é apresentada uma foto de uma planta de teste instalada no deck da sonda.

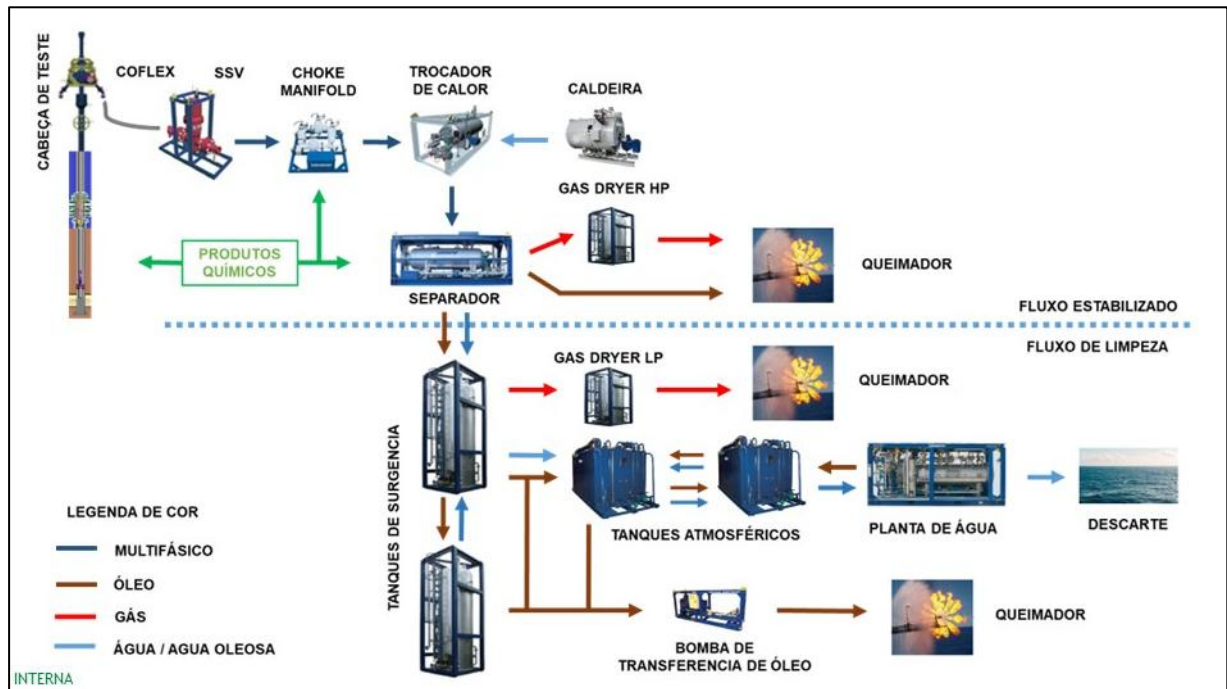


Figura 3.2-6: Esquema dos componentes da planta de teste.

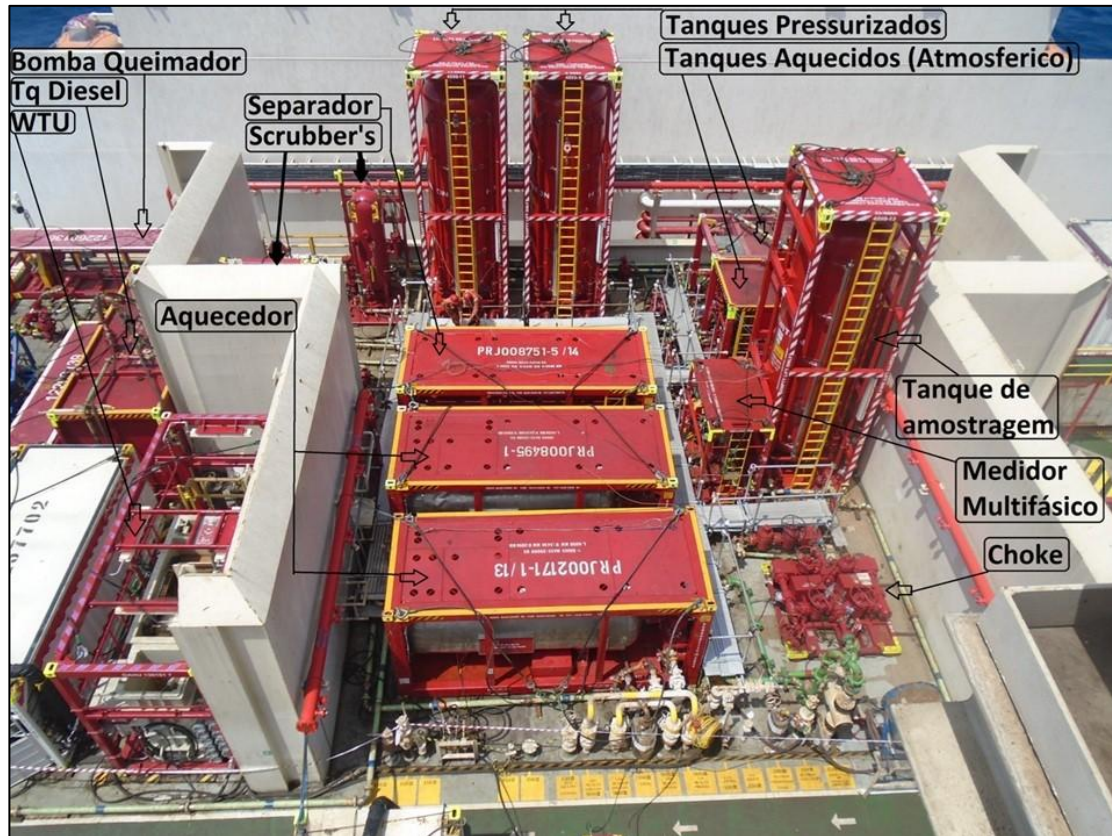


Figura 3.2-7: Exemplo de foto da planta de teste no deck da sonda.

O fluxo de limpeza representa o primeiro fluxo do teste de formação após abertura do poço. Seu objetivo é limpar o poço, arrastando (produzindo) os diversos fluidos utilizados nas atividades anteriores ao teste de formação que foram perdidos para o reservatório. Ou seja, ao abrir o poço, o primeiro fluxo vindo do reservatório traz de volta fluidos de perfuração, completação, ácidos gastos e outros fluidos ou produtos químicos que foram bombeados para dentro do reservatório nas etapas anteriores da construção do poço juntamente com óleo e água produzida formando uma corrente unificada. Durante o fluxo de limpeza, o poço é gradativamente aberto (de acordo com a análise dos parâmetros de operação) até a máxima vazão possível, limitada à capacidade de tratamento de fluido e queima da planta de teste.

Neste fluxo, geralmente, a separação das fases vai demandar múltiplos estágios devido à complexidade da mistura produzida. Por isso é necessário o processamento no separador trifásico, seguido dos tanques de surgência e, por último, nos tanques atmosféricos.

Dos tanques atmosféricos, a corrente oleosa será direcionada para o queimador. A corrente aquosa que sai dos tanques atmosféricos ainda requer um polimento no tratamento para remoção adicional de óleos e graxas. Essa etapa ocorre no **módulo de tratamento de água (WTU, *water treatment unit*)**.

O módulo de tratamento de água remove óleos e graxas remanescentes no efluente, garantindo o enquadramento ($\text{TOG} \leq 29 \text{ mg/L}$) e posterior descarte qualificado. Caso ainda assim não seja possível enquadrar a água no limite máximo de 29 mg/L de TOG, essa será desembarcada em tanques de resíduos para tratamento em terra.

Após o fluxo de limpeza, prevalece o “fluxo estabilizado” (poço já na vazão máxima possível), no qual os fluidos produzidos serão, majoritariamente, os fluidos da formação (óleo, gás e água de formação). Nessa etapa, geralmente, o fluxo é homogêneo em termos de composição do efluente retornado. Em geral, o BSW² da corrente recebida é baixo, o que permite que o separador trabalhe com parâmetros estabilizados e otimizados, favorecendo uma separação adequada das fases (líquida e gasosa) apenas no separador.

Com isso, o gás e óleo podem ser direcionados diretamente para o queimador, sem a necessidade da separação gravitacional (tanques de surgência e atmosféricos). A corrente aquosa proveniente do separador segue o mesmo percurso do fluxo de limpeza, qual seja: tanques de surgência, tanques atmosféricos e o módulo de tratamento de água.

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 que amortizará o poço, o obturador é desassentado e a coluna é retirada do poço.

Nesta operação de amortecimento o fluido é circulado para a planta de teste até se obter retorno isento de contaminantes (fluido de completação com ausência de óleo) e é direcionado para tanques da sonda até completar a circulação.

² Do inglês, *Basic Sediments and Water*. De forma simplificada, é uma relação entre o volume de água e sedimentos (em geral, areia) e o volume total.

Assim, na planta de teste é recebido todo o fluido produzido (fluxo do reservatório) remanescente na coluna, após fechamento do poço, e uma interface contaminada (fluido produzido + fluido de completação) devido à natureza dessa operação de circulação reversa para limpeza da coluna.

Estes efluentes são tratados na planta de teste de forma similar ao fluxo de limpeza e fluxo estabilizado. O óleo e gás são queimados, a corrente aquosa passa pelo módulo de tratamento de água e o que não puder ser enquadrado é desembarcado em tanques.

Posteriormente são conduzidas as operações de abandono do poço (temporário ou definitivo) de acordo com os procedimentos estabelecidos pela ANP, e nesta etapa os fluidos utilizados são destinados como efluentes não oleosos.

3.4. Natureza dos efluentes gerados no teste de formação

O principal efluente tratado descartado no mar durante os testes de formação ocorre após abertura do poço (durante fluxo de limpeza e estabilizado). Trata-se da corrente aquosa vinda do reservatório composta por uma mistura de água do reservatório e fluidos usados na perfuração e nas etapas anteriores do teste.

Entre a perfuração/ou completação do poço e operação de avaliação, quando ocorre o teste de formação, são conduzidas etapas preparatórias no reservatório a ser testado.

Os testes de formação podem ser precedidos de estimulação ácida do reservatório, a exemplo dos reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos). Essa estimulação ácida prepara o reservatório para otimizar o fluxo de produção. O ácido gasto (neutralizado), subproduto dessa etapa, é um dos componentes que podem retornar do reservatório neste efluente aquoso produzido no teste.

O uso de produtos químicos durante o teste de formação ocorre em diversas etapas operacionais compreendidas entre o início da descida e a conclusão da retirada da coluna de teste. Alguns produtos são aplicados por injeção em equipamento submarino (árvore submarina de teste) e outros por facilidades na superfície, como linhas especializadas de injeção de produtos químicos, pela unidade de cimentação ou diretamente na planta de teste. Um resumo dos produtos químicos

empregados, sua forma de aplicação e finalidade estão indicadas no item **5.5** deste documento.

Dessa forma, todos esses fluidos injetados no reservatório contribuem na composição do efluente gerado. Por isso, a indicação de que a água produzida pode incluir água de formação, fluidos de completação e produtos químicos adicionados ao poço, isoladamente ou na composição dos fluidos empregados. A essa mistura, de composição variável, denominamos “água produzida”.

Alguns testes de equipamentos para o posterior uso da planta de teste também são realizados. Dentre eles estão: montagem da planta de teste, teste de estanqueidade da coluna, testes e circulação do flexitubo (quando for utilizado), limpeza das linhas de superfície e da coluna de teste. Todas essas etapas são realizadas com a utilização de água industrial e/ou de fluidos aquosos de intervenção que podem ser enquadrados como efluente oleoso por passarem pela planta de tratamento de água.

Dessa forma, os efluentes gerados no teste de formação e suas respectivas formas de monitoramento estão recapitulados a seguir:

Efluentes gerados antes da abertura do poço

- Monitoramento de **efluente não oleoso de intervenção em poços** – Constituído de FIBA (Fluido de Intervenção Base Aquosa) utilizado em atividades após o término da perfuração e no início da etapa de avaliação do poço, ainda antes de instalar a planta de teste. Esses efluentes são recebidos em tanques da sonda e passíveis de descarga no mar a partir desses compartimentos. Por isso, propõe-se o enquadramento e monitoramento desses efluentes como “efluentes não oleosos”, conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364);
- Monitoramento de **efluente oleoso de intervenção em poços** – efluentes gerados antes da abertura do poço tratados pela planta de teste (por exemplo efluente de testes de equipamentos de superfícies, incluindo a própria planta de teste) e geridos conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364);

Efluente gerados depois da abertura do poço

- Monitoramento de **água produzida** – efluente gerado após a abertura do poço e gerido conforme a Resolução Conama nº 393/2007.

3.5. Equipamentos da planta de teste

Os equipamentos que compõem a planta de teste têm como objetivo constituir um sistema de produção provisório instalado na superfície. A planta de teste é formada por um conjunto de equipamentos modulares, desde a cabeça do poço até o queimador, incluindo o módulo de tratamento de água (WTU). É a planta de teste que favorece a separação das fases produzidas (gás, água e óleo) durante o teste de formação (avaliação do poço), garantindo a destinação adequada de cada fase.

A seguir, serão descritos os principais equipamentos que compõem a planta de teste:

Cabeça de teste: primeiro equipamento que compõe a planta de teste. Consiste num equipamento de acesso e controle do poço, provido de válvulas diversas, sendo montado no topo da coluna de teste. A cabeça de teste fica posicionada no *rig floor* e viabiliza a interligação entre a coluna de teste e a planta de teste.

SSV (*Subsurface valve*): é uma válvula de subsuperfície do tipo *fail safe close* utilizada para fechar o poço à montante do *choke manifold* caso ocorra alguma emergência. Consiste na segunda barreira de segurança do poço, podendo ficar no *rig floor* ou na área dedicada aos equipamentos mais especializados da planta de teste. É operada por um sistema hidráulico conhecido como painel ESD (*Emergency shut down*).



Figura 3.4-1: Exemplo esquemático de uma SSV.

Choke Manifold: É o equipamento que permite fluir o poço com diferentes diâmetros de *chokes* (restritores de fluxo), controlando a vazão de fluxo.



Figura 3.4-2: Choke manifold.

Trocador de calor (aquecedor): é utilizado para aquecer a corrente que retorna do poço. Com o fluido aquecido, é possível diminuir e/ou prevenir a formação de espuma e hidratos, auxiliar a quebrar a emulsão, diminuir a viscosidade do óleo e, por conseguinte, melhorar a separação das fases e queima.



Figura 3.4-3: Trocador de calor.

Caldeira: produz calor em forma de vapor para aquecer as serpentinas do trocador de calor, por onde passam os fluidos do poço.



Figura 3.4-4: Caldeira.

Separador trifásico: Equipamento que permite a separação, medição e amostragem das três fases do fluxo do poço: gás, óleo e água. O gás e a maior parte do óleo separado neste estágio são direcionados para o queimador. A corrente aquosa proveniente do separador trifásico ainda requer um polimento no tratamento, o que acontecerá nos equipamentos subsequentes. A montante do separador, é injetado silicone para mitigar a formação de espuma e arraste de óleo. E a depender do tipo de óleo também é injetado desemulsificante.

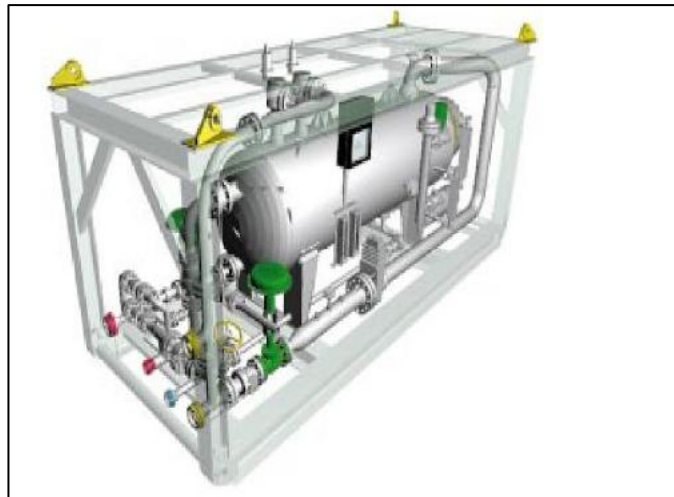


Figura 3.4-5: Separador Trifásico.

Compressor: equipamento usado para gerar ar comprimido para a queima.



Figura 3.4-6: Compressor.

Queimador: os queimadores são instalados na extremidade das lanças das sondas de maneira a reduzir a radiação de calor na sonda. Por segurança, as lanças e queimadores devem ficar alinhados com a direção do vento.



Figura 3.4-7: Queimador.

Tanque de surgência (pressurizado) e tanque atmosférico: Quando na planta de teste, o tanque de surgência (pressurizado) atua como uma segunda etapa da separação das fases oleosa e aquosa. Dentro do tanque, a velocidade da mistura líquida é reduzida, permitindo a ação da gravidade. Devido à diferença de densidade, o gás residual é separado do líquido. A corrente gasosa, por ser menos densa, sobe para a parte superior do equipamento e é enviada para o secador de gás, que funciona como se fosse um tanque de surgência adicional.

O tanque de surgência é utilizado para armazenar o fluido vindo do poço – incluindo fluidos com presença de H_2S . Também é empregado para calcular o encolhimento do óleo e para aferir medidores de vazão.

O tanque atmosférico possui dois compartimentos que podem ser preenchidos ou esvaziados de forma independente, o que agrega flexibilidade ao tratamento do fluido. Nos compartimentos do tanque atmosférico bipartido, ocorre a separação gravitacional das frações água e óleo. Para maior eficiência dessa separação, o fluido é aquecido. Para tal, uma caldeira é empregada para gerar vapor, que circula em uma serpentina em circuito fechado. O vapor fica contido na serpentina e não tem contato com o líquido do tanque, não sendo incorporado ao sistema. O tempo de residência do fluido nesse tanque não é fixado, sendo um parâmetro variável em função das necessidades do tratamento.

O tanque atmosférico possui dois visores de nível que permitem monitorar o volume do líquido em seu interior. Como não é um tanque pressurizado, operando com pressão atmosférica, não pode ser usado para o recebimento de fluidos com H_2S . Nesse tanque, também ocorre a separação gravitacional das frações aquosa e oleosa.

O óleo separado nestes tanques também é direcionado para o queimador. A fração aquosa, segregada em um compartimento limpo do tanque atmosférico, é encaminhada para continuidade do tratamento no módulo de tratamento de água (WTU.)



Figura 3.4-8: Tanque atmosférico



Figura 3.4-9: Tanque pressurizado

Ambos os tanques, pressurizado e atmosférico, estão projetados para aferir o medidor de líquido, armazenar óleo cru, medir o fator de encolhimento do óleo e medir baixas taxas de vazão.

Módulo de tratamento de água (WTU, *water treatment unit*): Equipamento modular que reduz o teor de óleos e graxas da corrente aquosa proveniente do tanque atmosférico, permitindo o descarte da fração aquosa dentro das condições especificadas ($\text{TOG} \leq 29 \text{ mg/L}$). Informações adicionais acerca deste módulo será apresentado a seguir (item 6).



Figura 3.4-10 - Módulo de tratamento de água.

3.6. *Uso de produtos químicos na planta de teste*

O uso de produtos químicos durante o teste de formação ocorre em diversas etapas operacionais compreendidas entre o início da descida e a conclusão da retirada da coluna de teste. Alguns produtos são aplicados por injeção em equipamento submarino (árvore submarina de teste - AST) e outros por facilidades na superfície, como linhas especializadas de injeção de produtos químicos, pela unidade de cimentação ou diretamente na planta de teste. Um resumo dos produtos químicos empregados, volumes, sua forma de aplicação e finalidade estão indicadas na **Tabela 3.5-1**:

Tabela 3.5-1: Produtos químicos utilizados em teste de formação.

Produto Químico	Volume (m³)	Aplicação	Finalidade	Destino
Monoetilenoglico (MEG)	Até 50 Entre 5 e 15 por intervalo testado	Via linha de injeção para a AST (mudline) ou por linhas de injeção de produtos químicos ou pela unidade de cimentação.	Inibir a formação de hidrato para a garantia do escoamento da produção no início do teste. Também é empregado em teste de pressão	Incorporado ao fluxo produzido do reservatório para a planta de teste, sendo arrastado na corrente aquosa que foi separada do óleo ou queimado junto a corrente oleosa
Sequestrantes de H ₂ S	< 5	Via linha de injeção para a AST ou por linhas de injeção de produtos químicos	Segurança das pessoas- Sequestrar o H ₂ S da fase gasosa para a líquida, de forma a evitar escape de gás com H ₂ S na área de teste;	Incorporado ao fluxo produzido do reservatório para a planta de teste, sendo arrastado na corrente aquosa que foi separada do óleo ou queimado junto a corrente oleosa
Xileno	Entre 5 e 15 por intervalo testado	Via linha de injeção para a AST	Inibir a formação e/ou remover a incrustação orgânica na coluna durante a estática	Incorporado ao fluxo produzido do reservatório para a planta de teste, sendo queimado junto a corrente oleosa;
Antiespumante à base de silicone (silicone)	< 5	Na planta de teste na entrada do separador.	Evitar a formação de espuma, auxiliando o controle de nível do separador e impedindo o arraste de partículas de óleo	Consumido na planta de teste
Desemulsificante	< 5	Na planta de teste.	Quebrar a emulsão para auxiliar na separação da fase óleo e da fase água	Consumido na planta de teste
Alcalinizante (hidróxido de sódio ou similar)	< 5	Na planta de teste para neutralização em linha ou em tanque dedicado para neutralização por batelada.	Neutralizar eventuais efluentes ácidos na planta de teste decorrente de estimulação ácida de reservatório.	Consumido na planta de teste

No fluxo de limpeza, início da abertura do poço, realiza-se a injeção de MEG na árvore de teste (*mudline*) ou outras vias conforme Tabela **3.5-1**, podendo, em determinados cenários, ser acrescentados sequestrantes de H₂S também, conforme Tabela **3.5-1**.

Em situações contingenciais, utiliza-se xileno antes do fechamento do poço para estática para promover a remoção de parafinas e depósitos orgânicos presentes na coluna de teste, sendo esse também injetado no *mudline*. Em caso de uso de xileno, a corrente orgânica gerada é direcionada junto com óleo para o queimador da planta de teste, não sendo encaminhada para o módulo de tratamento de água.

Já na planta de teste é injetado silicone para mitigar a formação de espuma, o que evita o arraste de óleo à montante do separador de água/óleo. Em alguns casos, em função do tipo de óleo, pode ser bombeado desemulsificante no vaso separador. Nesses casos, é injetado o mesmo desemulsificante já empregado na plataforma de produção existente no campo.

Sobras não utilizadas de produtos químicos a bordo são desembarcadas para reuso ou destinação como resíduo em terra. Eventual excesso de produto que foi misturado/adicionado ao fluxo produzido pelo poço e que pode ser arrastado na corrente aquosa que foi separada do óleo ou queimado junto à corrente oleosa. Exemplo, alcalinizantes empregados na planta são neutralizados pelo ácido da estimulação e, por isso, no efluente aquoso prevalecerá o sal formado.

De qualquer modo, os volumes de produtos químicos utilizados são calculados para maior adequação possível a necessidade.

3.7. *Estimativa de queima*

Estima-se que a queima total de fluidos no teste de formação seja em torno de 3.200 m³ de óleo, 450 m³ de diesel e 750.000 m³ de gás durante toda a atividade de avaliação. Estes valores podem variar, principalmente com a vazão de fluxo do poço, tempos de fluxo programados e a razão gás óleo (RGO) do fluido do reservatório, o que torna inviável a previsão antecipada do exato volume de diesel a ser queimado.

Para estes valores a previsão de emissões totais equivalentes em CO₂ (CO₂eq), obtido no SIGEA – Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas utilizado pela Petrobras, segue abaixo (**Tabela 3.6-1**):

Tabela 3.6-1: Emissões teste de formação.

Volume de queima (em m³)		Emissões (CO ₂ eq em toneladas)	Emissões totais (CO ₂ eq em toneladas)
Diesel	450	1.179	12.868
Óleo	3.200	9.760	
Gás	750.000	1.929	

O valor efetivamente queimado, bem como sua emissão correspondente, será informado no relatório pós atividade. Pode-se ver na **Tabela 3.6-2** que estas estimativas estão bem próximas aos valores reais obtidos na queima dos testes de formação já realizados na Bacia de Santos.

Tabela 3.6-2: Volumes de diesel, petróleo e gás queimados durante teste de formação anuídos na BS.

Poço	Volume (m³)		Emissões Totais (CO ₂ eq em Toneladas)	
	Diesel	Petróleo	Gás	
1-SPS-108	431,15	3421,26	918.686	13.678,7
3-SPS-109D	443,6	3171,61	750.346	12.761,24
4-SEP-9D-RJS	836,78	4453,69	699.678	4.525,92
3-SPS-110D	421,54	2633,61	308.871	9.913,89

4. DESCRIÇÃO DA OPERAÇÃO DE TRATAMENTO E DESCARTE DE ÁGUA PRODUZIDA DURANTE O TESTE DE FORMAÇÃO

A água produzida gerada durante o teste de formação recebe um tratamento específico para remover óleos e graxas antes do descarte no mar. Tipicamente, empregam-se plantas de teste que, dentre outros módulos, contêm um módulo de tratamento de água (WTU), empregado para o polimento tratamento da corrente de água produzida gerada.

A Petrobras não limita ou especifica a tecnologia empregada no módulo de tratamento da água na especificação técnica de seus contratos de avaliação. A estratégia empregada é prescrever, contratualmente, os critérios que devem ser alcançados na água produzida tratada, como o teor de óleos e graxas. Desta forma, é possível coexistir soluções técnicas diferentes para o tratamento de água entre as empresas prestadoras de serviço. Caso sejam adotadas tecnologias distintas das mencionadas neste documento, este será revisado pela PETROBRAS anteriormente à sua adoção.

Atualmente, as tecnologias disponíveis em contratos vigentes da PETROBRAS para o WTU são: placas de coalescência, filtração e eletrocoagulação. Previamente à descrição dessas tecnologias empregadas em WTUs, aspectos gerais acerca do tratamento da corrente aquosa nesses módulos são apresentados em sequência.

Aspectos gerais do tratamento no módulo de tratamento de água (WTU):

O módulo de tratamento de água recebe apenas o efluente aquoso do tanque atmosférico. Em geral, recebem efluentes cujo teor de óleos e graxas (TOG) seja inferior a 500 mg.L^{-1} . Contudo, esse critério pode variar em função do fabricante e de demais parâmetros do tratamento. Caso o efluente de entrada não atenda ao requisito estabelecido para tratamento no WTU, o fluido deve ser reprocessado no tanque atmosférico até constatação do valor de TOG compatível com o módulo.

A unidade de tratamento de água (WTU) é o equipamento principal para a garantia do enquadramento da fração aquosa. É nela que ocorre o polimento do tratamento, com redução do TOG a valores inferiores a 29 mg.L^{-1} .

A unidade de tratamento de água, bem como os demais equipamentos da planta de teste, atua por batelada e não em fluxo contínuo. Assim, caso os critérios de tratamento e descarte não tenham sido atingidos, a batelada é retratada. Uma vez atingido o critério quantitativo de descarte ($\text{TOG} \leq 29 \text{ mg.L}^{-1}$) a batelada de fluido tratada é transferida para um tanque pré-descarte³, último estágio antes do descarte qualificado no mar. Esse tanque tem a função de equalização e armazenamento temporário do fluido tratado. Não há tratamento ou processamento em seu interior.



Figura 4-1: Tanque pré descarte do módulo de tratamento de água.

O módulo de tratamento de água instalado nas plantas de teste durante os testes de formação é o mesmo equipamento que compõe as plantas (simplificadas) de *workover*.

A principal diferença entre a planta de teste para o teste de formação e a versão simplificada (planta de *workover*), instalada em operações de *workover* e abandono, é a presença de alguns equipamentos que são necessários apenas no teste de formação. Dentre eles, destacam-se:

- Separador trifásico;
- Trocador de calor;
- Secador de gás (gas dryer) de alta pressão;
- Queimador;
- Bomba de transferência de óleo (BTO); e

³ Tanque pré-descarte também é chamado de isotanque, sendo o mesmo modelo de tanque que usualmente é empregado para o desembarque de líquidos para tratamento em terra.

- Compressores.

A seguir, são apresentadas as tecnologias disponíveis para o módulo de tratamento de água, WTU. Essas tecnologias estão associadas à etapa do polimento do tratamento, última etapa antes do descarte qualificado no mar. Vale ressaltar que os módulos de tratamento de água operam exclusivamente para o tratamento de uma corrente essencialmente aquosa. Dessa forma, é essencial que o efluente gerado no teste de formação passe pelos equipamentos anteriores - o separador trifásico, o tanque de surgência e o tanque atmosférico. Após essas sequências operações é que o efluente pré tratado é encaminhado para o WTU.

Tecnologias adotadas em WTU:

- Tecnologia LTWU – light treatment water unit

Um tipo de tratamento de água produzida empregado em testes de formação é a tecnologia de placas seriadas de coalescência com filtros do tipo RPA (Absorvente de Petróleo Reutilizável). A **Figura 4-2** mostra um esquemático desse tipo de unidade com os seus principais componentes.

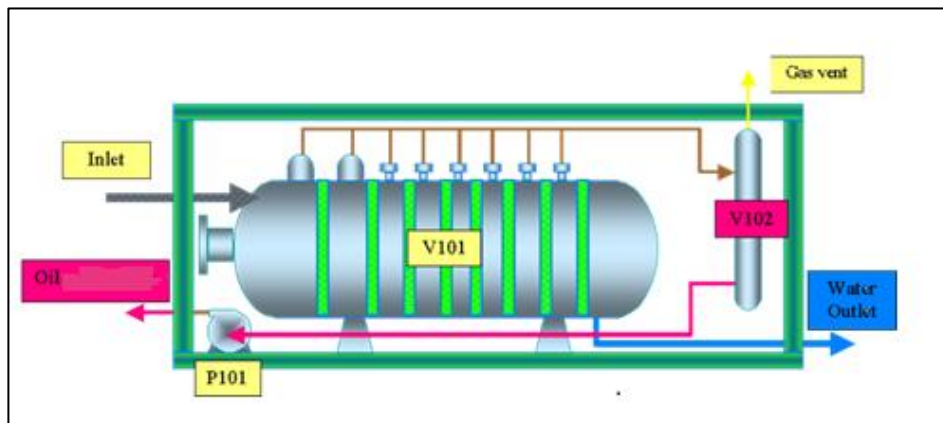


Figura 4-2: Esquemático de equipamento por placas de coalescência.

O equipamento, de natureza modular, consiste em um vaso horizontal (V 101) com placas de coalescência instaladas ao longo de sua extensão. O princípio de funcionamento combina coalescência com separação gravitacional.

Essa tecnologia aglutina micropartículas de óleo do efluente nos filtros RPA, formando gotículas maiores que são arrastadas pelo fluxo do fluido. É essa coalescência que favorece a separação água-óleo. Os filtros RPA podem ser regenerados por centrifugação.

O fluido a ser tratado entra no vaso principal (V101) e passa pelas placas de coalescência preenchidas com o filtro do tipo RPA. Após a aglutinação do óleo em cada compartimento, a fração oleosa sobe para o topo do vaso V101, sendo drenado para o vaso secundário (V102). Qualquer fração de gás que ainda esteja presente no óleo é separada e expelida pela ventilação do vaso V102. O óleo já isento de gás é drenado pela parte inferior do vaso V102 utilizando uma bomba elétrica e enviado de volta para o tanque atmosférico da planta de processo. A partir desse equipamento, a corrente oleosa formada é enviada para queima.

Em paralelo, a fração aquosa tratada é acumulada no fundo do vaso principal (V101) e segue para outro vaso atmosférico (ATM3), destinado somente para o efluente tratado. Após o preenchimento desse tanque, é retirada uma amostra simples do efluente para a realização do ensaio do TOG. Mediante constatação de $\text{TOG} \leq 29 \text{ mg.L}^{-1}$, o efluente tratado é descartado no mar. Caso contrário, o efluente é direcionado de volta para o tanque atmosférico (ATM2), posicionado antes do módulo de tratamento de água, para assim, recomeçar o processo.



Figura 4-3: Módulo de tratamento de água de uma Cia de Serviço.

O fluxo tem como ponto de partida o efluente do tanque de surgência. O fluxograma considera dois tanques atmosféricos (ATM1 e ATM2), a unidade de

tratamento de água, destacada em um retângulo azul e o tanque pré descarte (ATM3, tanque de água limpa).

- **Tecnologia de Filtração**

Em geral, os módulos de tratamento de água (WTU) que empregam tecnologia de filtração usam leitos filtrantes para o polimento do efluente.

No equipamento de uma das companhias que adota esta tecnologia, o WTU é constituído de uma unidade de tratamento com dois vasos contendo 50 filtros cada, onde as partículas de óleo e sólidos presentes no efluente são retidas. Estes dois vasos são usados independentemente e, na saturação de um deles, o outro é posto em operação. Os filtros saturados com óleo e sólidos são removidos e acomodados posteriormente em recipiente próprio para desembarque, tratamento e destinação final em terra.

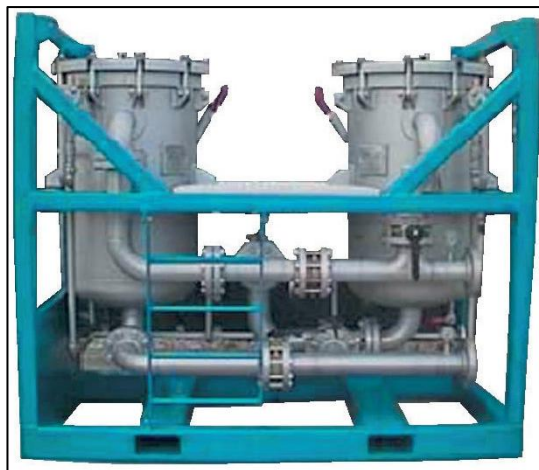


Figura 4-5: Exemplo de um módulo de tratamento de água com tecnologias de filtração.

Em modelo disponível no mercado e em contrato com a PETROBRAS também emprega dois vasos, porém com outra disposição. No primeiro vaso, há 3 bags e esse conjunto representa a primeira barreira da filtração com retenção dos sólidos mais grosseiros. No segundo, são instalados 25 cartuchos de polipropileno que têm a função de suprir um polimento adicional na remoção de óleos e graxas. Ao longo do tratamento de uma batelada de fluido na unidade de tratamento de água, os elementos filtrantes são trocados quantas vezes forem necessários.

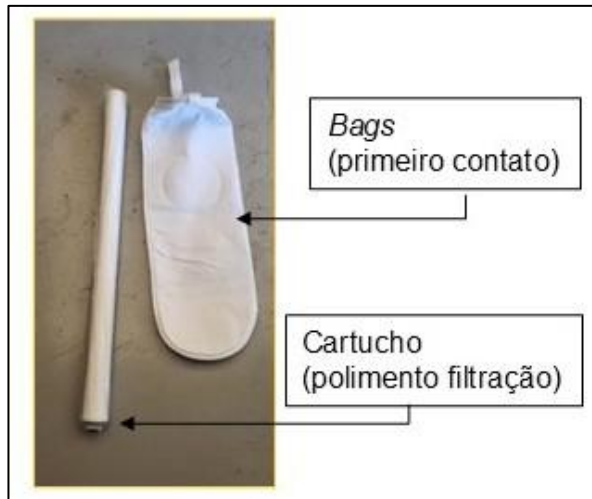


Figura 4-6: Elementos filtrantes empregados nos vasos da unidade de tratamento de água.



Figura 4-7: Exemplo de um módulo de tratamento de água com tecnologias de filtração

- **Tecnologia de Eletrocoagulação**

Outro modelo de tratamento disponível no mercado é o baseado em eletrocoagulação, técnica que desestabiliza as partículas do efluente e auxilia na quebra de emulsão óleo/água. Os sólidos e hidrocarbonetos presentes na efluente passam pelas células de eletrocoagulação e, em seguida, por um processo de flotação integral. A sequência de operações, remove os contaminantes, enquadrando o efluente para o descarte adequado.

A eletrocoagulação envolve a dissolução de cátions metálicos, tipicamente de ferro e /ou alumínio, na água produzida. O processo consiste em um anodo, um catodo e água produzida atua como o eletrólito.

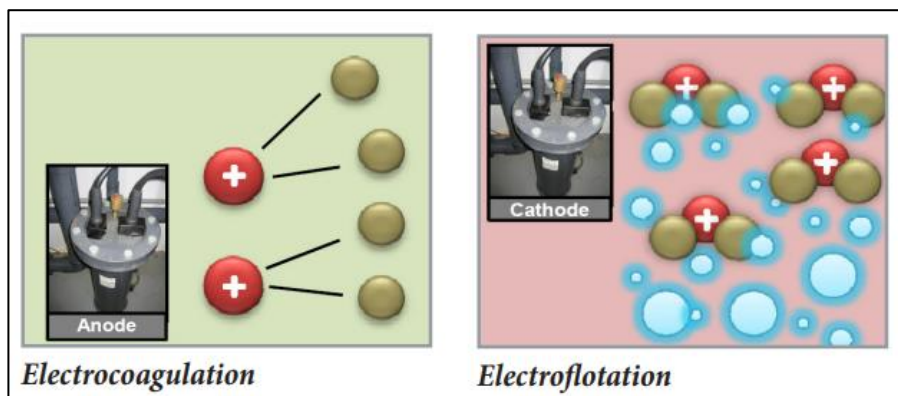


Figura 4-8: Reações no anodo e catodo conforme descrição do tratamento de água oleosa.

O processo consiste na dissolução controlada de íons metálicos na água. Esses íons metálicos reagem com partículas suspensas e emulsões de óleo/água, neutralizando suas cargas elétricas. A neutralização de cargas permite que as partículas colidam e se aglutinem em flocos maiores, que são separados por flotação. Concentrações residuais de óleo na água podem ser removidas em etapas complementares, como filtros de óleo específicos, dependendo dos requisitos do processo.

Considerações gerais sobre o WTU

Inicialmente, vale ressaltar que as técnicas acima descritas dependem da companhia de serviço contratada para realizar o teste de formação e estão em constante evolução. Independentemente da tecnologia adotada, o descarte da água produzida tratada apenas ocorre mediante a constatação de que o TOG < 29 mg.L⁻¹ na batelada tratada.

Após o tratamento, em cada batelada tratada o teor de óleos e graxas -TOG na água produzida tratada é quantificado a bordo por método espectrofotométrico na região do infravermelho. O resultado obtido nesta medição é empregado para decidir se a água tratada será descartada ou reprocessada. Caso o valor aferido seja inferior a 29 mg.L⁻¹ de TOG (espectrofotométrico), a água produzida tratada é descartada. Caso contrário, a batelada é reprocessada pela planta de tratamento e, após o novo tratamento, uma nova determinação de TOG é realizada a fim de evidenciar a diminuição do TOG e possibilitar o descarte seguro da batelada. Dessa maneira, a coleta de amostra de água produzida para a determinação espectrofotométrica de

TOG ocorrerá em toda a batelada processada, independentemente do número de bateladas processadas por dia.

Para comprovar o requisito de TOG conforme a Resolução Conama nº 393/2007, serão coletadas diariamente amostras representativas de água produzida sempre que houver tratamento. As amostras serão desembarcadas e analisadas por laboratório credenciado segundo o método STM-5520-B para quantificação gravimétrica de TOG. Os resultados serão conhecidos após o descarte, mas qualquer desvio será devidamente reportado.

A PETROBRAS esclarece que pode não haver equivalência de resultados obtidos nas determinações de TOG realizado a bordo pelo método espectrofotométrico na região do infravermelho e o realizado em laboratório convencional em terra pelo método gravimétrico STM-5520-B.

Adicionalmente, a PETROBRAS ressalta a importância da determinação de TOG pelo método espectrofotométrico. Apenas por esse método é possível conhecer a bordo a tendência de resultados de TOG, o que permite o controle operacional das atividades. Isso se deve ao caráter expedito do ensaio espectrofotométrico, tornando-o adequado para tomadas de decisão a bordo.

Por ser uma planta de processamento provisória, a água produzida possui um fluxo de tratamento e descarte autônomo, independente das instalações da sonda (ou seja, não há interligação com os tanques da sonda ou com o sistema utilizado pela unidade marítima para tratamento e descarte da água oleosa proveniente da sala de máquinas ou de lavagem do convés). Desta forma, os volumes de água produzida não serão misturados com a água oleosa descartada pela plataforma.

5. PLANO DE AMOSTRAGEM DA ÁGUA PRODUZIDA TRATADA E DOS DEMAIS EFLUENTES GERADOS

Água Produzida:

Visando o atendimento ao disposto na Resolução CONAMA nº 393/2007, as amostragens da água produzida tratada durante o teste de formação serão realizadas conforme o seguinte planejamento: diariamente, em todos os dias em que houver tratamento de batelada para o descarte, serão coletadas quatro amostras de água tratada. As amostras serão desembarcadas individualmente para realização de análise laboratorial de TOG gravimétrico segundo o método STM-5520-B a partir da composição dessas amostras. Dessa forma, atende-se a exigência de medição diária da resolução citada e a amostragem composta. A indicação de coletas em horários padronizados não é aplicável para o regime de descarte por batelada. As quatro amostras serão coletadas ao longo do período de tempo previsto para o descarte da batelada.

Adicionalmente, será coletada uma amostra simples por teste de formação para atender o artigo 10 da Resolução, conforme **Quadro 5-1** abaixo:

Quadro 5-1: Monitoramento da água produzida.

Parâmetro	Frequência de monitoramento	Método	Limite
TOG espectrofotométrico	A cada batelada tratada, uma amostra simples e representativa do efluente tratado coletada previamente ao descarte na saída da WTU.	API-R-45, método colorimétrico com comprimento de onda a 400 nm	29 mg/L (aplicável apenas para a amostra coletada na saída da planta)
TOG gravimétrico	Amostra composta (*) por batelada tratada por dia.	STM-5520-B (Método gravimétrico)	média aritmética mensal simples de até 29 mg/L de óleos e graxas por mês, com valor máximo diário de 42 mg/L
Parâmetros do Artigo 10 da Resolução CONAMA 393	1 amostra simples coletada junto com as amostras de TOG ao longo de todo teste de formação	- compostos inorgânicos: arsênio, bário, cádmio, cromo, cobre, ferro, mercúrio, manganês, níquel, chumbo, vanádio, zinco; (Método ICP-OES/ICP-MS) - radioisótopos: rádio-226 e rádio-228; Método Radiométrico	A Resolução não define limites, apenas determinação da concentração.

Parâmetro	Frequência de monitoramento	Método	Limite
		- compostos orgânicos: hidrocarbonetos policíclicos aromáticos - HPA, benzeno, tolueno, etilbenzeno e xilenos - BTEX, fenóis e avaliação de hidrocarbonetos totais de petróleo - HTP através de perfil cromatográfico; - toxicidade crônica da água produzida determinada através de método ecotoxicológico padronizado com organismos marinhos; Método ABNT NBR 15.350 - parâmetros complementares: carbono orgânico total - COT, pH, salinidade, temperatura e nitrogênio amoniacal total.	

(*) amostra composta – constituída de 4 amostras simples de 250 mL por batelada tratada. As subamostras para determinação de TOG gravimétrico serão desembarcadas individualmente em seus respectivos frascos e, no laboratório prestador do serviço analítico, ocorrerá a composição da amostra composta (volume 1 litro) para a realização do ensaio de TOG gravimétrico.

Vale ressaltar que as unidades de tratamento de água oleosa utilizadas nas plantas de teste trabalham em bateladas e não em regime contínuo. Considerando o que determina a Resolução CONAMA nº 393/2007, devem ser consideradas:

a) O descarte de água produzida de operações de teste de formação deverá obedecer à concentração média aritmética simples de até 29 mg/L de óleos e graxas por mês, com valor máximo diário de 42 mg/L;

b) A concentração de óleos e graxas a que se refere a alínea (a) deverá ser determinada pelos métodos gravimétrico e espectrofotométrico.

Efluente Não Oleoso:

Os efluentes não oleosos gerados que venham a ser descartados no mar serão monitorados conforme parâmetros e frequências apresentados no **Quadro 5-2**.

Quadro 5-2: Monitoramento de efluentes não oleosos.

Parâmetro	Frequência de Monitoramento	Metodologia de Análise	Limite estabelecido para descarte	Conclusão
Iridescência Estática	A cada batelada descartada. A amostra deve ser coletada no momento pré descarte (descarte a partir dos tanques da sonda).	Teste de iridescência estática (<i>sheen test</i>). Método EPA 1617	Ausência de iridescência, brilho, mancha ou qualquer outro sinal de presença de óleo na amostra.	Ausência de indícios de óleo livre: efluente apto para o descarte no mar; Presença de indícios de óleo livre: efluente não apto para o descarte no mar. Reprocessar na planta de workover ou desembarcar para tratamento em terra.
Vazão de descarte (Q)	A cada batelada descartada a partir dos tanques da sonda	Medição direta, cálculo da vazão ou uso de especificações da bomba.	31,8 m³.h⁻¹ (200 bbl.h⁻¹)	Q ≤ 31,8 m³.h⁻¹: vazão de descarte do efluente atendida; Q > 31,8 m³.h⁻¹: vazão de descarte do fluido não atendida.
Ecotoxicidade Aguda	No mínimo em uma amostra simples proveniente da batelada descartada por tipo de fluido. A amostra deve ser coletada no momento pré descarte a partir dos tanques da sonda.	NBR 15.308 e NBR 15.469	CL50, 96h ≥ 30.000 ppm da FPS	CL 50, 96h ≥ 30.000 ppm: comprovado atendimento do critério; CL 50, 96h < 30.000 ppm: comprovado não atendimento do critério.
Hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA-16 prioritários)	No mínimo em uma amostra simples proveniente da batelada descartada por tipo de fluido. A amostra deve ser coletada no momento pré descarte a partir dos tanques da sonda.	EPA 8270	10 mg.kg⁻¹	[HPA] < 10 mg.Kg⁻¹ comprovado atendimento do critério. [HPA] > 10 mg.Kg⁻¹ comprovado não atendimento do critério

Efluente Oleoso:

Os efluentes oleosos gerados que venham a ser descartados no mar serão monitorados conforme parâmetros e frequências apresentados no **Quadro 5-3**.

Quadro 5-3: Monitoramento de efluentes não oleosos.

Parâmetro	Frequência de monitoramento	Método	Limite
TOG espectrofotométrico	A cada batelada duas amostras devem ser coletadas: (1) entrada na planta de <i>workover</i> e (2) pré-descarga (saída da planta de <i>workover</i>)	API-R-45, método colorimétrico com comprimento de onda a 400 nm	15 mg/L (aplicável apenas para a amostra coletada na saída da planta de <i>workover</i>)
Iridescência Estática	A cada batelada tratada (TOG < 15 mg/L). A amostra deve ser coletada no momento pré-descarga (saída da planta de <i>workover</i>).	EPA 1617	Ausência de iridescência, brilho, mancha ou qualquer outro sinal de presença de óleo na amostra.
Vazão de descarte (Q)	Uma amostra pré-descarga (saída da planta de <i>workover</i>) coletada em cada batelada tratada.	Medição direta, cálculo da vazão ou uso de especificações da bomba.	31,8 m³.h- (200 bbl.h-)
Ecotoxicidade Aguda	Uma amostra simples pré-descarga (saída da planta de <i>workover</i>) coletada na primeira batelada tratada (após circulação no poço).	NBR 15.308 e NBR 15.469	CL50, 96h ≥ 30.000 ppm da FPS
TOG gravimétrico*	Uma amostra simples pré-descarga coletada da primeira batelada, 1 amostra simples pré-descarga coletada da segunda batelada, 1 amostra simples pré-descarga coletada de uma batelada intermediária e 1 amostra simples pré-descarga coletada da última batelada	STM-5520-B (Método gravimétrico).	15 mg/L
Hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA-16 prioritários)	Uma amostra simples pré-descarga (saída da planta de <i>workover</i>) coletada na primeira batelada tratada (após circulação no poço).	EPA 8270	Não estabelecido

6. ANÁLISE DE RISCO AMBIENTAL E PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

A Análise e Gerenciamento de Risco - AGR, bem como o Plano de Emergência Individual - PEI, apresentados para autorização da operação da sonda no âmbito do processo de perfuração são válidos também para operações de teste de formação.

A AGR de todas as sondas traz na Análise Preliminar de Perigo - APP a avaliação dos sistemas: Unidade marítima, Poço e Barco de apoio. Na avaliação do sistema poço, um dos subsistemas analisados é o **Teste de formação** (linhas de escoamento de óleo/gás, passando pelo BOP, *Chock manifold*, separador de teste até o queimador), com identificação dos cenários de falha de componentes da planta e falha do queimador.

Desta forma, o PEI da sonda cobre todos os cenários de vazamento possíveis da atividade de perfuração, completação ou intervenção/abandono sendo que os recursos estão inclusive dimensionados para o pior caso que é o blowout do poço de maior vazão da área geográfica.

7. RELATÓRIO DE TESTE DE FORMAÇÃO

Para constatação dos requisitos estabelecidos, a PETROBRAS apresentará um relatório do teste de formação, com todos os itens estabelecidos nas Diretrizes para Execução do Teste de Formação (SEI nº 9899800).

Nesse relatório, os seguintes conteúdos serão apresentados:

- a. Tempo total de duração do teste;
- b. Eventuais acidentes ocorridos durante a operação (data, hora, identificação das substâncias e volumes derramados no mar, impactos ocorridos e medidas de mitigação adotadas, condições meteoceanográficas etc.) e outras informações consideradas relevantes do ponto de vista ambiental;
- c. Volume total de água produzida, descartada no mar, proveniente do teste de formação;
- d. Volume de óleo queimado e volume total de gases emitidos no teste de formação;
- e. Volume e destinação do resíduo gerado da água no tratamento da água produzida, caso exista;
- f. Volume e destinação de quaisquer outros resíduos provenientes do teste, caso existam;
- g. Resultados da quantificação diária de TOG obtidos no teste gravimétrico de laboratório. Os resultados serão apresentados em um formulário específico (planilha) e estarão acompanhados dos laudos analíticos emitidos pelo laboratório prestador do serviço e do protocolo de coleta das amostras;
- h. Resultados da quantificação de TOG diária e por batelada (quando ocorrer mais de um descarte) obtidos pelo método espectrofotométrico. Os resultados serão apresentados em formulário específico (planilha) e do protocolo de coleta das amostras.
- i. Resultados dos parâmetros previstos no Artigo 10 da Resolução CONAMA nº 393/2007.

8. CONCLUSÃO

Diante das informações apresentadas, solicitamos a aprovação de eventual descarte de água produzida proveniente de TFR no boco FZ-AM-59. A ficha técnica da planta de teste efetivamente usada bem como, informações específicas do teste serão reportadas no relatório pós atividade.

9. RESPONSÁVEL TÉCNICO

As informações acerca do responsável técnico pela consolidação das informações são apresentadas a seguir.

Profissional	Elaine Martins Lopes
Empresa	Petrobras
Registro no Conselho de Classe	84808
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	1891933

10. ANEXO

1. Esclarecimentos das diferenças e equivalências existentes entre os métodos espectrofotométrico e gravimétrico

Sob o ponto de vista analítico, os métodos espectrofotométrico e gravimétrico são baseados em fenômenos físicos e medições diferentes.

O método espectroscópico baseia-se na absorção de luz de uma amostra. A natureza da luz absorvida depende das ligações químicas presentes em componentes orgânicos da amostra; a quantidade de luz é proporcional à quantidade de compostos dessa característica e, assim, estima-se o teor de óleos e graxas.

O método gravimétrico consiste na medição direta da massa de compostos que são removidos da amostra por processos de acidificação, extração e evaporação com solvente, quantificando os compostos extraíveis nas condições do método.

No sentido de equivalência de resultados gerados, deve-se deixar claro que os procedimentos para determinação de TOG geram resultados que são método-dependentes. Ou seja, dependem intimamente do método utilizado e suas características. Nesses casos, os resultados devem ser reportados acompanhados da informação metodológica. Assim, pode não haver "equivalência" de resultados, uma vez que os métodos quantificam de forma diferenciada. Essa diferença ocorre não apenas pela forma de medição, mas também pela extração das substâncias que serão quantificadas.

2. Esclarecimentos sobre o método espectrofotométrico: aplicação, segurança e motivo de uso

Como explicitado no item anterior, as diferenças de princípios entre os métodos gravimétrico e espectrofotométrico dificultam uma correlação matemática estatisticamente significativa entre esses dois métodos, porém a utilização do método espectrofotométrico atualmente é considerada adequada para conhecer a tendência de resultados de TOG a bordo.

O método gravimétrico é o método preconizado pela Conama 393/2007 para monitorar o TOG em águas descartadas e comprovar o atendimento a esse requisito

regulatório estabelecido para o descarte. No entanto, por se tratar de um procedimento complexo de se realizar a bordo de unidades marítimas flutuantes, em especial por se basear na medição de massa com precisão, para execução desse método as amostras são coletadas e é necessária logística de desembarque para depois serem processadas em laboratórios convencionais em terra.

Assim, tendo em vista a defasagem de tempo no recebimento dos resultados pelo método exigido pela CONAMA 393 (cerca de 20 dias), para fins de monitoramento operacional, amostras dos volumes tratados são quantificadas, complementarmente, a bordo pelo método espectrofotométrico. O método espectrofotométrico é uma técnica praticada na indústria para aferições de TOG em embarcações e é referenciada em normas ASTM (*American Society for Testing and Materials*).

Adicionalmente, deve ser enaltecido que nas operações de teste de formação, o efluente é gerado em regime de batelada. Após o tratamento de uma determinada batelada, essa se mantém armazenada em tanque até o processamento da amostra para a determinação do TOG. Caso o resultado por análise espectrofotométrica seja superior a 29 mg/L, a batelada é reprocessada pela planta de tratamento e nova determinação de TOG é realizada a fim de evidenciar a diminuição do TOG para possibilitar o descarte.

Assim, todos os motivos expostos acima agregam segurança à tomada de decisão e justificam a utilização do método espectrofotométrico como um parâmetro orientador para o descarte da água, viabilizando uma sinalização de tendência sobre os resultados de TOG e auxiliando no controle operacional das atividades nas plataformas, com resultados mais rápidos quando comparados com os resultados obtidos pelo método gravimétrico.

3. Esclarecimentos sobre a possibilidade de enquadrar o TOG em níveis abaixo de 42 mg/L

A PETROBRAS esclarece que a medida mais efetiva para garantia do enquadramento do TOG em níveis inferiores ao limite diário máximo de 42 mg/L estabelecido pela resolução Conama nº 393/2007 se deve ao fato de estabelecer um gatilho balizador a bordo no valor de 29 mg/L de TOG (obtido pelo método espectrofotométrico). Assim, após o processamento de uma batelada no tanque da

planta, caso o resultado por análise espectrofotométrica seja superior a 29 mg/L, a batelada é reprocessada pela planta de tratamento e nova determinação de TOG espectrofotométrico é realizada a fim de evidenciar a diminuição do TOG e possibilidade de descarte. A batelada só é descartada depois da redução do TOG indicada pela análise espectrofotométrica inferior a 29 mg/L.

A PETROBRAS esclarece que a planta de processo instalada em um teste de formação tem uma aplicação ampla e opera diferentemente de uma planta de uma plataforma de produção. A planta de teste opera em batelada e não em regime contínuo, o que permite o reprocessamento da batelada até seu enquadramento para descarte. O cenário de aplicação varia de reservatório para reservatório, motivo pelo qual as condições para separação água-óleo podem ser mais severas em algumas operações.