

3.8. CARACTERIZAÇÃO DAS PROPRIEDADES QUÍMICAS DA ÁGUA PRODUZIDA DE ALBACORA LESTE

3.8.1. Considerações Gerais sobre Água Produzida

Durante a produção de gás e óleo é comum o aparecimento de água. Esta pode ser proveniente do aquífero localizado numa zona inferior da formação produtora (reservatório) ou, então, do mecanismo de recuperação secundária por injeção de água, necessário, muitas vezes, para manter as condições de pressão na rocha do reservatório (Ramalho, 2002), conforme previsto para Albacora Leste. A água produzida é o principal resíduo gerado nas atividades de produção de petróleo e gás *offshore*, sendo oriunda do composto trifásico (gás, óleo e água), obtido durante o processo de recuperação do reservatório. Em águas profundas, este resíduo é quase sempre descartado ao mar pelas operadoras, após tratamento adequado, de acordo com a legislação pertinente.

A água produzida inclui a água de injeção empregada na recuperação secundária do reservatório (quando utilizada), a água de formação (ou aquífero, gerada no reservatório junto com o óleo em condições de alta pressão e temperatura), além dos químicos utilizados tanto no poço (principalmente anti-corrosivos e biocidas), quanto na água de injeção e no processo de separação água/óleo (desemulsificantes).

A quantidade de água produzida dependerá das características dos mecanismos naturais ou artificiais de produção, e da composição específica das rochas de cada reservatório. A água de formação, proveniente do reservatório, é caracterizada pela sua alta salinidade, comumente com altos teores de cloreto.

No campo de Albacora Leste, os três fluidos oriundos do reservatório serão separados e destinados a plantas de tratamento específicas a bordo do FPSO P-50, sendo a água produzida tratada, a fim de garantir o descarte sem gerar interferências no ambiente (item 3.2.4 deste documento), de acordo com o previsto na legislação pertinente.

De acordo com Thomas *et al.* (2001), a quantidade de água produzida gerada varia em função de uma série de fatores, destacando-se as características do reservatório, a idade dos poços produtores e os métodos de recuperação utilizados (volume de água injetada na recuperação secundária). Nas atividades de produção, a água produzida corresponde a cerca de 98% de todos os resíduos gerados pela atividade.

Em termos de regulamentação, no Brasil aplica-se a Resolução CONAMA Nº 20 de 1986, que trata do descarte de efluentes de fontes poluidoras em águas interiores e marinhas. Segundo esta resolução, para ser lançado direta ou indiretamente em um corpo d'água, todo resíduo deve apresentar concentração de óleo igual ou inferior a 20 ppm e temperatura inferior a 40°C. Por outro lado, não existe uma regulamentação específica para o descarte de água produzida em operações *offshore* no mar territorial brasileiro.

Nos Estados Unidos, a EPA (*Environmental Protection Agency* - Agência de Proteção Ambiental) promulgou o *Clean Water Act* (CWA) ou Ato da Água Limpa, tendo como objetivo restaurar e manter a integridade química, física e biológica das águas superficiais

americanas, tanto interiores quanto marinhas. Este órgão elaborou o NPDES (*National Pollutant Discharge Elimination System* - Sistema Nacional de Descarte e Eliminação de Poluentes), que controla o descarte direto de resíduos em águas navegáveis, através de limites estabelecidos pela melhor tecnologia disponível (BAT – Best Available Technology) e em parâmetros da qualidade de água, requerendo o monitoramento do poluente.

Desta forma, a EPA regulamentou o descarte da água produzida na região da plataforma continental externa dos EUA (até 200 m.n.) através de NPDES setoriais, destacando-se a GMG 290000 (1997), para o Golfo do México, especificamente Texas e Louisiana, e CAG 28000 (2000), aplicado ao estado da Califórnia. Os parâmetros considerados na regulamentação do descarte são: teor de óleo presente na água; concentração de químicos utilizados no processo de produção/processamento; e toxicidade aguda da água. A regulamentação visa excluir a possibilidade de impactos ambientais significativos decorrentes do descarte do efluente.

Nos NPDES, a EPA estabelece que a quantidade máxima de água produzida autorizada para descarte será diretamente proporcional ao grau de diluição do oceano receptor. Observa-se que os principais fatores oceanográficos que determinam o grau de diluição são a profundidade da lâmina d' água e o hidrodinamismo (regime de correntes local). Desta forma, regiões de grandes profundidades e de grande dinamismo são favoráveis ao descarte da água produzida, não gerando consequências deletérias ao ambiente.

Esta regulamentação propõe ainda que a água produzida gerada em plataformas locadas em regiões mais costeiras transfiram seus resíduos para plataformas localizadas na plataforma continental externa para serem descartados após tratamento apropriado.

O principal aspecto ambiental relativo ao descarte da água produzida é a concentração de óleo, presente na água mesmo após passagem pelos sistemas de separação óleo/água. A EPA estabelece que a concentração média mensal de óleo na água descartada em operações *offshore* deve ser inferior a 29 ppm de óleo na água, permitindo episódios diários de no máximo 42 ppm. Estes limites foram promulgados considerando a BAT (*Best Available Technology* - Melhor Tecnologia Disponível) estabelecida para instalações *offshore* (EPA 40 CFR 435.13).

De uma forma geral, a tecnologia atualmente empregada no tratamento da água produzida visa remover hidrocarbonetos, substâncias hidrofóbicas e partículas em suspensão e adsorvidas ao óleo (EPCON, 2001), podendo remover poluentes orgânicos prioritários (p.ex., fenóis e ácidos orgânicos), químicos nocivos (BTEX e HPAs), elementos radioativos e metais pesados (principalmente o Zn e Hg).

A Convenção Oslo–Paris (OSPAR) definiu a concentração média mensal de 40ppm como o máximo permitido para descarte *offshore* (UKOOA, 1999), de forma a preservar o ambiente oceânico. Entretanto, a UKOOA (*United Kingdom Offshore Operators Association*) ressalta que o limite de 40 ppm foi determinado de acordo com as limitações técnicas e não apenas considerando as exigências ambientais, valor que pode ser redimensionado de acordo com as inovações tecnológicas no sistema de tratamento óleo/água. Assim sendo, em 2001 a OSPAR recomendou a implementação do limite de 30ppm como meta a ser obtido até 2006 (EPCON, 2001). Observa-se que a eficiência do

tratamento da água produzida está relacionada diretamente aos volumes envolvidos e às características químicas do óleo produzido.

Na Noruega a OLF (Oil Industries Association – Associação das Indústrias de Petróleo) promulgou a política de desenvolvimento sustentável a ser executada no país. Esta encontra-se baseada, principalmente, na política de zero de descarga, ou seja, na redução contínua de poluentes tendo como meta alcançar a inexistência de danos ambientais

Ressalta-se que os valores adotados pela EPA e pela OSPAR para descarte da água produzida são menos conservadores do que o limite de 20 ppm estabelecido pela Resolução CONAMA Nº20/1986, embora esta última não trate especificamente do descarte de água produzida *offshore*.

De acordo com a MARPOL, qualquer navio superior a 10.000 toneladas deve possuir sistema de filtração e monitoramento constante do descarte de resíduos que possam conter óleo, a fim de interromper o processo de descarte quando a concentração de óleo no efluente ultrapassar 15 ppm (IMO, 1997). Entretanto, a MARPOL não estabelece nenhum critério de tratamento e/ou monitoramento de água produzida em atividades *offshore* e nem os limites adequados para descarte.

A PETROBRAS/CENPES vem desenvolvendo estudos que visam avaliar os fatores operacionais ou de projeto que possam vir a gerar não conformidades em relação a concentração máxima de óleo na água produzida de acordo com a Resolução CONAMA nº20/1986. No trabalho de Júnior *et al.* (2001), foram identificados e avaliados os parâmetros de qualidade do efluente, bem como a influência dos parâmetros de processo sobre a qualidade da água produzida. O principal objetivo deste estudo foi propor modificações a serem implementadas no processo de produção como, por exemplo, a substituição de desgaseificadores por flutadores na planta de tratamento da água.

Diversos estudos têm demonstrado que o descarte da água produzida em águas profundas e ultra-profundas, principalmente na área da Bacia de Campos onde há movimentação hidrodinâmica causada por grandes correntes marinhas, não gera efeitos representativos no ambiente, devido à rápida diluição após seu lançamento (GESAMP, 1993; EPCON, 2000; EPCON, 2001).

De acordo com a Chevron (1997), o poder de diluição do oceano receptor é muito grande, sendo a descarga diluída para 1:50 a 100m do ponto de descarte. Esta mistura é função do volume, temperatura e densidade da água descartada, além da profundidade e do dinamismo das massas d' água do local.

Segundo a GESAMP (1993), a composição química e o grau de diluição da água produzida fazem com que o impacto da água descartada seja significativo apenas em áreas continentais, não sendo representativo em águas oceânicas. Esta avaliação é corroborada por Thomas *et al.* (2001), que sugere que a descarga contínua de água produzida não causa danos consideráveis ao ambiente marinho, desde que o sistema de descarte garanta uma diluição rápida e efetiva do efluente.

Apesar de bastante estudada, principalmente em regiões situadas no Mar do Norte e no Golfo do México, ainda não existe um parecer consensual sobre a questão da água produzida. Todavia, os resultados obtidos evidenciam que o descarte contínuo da água produzida não causa danos sensíveis ao meio marinho, desde que o sistema de descarte atenda às especificações de projetos necessárias para a dispersão do efluente.

3.8.2. Produtos Químicos

Durante as atividades de produção de Albacora Leste serão utilizados alguns produtos químicos, em diferentes etapas, que podem estar associados a água a ser descartada, conforme descrito anteriormente e no item 3.2.3 deste EIA. Destacam-se: etanol, anti-corrosivos, anti-incrustantes, anti-espumantes, seqüestrante de oxigênio, trietilenoglicol e desemulsificantes.

Estes produtos estão, em sua maioria, associados à fase líquida da produção, sendo descartados com a água produzida. Entretanto, os desemulsificantes e os anticorrosivos estarão muitas vezes associados ao óleo, não sendo portanto, descartados ao mar. Existem ainda alguns produtos como o Trietilenoglicol (TEG) e Monoetanolamina (MEA), utilizados especificamente no tratamento do gás, os quais também não são descartados ao mar sendo regenerados num sistema fechado.

A água de injeção geralmente apresenta diversos microorganismos (bactérias, fungos, etc.) os quais são capazes de sintetizar substâncias corrosivas, prejudiciais aos equipamentos de produção (Thomas *et al.*, 2001). Desta forma, prevê-se a adição de biocidas para a eliminação destes organismos e compostos sequestrantes de oxigênio para a desoxigenação da água, garantindo a eficiência da produção.

A água oriunda do reservatório (água de formação) apresenta alguns compostos (óxidos, sulfetos, etc.) capazes de formar incrustações provenientes de processos corrosivos (Thomas *et al.*, 2001).

De acordo com as características do óleo a ser produzido, espera-se uma quantidade representativa de parafinas e asfaltenos, o que pode gerar sua deposição nos *risers* e demais instalações. Estes compostos serão combatidos pela utilização de anticorrosivos e anti-incrustantes na manutenção dos poços.

Já os desemulsificantes são empregados no sistema de separação trifásico para auxiliar na “quebra” da emulsão água/óleo gerada durante o percurso do reservatório até a superfície. As emulsões são geradas pelo próprio dinamismo do processo e pela presença de agentes emulsificantes na mistura extraída (Thomas *et al.*, 2001). Entretanto, este produto também será injetado no próprio poço de produção, minimizando a emulsão a ser tratada na separação trifásica da planta de processo do FPSO P-50.

De acordo com a EPA (2000), os produtos químicos utilizados durante as atividades de produção (desemulsificantes, anti-corrosivos, etc.) não acarretam degradação significativa do ambiente marinho.

Os químicos a serem utilizados serão gerenciados pelo Sistema de Injeção de Químicos, que controlará sua injeção em cada poço ou em sua respectiva planta de tratamento. Os procedimentos de injeção de químicos foram dimensionados a fim de minimizar a quantidade de químicos utilizados, o que traz benefícios ambientais e econômicos, contribuindo também para as condições operacionais do processo.

Neste contexto, o Projeto de Monitoramento Ambiental é uma ferramenta importante na avaliação de possíveis impactos ambientais associados aos produtos químicos utilizados, possibilitando, juntamente com o Projeto de Controle da Poluição, a identificação de não conformidades no sistema de químicos. A identificação da fonte do impacto subsidiará a adoção de medidas necessárias de controle ambiental, a fim de evitar a degradação do meio ambiente.

3.8.3. Água Produzida de Albacora Leste

O projeto de produção da P-50 em Albacora leste prevê a produção de água desde o início das atividades de produção, com previsão de uma vazão máxima de 22.315 m³/d por volta do ano de 2025, de acordo com o apresentado no item 3.7.3. Uma análise da curva de produção da água (Figura 3.7.3-a) mostra que, no início da produção, os poços irão produzir pouca água, com o volume aumentando gradativamente, de forma linear, ao longo do projeto devido às características de recuperação do reservatório.

A região do campo de Albacora Leste apresenta características oceânicas tipicamente tropicais, onde a temperatura da camada superficial do oceano é em torno de 25 °C e as correntes superficiais apresentam valores médios de 1 m.s⁻¹ (valor médio da Corrente do Brasil, conforme o Diagnóstico Ambiental), o que favorece a rápida dispersão e biodegradação da água descartada. Para avaliar a dispersão da água produzida descartada pelo FPSO P-50, foi realizada uma modelagem matemática apresentada no capítulo 6 deste relatório, onde foi avaliado o impacto do descarte da água no ambiente oceânico local. Outra característica importante que favorece a rápida dispersão do efluente é a grande profundidade local (cerca de 1240m).

Durante a produção de óleo e gás em Albacora Leste, toda a água possivelmente contaminada com hidrocarbonetos será tratada, por separação gravimétrica, para redução da concentração de óleo (item 3.2.4), sendo descartada ao mar com no máximo 20 ppm e 40 °C de temperatura, em atendimento à Resolução CONAMA N°20/1986.

A caracterização preliminar e avaliação da água a ser produzida em Albacora Leste será baseada nas características da água de formação do reservatório e do próprio óleo, bem como na composição e quantidade dos produtos químicos descritos que serão utilizados no processo de produção.

✓ Água de Formação

Águas de formação extraídas de reservatórios mantém grande afinidade com as formações de onde provêm (Thomas *et al.*, 2001), apresentando elevado teor de sais dissolvidos e cálcio, assim como valores um pouco elevados de bário e estrôncio. A quantidade de água de formação depende da porosidade do reservatório e sua

mobilidade está diretamente relacionada ao grau de saturação definido pela rocha e pelos tipos de fluidos presentes no reservatório.

Adota-se como representativa, a água amostrada do campo de Albacora por se tratar de reservatório semelhante e próximo ao de Albacora Leste. O Quadro 3.8.3-a apresenta as características desta água.

Quadro 3.8.3-a. Parâmetros da água de formação do reservatório de Albacora.

PARÂMETRO	CONCENTRAÇÃO (mg/L)	PARÂMETRO	CONCENTRAÇÃO (mg/L)
Bário	60	Lítio	0
Cálcio	2.150	Cloreto	48.350
Estrôncio	450	Bicarbonato (HCO ₃)	490
Magnésio	575	Sulfato (SO ₄)	15
Sódio	29.220	Nitrato (NO ₃)	<10
Salinidade	79.777	CH ₃ COO	0
Potássio	220	Bromo	25
Ferro	0	pH (a 25°C)	7,49

Fonte: PETROBRAS

OBS: Não foi identificada a presença de H₂S e bactérias na amostra analisada.

A partir dos resultados encontrados, destacam-se os elevados valores de Sódio (29.220 mg/L), Cálcio (2.150 mg/L), Estrôncio (450 mg/L) e Magnésio (575 mg/L), o que corrobora com o apresentado por Thomas *et al.*, (2001). Outro aspecto importante é a altíssima salinidade do fluido (>79).

✓ Óleo do Reservatório

Para a caracterização do óleo do reservatório de Albacora Leste, amostras de óleo do poço 4-RJS-477A, produzido através da plataforma P-25 do Campo de Albacora, no período de 1998-2001, foram analisadas, sendo os resultados apresentados no quadro a seguir:

Quadro 3.8.3-b. Características do óleo de Albacora Leste.

COMPONENTE	PARÂMETRO
Temperatura do Reservatório (°C)	64
Pressão de Saturação (Kgf/cm ²)	253
Densidade (g/cm ³)	0,843
Viscosidade (mm ² /s)	6,9
° API	19,66
Teor de parafinas	Não disponível
H ₂ S (% m/m)	0

Fonte: PETROBRAS

A composição do óleo de Albacora Leste é apresentada no quadro a seguir:

Quadro 3.8.3-c. Composição do óleo de Albacora Leste – Poço 4-RJS-477A.

COMPONENTE	% DO TOTAL
C1	54,35
C2	4,89
C3	2,63
C4	1,83
C5	1,32
C6	0,93
C7	1,27
C8	1,56
C9	1,12
C10	1,43
C11	1,31
C12+	27,26

Fonte: PETROBRAS

Com base nas informações apresentadas, e seguindo a Portaria Nº 009 (21 de janeiro 2000) da ANP, o óleo a ser produzido é classificado como pesado. Segundo Thomas *et al.*, (2001), o tipo de óleo comumente encontrado na Bacia de Campos é composto principalmente por parafinas (de 50-70% do total) e naftênicos (> 20%), sendo sua densidade e viscosidade maior do que aquela dos óleos mais leves. Em Albacora Leste, não foi identificada a presença de H₂S no óleo analisado.

✓ Água de Injeção (água do mar)

A água a ser utilizada nos poços de injeção para recuperação secundária do reservatório é a própria água oceânica da região de Albacora Leste, cujas características estão sintetizadas no Quadro 3.8.3-d, elaborado a partir informações do campo de Bijupirá, típico da região oceânica tropical da Bacia de Campos. Um maior detalhamento das condições oceanográficas do campo de Albacora Leste é apresentada no Diagnóstico Ambiental (Capítulo 5 deste documento).

Quadro 3.8.3-d. Características da água oceânica.

PARÂMETRO	CONCENTRAÇÃO (mg/L)
Na ⁺	11540
K ⁺	400
Ca ⁺⁺	407
Mg ⁺⁺	1440
Fe ⁺⁺⁺	1
Ba ⁺⁺	1
Sr ⁺	7
Salinidade	35443
CaCO ₃	6945
pH	8,19
Cl ⁻	21500
SO ₄ ⁻	2780
HCO ₃ ⁻	112
CO ₃ ⁻	15
I	5
Br	61
OH ⁻	0
NO ₃	10
Total de Sólidos Dissolvidos	38297
Densidade	1,0273
Resistividade	0,23

Fonte: HABTEC, 2001

Dentre os parâmetros citados, destaca-se a alta salinidade da água de formação (>79), quando comparada com a água do mar oceânica (35,4). Entretanto, devido ao poder de diluição e a imensidão do corpo d'água receptor, a água a ser descartada não deverá acarretar nenhuma alteração significativa na salinidade local.

Após a sua captação no oceano, a água a ser injetada sofrerá um tratamento com biocidas e sequestrante de oxigênio, a fim de reduzir os níveis de O₂ a 40 ppb, evitando assim a ação de bactérias aeróbicas e anaeróbicas que poderiam prejudicar o reservatório. Além disto, a água passará por um sistema de filtração com porosidade de 5 µm, a fim de eliminar possíveis partículas em suspensão na água.

Para Albacora Leste, o sistema de injeção de água está dimensionado para uma vazão máxima de 35.000 m³/dia, de acordo com o apresentado no item 3.2. Observa-se que a injeção de água será feita no aquífero do reservatório, através dos poços de injeção, tendo início no primeiro dia de produção, a quantidade de água produzida aumentando gradativamente ao longo da produção do campo, como mencionado anteriormente (item 3.7).

3.9 CARACTERIZAÇÃO DA TOXICIDADE DA ÁGUA PRODUZIDA DO CAMPO

Os testes de toxicidade efetuados na água produzida têm como principal objetivo avaliar o teor tóxico do efluente a ser descartado de maneira a controlar o seu efeito no ambiente (EPA, 2001).

Normalmente são testadas as toxicidades aguda e crônica em um determinado organismo sob ação do poluente. Além dos testes de toxicidade crônica, que avaliam o efeito subletal do poluente no organismo, serem mais aplicáveis (uma vez que a água produzida é descartada continuamente), de acordo com a EPA, os testes agudos muitas vezes não apresentam efeitos observáveis durante a realização dos testes.

Os produtos químicos utilizados durante a produção e presentes na água produzida são rapidamente diluídos quando descartados ao mar, principalmente considerando as condições oceanográficas da Bacia de Campos. No Mar do Norte, onde o dinamismo é bastante acentuado, alguns autores consideram a toxicidade um fator pouco representativo (Palm & Rostock, 1996).

De acordo com Holdway (2002), devido a grande variabilidade de químicos utilizados no processo de produção, bem como as diferentes concentrações dos componentes presentes na água produzida, torna-se difícil definir a potencial toxicidade do efluente. Entretanto, estudos realizados em diferentes regiões demonstram uma toxicidade aguda relativamente baixa, variando a Concentração Letal (CL_{50}) de 5 a 50%, estando concentrada apenas na camada de mistura da região ao redor da unidade de produção (Quadro 3.9-a). Adicionalmente, este autor reforça a necessidade da realização de ensaios agudo e crônico com diferentes organismos marinhos.

Quadro 3.9-a. Toxicidade aguda da água produzida em campos do mundo.

ORGANISMO TESTADO	LOCAL	CL 50(% DE ÁGUA)
<i>Vibrio fischeri</i> (Bactéria - Microtox)	Bass Strait, Austrália	7,09 %
<i>Vibrio fischeri</i> (Bactéria - Microtox)	Gullfaks, Mar do Norte	7,18%
<i>Artemia salina</i> (microcrustáceo)	Bass Strait, Austrália	58,8%
<i>Mysidopsis bahia</i> (microcrustáceo)	Golfo do México	10,05%
<i>Mysidopsis bahia</i> (microcrustáceo)	Mar de Java Oeste, Indonésia	55%
<i>Skeletonema costatum</i> (microalga)	Gullfaks, Mar do Norte	27,6%
<i>Cyprinodon variegatus</i> (peixe)	Golfo do México	21,55%

Fonte: Holdway, 2002 (modificado).

De acordo com o sugerido pela própria EPA (2001), deve-se avaliar o efluente como um todo, a fim de apreciar o efeito sinérgico dos diferentes componentes presentes na água de formação, no óleo e na própria água do mar natural utilizada na injeção dos poços. Desta forma, não é possível a realização de ensaios de toxicidade durante o processo de licenciamento da atividade. Por outro lado, tais ensaios serão realizados de acordo com o

descrito no Projeto de Monitoramento Ambiental (item 7.2), a ser implementado no início das atividades de produção do campo de Albacora Leste.

Considerando as características oceanográficas da região do campo (águas ultra-profundas e com regime hidrodinâmico bem definido), que garantem rápida dispersão da água produzida (como evidenciado na modelagem apresentada no capítulo 6 deste EIA), assim como a eficiência do tratamento da água a bordo previsto para o FPSO P-50, a toxicidade do resíduo deverá ser pouco representativa.

3.10. CARACTERIZAÇÃO DA TOXICIDADE DA FRAÇÃO HIDROSSOLÚVEL (FSH) DO ÓLEO PRODUZIDO

O óleo produzido é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e outros compostos, de solubilidades distintas. Desta forma, um determinado componente no óleo pode afetar a solubilidade de outro, ou seja, existe um efeito sinérgico de cada componente em relação a solubilidade final do óleo.

A solubilidade de hidrocarbonetos na água está indiretamente relacionada com seu tamanho molecular. Quanto menor for a molécula de um hidrocarboneto, maior sua solubilidade em água. Assim sendo, hidrocarbonetos aromáticos como o benzeno e o tolueno são reconhecidos como mais solúveis do que hidrocarbonetos alifáticos como as parafinas (GESAMP, 1993). O benzeno e o tolueno representam de 70 a 85% do total de aromáticos dissolvidos em um óleo cru. Quando hidrocarbonetos aromáticos são descartados no mar, a concentração elevada de sais na água do mar favorece a sua solubilidade (EPCON, 2001).

Durante o processo de tratamento da água produzida, a fração do óleo que permanece na água é justamente a dos hidrocarbonetos mais solúveis, que interagem mais facilmente com a solução aquosa produzida. Desta forma, o óleo presente na água produzida é basicamente composto por aromáticos, correspondendo estes às frações mais solúveis e tóxicas do óleo cru (Quoting Lysyj *et al*, 1981; GESAMP, 1993).

De acordo com Neff (1987), a toxicidade da fração orgânica solúvel do óleo presente na água produzida é desconhecida, embora a fração mais tóxica seja a mais provável de ocorrer no efluente, devido justamente a sua interação com a água. Entretanto, os hidrocarbonetos solúveis em água, também são reconhecidamente voláteis, evaporando rapidamente. Segundo McAuliffe (1979), diversos estudos indicam que não são encontradas concentrações detectáveis de hidrocarbonetos dissolvidos em águas oceânicas, principalmente se o aporte ocorreu pela superfície, onde os processos turbulentos do oceano (ventos, ondas e marés) favorecem a evaporação dos compostos dissolvidos.

Outro aspecto que deve ser lembrado é a rápida degradação bacteriana dos componentes orgânicos solúveis do óleo. De acordo com a GESAMP (1993), existem cerca de 25 gêneros de fungos e bactérias degradadoras de óleo, cuja eficiência na degradação deste será função da composição e características físicas do óleo, que irão influenciar a “quebra” das moléculas de hidrocarbonetos.

A PETROBRAS realizou testes de toxicidade aguda com o misidáceo *Mysidopsis juniae* e de toxicidade crônica com o estágio larval do ouriço *Lytechinus variegatus*, utilizando a fração hidrossolúvel (FSH) do óleo oriundo do poço RJS 477 de Albacora Leste.

O teste de toxicidade aguda seguiu a metodologia descrita em CETESB (1992), modificada, sendo os testes realizados em sistema estático por 96 horas, quando foram avaliados os efeitos sobre a sobrevivência dos misidáceos com leituras a cada 24 horas do teste. A fração solúvel do óleo em água (FSA – 1:9 v/v), foi preparada de acordo com o protocolo descrito em Anderson *et al.* (1974), sendo testadas as seguintes diluições: 0,1; 1; 5; 10; 30; 50 e 70% da fração inicial do óleo.

O quadro a seguir apresenta um resumo dos resultados obtidos. O laudo completo do teste é apresentado no Anexo 3.

Quadro 3.10-a. Resultados dos testes de toxicidade aguda da fração hidrossolúvel (FHS) do óleo com o misidáceo *Mysidopsis juniae*.

PARÂMETROS	RESULTADOS
CL50 (96H)	38,09%
Intervalo de Confiança	IC= 33,92-42,77%
Sobrevivência no controle	100%
Padrão (Zinco)	0,33 mg/L (IC= 0,29-0,37)

Fonte: Labtox Tecnologia Ambiental

CL50 – concentração letal a 50% dos organismos-teste

Desta forma, a fração hidrossolúvel do óleo de Albacora Leste apresentou efeito tóxico agudo para *Mysidopsis juniae* na concentração de 38,09 %, nas condições de teste, ou seja, na concentração de 38%, o óleo apresentou toxicidade aguda letal para 50% dos organismos testados. A sobrevivência de 100% no controle indica que os efeitos agudos encontrados estão diretamente associados a substância testada.

A toxicidade crônica do óleo de Albacora Leste foi avaliada através do teste embriológico com os embriões do ouriço *Lytechinus variegatus*, de acordo com a Norma CETESB (1999). Este tipo de teste baseia-se na exposição dos ovos do equinoderma a diferentes concentrações da amostra, avaliando-se a concentração que causa retardamento no desenvolvimento larval e/ou ocorrência de anomalias, nas condições de teste. A cada série de amostra testada é realizado um teste com o padrão (Dodecil Sulfato de Sódio – DSS), objetivando verificar se os organismos estão respondendo dentro da faixa de toxicidade previamente determinada.

Da mesma maneira que para o teste de toxicidade aguda, a fração solúvel do óleo em água (FSA – 1:9 v/v) foi preparada de acordo com o protocolo descrito por Anderson *et al.* (1974), sendo testadas as seguintes diluições: 0,1; 1; 5; 10; 30; 50, 70 e 100%.

Os valores de CENO (maior concentração que não causa efeito significativamente diferente do observado no controle) e CEO (menor concentração utilizada que causa efeito significativamente diferente do controle), foram obtidos através do teste de hipóteses do programa TOXSTAT versão 3.3. O Valor Crônico (VC) foi obtido a partir da

média geométrica das CENO e CEO e indica a concentração máxima aceitável da amostra.

O quadro a seguir apresenta um resumo dos resultados obtidos. O laudo completo do teste é apresentado no Anexo 3.

Quadro 3.10-b. Resultados dos testes de toxicidade crônica da fração hidrossolúvel (FHS) do óleo com o ouriço *Lytechinus variegatus*.

PARÂMETROS	RESULTADOS
CENO	10%
CEO	30%
VC	17,32%
Percentual médio de larvas saudáveis no controle	86%
CL50 com substância de referência DSS	1,54 mg/L (IC= 1,46-1,62 mg/L)

Fonte: PETROBRAS/Labtox Tecnologia Ambiental

CENO – concentração de efeito não observável

CEO – concentração de efeito observável

VC – valor crônico

Os resultados de CENO, CEO e VC indicam que, nas condições de teste, a amostra do óleo de Albacora Leste apresentou-se tóxica para o desenvolvimento embrionário de *Lytechinus variegatus*, sendo 17% a maior concentração aceitável da amostra.

Observa-se que em relação ao controle, cerca de 14% das larvas testadas foram consideradas não saudáveis, o que sugere uma pré-sensibilidade dos organismos testados.

A fim de subsidiar a análise dos resultados encontrados nos testes de toxicidade, a PETROBRAS realizou análises laboratoriais qualitativas do óleo de Albacora Leste com matriz em água, cujos resultados são sintetizados no Quadro 3.10-c, a seguir:

Quadro 3.10-c. Composição qualitativa do óleo de Albacora Leste.

PARÂMETROS	ÓLEO (POÇO RJS 744 P50)
Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP)	50.976 µg/L
Hidrocarbonetos Policíclico Aromáticos (HPA)	624 µg/L
N-alcanos	1773,4 µg/L
UCM (Unresolved Complex Mixture – Mistura Complexa Não Resolvida ou MCNR)	43.985 µg/
Monoaromáticos BTEX (Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xileno)	2.431,4 µg/L

Fonte: PETROBRAS.

Os resultados analíticos completos são apresentados no Anexo 3 deste EIA.

Observa-se pela análise do quadro acima que o óleo de Albacora Leste apresenta baixo teor de hidrocarbonetos poliaromáticos (HPAS = 624µg/L) e uma quantidade razoável de monoaromáticos (BTEX = 2.431,4 µg/L). Destaca-se que Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno

e Xileno (BTEX), são compostos aromáticos de baixo peso molecular, portanto, bastante solúveis em água.

Os hidrocarbonetos alifáticos (*n*-alcanos) também foram pouco representativos na fração do óleo analisado, tendo contribuído com cerca de 4% do total de hidrocarbonetos.

Entretanto, cerca de 85% do óleo de Albacora Leste é composto de Mistura Complexa Não Resolvida, ou seja, hidrocarbonetos que formam uma mistura que não é facilmente distinguível nas análises cromatográficas. A MCNR pode englobar tanto hidrocarbonetos alifáticos quanto aromáticos que possuem propriedades químicas similares, contribuindo representativamente no total de hidrocarbonetos, embora muito pouco é conhecido sobre sua composição (Thomas *et al.*, 1995; Frysinger *et al.*, 2002).

As análises realizadas não permitiram identificar especificamente cada componente da MCNR do óleo de Albacora Leste. A diferenciação dos componentes da MCNR ainda é analiticamente bastante complexa. Entretanto, como as análises foram realizadas na matriz água, os compostos aromáticos, mais solúveis, possivelmente apresentam grande percentual de contribuição para o total de compostos não resolvidos.

Os hidrocarbonetos aromáticos são compostos poluentes que apresentam elevada resiliência no sedimento marinho, e em especial, os de baixo peso molecular (como o BTEX), apresentam toxicidade aguda para organismos marinhos (Woodhead *et al.*, 1999; White *et al.*, 2002). Geralmente, os aromáticos não são os principais componentes do óleo cru (White *et al.*, 2002), embora sejam bastante representativos na fração hidrossolúvel, fração do óleo que apresenta maior potencial de toxicidade (Thomas *et al.*, 1995).

De acordo com Holdway (2002), a toxicidade aguda para organismos marinhos da fração hidrossolúvel do óleo varia entre 20 e 100%. O Quadro 3.10-d a seguir, apresenta de forma sintética os resultados de testes de toxicidade aguda realizados com óleos de diferentes regiões no mundo.

Quadro 3.10-d. Toxicidade aguda da Fração Hidrossolúvel (FHS) para diferentes organismos marinhos.

ORGANISMO TESTADO	LOCAL	CL 50
<i>Oncorhynchus gorbusha</i> (salmão)	Cook Inlet, Alasca	1,2 ppm do total de HPAs
<i>Oncorhynchus gorbusha</i> (salmão)	Norte do Alasca	2,8 ppm
<i>Platichthys stellatus</i> (lingado)	Cook Inlet, Alasca	1,8 ppm do total de HPAs
<i>Boeckosimus hypsinotus</i> (anfípoda)	Cook Inlet, Alasca	>1,9 ppm do total de HPAs
<i>Pandalus hypsinotus</i> (camarão)	Cook Inlet, Alasca	1,4 ppm do total de HPAs
<i>Evasterias toschelii</i> (estrela-do-mar)	Cook Inlet, Alasca	>1,3 ppm do total de HPAs
<i>Chlamys hericus</i> (molusco bivalve)	Cook Inlet, Alasca	2,0 ppm do total de HPAs
<i>Mytilus trossulus</i> (mexilhão)	Cook Inlet, Alasca	>3,0 ppm do total de HPAs

Fonte: Holdway (2002).

Os resultados apresentados no quadro acima corroboram a importância da fração dos poliaromáticos na avaliação da toxicidade aguda da fração hidrossolúvel. Entretanto,

Holdway (2002) ressalta que o método de preparo da Fração Hidrossolúvel, bem como a composição específica dos diferentes óleos produzidos torna a comparação direta dos valores bastante problemática, principalmente considerando diferentes organismos-teste.

Em relação à toxicidade crônica, a maioria dos estudos realizados enfoca os efeitos subletais de organismos e sedimentos marinhos contaminados após um derramamento de óleo, que demonstram ainda incertezas em relação aos efeitos de longa duração do óleo derramado em ambientes marinhos (Holdway, 2002). Por isso, torna-se difícil a avaliação dos efeitos crônicos encontrados para o desenvolvimento larval do ouriço *Lytechinus variegatus*.

Desta forma, a toxicidade aguda da matriz água do óleo de Albacora Leste encontrada para *Mysidopsis juniae* (CL50-96H =38%), e crônica para as larvas de *Lytechinus variegatus* (VC=17,3%), nas condições de teste apresentadas, possivelmente está associada ao elevado teor de hidrocarbonetos aromáticos não resolvidos presentes na amostra.

Ressalta-se que a inexistência de padrões de toxicidade com os organismos endêmicos brasileiros, bem como a baixa quantidade de informações disponíveis, tornam a avaliação da toxicidade da FSH ainda pouco consolidada.

3.11. CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES GERADAS PELA UNIDADE DE PRODUÇÃO

3.11.1. Emissões Atmosféricas

Os dados relativos às emissões atmosféricas da Plataforma P-50, a ser instalada no campo de Albacora Leste, foram fornecidos pela PETROBRAS. Tais dados representam uma estimativa das emissões horárias produzidas pela atividade de produção e pelas instalações para geração de energia, cuja descrição é apresentada a seguir:

a. Equipamentos e processos geradores de emissão atmosférica

A seguir encontram-se descritos os equipamentos e processos existentes na planta do FPSO P-50, que irão gerar emissões atmosféricas durante as atividades de produção do campo de Albacora Leste.

- *Flares e Vent*

O FPSO P-50 será equipado com dois sistemas de *flare* independentes, estando um capacitado para operar em alta pressão (HP) e o outro em baixa pressão (LP). A função dos *flares* será coletar e queimar os gases residuais oriundos das válvulas de segurança, das válvulas de controle de pressão, das válvulas de *blowdown* e dos oleodutos. Os *flares* farão queima contínua e de emergência. A altura da torre dos *flares* em Albacora Leste será de 115 m. Além dos sistemas de *flare*, a Plataforma P-50 terá um sistema de *vent* para coletar hidrocarbonetos provenientes dos processos e das instalações que operam próximos à pressão atmosférica.

O flare foi projetado para queimar todo o gás produzido, caso haja interrupção do escoamento pelo gasoduto. Durante a operação normal, haverá em cada um dos flares apenas uma chama piloto permanente. O consumo de gás dessas chamas será de 2.400 Nm³/dia ou 100 Nm³/h.

- **Turbogeradores**

A geração de energia para o FPSO P-50 será feita através de dois módulos de geração (P05-A e P05-B), cada um composto por dois turbogeradores a gás e óleo diesel de 23 MW de potência, completos com sistema recuperador de calor e chaminés *main* e *bypass*. As turbinas serão do tipo dual, isto é, poderão funcionar tanto queimando gás como óleo diesel. Estas estarão acopladas a geradores elétricos. Em condições normais de operação, dois turbogeradores serão suficientes para atender a todos os consumidores da P-50. Contudo, em períodos de produtividade mais alta, três turbogeradores deverão operar, ficando o quarto de reserva.

Na fase inicial de produção, os turbogeradores serão movidos a óleo diesel. Nesta fase, o consumo de óleo diesel deverá ser de 156 t/dia. Uma vez atingida a estabilização da produção de gás combustível, o sistema gerador de energia passará a utilizar este, com consumo máximo previsto de 395.000,0 m³/dia.

- **Geradores a Diesel**

O sistema gerador de energia da P-50 terá ainda um gerador auxiliar à diesel, de 3,0 MW de potência, que deverá alimentar o sistema da plataforma durante o período pré-operacional, previsto para durar cerca de dois meses.

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da Plataforma. As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas do conjunto das Turbinas Geradoras de Força. Os *flares*, em princípio, somente produzirão emissões significativas em situações de emergência ou no caso de interrupção do escoamento da produção de gás natural.

- **Incinerador**

Esta prevista a instalação de um incinerador à bordo do FPSO P-50, com as seguintes características:

Capacidade de queima de resíduos sólidos: 80 kg
Combustível utilizado: óleo diesel marítimo
Capacidade: 500.000 kcal/h

Este incinerador deverá entrar em operação com periodicidade semanal, para queima de papel proveniente de resíduos domésticos, conforme apresentado no Projeto de Controle da Poluição (item 7.2 deste EIA).

b. Emissões atmosféricas

Foram identificados três cenários distintos de emissão atmosférica para o Projeto Albacora Leste: o primeiro refere-se à fase pré-operacional (Cenário I), em que estará em funcionamento o gerador diesel auxiliar; o segundo cenário (Cenário II) refere-se à fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção; e o terceiro cenário (Cenário III) contempla a fase estável de produção, quando os turbogeradores passarem ao consumo de gás natural.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos turbogeradores e pelos motores do FPSO P-50 serão os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). Os valores horários das emissões podem ser vistos no Quadro 3.11.1-a.

Quadro 3.11.1-a. Emissões atmosféricas em cada um dos três cenários de operação do FPSO P-50.

CENÁRIO	COMBUSTOR	UNIDADE	NO_x	CO	¹ SO_x	MP	THP	CO_2
I	1 gerador aux.	kg/h	65,75	15,07	22,16	1,92	1,93	3.178,06
		g/s	18,30	4,19	6,16	0,53	0,54	883,00
II	Turbo-diesel	kg/h	111,55	0,42	127,74	1,52	0,51	19.838,25
		g/s	30,99	0,12	35,48	0,42	0,14	5.510,62
III	Turbo-GN	kg/h	97,24	24,87	1,48	2,00	3,33	33.330,61
		g/s	27,01	6,91	0,41	0,56	0,93	9.258,50
-	2 Flares	kg/h	0,25	1,36	Nd	Nd	0,51	Nd
		g/s	0,07	0,38	Nd	Nd	0,14	Nd

¹ No cálculo das emissões de dióxido de enxofre (SO_2), foram assumidos os seguintes teores de enxofre nos combustíveis: 45 mg/Nm³ (gás natural) e 1 % (óleo diesel)

Como pode ser observado, as emissões da queima de gás pelos pilotos dos *flares* de baixa e alta pressão são pouco significativas quando comparadas com as demais fontes geradores de poluição do ar.

O dióxido de carbono (CO_2) será lançado na atmosfera a uma taxa máxima de 33,3306 t/h. Apesar do CO_2 não ser um gás poluente, há grande preocupação com relação à sua contribuição para o efeito estufa e às consequentes alterações climáticas globais.

3.11.2. Efluentes

O principal efluente da produção de petróleo é a água de produção, tanto em termos de impacto como volume. Sua análise encontra-se inserida no item 3.8 deste relatório. Os demais efluentes produzidos durante o desenvolvimento da atividade são oriundos dos seguintes sistemas:

a Sistema sanitário

O sistema sanitário do FPSO P-50 coletará as águas oriundas de vasos sanitários e dos banheiros, lavanderias e cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma estimado em 160 pessoas.

Considerando o uso médio de 200 L diários por pessoa (limpeza, higiene, gasto geral das lavanderias), o volume gerado pode chegar a 32,00 m³/dia. O sistema de tratamento tem capacidade para tratamento de até 40m³ diários.

b. Trituração de Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos na plataforma serão recolhidos de forma seletiva e encaminhados para o sistema de trituração, que gerará partículas finais segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. Os restos alimentares serão triturados em partículas com tamanho inferior à 25mm. A estimativa da quantidade de restos alimentares, para 160 pessoas, é de 64 kg/dia.

c. Sistema de Refrigeração da Água Produzida

A água produzida proveniente dos separadores e tratadores, após ser tratada nos hidrociclones e flotadores, é encaminhada ao primeiro pré-aquecedor da planta de processamento onde troca calor com o fluido vindo do reservatório resfriando-se. Este pré-aquecedor está projetado de modo a enquadrar a temperatura de descarga da água produzida nos limites definidos pela legislação ambiental, ou seja, até 40°C.

d. Água do Sistema de Drenagens

A drenagem do convés do FPSO P-50 prevê um dique de contenção ao longo da borda de todo o convés da unidade (antepara) sendo direcionada para o tanque de *slop* sujo.

Estão previstos, ainda, diques de contenção para as áreas de armazenagem e manuseio de produtos químicos (inclusive tambores instalados na planta). Esses diques deverão ser encaminhados para o sistema de drenagem aberta.

A área ao redor dos equipamentos em contato com hidrocarbonetos na planta de processamento estará interligada ao sistema de drenagem aberta.

O sistema de drenagem aberta da planta é encaminhado através de coletores para o tanque de drenagem aberta do navio e de lá para descarte por overboard, após medição do TOG. Caso a concentração de TOG seja maior que 20 ppm, o efluente é direcionado para o tanque de *slop* limpo.

Os equipamentos da planta de processo possuem drenos os quais direcionam os resíduos oleosos por um sistema de drenagem fechada (header) até o Vaso *Slop*, para posterior retorno à planta de processo.

O sistema de drenagem aberta da planta de processamento é totalmente independente do sistema de drenagem fechada, não havendo nenhuma interligação entre esses sistemas.

A Praça de Máquinas será provida por um sistema de drenagem direcionado para os tanques *bilge* e *sludge* e desses para o tanque de *slop* sujo.

Os tanques de *slop* funcionarão como separadores água-óleo onde os resíduos oleosos sofrem decantação e separados em óleo (sobrenadante) e, em água oleosa (decantado). A água oleosa é direcionada através de um sifão do tanque de *Slop Sujo* para o de *Slop Limpo*.

O óleo sobrenadante dos tanques de *slop* (limpo e sujo) será encaminhado por bombeamento para a planta de processamento de óleo-gás enquanto que a fase aquosa será tratada em hidrociclone e filtro para, após medição do TOG menor que 20 ppm, ser descartada para overboard.

O Fluxograma 3.11.2-a, a seguir, apresenta a interligação entre os sistemas de drenagem e os tanques *Slop* do FPSO P-50.

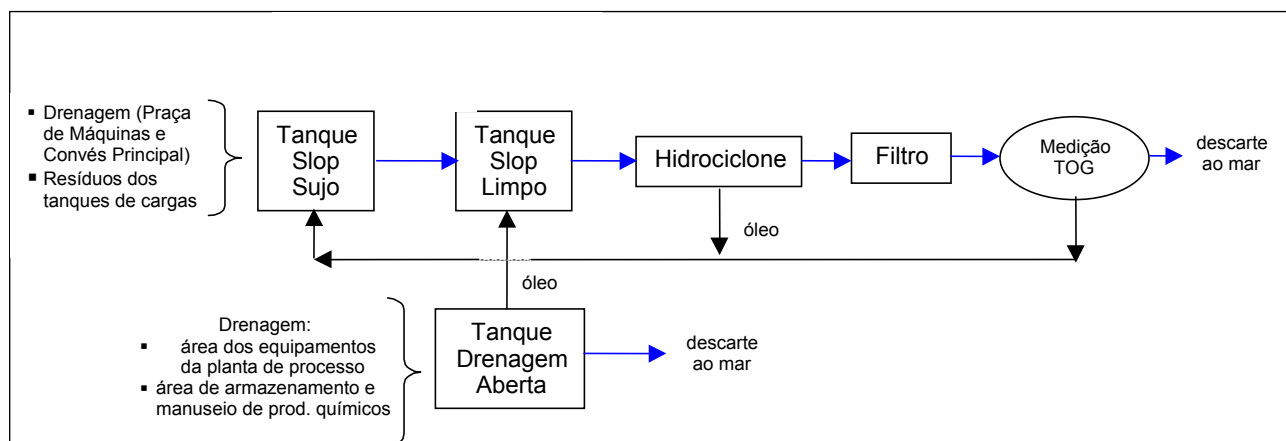


Figura 3.11.2-a. Fluxograma do sistema de drenagem do FPSO P-50

e. Resíduos oleosos

Resíduos oleosos resultantes de operações com lubrificantes ou diesel são coletados pelo sistema de drenagem direcionado ao vaso de *slop* (*Slop Vessel*), com capacidade total de 15 m³. O mesmo acontece com o resíduo oleoso do sistema de tratamento da água de produção, que converge para este vaso após passar pelos hidrociclones e flutadores.

O produto final deste sistema é direcionado para o tanque de armazenamento de óleo limpo (*Clean Slop Tank*, com capacidade para 3.422 m³), de onde é levado novamente para a planta de processamento do FPSO P-50.

f. Produtos químicos

Não há previsão para sobra dos produtos químicos utilizados na atividade de produção da P-50. Contudo, caso isto aconteça, tais produtos deverão ser apropriadamente

embalados, segregados, identificados e armazenados em tambores com a inscrição “Resíduos Perigosos” para posterior disposição em terra.

3.12. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA E PROTEÇÃO AMBIENTAL

Neste item são apresentados os sistemas de segurança e proteção ambiental projetados para viabilizar as atividades de exploração de hidrocarbonetos no Projeto Albacora Leste, de acordo com as normas de segurança e proteção ambiental que regem o Empreendimento. Dessa forma, a seguir são descritos os seguintes sistemas: (1) detecção de incêndio e gás; (2) geração de energia de emergência; (3) Recursos de Abandono, Fuga e Resgate; (4) Análises de Riscos, (5) Sistema de bloqueio (*Emergency Shutdown System*); (6) Sistema de tratamento de efluentes e resíduos; (7) Sistema de comunicação; e (8) Sistema de Medição e Monitoramento

Cumprido lembrar que, à luz das experiências anteriores em outras plataformas, significativas melhorias foram implementadas no projeto do FPSO P-50. Dentre estas destacam-se:

- ⇒ Realização, pela primeira vez em projetos de FPSOs da PETROBRAS, de Análise Quantitativa de Riscos, estudo elaborado pelo DnV, que resultou em diversas alterações de projeto implementadas no FPSO P-50, conforme o Relatório “Avaliação das Recomendações da Análise Quantitativa de Risco do FPSO P-50” emitido pelo ATP-ABL / ISUP e ST / EISAMI, em novembro de 2001;
- ⇒ Revisão do sistema de drenagem do FPSO P-50, eliminando-se a possibilidade de formação de H_2S nos *slop tanks*;
- ⇒ Alteração do *layout* do alojamento visando permitir condições aceitáveis e homogêneas de habitação, mesmo nas situações de contingência (alojamentos temporários);
- ⇒ Mudança da configuração da lança do *flare* de vertical para inclinada, visando minimizar risco de derrame de líquidos na planta;
- ⇒ Mudanças no sistema de bombas de carga e lastro, adotando-se bombas individuais por tanque, eliminando-se assim qualquer risco de comunicação entre os tanques;
- ⇒ Alteração da tubulação na Casa de Bombas e Praça de Máquinas de FRP para cobre-níquel, visando aumentar a segurança e garantir a estanqueidade das juntas das tubulações;
- ⇒ Acréscimo de “paus-de-carga” e guinchos auxiliares para manuseio das amarras, visando permitir a realização segura das operações de tensionamento das amarras;
- ⇒ Implementação de uma proteção com altura de 40 cm ao redor de todo o convés principal, reduzindo a possibilidade de derrame de líquidos diretamente no mar, encaminhando-os ao sistema de drenagem.

3.12.1. Sistemas de detecção de incêndio e gás

Este sistema é acionado automaticamente no evento de uma condição de incêndio ou de um escape anormal de gases e/ou vapores tóxicos ou inflamáveis, alertando a população do FPSO P-50 da presença de condições de risco, permitindo ações de controle para minimizar a probabilidade do aumento de efeitos indesejados. É dotado de uma interface computacional que disponibiliza dados e alarmes para os operadores, bem como de um conjunto de alarmes visuais e auditivos distribuídos pelo FPSO P-50.

a. Detecção de incêndio

A localização dos recursos e equipamentos de combate ao incêndio deverá levar em consideração a Análise de Riscos que permitirá estimar a possibilidade de propagação de incêndio e suas respectivas consequências para cada cenário.

Os detectores de fumaça do tipo ótico e os detectores de calor deverão permitir a identificação, na Sala de Controle Central, do local exato onde estes foram acionados.

As áreas de processo confinadas possuirão proteção por detectores de chama, tipo Ultravioleta (UV). Os invólucros de acionadores e/ou acionador de geração elétrica ou compressão de gás serão dotados de detectores de chama, tipo UV, e detectores de temperatura fixa elétricos.

Cada circuito de detecção de incêndio possuirá indicação contínua, visual e sonora, no painel de intertravamento de segurança. Tal painel estará localizado na sala de controle central da Instalação ou onde estiver instalado o monitor/controlador, desde que o local seja permanentemente assistido. A indicação visual permanece ativada até que o sistema seja restabelecido manualmente, possuindo facilidades que permitem o seu teste periódico.

Em todas as áreas do FPSO P-50 serão instalados Alarmes Manuais de Incêndio (AMI) do tipo "QUEBRE O VIDRO E APERTE O BOTÃO", na cor vermelho segurança. Estas botoeiras acionam alarme na sala de controle sinalizando incêndio confirmado. Caso 2 (dois) minutos após sua ativação não haja reconhecimento na sala de controle, toda a Instalação deverá ser alarmada, com exceção das áreas de lazer, escritórios e camarotes do módulo de acomodações. Esta temporização não deverá ocorrer caso haja detecção simultânea do sistema de detecção de incêndio, na mesma área.

As salas de equipamentos elétricos, camarotes, lavanderias, rouparia, depósitos, espaços confinados por pisos e/ou forros falsos onde forem instalados cabos elétricos, salas de máquinas com predominância de equipamentos elétricos, escadas, corredores, e refeitórios estarão equipados com detectores de fumaça, tipo ótico, acionados com o aumento da temperatura. Esses detectores deverão soar alarme sonoro na Sala de Controle Central e, quando acionados, após confirmação, indicarão "FOGO DETECTADO" e "FOGO CONFIRMADO".

As áreas de processo abertas, áreas de estocagem de produtos inflamáveis e combustíveis, estarão equipadas com detectores de calor tipo Plug-fusível. A localização

de cada sensor será estabelecida após a instalação do equipamento, tubulação, dutos de ventilação, etc. Os plug-fusíveis serão locados de 50cm a 1m de distância do equipamento a que protegem.

Os detectores de calor, tipo termovelocimétricos, monitorarão os almoxarifados, despensas, salas de estar e jogos, oficinas, laboratórios, auditórios, enfermaria, paióis de tintas e cozinhas.

Em todos os sistemas de detecção que estejam locados em áreas e instalações de processos confinadas, a ativação de um simples sensor deverá ser suficiente para ativar, automaticamente, alguns procedimentos de segurança, tais como:

- ⇒ Alarme sonoro na Sala de Controle Central e na própria instalação;
- ⇒ Ativação do Nível de Bloqueio ESD-3;
- ⇒ Ativação do Sistema de *sprinklers*.

Nas áreas onde a atuação de dois detectores é necessária, ambos deverão ser instalados de maneira a assegurar que todos os pontos dessas áreas estejam efetivamente monitorados por, no mínimo, 2 (dois) detectores.

Os detectores de gás combustível da área de processo são locados segundo estudos de dispersão, e enviam sinais elétricos de acordo com os níveis de concentração de gás detectados na área monitorada. As tomadas de ar de resfriamento de máquinas e de ventilação deverão ser monitoradas por sensores instalados dentro do duto, em local acessível para manutenção.

As ações de segurança na unidade somente deverão ser iniciadas com a atuação coincidente de dois sensores de gás de uma mesma área. Para assegurar que a falha de qualquer sensor não tornará inoperante o sistema de detecção, estão previstos três sensores (votação 2 de 3) em cada ponto de detecção.

Os sensores de gás metano deverão ser do tipo infra-vermelho e adequados para operar em área classificada como GRUPO IIA - T3 enquanto os sensores para hidrogênio deverão ser eletro-catalíticos. A atuação simultânea de dois sensores de gás indicando concentração de 60% do L.I.I. (Limite Inferior de Inflamabilidade) significará gás confirmado a 60% do L.I.I., iniciando ações de controle apropriadas, tais como:

- ⇒ Alarme na sala de controle central ou onde estiver instalado o monitor/controlador, desde que o local seja permanentemente assistido, e em todo o FPSO. Alerta à tripulação sobre as condições de emergência;
- ⇒ Desligar os equipamentos elétricos não adequados para funcionamento na presença de gás;
- ⇒ Exaurir integralmente o estoque de gás de maneira controlada e segura; Acionar o sistema de parada de emergência de nível 3 (Emergency Shutdown System / ESD-3);

- ⇒ Acionar o sistema de dilúvio na área afetada e áreas adjacentes vulneráveis à propagação do incêndio ou acionar o Sistema de Extinção de CO₂ para extinguir o fogo.

Sistemas ativos e passivos compõem a proteção contra incêndio no FPSO P-50. As áreas de alto risco serão isoladas por paredes, pisos e tetos corta-fogo, sendo as penetrações por dutos, tubos, cabos, portas e janelas certificadas para a mesma classe de fogo. A proteção passiva é complementada por revestimento térmico de estruturas identificadas, em estudo específico de propagação de fogo, como passíveis de sofrerem colapso estrutural em caso de incêndio, evitando-o por um período de 1 hora.

O sistema fixo de água de combate a incêndio da unidade será equipado com 3 conjuntos de bombas diesel-hidráulicas, específicas para o combate a incêndio, com capacidade individual de 2.200 m³/h, cada uma suficiente para atender a 50% da demanda máxima requerida pelo sistema.

O conjunto de 3 bombas diesel-hidráulicas distribuirá a água salgada necessária para a rede de hidrantes, subsistemas de resfriamento (dilúvio), espuma e canhões monitores através de dois troncos principais, localizados um em cada bordo do FPSO P-50. Cada uma dessas bombas estará em container individual, evitando que um possível incêndio em uma delas, comprometa o funcionamento das demais.

Ocorrendo a perda de um dos troncos, o abastecimento dos subsistemas poderá se processar pelo outro. Os hidrantes estarão distribuídos pela unidade de tal maneira que qualquer ponto poderá ser protegido por 2 (dois) hidrantes distintos. Caixas com mangueiras, esguichos e demais acessórios de combate manual a incêndio estarão localizadas próximo aos hidrantes.

Em áreas de alto risco, protegidas por sistema de dilúvio para resfriamento de equipamentos, a despressurização da rede de ar comprimido do sistema de detecção por plugues fusíveis atuará sensores de pressão que enviarão um sinal para partida de 2 bombas de incêndio além de comandarem a abertura local das válvulas de dilúvio da área. O acionamento destas bombas também será iniciado automaticamente quando a rede de incêndio, mantida pressurizada pela rede de captação de água do mar da operação do FPSO, sofrer uma queda de pressão pela abertura de algum consumidor (hidrante, canhão monitor, etc.), através de transmissor comandado por sensor de pressão, ou ainda quando da detecção de incêndio em qualquer área exceto nas acomodações, onde está previsto o início do combate a incêndio manualmente (extintores). O acionamento manual através de botoeiras poderá se dar nas salas onde as bombas estão localizadas, ou remotamente na Estação ou Console do Sistema Supervisório ECOS, localizado na Sala de Controle Central.

O sistema automático de dilúvio foi projetado para resfriar a zona de risco de incêndio afetada pelo fogo, e as zonas vizinhas, e está subdividido em 12 subsistemas.

Quando a área de atuação de um hidrante possuir risco decorrente de combustíveis líquidos, as caixas deverão conter, além dos acessórios normais, proporcionadores de espuma e bombonas com líquido gerador de espuma, apropriado para o tipo de combustível envolvido.

Um sistema fixo de espuma, é composto por 1 (um) tanque de concentrado, 2 (duas) bombas, cada uma com capacidade de fornecer 100% da demanda requerida, 2 (dois) troncos separados, alimentam canhões monitores para proteção do convés do navio, sub-sistema automático de dilúvio por espuma de equipamentos instalados no convés do navio, aplicadores manuais portáteis e os canhões monitores de proteção do heliponto.

A proteção por sistemas fixos incluirá os de CO₂, com atuação manual temporizada e alarmes visuais e sonoros de modo a prevenir a eventual asfixia de ocupantes. Este, compreende uma bateria central de 53 cilindros com rede de distribuição para proteção de 27 ambientes e dispositivos de sinalização e controle, assim como baterias locais que atendem a coifa e os dutos de exaustão da cozinha, o tubo de suspiro do gás de processo e os tanques de carga e ambientes elétricos localizados nos módulos de geração e compressão e na caixa (*hood*) do turbogerador.

A proteção contra incêndio dispõe ainda de extintores portáteis distribuídos por toda instalação conforme a classe de riscos avaliada.

b. Detecção de H₂S

A liberação de H₂S em um sistema de produção de petróleo pode ocorrer se o próprio petróleo produzido possuir H₂S na sua composição (como por exemplo o óleo de PAMPO) ou provocada pela ação de BRS (bactérias redutoras de sulfato).

O crescimento bacteriano das BRS ocorre na presença de água salgada em contato com óleo em um meio anaeróbico, com temperatura em torno de 25°C e por um bom período de tempo. Dependendo das condições favoráveis este crescimento pode ser muito alto em apenas poucos dias. No caso da P-50 não é esperada a formação de H₂S na água produzida em função das seguintes medidas preventivas:

- ⇒ Existência da unidade de remoção de sulfatos que deve inibir a ação de BRS. Além disso, está prevista também a injeção de biocida que deve diminuir muito a presença das bactérias;
- ⇒ Previsão de injeção de biocida nos slops a fim de eliminar bactérias redutoras de sulfato, para inibir formação de H₂S nesses tanques;
- ⇒ Impossibilidade de contato entre a água do mar e o petróleo, uma vez que o tanque de drenagem aberta é segregado do tanque de água produzida;
- ⇒ Previsão de rotina de análises de águas de slops para medição de teor de H₂S.

No entanto, por precaução, serão instalados quatro detectores de H₂S no fundo da casa de bombas, a fim de monitorar a presença desse gás, para maior segurança quanto ao acesso dos trabalhadores a esta área confinada.

3.12.2. Geração de energia de emergência

O gerador de emergência GE-514003 é acionado num prazo máximo de 45 segundos em situações de emergência ou de anormalidades, quando o sistema de geração de energia principal sofre alguma avaria ou entra em colapso. Os 10 segundos iniciais são utilizados para a sua própria partida e estabilização enquanto os 35 segundos restantes são necessários para a conexão das cargas à barra. São 5 segundos de intervalo entre cada estágio indicado abaixo:

- ⇒ Cargas não-motóricas, transformadores de iluminação essencial e carregadores de baterias para equipamentos de telecomunicações;
- ⇒ Bomba de água de resfriamento de emergência;
- ⇒ Ventilação essencial;
- ⇒ Equipamentos de mergulho;
- ⇒ Bomba de emergência de recalque de água do mar;
- ⇒ Compressores de ar.

Com potência de 1875 kVA / 1500 kW, o gerador de emergência está dimensionado para suprir o painel de cargas essenciais PN-514012, permitindo a partida de um dos turbogeradores principais. A partir deste painel são alimentados os CCM's das cargas essenciais, os CCM's dos geradores principais (inclusive os motores de partida) e os sistemas de energia ininterruptos (UPS), que suprem a iluminação de emergência e os sistemas de controle e segurança dos painéis elétricos e do processo.

O gerador de emergência está instalado no convés principal, em uma sala específica, com sistema de ventilação adequada, sendo o suprimento de combustível realizado por um tanque diário de óleo diesel, localizado em uma sala anexa àquela do gerador de emergência. O sistema de geração de emergência é composto, ainda, pelo sistema de resfriamento (realizado através de um radiador localizado em compartimento exclusivo), sistema de partida pneumático, sistema de repartida automática de cargas essenciais através do gerador de emergência, sistema de lubrificação, sistema de pré-aquecimento de água e pelos painéis de controle do gerador e do diesel.

Os painéis de controle estão localizados na sala de controle, ao lado da sala do gerador de emergência, e deverão conter todos os dispositivos de controle do gerador de emergência e do diesel, além da condição de “status” dos disjuntores principais dos painéis PN-514001, PN-514002, PN-514003, PN-514006 e PN-514012, através de monitores de vídeo. Estão também previstas operações “manual” (através de controle em seu próprio painel, supervisionado pelo “ECOS”) e “automática”, com controle e supervisão pelo “ECOS”.

A automação do sistema de geração de emergência, através de seu painel de controle, permite o paralelismo e o sincronismo automático quando do fechamento dos disjuntores de interligação de barras do painel de cargas essenciais (PN 514012) e do gerador de emergência conectado à barra.

Em caso de falha na geração principal, o gerador de emergência partirá alimentando o painel de cargas essenciais PN-514012. Isto se dará após abertura dos disjuntores de entrada deste mesmo painel e fechamento dos disjuntores de interligação de barras e do gerador de emergência. O retorno à condição normal também se dará, automaticamente, após paralelismo entre os geradores principais e de emergência e a conseqüente desconexão deste.

O sistema de iluminação de emergência será alimentado em 220V, 1F, a partir dos painéis PN-514023A e PN- 514023B. Estes serão alimentados a partir dos sistemas UPS (UPS-810002A/B), cada um dimensionado para 100% da carga. O painel de cargas essenciais em 480V, PN-514012, também alimentado em condições anormais do sistema pelo gerador de emergência GE-514003, suprirá os painéis PN-514013 e PN-514014, responsáveis pelas alimentações das UPS's.

Em caso de falhas do sistema normal, e posteriormente da geração de emergência, os sistemas de baterias, dimensionados para suprir 100% das cargas de emergência, suprirão a iluminação de emergência, composta por lâmpadas fluorescentes, por um período de 2 horas.

Os sistemas UPS (UPS-810001A/B), que alimentam os controles dos painéis em geral, incluindo os de geração auxiliar e principal, a estação "ECOS", o sistema pós-lubrificação das moto-bombas do turbogerador e os retificadores de 24 Vcc das cargas de instrumentação, são dimensionados, cada um, para 100% da carga e deverão ter uma autonomia de 2 horas. Existe ainda um sistema dedicado de 24 Vcc para suprimento do gerador de emergência e das bombas de água de incêndio.

3.12.3. Recursos de abandono, Fuga e Resgate

Os recursos de abandono, fuga e resgate tem o propósito de prover condições seguras para os locais onde estão os meios de abandono, principalmente os botes salva-vidas e as baleeiras, que correspondem ao meio de evacuação primário do FPSO P-50, e resgate de pessoas em perigo no mar. A unidade de produção possui rotas de fuga primárias e secundárias. As rotas primárias possuem largura mínima de 1,2 m e altura mínima de 2,1 m. As rotas secundárias possuem largura mínima de 1,0 m e altura mínima de 2,1 m. As rotas de fuga serão sinalizadas de branco, sendo o piso revestido com material antiderrapante.

Todas as instalações da unidade, exceto os camarotes, escritórios, câmaras frigoríficas e aquelas com área inferior a 10 m², possuem rotas de fuga compostas por duas opções de fácil e seguro acesso para o mesmo destino.

A evacuação parcial ou total do FPSO P-50 utilizará várias facilidades, tais como: barcos, helicópteros, bóias e embarcações salva-vidas e baleeiras.

Duas embarcações de sobrevivência, rígidas e a prova de fogo, com capacidade para 80 pessoas cada, serão instaladas em cada bordo do FPSO P-50, quantidade suficiente para abandono de 2 X 100% da população da unidade. Em cada bordo, também serão

instaladas 4 balsas salva-vidas infláveis com capacidade para 25 pessoas e 3 balsas salva-vidas infláveis com capacidade para 20 pessoas, garantindo o abandono de 100% da população da unidade.

A unidade contará com 1 balsa salva-vidas adicional por bordo, com capacidade para 6 pessoas, e escada de embarque que estarão localizadas na extremidade oposta àquela onde se encontram as embarcações salva-vidas rígidas. Essas balsas adicionais objetivam garantir o abandono da unidade na ocorrência de algum evento que impeça o escape através das rotas de fuga do convés do navio.

Uma embarcação de salvamento será lançada ao mar através de conjunto de turco/guincho com as funções de reunir e rebocar as embarcações de sobrevivência e facilitar as operações de descida e içamento, assim como para resgatar pessoas em perigo no mar. Esta embarcação motorizada possui capacidade para acomodar 5 pessoas sentadas e 1 pessoa deitada em maca.

Bóias salva-vidas serão instaladas nos bordos do FPSO P-50, com espaçamento máximo de 12 metros entre si. Os coletes salva-vidas serão instalados nas seguintes quantidades e locações:

- ⇒ No alojamento, em quantidade igual à população máxima prevista na unidade (160 pessoas), distribuídos na razão de um por leito, convenientemente acondicionados;
- ⇒ Na sala de rádio haverá 1 colete, convenientemente acondicionado;
- ⇒ Nos pontos de reunião, em quantidade igual a 50% da população máxima prevista na unidade (80 pessoas), distribuída proporcionalmente e convenientemente acondicionada;
- ⇒ No almoxarifado, em quantidade igual a 15% da população máxima prevista na unidade (24 pessoas), para serem usados como coletes de serviço, de acordo com a especificação a ser definida pela operação;
- ⇒ Próximo a cada embarcação de salvamento rígida (postos de abandono), e balsas salva-vidas infláveis, em quantidade igual a 20% da lotação das mesmas;
- ⇒ Próximo à embarcação de salvamento em quantidade igual a 100% da sua lotação (6 pessoas).
- ⇒ Na Sala de Controle, 3 (três) coletes, convenientemente acondicionados;
- ⇒ Na Enfermaria, 3 (três) coletes salva-vidas.

Os coletes localizados nos "Postos de Abandono" e próximos à embarcação de salvamento serão acondicionados em caixas. Estas serão confeccionadas em fibra de vidro e providas de tampas para proteção contra intempéries.

Em situações excepcionais, o abandono da unidade poderá ser processado através de helicópteros, sendo as instruções para adoção dessa alternativa transmitidas através do sistema de intercomunicação para os pontos de encontro, onde toda tripulação deverá estar reunida.

3.12.4. Analises de Riscos

Os sistemas de segurança de processo do FPSO P-50 são independentes dos destinados ao controle da produção, sendo dotados de dois níveis de proteção de modo a prevenir e minimizar os efeitos de falha de um equipamento no processo e atuando, sempre que possível, com princípios distintos, de modo a garantir sua atuação em condições anormais ou de emergência. Estudos identificando os riscos potenciais de processo foram desenvolvidos nas diversas fases de projeto, Básico e Básico Avançado - FEED (APP - Análise Preliminar de Perigos e HAZOP), e Detalhamento (HAZOP e AQR-Análise Quantitativa de Riscos), tendo suas recomendações para mitigação de riscos e redução de consequências sido implementadas.

3.12.5. Sistema de bloqueio (*Emergency shutdown system*)

Os principais sistemas destinados à segurança do processo são os de parada de emergência da produção, concebido em diversos níveis hierárquicos, e o de parada de emergência de processo. Este último é iniciado por sensores de processo que, ao detectar alguma condição anormal de processo ou de operação de equipamentos, atua sobre dispositivos de proteção, tais como válvulas de isolamento ou alívio (válvulas de shutdown, blowdown, shutoff) e painéis locais, para isolar, aliviar ou parar a operação do equipamento ou sistema operacional que está causando o risco ou está sujeito a ele. A parada de processo configura-se como o 1º nível do sistema de parada de emergência da produção.

O sistema de bloqueio permitirá, em situações de emergência, a interrupção automática do funcionamento dos diversos equipamentos e máquinas do FPSO P-50, a fim de restringir os riscos causados por eventuais efeitos indesejáveis. Este sistema possui quatro níveis:

- ⇒ Nível 1: Desligamento parcial do processo ou de utilidades;
- ⇒ Nível 2: Desligamento do processo sem atuação sobre as utilidades;
- ⇒ Nível 3: Desligamento total do processo e das utilidades “não essenciais”;
- ⇒ Nível 4: Despressurização automática e preparação para abandono se necessário.

O sistema de parada de emergência para os Níveis 2 e 3 poderá ser ativado manual ou automaticamente.

A ativação do Nível 4 deverá ser apenas manual, e as botoeiras de ativação do sistema de parada de emergência (ESD-2, ESD-3 e ESD-4) deverão ser instaladas em apenas dois locais, listados a seguir:

- ⇒ Sala de Controle (através da ECOS);
- ⇒ Sala de Rádio ou Sala do Gerente da Instalação (botoeira física protegida).

3.12.6. Sistema de tratamento de efluentes e resíduos

Os equipamentos são providos de dispositivos para prevenir descargas no mar de líquidos contaminados, tais como: sensores, alarmes, válvulas automáticas, etc.

- **Efluentes sanitários e de cozinha**

Antes de serem descartados ao mar, os efluentes sanitários serão tratados por um sistema eletrocatalítico e os resíduos de alimentos triturados até atingirem, no máximo, 25 mm de tamanho. O duto de transporte e descarga dos alimentos triturados possui diâmetro aproximado de 10 polegadas e está localizado no lado boreste, a ré do módulo N-2 (acomodações e heliporto), no costado do FPSO P-50. Está prevista uma tomada de água abaixo do triturador para diluir e auxiliar a descarga do lixo orgânico triturado.

O sistema de tratamento de efluentes sanitários do FPSO P-50, do tipo eletrocatalítico, é composto por duas bombas a vácuo, duas bombas de descarga, tubulações, válvulas e painéis elétricos. Estas permitem a coleta das águas oriundas de vasos sanitários, banheiros, lavanderias e cozinha e seu envio para um tanque coletor. A unidade de tratamento é formada por células eletrolíticas, onde continuamente faz-se a desinfecção do material. Esta é realizada em tanques de aeração através de um processo de eletrocloração, que consiste em submeter a água do mar a um processo eletrolítico, resultando numa elevada concentração de hipoclorito de sódio que faz a desinfecção do efluente.

Este sistema é projetado em função do número de pessoas a bordo da unidade de produção (estimado em 160 pessoas), tendo capacidade para tratamento de até 40 m³ diários. Considerando o uso médio de 200 L diários por pessoa (limpeza, higiene, gasto geral das lavanderias), o volume gerado pode chegar a 32 m³/dia.

O sistema produz padrões de descarga em concordância com os limites da IMO (50 mg/l de sólidos em suspensão; 50 mg/l de DBO₅ e 250 coliformes fecais NMP / 100 ml), o que está em acordo com os valores definidos pela Resolução CONAMA 20/86 para classe 6, águas salinas (limites de 4000 coliformes fecais 100 ml e 10 mg/l O₂ de DBO₅).

- **Resíduos oleosos**

O sistema de armazenagem e transferência de óleo do FPSO P-50 para navios aliviadores, é livre da emissão de metano e de voláteis de compostos orgânicos. O sistema é fechado e inertizado.

Para garantir a segurança da operação existe, também, um sistema de detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO P-50 e na chegada do aliviador. Em caso de variações entre os valores, a operação é interrompida automaticamente. Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados, a operação será acompanhada permanentemente por uma pessoa em cada navio.

- **Água produzida**

É o principal efluente líquido gerenciado no FPSO P-50, sendo oriundo do sistema de tratamento da água de produção, que concentra os efluentes de todos os sistemas de tratamento de óleo a bordo para seu descarte final.

A água produzida é separada e tratada em hidrociclones para reduzir a concentração de óleo antes da descarga para o mar. A qualidade dessa água é monitorada, fechando-se automaticamente a válvula de descarga e desviando a água para um tanque específico (*slop tank*), caso a concentração de óleo exceda 20 ppm. Neste caso, a água com teor elevado de óleo é reintroduzida nas plantas de tratamento. Após ser resfriada a 40°C, a água tratada nos hidrociclones, é enviada às unidades de flotação, onde a concentração de óleo final é mantida abaixo dos 20 ppm.

- **Produtos químicos**

O FPSO P-50 estará equipado com sistema fechado de armazenamento e distribuição de produtos químicos. A transferência dos produtos químicos entre os tanques de armazenamento e os locais de utilização será feito através de linhas, minimizando a ocorrência de vazamentos, perdas e contato dos operadores.

Todos os produtos químicos utilizados nos processos do FPSO P-50 serão submetidos a uma avaliação no Centro de Pesquisa da PETROBRAS (CENPES), quanto às suas propriedades ambientais (toxicidade, bioacumulação e degradabilidade).

Um banco de dados em que constam os produtos químicos utilizados e suas respectivas fichas técnicas será disponibilizado aos funcionários do FPSO P-50. Nessas fichas estarão especificadas as composições, propriedades físicas e químicas, recomendações quanto aos primeiros socorros e os cuidados com o manuseio e transporte dos produtos químicos.

Os produtos químicos serão tratados na unidade seguindo procedimento do Manual de Gerenciamento de Resíduos, quando apropriado, ou desembarcados e enviados para o Laboratório de Fluidos, em Imbetiba, para armazenamento temporário, onde serão apropriadamente embalados, segregados, identificados e armazenados em tambores com a inscrição “RESÍDUOS PERIGOSOS”.

3.12.7. Sistema de comunicação

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar o FPSO P-50 ou requerer resgate para pessoas feridas.

Além disso, comunicações externas podem auxiliar no processo de decisão, permitindo que especialistas em terra aconselhem sobre as ações mais apropriadas a serem tomadas para controlar o incidente.

Visando a Segurança Interna e a Salvaguarda da Vida Humana no mar, estão previstos 2 Sistemas de Comunicação a bordo da Unidade Flutuante de Produção e Armazenamento - FPSO P-50:

- ⇒ Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade offshore, permitindo a emissão de Chamadas e Avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). Esse Sistema é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (UPS- Uninterrupted Power Supply). O funcionamento desses dois alarmes é gerenciado remotamente pelo Sistema ECOS (Estação Central de Supervisão e Operação) da unidade que, através de conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo. Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor Branca/Cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

- ⇒ Sistema de Radiocomunicações e Sistema GMDSS: Sistemas constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequências (HF, VHF e UHF). São utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O Sistema GMDSS (Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar) é utilizado nos casos de acidentes na unidade, sempre que há necessidade de auxílio externo. Ambos os sistemas são mantidos por fontes independentes e sistema de baterias exclusivos, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (UPS - Uninterrupted Power Supply).

No caso de uma emergência a bordo do FPSO P-50, devem ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Macaé. Essas ações devem ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo GEPLAT (Gerente da Plataforma). Esse processo de comunicação deve ser conduzido via telefone e rádio VHF, devendo incluir notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

As comunicações devem ser mantidas durante todo o incidente ou até que o GEPLAT (Gerente da Plataforma) tome a decisão de abandonar a unidade. Todas as comunicações serão conduzidas entre o operador de rádio e o GEPLAT (Gerente da Plataforma) ou um profissional por ele designado. No FPSO P-50, prevê-se a instalação de alto-falantes e extensões de PABX para transmissão das informações. Todo o pessoal envolvido nas operações de controle utilizará rádios portáteis.

3.12.8. Sistema de Medição e Monitoramento

Para que se possa ter conhecimento dos volumes dos fluidos que serão movimentados pelo FPSO P-50 no decorrer de suas atividades de produção, um sistema de medição e monitoramento acurado é fundamental. Esse sistema será capaz de precisar, com

segurança, a magnitude dos fluxos provenientes do campo de produção e a quantidade dos fluidos pós-processados armazenados, descartados ou exportados.

O objetivo do sistema de medição é permitir a medição da produção do Campo de Albacora Leste e assegurar a confiabilidade da medição fiscal do Óleo e Gás exportados. O número de medidores de operação será dimensionado de maneira a assegurar que todos os fluxos de fluidos sejam mensurados.

Ressalta-se que todo o sistema de medição e monitoramento a ser implementado nas atividades de produção contemplam todos os padrões, classificações e regulamentações vigentes na indústria internacional, bem como os exigidos pela legislação brasileira. Em caso de conflito entre os textos, serão aplicadas as seguintes normas, em ordem de prioridade (considerando suas últimas versões):

- ⇒ Legislação Governamental e, em particular, a Norma Administrativa Conjunta com o INMETRO, número 1, datada de 19 de junho de 2000;
- ⇒ Normas das Sociedades Classificadoras da Embarcação e de Segurança;
- ⇒ Especificações do Projeto;
- ⇒ Códigos e Padrões Específicos do Projeto
- ⇒ Padrões Industriais;
- ⇒ Códigos de Contratantes e Padrões Operacionais de Trabalho

A automação e controle do FPSO P-50 serão efetuados por diversos sistemas e subsistemas que exercerão funções automáticas através de controladores lógicos programáveis (CLP's). Dentre estes, os principais são:

- ⇒ CIS (*Control Interlocking System*): Sistema de intertravamento destinado ao controle e monitoração da unidade de produção como um todo em condições normais de operação e de emergência (Parada de Emergência, Detecção de Fogo e Gás). Inclui as plantas de processo e utilidades, assim como os sistemas de ventilação e ar condicionado (VAC), os sistemas elétricos e os sistemas navais, incluindo o CMS.
- ⇒ CMS (*Cargo Monitoring System*) - Sistema de monitoração dos diversos tanques do FPSO (Óleo, Lastro e Consumíveis). Fornece informações precisas e confiáveis sobre o nível, pressão, temperatura e as condições de inertização dos tanques de carga e sobre as tensões nas linhas de amarração, incluindo os cálculos de estabilidade (Load Calculator).
- ⇒ PAS (*Package Automation System*) - Sistema de automação e controle de Unidades Pacote. Possui painéis de controle local porém integrados à arquitetura geral de automação do FPSO, de forma a permitir completa operação e supervisão remotas da Unidade Pacote a partir da Sala de Controle Central compreendendo:

- Painéis de Controle dos Turbogeneradores;

- Painéis de Controle dos Geradores de Emergência;
 - Painéis de Controle dos Motocompressores a Gás;
 - Painéis de Controle dos Compressores *Booster*;
 - Painéis de Controle das Bombas de Incêndio;
 - Painéis de Controle dos Geradores Auxiliares;
 - Painéis de Controle de Sincronização dos Geradores (GSP).
- ⇒ SPCS (*Subsea Production Control System*) – Sistema de controle e monitoração dos sistemas submarinos de produção, compostos por conjuntos de árvores de natal molhadas e de injeção de gás. Cada árvore de natal molhada possui um sistema multiplex de controle para acionamento de suas próprias válvulas de atuação hidráulica (*master, wing, choke, etc.*, de produção e gás *lift*) e aquisição de dados elétricos de instrumentos (pressão, temperatura, vazão, etc).
- ⇒ ENV (*Environmental System*) – Sistema de monitoração das condições ambientais. Fornece e registra, em tempo real, informações relativas à velocidade e à direção do vento, correntes marinhas e ondas, entre outras.
- ⇒ POS (*Positioning System*) – Sistema naval destinado ao monitoramento contínuo do posicionamento, aproamento e movimentos relativos da embarcação.
- ⇒ OMTS (*Offloading Monitoring Telemetry System*) – Sistema destinado a integrar informações entre o FPSO e o navio de alívio (*shuttle tanker*) na operação de descarregamento (*offloading*), utilizando sinais de radio para transferência de sinais lógicos, e permitindo que a aproximação, conexão e transferência de óleo se processe de modo controlado e seguro.
- ⇒ COMS (*Crude Oil Metering System*) – Sistema destinado à medição para fins fiscais da produção de óleo. Permite ainda a retirada automática de amostras e a medição do conteúdo de água no óleo.
- ⇒ ECOS - Estação Central de Supervisão e Operação (*Supervision and Operation Central Workstation System*) – Sistema que integra sinais através de canais de comunicação (com redundância, para maior segurança), utilizando-se de redes de fibras óticas e elétricas, modems, comutadores, etc. Possibilita que os dados relacionados a operação, oriundos de sensores e processados logicamente pelos correspondentes sistemas, sejam continuamente monitorados a partir de um ambiente agradável e seguro. Tal controle é feito através de monitores coloridos, equipados com recursos gráficos de alta resolução, localizados na Sala de Controle Central. A apresentação dos fluxogramas, diagramas elétricos e lógicos de controle e segurança, e as principais estruturas fixas em telas permitem uma interface Homem x Máquina “amigável” no controle e operação de todos estes sistemas. A ECOS é interligada à rede corporativa da PETROBRAS através de equipamentos de telecomunicações.

Todos os Programadores Lógicos Programáveis (PLC's) destes sistemas realizam testes e auto-diagnósticos de modo a aumentar a confiabilidade dos dados disponibilizados. A Supervisão das atividades durante a operação é complementada através de canais de comunicação por telefone e por câmaras de TV, estrategicamente posicionadas, que fornecem para a Sala de Controle uma visualização de áreas críticas da operação.

Os medidores fiscais de petróleo serão instalados a jusante das bombas de transferência e deverão possuir uma incerteza de medição inferior a 0,2%. A medição fiscal de gás será feita na exportação e no gas lift/ injeção e deverá ter incerteza de 1%. As características principais dos medidores encontram-se resumidas no Quadro 3.12.7-a a seguir:

Quadro 3.12.7-a. Pontos de Medição (continua...).

Fluidos	Pontos de Medição	Tipos de Medição	Medidores Utilizados	Classe de exatidão (sistema/ medidor)	Normas Aplicáveis
Petróleo	Offloading	Medição Operacional	US 2 canais		API-MPMS OIML R 117 ISO
	Jusante das bombas de carga				
	Jusante Bombas de Transferência	Medição Fiscal	US 5 canais	0,3% / 0,2%	
		Calibração da Medição Fiscal	Mini Prover		
	Separador de Teste	Medidor de Apropriação	MA	1,0% / 0,6%	
		Calibração da medição de apropriação	Tanque de calibração		
BSW	Jusante da Bomba de Transferência	Medição Fiscal em linha	Automático (Microondas) (Capacitância)		API-MPMS OIMLR117 ISO
		Amostragem para Calibração	Manual ou Automática		
	Separador de Teste	Medição de Apropriação em linha.	Automático (Microondas) (Capacidade) (Densidade)		
		Amostragem para calibração	Manual ou Automática		

Quadro 3.12.7-a. Pontos de Medição (continuação).

Fluidos	Pontos de Medição	Tipos de Medição	Medidores Utilizados	Classe de exatidão (sistema/medidor)	Normas Aplicáveis
BSW	Offloading (a jusante das Bombas de Carga)	Operacional em Linha	Automático (Microndas) (Densidade)		API-MPMS OIML-R117 ISSO
		Amostragem para calibração	Manual ou automática		
Gás	Gás lift/ Injetado total	Medição Operacional	Placa de Orifício com computador de vazão	3 %	API-MPMS AGA ISO
	Separador de Produção	Medição Operacional	Placa de Orifício com computador de vazão e porta placa.	3 %	
	Separador de Teste	Medição de Apropriação	Placa de Orifício com computador de vazão. Instalar porta placas + trechos retos sacáveis	2 %	
	Gás Combustível Parcial (consumidores)	Medição Operacional	Placa de Orifício com computador de vazão.	3%	
	Gás Combustível Total (alta e baixa pressão)	Medição Operacional com requisitos de apropriação	Placa de Orifício com computador de vazão. Instalar porta placas + trechos retos sacáveis	2 %	
	Exportação	Medição Fiscal	Placa de Orifício com computador de vazão. Instalar porta placas + trechos retos sacáveis	1,5%	
	Flare	Medição Operacional	US	3%	
Água	Produzida (descartada)	Medição Operacional	MG		API-MPMS OIML-R117 ISO
	Injeção	Medição Operacional	Placa de Orifício		

Instrumentos:

MG - Medidor de fluido tipo magnético / US – Medidor de fluido tipo ultra-sônico / MA – Medidor de fluido mássico tipo coriolis

Observações:

- sistema de água produzida e os separadores de produção de primeiro estágio e de teste deverão possuir um medidor de fluido em “stand-by”.
- sistema de medição do “ gás lift” deverá possibilitar a medição de cada poço individualmente.
- sistema de medição da água de injeção deverá possibilitar a medição de cada poço individualmente.
- Quando necessário, o óleo produzido vindo do Separador de Teste será direcionado para um tanque atmosférico a fim de aferir o medidor e definir o Fator de Encolhimento do óleo de cada poço.
- A temperatura de referência para a medição será de 20 °C, e o fator de aferição deverá incluir a correção para o efeito da temperatura.
- A análise cromatográfica do gás será realizada pelo menos uma vez por mês no laboratório do navio onde será instalado o cromatógrafo.
- Nos fluxogramas de processo anexos indicamos os medidores com a seguinte simbologia:
 - MF-O – medidor fiscal de óleo.
 - MF-G – medidor fiscal de gás.
 - MO-O – medidor operacional de óleo
 - MO-G – medidor operacional de gás
 - MO*-G – medidor operacional de gás com requisitos de apropriação
 - MA-O – medidor de apropriação de óleo
 - MA-G – medidor apropriação de gás
 - MA-A – medidor apropriação de água

O sistema de água produzida e os separadores de produção de primeiro estágio e de teste deverão possuir um medidor de fluido em “stand-by”.

Os sistema de medição do gás *lift* e da água de injeção deverão possibilitar a medição de cada poço, individualmente. Quando necessário, o óleo produzido vindo do Separador de Teste será direcionado para um tanque atmosférico a fim de aferir o medidor e definir o Fator de Encolhimento do óleo de cada poço. A temperatura de referência para medição será de 20°C e o fator de aferição deverá incluir a correção para o efeito da temperatura.

Os procedimentos de medição para todos os fluidos serão compatíveis com o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP e com as normas API contidas no *Petroleum Measurement Manual*, capítulos 8 e 10, normas ASTM D-473, D4006 e D-4007, dentre outras. As medições serão sempre realizadas em condições padrão de 20° C e 0,1013 MPa (1 atm), com o uso de uma tabela de correção.

A periodicidade mínima de medição dos fluidos será diária. A análise de qualidade do óleo será feita periodicamente, sendo a medição de densidade do óleo mensal e as medições de salinidade e teor de sedimentos diárias.

Todos os medidores de gás serão periodicamente aferidos. O procedimento de medição é compatível com a *AGA Report*, números 3, 7 e 8. A periodicidade de medição será diária, enquanto a aferição dos medidores será semestral. A análise de qualidade do gás (teor de CO₂, composição, poder calorífico e teor de inertes) terá periodicidade semestral.

3.13. PLANOS DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO

Este Estudo de Impacto Ambiental apresenta uma ampla descrição do Plano de Desenvolvimento do Campo de Albacora Leste, incluindo, entre outras informações, as curvas de produção previstas e uma estimativa da vida útil do campo. Tais parâmetros foram obtidos por meio da otimização dos recursos técnicos, operacionais e logísticos que se ajustaram ao planejamento da PETROBRAS para desenvolvimento deste campo. Assim sendo, por conta desta otimização, não foram previstos planos de expansão da produção.