

3.6. ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO

3.6.1. Óleo

O escoamento da produção dos campos de Bijupirá & Salema se dará através do transbordo para navios petroleiros. A operação de transferência de óleo para os navios-tanque será feita através de mangueiras flexíveis (mangotes) de 20" de diâmetro e cerca de 270 metros de comprimento.

Para esta operação, uma das extremidades do mangote deverá ser conectada na popa do FPSO e a outra ao navio tanque. A distância entre o FPSO e o navio tanque deverá ser de, no mínimo, 90 metros. Após a operação de transferência de óleo, as mangueiras flexíveis e toda a tubulação utilizada deverão ser jateadas com água do mar, desde a FPSO até o navio tanque.

O Quadro 3.6.1-a a seguir apresenta algumas características da operação de transferência. Demais regras estipuladas para esta operação estão indicadas na publicação "Manual Para Transferencia de Óleo na Área da Bacia de Campos", de abril/2000 emitido pela Petrobras.

Quadro 3.6.1-a. Características do sistema de transferência.

PARÂMETRO	VALOR
Pressão de projeto	10 atm (150 psig)
Taxa de transferência	6.630m ³ /hora
Frequência	50 operações por ano

Uma visão panorâmica da operação de transferência é apresentada na Figura 3.6.1-a e na Figura 3.6.1-b, são apresentadas as etapas necessárias para a operação de conexão entre a FPSO e o petroleiro fundeado nas imediações da unidade.



Figura 3.6.1-a. Operação de transferência de óleo entre o FPSO e o navio-tanque.

FIGURA 3.6.1-b. (seqüência de *offloading*)

A capacidade instalada no FPSO Fluminense para a produção de óleo é da ordem de 11.130 m³/dia (70.000 BPD). A unidade flutuante possui, no entanto, compartimentos disponíveis para o armazenamento de 206.700 m³ (1300 KB) de óleo. A produção média mensal de óleo prevista para os dois campos encontra-se apresentada no item 3.7.1.

Embora as operações de transferência dos produtos dos reservatórios Bijupirá & Salema sejam variáveis em função das flutuações de mercado, para efeito deste projeto está sendo considerada como representativa a transferência do volume médio mensal produzido (Quadro 3.7.1-a). Isto implicará em uma média de 2 operações de transferências por mês ao longo dos primeiros anos de produção. Estas transferências se darão através de navios tanques semelhantes aos que já operam nas outras unidades produtivas existentes na bacia de Campos.

Estudos realizados¹ na bacia de Campos indicam, atualmente, uma frequência média mensal de 3,4 operações de transbordo realizadas nos projetos de produção de óleo desta bacia. Este resultado inclui as transferências realizadas pelas unidades P31 (Albacora), P32 e P33 (Marlim) e P34 (Barracuda).

Nos anos finais da exploração dos campos de Bijupirá & Salema, com o declínio da produção de óleo, as operações de transferência deverão diminuir proporcionalmente aos volumes mensais produzidos.

3.6.2. Gás

A parcela de gás destinada à exportação, após processamento na FPSO Fluminense, será encaminhada à Plataforma P-15 através do gasoduto já instalado para esta função. Conforme detalhado anteriormente, no item 3.2.4, referente à planta de processo do FPSO, o gás que é separado do fluxo de produção encontra três diferentes destinações: gás *lift* para injeção, gás para geração de energia elétrica, gás para queima do *flare* e finalmente gás para exportação. Esta exportação se processa através do gasoduto (vide item 3.3.3) com cerca de 25 km de extensão, entre o FPSO e a Plataforma P-15 da PETROBRAS, a qual receberá a produção de gás do Projeto Bijupirá & Salema. [Destaca forma, as linhas de exportação do gás produzido em Bijupirá & Salema serão ligadas ao gasoduto já existente.](#)

3.7. CURVAS DE PRODUÇÃO

3.7.1. Óleo

Estima-se que as reservas originais de óleo nos campos de Bijupirá & Salema seja da ordem de 32,5 milhões de metros cúbicos, sendo as reservas atuais estimadas em cerca

¹ Bijupirá & Salema - Estimated Traffic Densities. Enterprise Oil.

de 28,5 milhões de metros cúbicos. Ressalta-se que destes valores, sejam referentes ao campo de Bijupirá cerca de 17,9 MMm³ de reservas atuais e referentes a Salema, cerca de 10,6 MMm³.

O Quadro a seguir apresenta a produção mensal de óleo, estimada para os campos de Bijupirá & Salema, ao longo de 17 anos de exploração e a Figura 3.7.1-a apresenta a curva de produção prevista.

Quadro 3.7.1-a. Produção de óleo mensal estimada para Bijupirá & Salema

<u>ANO</u>	<u>Bijupirá (Mm³/dia)</u>	<u>Salema (Mm³/dia)</u>	<u>Total (Mm³/dia)</u>
<u>2003</u>	2,907	1,535	4,442
<u>2004</u>	7,154	3,092	10,246
<u>2005</u>	6,195	3,092	9,287
<u>2006</u>	4,677	3,050	7,727
<u>2007</u>	4,133	2,971	7,104
<u>2008</u>	3,866	2,808	6,674
<u>2009</u>	3,400	2,351	5,751
<u>2010</u>	2,846	2,103	4,949
<u>2011</u>	2,584	1,431	4,015
<u>2012</u>	2,130	1,216	3,346
<u>2013</u>	1,750	1,051	2,801
<u>2014</u>	1,526	0,850	2,376
<u>2015</u>	1,379	0,737	2,116
<u>2016</u>	1,234	0,656	1,89
<u>2017</u>	1,024	0,579	1,603
<u>2018</u>	0,818	0,524	1,342
<u>2019</u>	0,734	0,492	1,226
<u>2020</u>	0,680	0,460	1,140

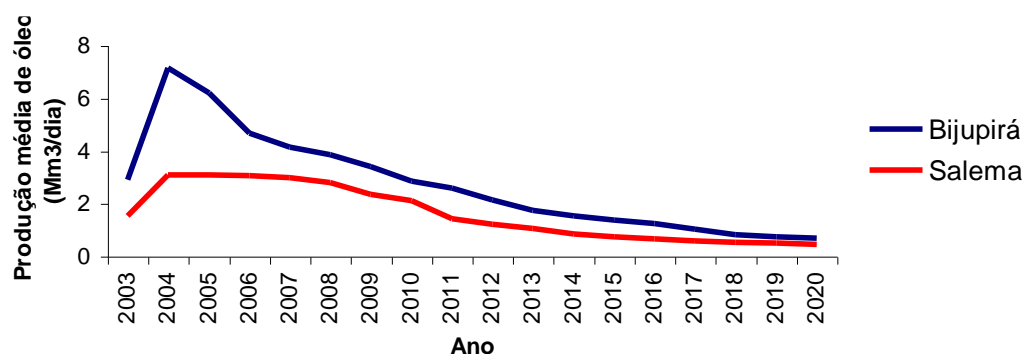


Figura 3.7.1-a. Curva de produção de óleo estimada ao longo de 17 anos de exploração nos campos de Bijupirá & Salema.

Conforme o quadro acima, a produção média mensal estimada para os campos Bijupirá & Salema atingirá um máximo no ano de 2004 (10,246 MMm³/dia), decrescendo

gradualmente, até 1,140 Mm³/dia, no ano de 2020. As operações de transferências dos volumes produzidos por ambos os campos deverão acompanhar a grade produtiva dos reservatórios.

3.7.2. Gás

Estima-se que as reservas originais de gás nos campos de Bijupirá & Salema seja da ordem de 3.081 MMm³, sendo as reservas atuais estimadas em cerca de 2.759 MMm³. Ressalta-se que destes valores, sejam referentes ao campo de Bijupirá cerca de 1.234 MMm³ de reservas atuais e referentes a Salema, cerca de 1525 MMm³, respectivamente.

A previsão de produção e distribuição de gás nos campos de Bijupirá & Salema é apresentada no Quadro 3.6.2-a a seguir. Conforme se observa, a parcela correspondente a exportação do gás produzido sofre um salto de cerca de 10 vezes entre o ano de 2003 e 2004, no início da produção dos reservatórios. A partir daí, a exportação deste produto será gradativamente decrescente, acompanhando a curva da produção dos campos (Figura 3.7.2-a).

Quadro 3.7.2-a. Campos de Bijupirá & Salema - Distribuição do gás (1000 m³/d).

<u>Ano</u>	<u>Produção</u>	<u>Gás exportação</u>	<u>Gás Combustível p/ térmica</u>	<u>Queima</u>	<u>Fuga</u>
<u>2003</u>	419,446	131,039	<u>141</u>	<u>220</u>	<u>2</u>
<u>2004</u>	914,945	734,510	<u>142</u>	<u>63</u>	<u>2</u>
<u>2005</u>	858,092	677,408	<u>141</u>	<u>39</u>	<u>2</u>
<u>2006</u>	770,332	590,890	<u>142</u>	<u>36</u>	<u>2</u>
<u>2007</u>	739,933	562,017	<u>141</u>	<u>30</u>	<u>2</u>
<u>2008</u>	722,997	545,280	<u>142</u>	<u>26</u>	<u>2</u>
<u>2009</u>	638,182	466,160	<u>142</u>	<u>23</u>	<u>2</u>
<u>2010</u>	556,026	388,548	<u>141</u>	<u>20</u>	<u>2</u>
<u>2011</u>	390,435	232,919	<u>142</u>	<u>17</u>	<u>2</u>
<u>2012</u>	298,014	141,321	<u>141</u>	<u>14</u>	<u>2</u>
<u>2013</u>	244,553	91,088	<u>141</u>	<u>12</u>	<u>2</u>
<u>2014</u>	203,795	51,375	<u>142</u>	<u>11</u>	<u>2</u>
<u>2015</u>	179,842	28,417	<u>142</u>	<u>9</u>	<u>2</u>
<u>2016</u>	160,450	10,467	<u>142</u>	<u>8</u>	<u>2</u>
<u>2017</u>	137,396	0	<u>142</u>	<u>7</u>	<u>0</u>
<u>2018</u>	116,968	0	<u>125</u>	<u>6</u>	<u>0</u>
<u>2019</u>	107,656	0	<u>110</u>	<u>6</u>	<u>0</u>
<u>2020</u>	100,274	0	<u>100</u>	<u>5</u>	<u>0</u>

O consumo de gás para a geração de energia para a FPSO (através de uma central termelétrica) será praticamente constante ao longo de todo o período operacional da planta. Da mesma forma, estima-se que o volume diário necessário para elevação do óleo (gás *lift*) seja constante e igual a 1105 x 10³ m³/d. Este volume circulará em circuito fechado, sendo recuperado e tratado ao chegar no FPSO e novamente reinjetado através

das linhas de injeção de gás lift até o *manifold* de produção. De acordo com estimativas do projeto, espera-se que um volume de cerca de 2000 m³ diários seja perdido (fuga) ao longo do sistema de produção e tratamento.

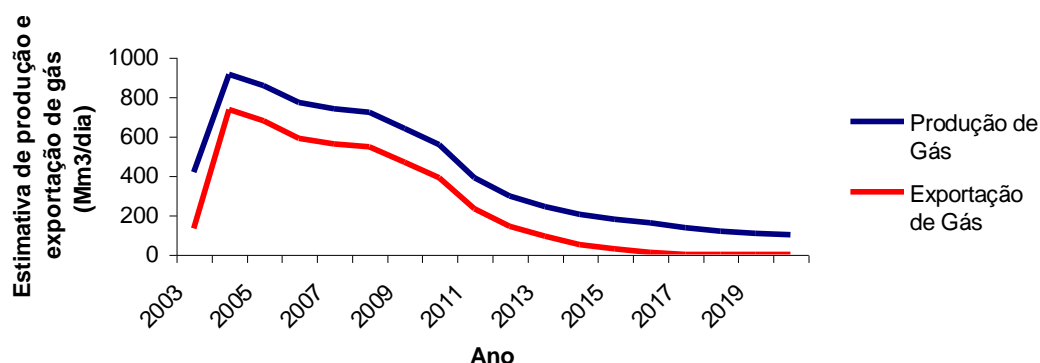


Figura 3.7.2-a. Curva de produção de gás estimada ao longo de 17 anos de exploração nos campos de Bijupirá & Salema.

3.7.3. Água Produzida

Conforme detalhado anteriormente, o plano de desenvolvimento dos campos de Bijupirá & Salema prevê um fluxo de água produzida ao longo do período de exploração dos reservatórios. Observa-se que o volume de água produzida vai aumentando gradativamente, de acordo com as atividades de exploração de hidrocarbonetos, sendo este parâmetro de extrema importância para avaliar a viabilidade econômica do Projeto. Esta água produzida é lançada ao mar após tratamento de acordo com a legislação pertinente (Resolução CONAMA nº 20), conforme descrito nos itens 3.2.4 e 3.8.

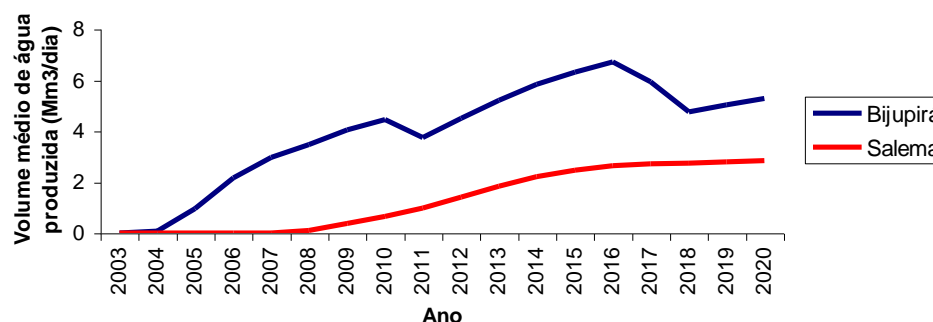


Figura 3.7.3-a. Curva de produção de água estimada ao longo de 17 anos de exploração nos campos de Bijupirá & Salema.

3.8. CARACTERIZAÇÃO DAS PROPRIEDADES QUÍMICAS DA ÁGUA PRODUZIDA DE BIJUPIRÁ & SALEMA

3.8.1. Considerações Gerais sobre Água Produzida

O principal resíduo gerado nas atividades de produção de petróleo e gás *offshore* é a água produzida, oriunda do composto trifásico (gás, óleo e água), obtido durante o processo produtivo. Em águas profundas, este resíduo é quase sempre descartado ao mar pelas operadoras.

A água produzida, também chamada de salmoura (EPA, 1997), pode incluir a água de injeção utilizada na recuperação secundária do reservatório, 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 no processo de separação água/óleo (demulsificantes).

No Projeto Bijupirá & Salema, serão separados no FPSO Fluminense os 3 produtos oriundos do reservatório, sendo a água produzida tratada em planta específica (item 3.2.4 deste documento) a fim de garantir o descarte sem gerar interferências no ambiente.

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, todo resíduo para ser lançado direta ou indiretamente em um corpo d'água 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 que reja 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 na tecnologia e em parâmetros da qualidade da água, requerendo o monitoramento do poluente.

Desta forma, a EPA regulamentou o descarte da água produzida na região da plataforma continental externa do país (até 200 m.n.), através de NPDES setoriais, destacando-se a GMG290000 (Texas e Louisiana, 1997) e CAG 28000 (Califórnia, 2000). 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 os 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).

A Convenção Oslo-Paris definiu a concentração média mensal de 40ppm como 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 40ppm 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. Observa-se que a eficiência do tratamento da água produzida está relacionada diretamente aos volumes produzidos.

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, que entretanto, não trata especificamente do descarte de água produzida *offshore*.

Embora toda a água a ser descartada passe por um eficiente processo de tratamento, a EPA alerta que em alguns campos em Louisiana e Texas foi detectado um brilho na água do mar na região do descarte da água produzida, estando associado ao mal funcionamento do sistema de separação água/óleo da unidade de produção. Desta forma, o Plano de Controle da Poluição a ser implementado pela Enterprise no Projeto Bijupirá & Salema deverá monitorar qualquer eventual alteração na coloração da água do mar e identificar a não conformidade relacionada ao sistema de separação água/óleo.

Diversos estudos têm demonstrado que o descarte da água produzida em águas profundas não gera efeitos representativos no ambiente, devido à rápida diluição após seu lançamento. Entretanto, em regiões de grande produtividade petrolífera (como a Bacia de Campos), os valores de *background* para alguns parâmetros físico-químicos

podem se mostrar alterados (metais pesados, HPAs, sulfetos, etc.), devido principalmente ao efeito sinérgico da produção dos diversos campos.

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

3.8.2. Produtos Químicos

Durante as atividades de produção de Bijupirá & Salema serão utilizados alguns produtos químicos em diferentes etapas, conforme descrito a seguir:

- ⇒ **Etanol:** utilizado no *start up* e *shut down* da produção dos poços;
- ⇒ **Anti-corrosivos:** serão utilizados na manutenção dos poços somente se os estudos de corrosão indicarem sua necessidade
- ⇒ **Anti-incrustante (inibidores de parafina):** utilizados na manutenção dos poços
- ⇒ **Trietilenolico (TEG):** empregado no sistema de gás para a remoção de água do gás natural, a fim de evitar a formação de hidratos no escoamento do gás para a P-15.
- ⇒ **Demulsificantes:** durante o processo de separação trifásica, os demulsificantes são adicionados a fim de reduzir a emulsão água/óleo gerada no dinamismo do processo de produção. De acordo com Thomas *et al.* (2001), são copolímeros de óxido de etileno e óxido de propileno.

Os produtos químicos selecionados para serem utilizados durante as atividades de produção em Bijupirá & Salema são apresentados no quadro a seguir. As fichas de segurança dos produtos listados (MSDS) são apresentadas no Anexo 2.

Quadro 3.8.2-a. Produtos químicos a serem utilizados na produção de Bijupirá & Salema.

PRODUTO	FUNÇÃO	BASE QUÍMICA	FABRICANTE
CRW9058	Anti- corrosivo para gasodutos e sistemas de injeção de água	Amina e metanol (<17%)	Baker Hughes
CGO9051U	Anti-corrosivo utilizado em flowlines e condensadores de gás	Naftaleno e Isopropanol	Baker Hughes
CGO9087	Anti-corrosivo utilizado no controle de hidratos e CO ₂	Isopropanol e querosene	Baker Hughes
CRO9123U	Anti-corrosivo utilizado no controle de hidratos e CO ₂	Isopropanol e xileno	Baker Hughes
CGW437	Anti-corrosivo utilizado no controle de hidratos e CO ₂	Amina e Metanol	Baker Hughes
RE4246	Anti-incrustante (scale inhibitor) utilizado na planta de tratamento da água	Hidróxido de potássio, sulfato de sódio e cloreto de sódio	Baker Hughes
DFO3005	Anti-espumante utilizado na unidade de desidratação do gás e na planta de processamento de óleo	Silicone	Baker Hughes
OSW3015	Removedor de oxigênio dissolvido empregado na planta de tratamento da água prevenindo a corrosão	Bissulfato de amônia	Baker Hughes
RE4145	Clareador de água que auxilia na sedimentação de partículas sólidas em suspensão	Metanol e sal de alumínio	Baker Hughes
DMO2532	Desemulsificante utilizado no processo de separação óleo/água	Hidrocarbonetos aromáticos leves	Baker Hughes

Estes produtos estão associados à fase líquida da produção, sendo descartados com a água produzida. Entretanto, os demulsificantes e os anti-corrosivos estarão muitas vezes associados ao óleo, não sendo portanto, descartados.

A água produzida geralmente apresenta diversos microorganismos (bactérias, fungos, etc.) 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, garantindo a eficiência da produção.

Além disto, a água oriunda do reservatório apresenta alguns sólidos oriundos de processos corrosivos (óxidos, sulfetos, etc.), sendo em alguns casos capazes de formar incrustações (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 anti-corrosivos e anti-incrustantes na manutenção dos poços.

Os demulsificantes são empregados no sistema de separação trifásico para dissolver a 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.

De acordo com a EPA (2000), os produtos químicos utilizados durante as atividades de produção (demulsificantes, anti-corrosivos, etc.) não acarretam degradação significativa do ambiente marinho. Por outro lado, a EPA exige que todos os produtos sejam notificados e monitorados, a fim de garantir as informações sobre os químicos utilizados.

Os químicos a serem utilizados serão gerenciados pelo Sistema de Injeção de Químicos, que controlará a injeção em cada poço. Um dos critérios para a seleção dos produtos químicos a serem utilizados foi a toxicidade e o potencial de biodegradação, embora a concentração final dos químicos na água descartada seja muito baixa. Além disto, os procedimentos de injeção de químicos foram dimensionados a fim de minimizar a quantidade de químicos utilizados, o que traz benefícios ambientais e econômicos.

O Sistema de Injeção de Químicos controlará a injeção de etanol, inibidor de incrustações, inibidor de corrosão, biocida, anti-espumante e demulsificador. Etanol e outras substâncias químicas poderão ser continuamente injetados em cada um dos poços.

Os anti-incrustantes, anti-corrosivos, biocidas, anti-espumante e demulsificador serão injetados nas unidades do convés de processo em diversos pontos. O inibidor de incrustações será injetado nas saídas do separador e do Aquecedor do TEG. O inibidor de corrosão será injetado nas saídas de gás. Anti-espumante, biocida e demulsificador serão acrescentados na corrente do separador.

Monoetileno glicol será armazenado para emergência caso ocorra obstrução por hidratação de uma linha de fluxo. Apesar deste evento ser pouco provável, o FPSO armazenará componentes químicos suficientes para degelar um riser.

Ressalta-se que o Programa de Monitoramento Ambiental é uma ferramenta importante na avaliação de possíveis impactos ambientais associados aos produtos químicos utilizados, possibilitando 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 ambiental.

3.8.3. Água Produzida de Bijupirá & Salema

Durante as atividades de produção de Bijupirá & Salema, será descartado um volume máximo de 6.500 m³/d em Bijupirá (por volta do ano de 2014), de acordo com o apresentado no item 3.7.3. Para Salema, os volumes serão relativamente menores, sendo

700 m³/d o máximo produzido. De uma forma geral, o volume da água produzida irá aumentar ao longo da atividade, chegando a 80% de todo fluido produzido no final da atividades. Em contrapartida, no início da produção os poços não irão produzir água, o que deverá ocorrer apenas por volta do terceiro ano do projeto.

A região dos campos de Bijupirá & Salema apresenta características tipicamente tropicais, onde a temperatura da camada superficial do oceano é em torno de 25 °C e as correntes superficiais apresentam valores médios de 1m.s⁻¹, o que favorece a rápida dispersão e biodegradação da água descartada. Para avaliar a dispersão da água produzida descartada pelo FPSO Fluminense, foi realizada uma modelagem matemática, apresentada capítulo 6 deste relatório.

Durante a produção de óleo e gás em Bijupirá & Salema, a água produzida será descartada ao mar, com uma vazão média de 6.500 m³/dia. Entretanto, toda a água possivelmente contaminada com hidrocarbonetos será tratada (separação gravimétrica), para redução da concentração de óleo (item 3.2.4), sendo descartada ao mar com 20 ppm ou menos de óleo (Resolução CONAMA N°20), concentração inferior ao determinado pela EPA. Além disto, a água será resfriada, sendo descartada a 38 °C.

Desta forma, a caracterização preliminar da água a ser produzida em Bijupirá & Salema será baseada nas características da água de formação do reservatório e do próprio óleo, bem como na composição e quantidade do produtos químicos a serem utilizados no processo de produção.

✓ Água de Formação

A água de formação extraída do reservatório geralmente apresenta elevado teor de sais dissolvidos, são ricas em cálcio e apresentam valores um pouco elevados de bário e estrôncio, mantendo grande afinidade com as formações de onde provêm (Thomas *et al.*, 2001). A quantidade de água de formação depende da porosidade do reservatório e sua mobilidade é diretamente relacionada ao grau de saturação definido pela rocha e tipos de fluidos presentes no reservatório.

A seguir são apresentadas características da água de formação obtida no poço RJS-438 de Bijupirá pela Petrobrás em agosto de 1998, cujo laudo é apresentado no Anexo [X4](#).

Quadro 3.8.3-a. Parâmetros da água de formação (poço RJS-438).

PARÂMETRO	CONCENTRAÇÃO (mg/L)	METODOLOGIA
Bário	55	Absorção Atômica
Cálcio	1550	Absorção Atômica
Estrôncio	265	Absorção Atômica
Magnésio	495	Absorção Atômica
Sódio	25,76	Absorção Atômica
Cloro	29,00	N-1456a
Sulfato	45	Cromatografia de íons
Salinidade	64,27	N-1456a

Fonte: PETROBRAS

A partir dos resultados encontrados, destaca-se a presença de Bário e Estrôncio, assim como o elevado valor de cálcio e salinidade, o que corrobora com o apresentado por Thomas *et al.*, (2001)

As informações apresentadas foram as únicas obtidas durante a produção anteriormente realizada em Bijupirá & Salema pela PETROBRAS. Ressalta-se que na época, a produção dos campos foi realizada por recuperação primária dos reservatórios, não tendo sido utilizada portanto, água de injeção. Além disto, os poços produtores (com exceção do poço RJS-4 de Bijupirá), produziram apenas óleo, não tendo sido alcançados os aquíferos do reservatório. Logo, não houve água produzida a ser descartada e nem informações detalhadas sobre a água de formação.

Outra questão relevante em relação a produção anterior dos campos é que a unidade de produção utilizada pela PETROBRAS (P-13), possuía apenas uma planta de tratamento de 1º estágio para os fluidos obtidos, sendo a produção escoada para o campo de Cherne, onde o óleo era finalmente tratado. Desta forma, não houve o descarte de resíduos oriundos do tratamento do óleo produzido em Bijupirá & Salema.

✓ Óleo dos Reservatórios

Para a caracterização dos óleos dos reservatórios de Bijupirá & Salema amostras dos óleos crus obtidas na produção anterior dos campos foram testadas pela SGS Redwood Services, cujos laudos são apresentados no Anexo [X4](#). O quadro a seguir apresenta as características físico-químicas dos óleos.

Quadro 3.8.3-b. Características dos óleos a serem produzidos.

COMPONENTE (mol%)	BIJUPIRÁ (POÇO RJS 437)	SALEMA (POÇO RJS)
Temperatura Inicial (° C)	90	87
Densidade a 15 °C (Kg/m³)	886,1	877
Viscosidade a 20 °C (mm²/s)	34,68	33,43
° API	28	31
Teor de parafinas	7.9 %m/m	5.0 %m/m
Peso Molecular (mol%)	168	122
NaCl (ppm)	63.055	71.424
Sulfato de Hidrogênio (ppm)	<1	<1
Asfaltenos (%)	1,9	0,65
Vanadium (mg/Kg)	13	3,94
Níquel (mg/Kg)	10	3,47
Sódio (mg/Kg)	<0,1	2,21
Molibidênio (mg/Kg)	<0,1	<0,1
Teor de Sal (%)	0,002	0,0011
Teor de água (%)	0,047	0,084

Fonte: Enterprise/SGS Redwood Services

Observa-se a presença de Vanadium, Níquel, Sódio e Molibidênio, porém, sempre em baixas concentrações. Os teores de sal e água também são bastante reduzidos, com valores inferiores a 0,05% do óleo.

A composição dos óleos de Bijupirá & Salema é apresentada no quadro a seguir:

Quadro 3.8.3-c. Composição dos óleos a serem produzidos em Bijupirá & Salema

COMPONENTE (mol%)	BIJUPIRÁ	SALEMA
Nitrogênio	0,44	0,22
CO ₂	0,32	0,26
H ₂ S	0,00	0,00
Metano	35,08	46,09
Etano	8,34	9,71
Propano	7,17	6,96
I-Butano	1,28	1,26
N-Butano	3,37	3,02
I-Pentano	1,21	0,98
N-Pentano	1,84	1,50
N-Hexano	3,48	1,96
N-Heptano	3,59	2,64
N-Octano	3,86	2,89
N-Nonano	3,07	2,23
N-Decano	2,91	2,05
N-Undecano	2,63	1,85
N-Dodecano	21,41	16,34

Fonte: Enterprise

De acordo com as informações apresentadas, o óleo a ser produzido é classificado como médio-leve. Segundo Thomas *et al.*, (2001), este tipo de óleo apresenta de 50-70% de parafinas e 20% de naftênicos, e densidade e viscosidade maior dos que os óleos mais leves, sendo comum na Bacia de Campos. Possui baixo teor de hidrocarbonetos pesados, não tendo sido identificada a presença de H₂S.

✓ Água de Injeção (água do mar)

A água a ser utilizada nos poços de injeção para recuperação secundária dos reservatórios é a própria água oceânica, cujas características estão sintetizadas no quadro a seguir. Um maior detalhamento das condições oceanográficas dos campos de Bijupirá & Salema 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

Dentre os parâmetros citados, destaca-se a alta salinidade da água produzida (64 UPS), quando comparada com a água do mar oceânica (35,4 UPS). Entretanto, devido ao poder de diluição e a imensidão do corpo d'água receptor, a água a ser descartada não acarretará nenhuma alteração significativa na salinidade local.

Após a captação no oceano, a água a ser injetada sofrerá uma desaeração a fim de reduzir os níveis de O₂ a 20ppb, a fim de evitar a ação de bactérias aeróbicas que poderão prejudicar o reservatório. Além disto, a água será filtrada com porosidade de 5µm, sendo a eficiência na filtragem de 95%.

Para Bijupirá & Salema está prevista a injeção diária de 14.630 m³/dia, de acordo com o apresentado nas curvas de produção (item 3.7). Observa-se que a injeção de água será feita através dos poços de injeção no aquífero do reservatório, tendo início no primeiro dia de produção, embora a água produzida só será descartada por volta do 3º ano de produção.

Considerações sobre a Água Produzida em Bijupirá & Salema

A água produzida será tratada com hidrociclones para remoção do óleo, conforme descrito no item 3.2.4. A eficiência do tratamento é monitorada através do Sigris OIW on-line analyser, que automaticamente cessa o descarte da água se a concentração de óleo for superior 20ppm. Na eventualidade do equipamento falhar, a água será armazenada até que a falha seja corrigida. Todo o sistema de tratamento da água está dimensionado para tratar um volume de 7,950m³/d. Além disto, duas vezes por semana serão coletadas amostras da água para serem testadas em laboratório a fim de confirmar as concentrações monitoradas pelo online analyser.

3.9 CARACTERIZAÇÃO DA TOXICIDADE DA ÁGUA PRODUZIDA DOS CAMPOS

Os testes de toxicidade efetuados na água produzida a ser descartada tem como principal objetivo avaliar e controlar o teor tóxico do efluente a ser descartado e seu efeito no ambiente, sendo testados organismos padronizados (EPA, 2001).

Normalmente são testadas a toxicidade aguda e crônica de um determinado organismo ao poluente. Entretanto, os testes de toxicidade crônica avaliam o efeito subletal do poluente no organismo, sendo bastante relevantes quando se trata do descarte contínuo da água produzida. Além disto, 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 o sugerido pela própria EPA, deve-se avaliar o efluente como um todo, a fim de garantir a avaliação do possível sinergismo entre os 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, ensaios de toxicidade da água produzida serão realizados de acordo com o descrito no Plano de Monitoramento Ambiental (item 6.2).

De acordo com as características oceanográficas locais que garantem rápida dispersão da água produzida e considerando o tratamento que será realizado na água pela Enterprise que garante 20 ppm de óleo, a toxicidade do resíduo deverá ser pouco representativa. Entretanto, ensaios toxicológicos deverão ser realizados durante a atividade de produção, conforme apresentado no Plano de Monitoramento Ambiental.

3.10. CARACTERIZAÇÃO DA TOXICIDADE DA FRAÇÃO HIDROSSOLÚVEL DO ÓLEO PRODUZIDO

O óleo produzido é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e demais compostos, de solubilidades distintas. Desta forma, a presença de 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 é indiretamente relacionada com o tamanho das moléculas. Quanto menor for a molécula de um hidrocarboneto, maior sua solubilidade em água. Entretanto, os hidrocarbonetos aromáticos como o benzeno e o tolueno são reconhecidos como mais solúveis do que os alifáticos como as parafinas. O benzeno e 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 salgada favorece a solubilidade de compostos aromáticos.

Durante o processo de tratamento da água produzida, a fração do óleo que permanece na água é justamente os hidrocarbonetos dissolvidos, mais solúveis em água do que as frações particuladas. Desta forma, o óleo presente na água produzida em baixas concentrações é composto de aromáticos, correspondendo às frações mais solúveis e tóxicas do óleo cru (Quoting Lysyj *et al*, 1981).

De acordo com Neff (1987), a toxicidade da fração orgânica solúvel da água produzida é desconhecida. Entretanto, os hidrocarbonetos solúveis em água também são reconhecidamente voláteis, evaporando rapidamente. De acordo com 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 (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.

O Quadro 3.8.3-c apresentado anteriormente evidencia que os óleos de Bijupirá & Salema não apresentam concentrações representativas de hidrocarbonetos aromáticos, sendo seus principais componentes o metano e o N-dodecano. Desta forma, os óleos a serem produzidos em Bijupirá & Salema não apresentam potencial de hidrossolubilidade.

Por outro lado, testes de toxicidade aguda e crônica serão realizados com a água produzida, conforme apresentado anteriormente, uma vez que hajam componentes hidrossolúveis no óleo a ser produzido, esta fração ficará dissolvida na água a ser descartada.

3.11. CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES GERADAS PELA UNIDADE DE PRODUÇÃO

3.11.1 Emissões atmosféricas

Os dados apresentados a seguir são estimativas das emissões atmosféricas anuais produzidas a partir do ano de 2003 e apresentado até o ano de 2016, quando os valores obtidos se estabilizam até o final do período de produção (2020). A fonte dessas emissões são as instalações sobre o convés superior do FPSO que será ancorada nos campos de petróleo Bijupirá & Salema.

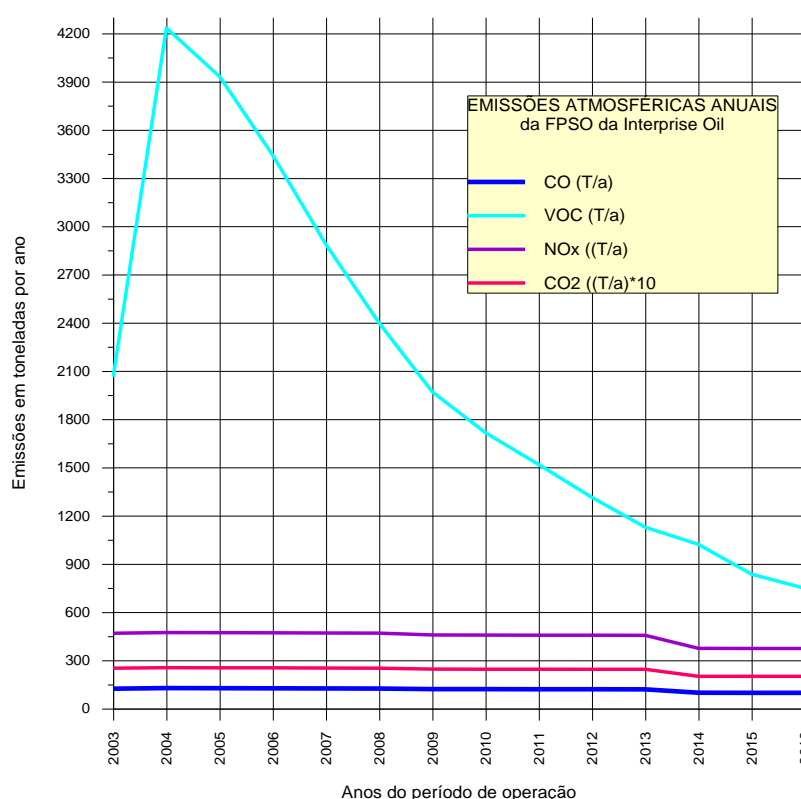


Figura 3.11.1-a. emissões atmosféricas anuais totais do FPSO da Enterprise Oil no período de operação de 2003 a 2016 em operação normal.

OBS: CO₂ em 10.000 ton/ano; potência média considerada: 17,4 MW

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da Plataforma. Em operação normal, não haverá *flare* nem *vent* do FPSO emitindo gases de exaustão, exceto uma quantidade mínima das emissões dos pilotos dos *flares*. As principais emissões atmosféricas em operação normal provirão do Conjunto das Turbinas Geradoras de Força e do Gerador de Gás Inerte, que consome gás natural durante as operações de transbordo da produção. A Figura 3.11.1-a mostra a evolução anual das emissões atmosféricas totais em operação normal.

Os cálculos das emissões anuais totais combinadas foram baseadas nos fatores de emissão da API 931, publicação: “*Manual on Disposal of Refinery Waste, Volume on Atmospheric Emissions; API 931, Table 13.5-1*”. Os valores das emissões de dióxido de carbono se basearam no balanço molecular, assumindo que todo carbono produziu CO₂.

As emissões de poluentes vão se reduzindo paulatinamente desde o primeiro ano de produção, com exceção dos compostos orgânicos voláteis (VOC) que no segundo ano aumentam mais de 100 % (passam de 2063 T/a para 4234 T/a).

A Figura 3.11.1-a não inclui as emissões devidas a eventos anormais de operação, tais como da operação de partida, dos eventos de *blowdowns*, e de outros eventos raros. A Plataforma deverá operar dentro da normalidade em mais de 98 % do tempo. Portanto, em menos de 2 % do tempo haverá incremento das emissões através dos três *flares*.

Avaliação das emissões de flare e blowdown

As emissões máximas pelos *flares* serão de cerca de 348 kg/h de CO, 132 kg/h de VOC, 64 kg/h de NO_x e 164 kg/h de CO₂. Comparativamente com as emissões normais, as emissões de CO durante uma hora de *flare* equivaleriam à emissão de cerca de um dia de operação normal. Quanto aos demais poluentes, as quantidades emitidas pelos *flares* são muito pequenas comparadas com as emissões normais; equivaleriam às emissões de alguns minutos ou segundos. Por conseguinte, durante o evento das emissões pelos *flares*, somente as concentrações atmosféricas de CO mostrarão acréscimos significativos relativos aos períodos de operação normal.

Outro tipo de evento muito raro, que levará ao aumento das emissões, se dará em situações de *blowdown* de emergência, ou quando for feito um *blowdown* planejado. Entretanto, ressalta-se que nesses casos, as quantidades das emissões combinadas do *blowdown* e do *vent* por cada evento seriam cerca de cinco vezes menores que as emissões máximas pelos *flares* (especificadas acima), isto é, de algumas dezenas de quilogramas de poluentes gasosos.

Na determinação das emissões de CO, CO₂, NO_x, e dos VOCs foram usados os seguintes valores calorimétricos do gás (HHV): 54.690 kJ/m³ para *blowdown* e *flare*. Para o piloto dos *flares* e as turbinas a gás, o valor do HHV foi 47.610 kJ/m³. Os fatores de emissão de poluentes na combustão pelos *flares* são os seguintes:

Hidrocarbonetos totais (THC)	6.0189E-05 g/kJ
Monóxido de Carbono (CO)	1.5907E-04 g/kJ
Óxidos de nitrogênio (NO _x)	2.9235E-05 g/kJ
Fumaça (nonsmoking <i>flare</i>)	0

Os pilotos dos três *flares* (dois de alta pressão e um de baixa pressão) irão consumir apenas 2,83 m³/h de gás natural. A quantidade de poluição lançada pelos pilotos será, então, de poucas gramas por hora, ou equivalente ao que emite um automóvel.

A composição do gás combustível usado nos pilotos e nas turbinas foi simulada a partir do modelo Hysim. Para isso usou os dois valores calorimétricos (HHV) característicos apresentados acima. Como pode-se ver na Quadro 3.11.1-a, os gases dos *flares* e do *blowdown* são mais energéticos (HVV = 54.690 kJ/m³), por isso sua composição contém somente 65,13 % de metano (9 % menos) e um pouco mais de etano (1.0 %, a mais) e cerca de 50 % a mais de propano, butanos e outros mais pesados e mais potentes. Em função dessas diferenças dos gases queimados, haverá variações na composição dos gases da exaustão.

Quadro 3.11.1-a. Simulação com o modelo Hysim.

COMPONENTES	GÁS DO PILOTO E TURBINA, HVV = 47.610 kJ/m ³	GÁS DOS FLARES E BLOWDOWN, HVV = 54.690 kJ/m ³
	FRAÇÃO MOLAR	FRAÇÃO MOLAR
Nitrogênio	0,00695	0,00594
CO ₂	0,00538	0,00497
Metano	0,74137	0,65135
Etano	0,14590	0,15039
Propano	0,07833	0,11536
i-butano	0,00702	0,01627
n-butano	0,01244	0,03619
i-pentano	0,00117	0,00656
n-pentano	0,00109	0,00786
n-hexano	0,00019	0,00368
n-heptano	0,00002	0,00109
n-octano	0	0,00018
n-nonano	0	0,00001
n-decano	0	0
n-C11	0	0
H ₂ O	0,00003	0,00003

Emissões dos motores diesel

Os fatores de emissão das turbinas a gás e dos motores diesel foram fornecidos respectivamente pelas empresas fabricantes *Solar Gas Turbines* e *Detroit Diesel Corporation*. Os dois geradores a diesel somente vão funcionar uma hora por semana na carga de 10 %, unicamente para teste. As bombas d'água também vão operar apenas uma hora por semana, todavia, em carga máxima. São as seguintes as emissões dos geradores do Modelo 16V-2000 G-60.

Quadro 3.11.1-b. Fatores de emissão dos geradores diesel, Modelo 16V-2000 G-60 (Detroit Diesel Corporation).

CO	VOC	NO _x	CO ₂
0,872 kg/h	0,0784 kg/h	5,82 kg/h	698 kg/h

Os dois Conjuntos de Geradores tem cada um a potência de 0,8 MW (~1.073 hp), porém, nos testes semanais vão produzir uma potência de somente 0,08 MW (10 %).

Os dois Conjuntos de Bombas de Incêndio tem cada uma a potência de 1,043 MW (~1.397 hp) e seus motores a potência de 1.115 MW (~ 1.495 hp); nos testes semanais vão operar na potência máxima. São as seguintes as emissões dos geradores do Modelo 16V-2000 G-81:

Quadro 3.11.1-c. Fatores de emissão dos geradores diesel, Modelo 16V-2000 G-81 (Detroit Diesel Corporation)

CO	VOC	NO _x	CO ₂
1,66 kg/h	0,158 kg/h	6,01 kg/h	974,1 kg/h

Emissões das turbinas a gás

As estimativas das emissões das turbinas a gás foram feitas com base em 365 dias de operação por ano. A geração de potência para o transbordo da carga de petróleo estocada no FPSO foi assumida ocorrer a cada 1.000.000 (1 milhão) de barris produzidos.

As quatro turbinas da marca Solar Turbines, do modelo MARS 90-T13002 desenvolvem cada uma a potência de 7,27 MW (~ 9.750 hp), mas a demanda média anual de potência será de 17,4 MW. Portanto, haverá, na maior parte do tempo, uma turbina desligada.

Quadro 3.11.1-d. Fatores de emissão das turbinas MARS 90-T13002 de 7,27 MW da Solar Turbines em operação normal.

CO	VOC	NO _x	CO ₂
5,713 kg/h	2,193 kg/h	22,085 kg/h	11,820 kg/h

Na operação de transbordo do estoque de 1.000.000 de barris de óleo, em 24 horas de operação normal, haverá as emissões de uma turbina dedicada a atender a demanda de energia dessa operação. Portanto, nesse período de 24 horas, as emissões serão aumentadas em cerca de 25 %. Haverá ainda as emissões do *flare* relacionadas com tal operação. Os valores das emissões do *flare* são apresentados no Quadro 3.11.1-e. Como pode-se ver, o *flare* acrescenta uma quantidade de poluentes muito pequena àquela gerada pela turbina.

Quadro 3.11.1-e. Fatores de emissão das turbinas MARS 90-T13002 de 7,27 MW da Solar Turbines em cada 24 horas necessárias para o transbordo do estoque de 1.000.000 de barris.

FATORES DE EMISSÃO	CO	VOC	NO _x	CO ₂
Turbina	5,713 kg/h	2,193 kg/h	22,085 kg/h	11,820 kg/h
Flare	0,1877 kg/h	0,0710 kg/h	0,0345 kg/h	62,5388 kg/h

Simulação da dispersão atmosférica

Foi feito um estudo de simulação da dispersão de todas as emissões da Plataforma com o modelo SCREEN3 da USEPA e comparado o resultado com os padrões nacionais de qualidade do ar. O modelo SCREEN3 é bastante conservador, por isso os valores apresentados não deverão ser atingidos em nenhuma situação meteorológica, entretanto, servem para estabelecer um limite máximo superior para o impacto na qualidade do ar.

Na simulação foram feitas algumas hipóteses conservadoras e simplificadoras do problema:

- ⇒ Toda a emissão ocorre de modo contínuo durante a operação da Plataforma;
- ⇒ Outra hipótese feita diz respeito ao modo de introdução desses gases da combustão na atmosfera; foi assumido que todos os gases são liberados de um único ponto a 15 m acima do nível do convés superior;
- ⇒ Os cálculos serão feitos ao nível de um plano coincidente com a altura do convés superior.
- ⇒ Foram usadas na modelagem as emissões máximas, previstas para o ano de 2004; isto é, 127,25 T/a de CO, 4.234 T/a de VOC e 472,74 T/a de NO_x.

Para os óxidos de nitrogênio (NO_x), o modelo SCREEN3 estimou uma concentração máxima de uma hora de 376,6 µg/m³ à distância de 100 m da chaminé. Esse valor está acima do limite máximo do padrão nacional de qualidade do ar, que é de 320 µg/m³ para o dióxido de nitrogênio (NO₂). Entretanto, como já foi mencionado, o modelo SCREEN3 sobreavalia as concentrações e foi feita a hipótese de que toda a emissão vai ser lançada por uma única chaminé, quando de fato os motores, os *flares* e as turbinas situam-se em lugares diferentes e afastados um dos outros. As concentrações médias de NO_x em 24 horas foi de 150,64 ± 30,13 µg/m³, segundo sugere a USEPA; esse valor está próximo do limite de 150 µg/m³ recomendado pelo World Bank. A média anual estimada foi de 30,13 ± 0,60.

A média de uma hora das concentrações de monóxido de carbono foi de 99 µg/m³, cerca de 400 vezes menor do que o limite máximo de 40.000 µg/m³, também na distância de 100 m. No período de 8 horas, a média foi 69,3 ± 13,86 µg/m³, cerca de 145 vezes menor que o limite do padrão nacional de 10.000 µg/m³.

Numa plataforma de produção, os compostos orgânicos voláteis (VOC) são os poluentes mais abundantes. No ano de 2004, ocorrerá a emissão máxima de 4.234 T, depois disso haverá diminuição. Evidentemente, suas concentrações atmosféricas devem ser mais elevadas. E o modelo SCREEN3 determinou um valor máximo da concentração de $3.325 \mu\text{g}/\text{m}^3$ em uma hora para o ano de 2004. No período de 8 horas, o valor seria de $2.327,5 \pm 465,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Esses valores foram encontrados na distância de 100 m da chaminé.

Esses valores máximos foram determinados para um ponto sobre o convés, a 100 m de distância. Sobre a superfície do mar, os valores serão bem menores, assim como a distâncias maiores do ponto de emissão. Os compostos orgânicos voláteis apresentaram valores de concentrações elevadas, entretanto, não há um padrão de qualidade do ar no Brasil para esses poluentes.

Não foram consideradas as emissões de material particulado e de óxidos de enxofre, visto que os gases da exaustão contém somente poucos miligramas desses poluentes. Os motores diesel emitem óxidos de enxofre e material particulado, todavia, vão operar raramente.

3.11.2. Efluentes do FPSO

O principal efluente da produção de petróleo é a água de produção, tanto em considerações de impacto e volume. Sua análise é feita a parte neste relatório, no item 3.8.

Os outros efluentes produzidos durante o desenvolvimento da atividade são oriundos dos seguintes sistemas:

Sistema sanitário

O sistema sanitário do FPSO coleta as águas oriundas de vasos sanitários ("black water") e dos banheiros, lavanderias (2) e cozinha ("gray water"). Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, que normalmente é de 60 pessoas, chegando a um máximo de 100 pessoas.

Considerando o uso médio de 100 L diários por pessoa (para funções e limpeza, higiene e um percentual de gasto geral das lavanderias), o volume gerado pode variar de 6,00 a 10,00 m³/dia. Maiores detalhes acerca do Sistema Sanitário encontram-se apresentados no item 3.12.5.

Sistema de 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.

A partir dos resultados do Programa de Controle da Poluição da Etapa de Perfuração do Campo de Bijupirá & Salema, foram projetadas as quantidades de restos alimentares para 60 pessoas (67 Kg/dia) e o volume de água necessário para a adequação deste volume às características finais de tamanho de partícula, chegando a um fluxo estimado diário de 0,26 m³.

Sistema de Refrigeração da Água Produzida

A água produzida sai da célula de flotação a 50°C, devendo ser resfriada para o seu despejo a 38°C (Resolução CONAMA nº 20), utilizando-se um sistema fechado de refrigeração com água doce.

3.12. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA E PROTEÇÃO AMBIENTAL

Neste item são apresentados os sistema de segurança e proteção ambiental projetados para viabilizar as atividades de exploração de hidrocarbonetos no Projeto Bijupirá & Salema 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 gás e incêndio; (2) geração de energia de emergência; (3) Sistema de evacuação; (4) Sistema de bloqueio (*Emergency shutdown system*); (5) Sistema de tratamento de efluentes e resíduos; (6) Sistema de comunicação; e (7) Sistema de Medição e Monitoramento

3.12.1. Sistemas de detecção de gás e incêndio

Este sistema alerta automaticamente o pessoal à bordo do FPSO sobre uma condição de incêndio ou um escape anormal de gases. 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.

a. Detecção de incêndio

As áreas dos *topsides*, *shipsides* e *turret* são monitoradas por detetores de incêndio automáticos, tais como detetores de chama, detetores termais e/ou detetores de fumaça, instalados em áreas específicas (Figura 3.12.1-a e b).



Figura 3.12.1-a. Detetor de chama.

Nos *topsides*, estão disponíveis detetores de calor que permitem ativação automática dos alarmes ou de inundação. Esses equipamentos são distribuídos pelas seguintes áreas:

- ⇒ Área de processamento (módulo de tratamento de óleo, módulo de separação);
- ⇒ Módulo de desidratação de gás;
- ⇒ Área de injeção química;
- ⇒ Junto ao sistema de lançamento do pig.



Figura 3.12.1-b. Detetor de calor.

Os módulos de compressor de gás e do flare possuem detetores de calor que acionam alarmes e, nas unidades de geração de energia, existe um sistema independente de detecção e controle, como parte do sistema de proteção das turbinas a gás.

Há, ainda, detetores de fumaça no laboratório, no compressor de ar, nas salas de geradores de gás inerte e na sala de controle de máquinas. Essa última conta também com detetores termais.

Nos *shipsides*, estão disponíveis detetores de fumaça nos seguintes locais:

- ⇒ Sala de bombas de incêndio reserva;
- ⇒ Salas de bombas de incêndio principal;
- ⇒ Sala do gerador de emergência;
- ⇒ Casa de máquinas;
- ⇒ Corredores das acomodações, escadas e cômodos equipados com componentes elétricos (sala de rádio, casa do leme, cozinha, etc.).

Há detetores termais na sala de máquinas e na cozinha. As áreas de acomodação possuem, além dos detetores de fumaça referidos acima, um sistema de *sprinklers*. A área do sistema *turret/swivel* também é dotada de detetores de calor.

Estão distribuídos pelo FPSO, pontos de alerta contra incêndio chamados “pontos de alerta manual” (*Manual Call Points* ou *Fire MAC*). Esses dispositivos, operados manualmente, estão localizados em áreas dos *shipsides*, *topsides* e *turret*. No *shipside* estão dispostos na Sala de Controle Central, nas saídas dos corredores das acomodações e na saída da casa de máquinas. Nos *topsides* e no *turret*, existem pontos de alerta secundários.

Os sistemas de proteção proporcionam uma rápida ação através de bombas e redes de água, sistemas de inundação (para as estruturas dos *topsides*), sistemas de espuma, extintores portáteis e sistemas de extinção com CO₂, instalados em salas que contenham de equipamentos elétricos e instrumentos.

O sistema de *sprinklers* cobre toda a área das acomodações, exceto as salas equipadas com material elétrico, tais como as salas de rádio e de computadores, casa do leme e cozinha. Esses ambientes estão dotados, por sua vez, de detetores de calor e/ou fumaça e equipamentos portáteis de combate a incêndio. A área de acomodações está dividida em quatro das zonas de *sprinkler* (do deck A ao deck D).

Três bombas de incêndio fornecem a água ou a espuma requerida para serviços de combate. A bomba de incêndio secundária, elétrica, pode ser acionada automaticamente, se houver queda de pressão na linha principal, ou manualmente na própria bomba ou remotamente à partir da sala de controle central.

A bomba reserva, alimentada por um motor diesel como a principal (Figura 312.1-c), também pode ser acionada automaticamente, tanto como resultado de queda de pressão na linha, bem como pelos meios manual ou remoto. O controle do sistema de espuma deve ser operado manualmente.

Uma vez acionadas, as bombas principal, secundária ou reserva mantêm-se em funcionamento até que sejam desligadas manualmente ou até que o combustível acabe.

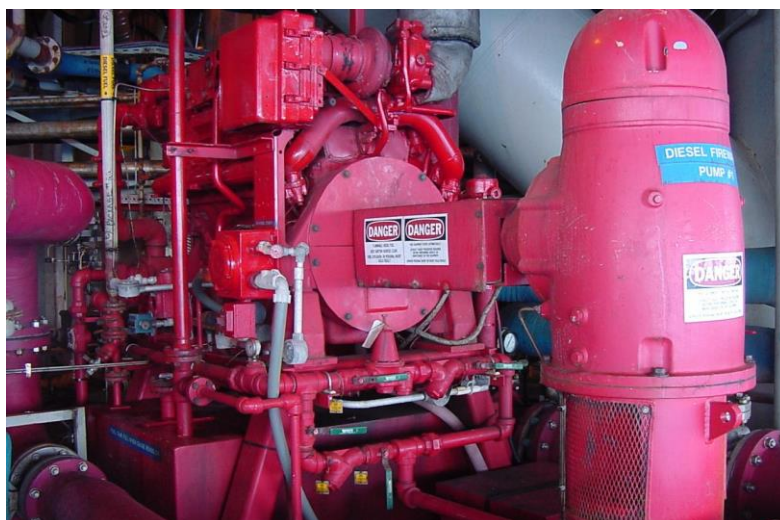


Figura 3.12.1-c. Bomba de incêndio a diesel.

b. Detecção de gás combustível

Os detetores de gás combustível (Figura 3.12.1-d) estarão dispostos em locais apropriados, proporcionando sinais de alerta no caso de níveis de vazamentos de gás que possam levar a explosão.

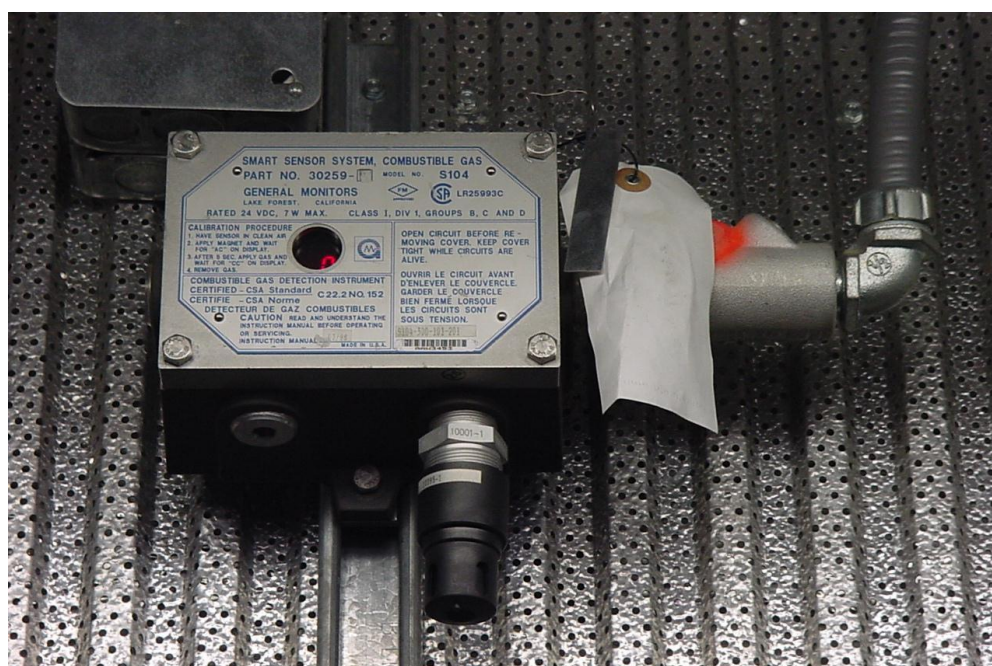


Figura 3.12.1-d. Detetor de gás combustível.

Os monitores são calibrados de 0 a 100% com relação ao Menor Nível Explosivo (*Lower Explosive Level* ou LEL) do metano. Os alarmes começam a soar quando é atingido o nível de 20% LEL, tornando-se mais altos quando é atingido nível de 60%.