

3.8. CARACTERIZAÇÃO DAS PROPRIEDADES QUÍMICAS DA ÁGUA PRODUZIDA DE CARATINGA

3.8.1. Considerações Gerais sobre Água Produzida

Durante a produção de gás e óleo é comum o aparecimento de água, que pode ser proveniente do aquífero localizado numa zona inferior da formação produtora (reservatório) ou, então, do mecanismo de recuperação secundária por injeção de água, necessária muitas vezes para manter as condições de pressão na rocha do reservatório (Ramalho, 2002). Desta forma, 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 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 utilizada 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 no processo de separação água/óleo (desemulsificantes).

A quantidade de água produzida dependerá das características dos mecanismos naturais ou artificiais de produção, e das características de composição das rochas reservatórios. A água de formação, proveniente da rocha reservatório, é caracterizada pela sua alta salinidade, comumente com altos teores de sais de magnésio e estrôncio.

No campo de Caratinga, os três fluidos oriundos dos reservatórios serão separados e destinados a plantas de tratamento específicas a bordo do FPSO P-48, 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 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 N° 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 melhor tecnologia disponível (BAT – Best Available Technology) 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 (OSPAR) 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 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. 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 Nº20/1986, que entretanto, não trata 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.

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 PETROBRAS em Caratinga deverá monitorar qualquer eventual alteração na coloração da água do mar e identificar a não conformidade relacionada ao sistema de separação água/óleo.

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 (Júnior *et al.*, 2001). Neste trabalho 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 é propor modificações a serem implementadas no processo de produção, como por exemplo, a substituição de desgaseificadores por flotores na planta de tratamento da água.

Diversos estudos têm demonstrado que o descarte da água produzida em águas profundas e ultra 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, fenóis, etc.), devido principalmente ao efeito sinérgico da produção dos diversos campos. Entretanto, a sinergia entre os diversos campos é uma variável de difícil avaliação, sendo objeto de estudos regionais de monitoramento.

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, com a mistura função do volume, temperatura e densidade da água descartada, além da profundidade e 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 projetuais necessárias para a dispersão do efluente.

3.8.2. Produtos Químicos

Durante as atividades de produção de Caratinga serão utilizados alguns produtos químicos em diferentes etapas, que podem estar associados a água a ser descartada após o tratamento adequado. Destacam-se.

- ⇒ **Etanol (inibidor de hidratos em dutos de gás):** evita a formação de hidratos mantendo a temperatura de formação no mínimo 5°C inferior ao fluxo de gás;
- ⇒ **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
- ⇒ **Anti-espumante:** óleo siliconado utilizado no sistemas de produção e nas cabeças de teste.
- ⇒ **Oxygen Scavenger (sequestrante de oxigênio):** elimina o oxigênio no sistema de tratamento;
- ⇒ **Trietilenoglicol (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 PNA-1.
- ⇒ **Desemulsificantes:** durante o processo de separação trifásica, os desemulsificantes 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 de Caratinga 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 nas plantas de produção do FPSO P-48 - Caratinga.

PRODUTO	NOME/TIPO	FUNÇÃO	PONTO DE INJEÇÃO	DOSAGEM (PPM)
Desemulsificante (Demulsifier)	DENTROL/BR33 (Polietoxilados) DISSOLVAN 605 (resina dissolvida em solventes orgânicos)	Desemulsificante	Headers de teste e produção, árvores de natal de poços satélites e na Planta de Tratamento do óleo	30 a 80 ppm
Anti-espumante do óleo (Defoamer)	Solução diluída de silicone 12500 Cs em querosene, na proporção de 1:3	Evitar a formação de espuma no óleo	Headers de teste e produção	Até 10 ppm de silicone puro
Inibidor de Incrustação (Scale Inhibitor)	SCALETREAT 2851 (polímeros em solução aquosa) NALCO VISCO 962	Evitar a aderência do óleo	Headers de teste e produção, árvores de natal dos poços satélites	20 a 50 ppm
Inibidor de hidratos de gás (Gas Hydrate Inhibitor)	Álcool Etílico Anidro Combustível (Etanol)	Evitar a formação de hidratos no gás	Headers de gás lift e de exportação de gás e sistema de gás combustível	Varia em função da velocidade dos umbilicais.
Inibidor de corrosão	O-3670R (cloreto de amônia quaternária e biosulfato de amônia) CORRTREAT CT 2753 (Sais de aminas quaternárias, sequestrante de H ₂ S e surfactantes)	Evitar corrosão nas linhas	Linhas de produção/injeção	-
Biocida	Blacksmith B1150 (Sais de Amônio e Glutaraldeído) ADESOL PE 220 – Glutaraldeído em solução aquosa ADESOL PE 221 – Glutaraldeído em solução aquosa e quaternário de amônio	Elimina microorganismos	Linhas de produção/injeção Água de Injeção	1000 ppm, uma vez por semana, durante 1 hora.
Sequestrante de Oxigênio (Oxygen Scavenger)	ALBIAM (Bissulfito de amônio) Champion OS-3 (Bissulfito de Sódio)	Removedor de oxigênio	Água de Injeção e linhas de produção/injeção	5 ou 140 ppm
Desidratante	Trietileno Glicol 1,2-di-(2-hidroxi-etoxi)-etano	Desidratante de gás	Planta de Tratamento do Gás	-

Fonte: PETROBRAS

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), utilizados especificamente no tratamento do gás.

A água de injeção 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 anticorrosivos e anti-incrustantes na manutenção dos poços.

Os desemulsificantes 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 P-48.

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 a injeção em cada poço ou em sua respectiva planta de tratamento. 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 prevê a utilização de 2 bombas, uma operacional e uma de segurança, para cada químico a ser injetado.

Dentre os químicos que serão utilizados nos poços produtores destacam-se o inibidor de incrustação, desemulsificante e o inibidor de hidrato de gás (Etanol).

Ressalta-se que 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 Caratinga

Durante as atividades de produção de Caratinga, será descartado um volume máximo de 12.996 m³/d (por volta do ano de 2014), de acordo com o apresentado no item 3.7.3. A partir da análise da curva de produção da água observa-se que o volume irá aumentar no decorrer da atividade, alcançando seu máximo por volta do 10º ano de produção do campo, quando volta a diminuir. Em contrapartida, no início da produção os poços irão produzir pouca água, aumentando gradativamente ao longo do projeto, devido às características de recuperação do reservatório. Observa-se o comportamento diferenciado das curvas de produção de óleo e gás ao longo das atividades de produção de Caratinga.

A região do campo de Caratinga 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-48, foi realizada uma modelagem matemática, apresentada capítulo 6 deste relatório, onde é 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 1040m).

Durante a produção de óleo e gás em Caratinga, a água produzida será descartada ao mar, com uma vazão média de 6.510m³/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 em atendimento à Resolução CONAMA N°20/1986. Além disto, a água será resfriada, sendo descartada a no máximo 40 °C.

As informações que serão apresentadas a seguir foram obtidas durante o Sistema Piloto de produção dos campos de Barracuda e Caratinga (P-34), cuja desativação está prevista para agosto de 2003. Ressalta-se que a produção inicial dos campos no Sistema Piloto está sendo realizada por recuperação primária dos reservatórios, não sendo utilizada portanto, água de injeção. Além disto, toda a água oriunda da formação é escoada juntamente com o óleo para os navios aliviadores nas operações de *offloading*. Desta forma, não há água produzida em Caratinga, sendo as informações disponíveis relativas a água de formação obtida nos poços descritos acima.

Desta forma, a caracterização preliminar e avaliação da água a ser produzida em Caratinga 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

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.

O Quadro 3.8.3-a apresenta as características da água de formação obtida nos poços 6BR03-RJS, 3BR08-RJS e 9-BR-0041DRJS, integrantes do Sistema Piloto de Barracuda & Caratinga, em operação com a P-34.

Quadro 3.8.3-a. Parâmetros da água de formação dos Poços 6BR03-RJS, 3BR08-RJS e 9-BR-0041DRJS

PARÂMETRO	CONCENTRAÇÃO (mg/L) 6BR03-RJS.	CONCENTRAÇÃO (mg/L) 3BR08-RJS	CONCENTRAÇÃO (mg/L) 9-BR-0041D RJS
Bário	70	<10	3,5
Cálcio	600	575	640
Estrôncio	193	190	130
Magnésio	406	225	70
Sódio	20526	21355	17600
Salinidade	55	58	54,4
Potássio	74	235	150
Ferro	-	-	<1
Lítio	3	3	<1
Cloreto	32232	35280	33010
Bicarbonato (HCO ₃)	826	745	915
Sulfato (SO ₄)	17	50	75
Carbonato (CO ₃)	0	0	0
Nitrato	<10	<10	<1
Brometo	87	85	75
Sólidos Dissolvidos	-	-	52809
Densidade (a 22°C)	1,0377 g/cm ³	1,0416 g/cm ³	1,0385
pH (a 22°C)	7,9	7,6	8,1

Fonte: PETROBRAS

A partir dos resultados encontrados nos três poços, destacam-se os elevados valores de Bário, Estrôncio, Magnésio e Sódio encontrados na água de formação do poço 6BR03-RJS assim como as altas concentrações de Estrôncio, Sódio e Potássio do poço 3BR08-RJS, o que corrobora com o apresentado por Thomas *et al.*, (2001). Outro aspecto importante é a alta salinidade (>54) e teor de cálcio (>570 mg/L), encontrada nas três amostras analisadas.

✓ Óleo do Reservatório

Para a caracterização do óleo do reservatório de Caratinga amostras do óleo produzido no campo durante a operação do Sistema Piloto da P-34 foram analisadas, sendo os resultados apresentados no quadro a seguir:

Quadro 3.8.3-b. Características do óleo de Caratinga.

COMPONENTE	(mol%)
Ponto de Fluidez (° C)	-27
Densidade a 20 °C (Kg/m ³)	0,9041
Viscosidade a 20 °C (mm ² /s)	107
° API	24,4
Teor de parafinas	5,5 %m/m
Enxofre (% m/m)	0,55
Nitrogênio (% m/m)	0,37
Nº de Acidez Total (mg KOH/g)	0,54
Vanádio (mg/Kg)	19
Níquel (mg/Kg)	19
Teor de Sal (mg NaCl/L)	32,7
Teor de água por destilação (%)	0,0
Água e Sedimentos (%vol.)	0,0

Fonte: CENPES/PDEAB/TAP - 2001

Observa-se a presença de Vanádio e Níquel, porém, em baixas concentrações. Os teores de água e sedimentos também são bastante reduzidos, com valores inferiores a 0,01% do óleo. Observa-se que para evitar a produção de areia juntamente com o óleo, serão instalados “Gravel Packs” nos poços de produção.

Entre os constituintes na fração pesada de petróleo que vem despertando interesse e atenção mundialmente estão os asfaltenos e a parafina, devido a alta capacidade de precipitação destes componentes. Entretanto, o óleo de Caratinga apresenta percentuais bastante reduzidos de parafinas (5,5%) e não possui asfaltenos.

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

Quadro 3.8.3-c. Composição do óleo de Caratinga – Sistema Piloto (P-34)

COMPONENTE (massa)	% DO TOTAL DE LEVES	% DO PETRÓLEO
Metano	1,00	<0,1
Etano	7,03	<0,1
Propano	43,78	0,7
I-Butano	14,81	0,2
N-Butano	29,26	0,4
I-Pentano	2,49	<0,1
N-Pentano	1,39	<0,1
Hidrocarbonetos >C5	0,24	<0,1

Fonte: CENPES/PDEAB/TAP - 2001

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 do reservatório é a própria água oceânica da região de Caratinga, 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 Caratinga 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 (>54), 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 acarretará nenhuma alteração significativa na salinidade local.

Após a 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 20 ppb e evitar a ação de bactérias aeróbicas e anaeróbicas que poderão prejudicar o reservatório. Além disso, a água será filtrada com porosidade de 5 μm, a fim de eliminar partículas em suspensão presentes na água do mar.

Para Caratinga, o sistema de injeção de água é dimensionado para um volume máximo de 32.400 m³/dia, de acordo com o apresentado no item 3.2. 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 quantidade de água produzida aumentará

gradativamente ao longo da produção do campo, de acordo com as curvas de produção apresentadas anteriormente no item 3.7.

Considerações sobre a Água Produzida em Caratinga

A água produzida é tratada em Hidrociclones e Unidades de Flotação de Gás, conforme descrito no item 3.2.4. Após o tratamento nos hidrociclones, a água é resfriada a 40°C, e enviada para as Unidades de Flotação a fim de reduzir a concentração de óleo até abaixo de 20 ppm .

A água produzida será tratada em hidrociclones para remoção do óleo, conforme descrito no item 3.2.3. A eficiência do tratamento é monitorada através de um equipamento que funciona on-line, e que automaticamente cessa o descarte da água se a concentração de óleo for superior 20 ppm. 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 até 20.000 m³/dia. Além disto, duas vezes por semana serão coletadas amostras da água para serem testadas em laboratório a fim de confirmar as concentrações monitoradas pelo equipamento que funciona on-line.

3.9 CARACTERIZAÇÃO DA TOXICIDADE DA ÁGUA PRODUZIDA DO CAMPO

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 utilizados de acordo com metodologias padronizadas (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 (2001), 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 Projeto de Monitoramento Ambiental (item 7.2).

De acordo com as características oceanográficas de Caratinga, que garantem rápida dispersão da água produzida e considerando o tratamento que será realizado na água pela PETROBRAS que garante 20 ppm de óleo, a toxicidade do resíduo deverá ser pouco representativa.

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.

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. Adicionalmente, serão realizados testes de toxicidade aguda e crônica na fração hidrossolúvel do óleo produzido em Caratinga, de acordo com o apresentado no Projeto de Monitoramento Ambiental (item 7.2 deste RAA).

3.11. CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES GERADAS PELA UNIDADE DE PRODUÇÃO

3.11.1 Emissões atmosféricas

Os dados relativos às emissões atmosféricas do FPSO P-48, a ser instalado no campo de Caratinga, foram fornecidos pela Petrobrás. Estes dados representam uma estimativa das emissões atmosféricas anuais produzidas pelas instalações de produção para geração de energia e pela atividade de produção, através de metodologia estabelecida pelo E&P Forum (1994). A seguir são descritos os equipamentos e os processos geradores de poluição atmosférica identificados na atividade de produção do campo Caratinga, as emissões atmosféricas, as hipóteses utilizadas para a simulação e por fim os resultados da modelagem.

a. Equipamentos e processos geradores de poluição atmosférica

✓ *Flares e vent*

O FPSO P-48 será equipado com dois sistemas de *flare* independentes, sendo um para operar em alta pressão (HP) e o outro a baixa pressão (LP). A função dos *flares* será coletar e queimar os gases residuais escapados das válvulas de segurança, das válvulas de controle de pressão, das válvulas de *blowdown* e dos oleodutos, etc. Os *flares* farão queima contínua e de emergência. A altura da torre dos *flares* em Caratinga será de 106 m. Além dos sistemas de *flare*, a Plataforma terá um sistema de *vent* para coletar hidrocarbonetos dos processos e das instalações que operam sob pressão atmosférica ou pouco acima da pressão ambiente.

✓ *Turbogeradores*

A geração de energia no FPSO P-48 será feita por quatro conjuntos de turbinas a gás de 23 MW de potência, completas com sistema recuperador de calor e chaminés *bypass*. As turbinas são do tipo de combustível dual, isto é, tanto podem funcionar queimando gás como óleo diesel. As turbinas estarão acopladas a geradores elétricos de 25.000 kVA. Em condições normais de operação, três turbogeradores serão suficientes para atender todos os consumidores do FPSO P-48. O quarto turbogerador ficará de espera (*stand-by*).

✓ *Geradores a diesel*

Haverá um gerador diesel auxiliar de 3.750 kVA e um gerador diesel de emergência de 1.500 kVA.

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da Plataforma. As principais emissões atmosféricas, em operação normal, provirão do conjunto das Turbinas Geradoras de Força e dos *flares*.

✓ As emissões atmosféricas

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelo FPSO P-48 serão óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), e compostos orgânicos voláteis (COV's). Os valores diários das emissões podem ser vistos no quadro seguinte:

Quadro 3.11.1-a. Valores diários das emissões do FPSO P-48.

UNIDADE	SO_x	NO_x	CO	MP	COV's
kg/dia	589,8	16.536,0	6.890,0	78,6	52.364,1
g/s	6,83	191,39	79,75	0,91	606,07

O dióxido de carbono (CO_2) será lançado na atmosfera a taxa de 2.645,76 T/dia. Este não é um gás poluente, todavia, há grande preocupação com relação ao seu efeito estufa, que pode ser causa de alteração do clima da Terra.

✓ A modelagem da dispersão atmosférica

Foi feito um estudo de simulação da dispersão dessas emissões 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 quantificar e avaliar o impacto máximo na qualidade do ar atmosférico da região de influência da operação da plataforma.

Hipóteses para a simulação

Toda a emissão ocorrerá de modo contínuo durante a operação do FPSO P-48. Serão modeladas somente as emissões de CO, COV's e NO_x , visto que serão liberadas em quantidades relevantes. Os demais poluentes não serão modelados, uma vez que seus impactos são desprezíveis.

Será assumido conservadoramente que todos os gases da exaustão das três turbinas, dos *flares* e dos motores diesel serão liberados por uma única chaminé equivalente de 15 m de altura acima do nível do convés. A chaminé equivalente terá diâmetro de 3 m, a velocidade da vazão será de 23 m/s e a temperatura média dos gases será de 720 K.

Resultados da modelagem

O Quadro 3.11.1-b apresenta os resultados da modelagem com o SCREEN3 sobre um plano ao nível do convés do FPSO P-48. Ao nível da superfície do mar, os valores estimados serão menores do que no plano do convés. A dispersão calculada da emissão de óxidos de nitrogênio, apresentou uma concentração máxima de uma hora de $202,9 \mu\text{g}/\text{m}^3$, na distância de 1070 m. Este valor está abaixo do limite máximo do padrão de qualidade do ar de $320 \mu\text{g}/\text{m}^3$. A concentração média anual estimada foi de $16,12 \mu\text{g}/\text{m}^3$, mais de seis vezes abaixo do limite anual ($100 \mu\text{g}/\text{m}^3$).

Para o monóxido de carbono (CO), foi estimada uma concentração horária de $84.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$, que é 473 vezes menor que o limite do padrão ($40.000 \mu\text{g}/\text{m}^3$); para o período de oito horas o valor da concentração foi de $59,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$, igualmente muitas vezes abaixo do limite do padrão que é de $10.000 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Quanto aos compostos orgânicos voláteis (COV's), não há um padrão de referência no Brasil. A concentração máxima em uma hora foi de $642.6 \mu\text{g}/\text{m}^3$; no período de 24 horas foi de $257,04 \mu\text{g}/\text{m}^3$, e a média anual foi estimada ser $51,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

A emissão mais volumosa será do gás dióxido de carbono (CO_2), entretanto, sua concentração não foi estimada porque não é poluente atmosférico.

A Figura 5.11.1-a a seguir, apresenta como o modelo SCREEN3 calcula as concentrações a sotavento da chaminé. Nota-se que o máximo ocorre logo depois de 1.000 m de distância, as concentrações caem até 4.500 m depois sobem ligeiramente até 15 km de distância (não mostrado no gráfico) para voltar a diminuir. Este pequeno aumento das concentrações a 15 km de distância resulta da reflexão da pluma de poluente na camada de inversão suspensa.

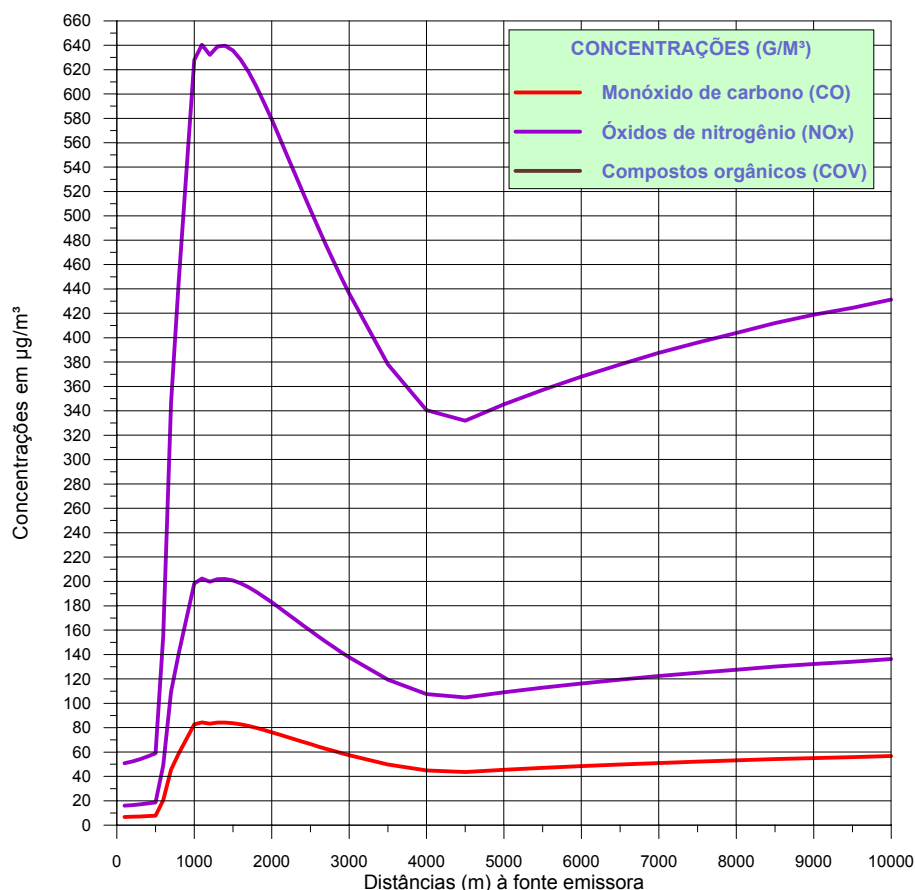


Figura 3.11.1-a. Concentrações ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) determinadas pelo modelo SCREEN3 para várias distâncias à fonte. Observa-se que as concentrações máximas ocorrem depois de 1 km de distância.

Quadro 3.11.1-b. Impacto na qualidade do ar do FPSO P-48 do campo de Caratinga.

CO		NO _x		COV	
Padrão Nacional para 1h (µg/m ³)	40.000	Padrão Nacional para 1h (µg/m ³)	320	Padrão Nacional para 1h (µg/m ³)	Nr ¹
Padrão Nacional para 8h (µg/m ³)	10.000	Padrão Nacional anual (µg/m ³)	100	Padrão Nacional para 24h (µg/m ³)	Nr
Máximo determinado para 1h pelo SCREEN3 (µg/m ³)	84,55	Máximo calculado para 1h pelo SCREEN3 (µg/m ³)	202,9	Máximo determinado para 1h pelo SCREEN3 (µg/m ³)	642,6
Distância do máximo (m) de 1h	1070	Distância do máximo (m) de 1h	1070	Distância do máximo (m) de 1h	1070
Máximo determinado para 8h (µg/m ³)	59.18±16,9	Máximo anual calculado (µg/m ³)	16,23±4.1	Máximo determinado para 24h (µg/m ³)	257.0±128,5

¹ Nr – não regulamentado

3.11.2. Efluentes do FPSO P-48

O principal efluente da produção de petróleo é a água produzida, tanto em termos de volume a ser descartado quanto em relação aos possíveis impactos ambientais gerados. 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:

a Sistema sanitário

O sistema sanitário do FPSO P-48 coleta 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 que foi estimado em 150 pessoas.

Considerando o uso médio de 200 L diários por pessoa (limpeza, higiene, gasto geral das lavanderias), o volume gerado pode chegar a 30,00 m³/dia. O sistema de tratamento tem capacidade para tratamento de até 60 m³ diários.

b. Trituração de Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos no FPSO P-48 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 25 mm. A estimativa da quantidade de restos alimentares, para 150 pessoas, é de 60 kg/dia.

c. Água Produzida

O volume máximo de água produzida atingirá, por volta do 11º ano de produção, 12.996 m³/dia. O sistema de tratamento de água produzida, cuja capacidade máxima é de 20.000 m³/dia, consiste no processamento por meio de hidrociclones e flotores. A água tratada nos hidrociclones, após ser resfriada a uma temperatura inferior a 40°C, é enviada às unidades de flotação onde a concentração de óleo final é mantida abaixo dos 20 ppm, atendendo às especificações da Resolução CONAMA nº 20/86.

A água produzida resultante (à uma temperatura aproximada de 45°C) é utilizada nos pré-aquecedores do fluido do poço (temperatura aproximada de 15°C), o qual permite seu resfriamento para atingir a temperatura predefinida para descarte (38°C). Após este estágio, ela é direcionada para os flotores gasosos, onde é separado mais uma alíquota do óleo residual, que é encaminhado ao vaso de *slop*. O efluente é então lançado no tanque de água produzida (volume de 575 m³), de onde é descartado para o mar.

Para monitoramento deste descarte são verificadas a temperatura e a concentração residual de óleo em solução, que devem estar abaixo de 40°C e 20 ppm, respectivamente, utilizando-se no caso do teor residual de óleo, um medidor de concentração total de óleo (“TOG”). Caso não esteja cumprindo qualquer um destes limites, o efluente segue para o tanque de *slop* sujo (“*Dirty Slop Tank*”, com capacidade para 3.592 m³), e daí, para outro sistema de hidrociclones que visam o seu enquadramento. Após esta etapa, segue para um sistema de filtros, com capacidade de processamento de 50 m³/h, que está especificado para reduzir a concentração residual de óleo de 100 ppm para 20 ppm, podendo então ser descartado ao mar.

d. Sistema de Refrigeração da Água Produzida

A água produzida é gerada na planta de separação, sendo utilizada no sistema de pré-aquecimento do fluido do poço, e daí encaminhada aos flotores gasosos para retirada das concentrações residuais de óleo. O contato com o sistema do fluido de produção retira calor da água produzida, resfriando-a. Quando dentro dos limites definidos pela legislação ambiental, esta é descartada ao mar pelo bordo do FPSO P-48.

e. Água do Sistema de Drenagens

Toda a drenagem de água de operação (água industrial e de chuva que caem nos *decks*), além de todos os equipamentos do FPSO P-48 com possibilidade de ocorrência de pequenos vazamentos operacionais de óleo tais como geradores, compressores, unidade de produção, etc; estão cercados por drenos e sistemas de bandejamento nas

plataformas, estocadas em tanques de água oleosa e tratadas no sistema de hidrociclones e flotores, que visam à maior recuperação do óleo, possibilitando uma concentração mínima de óleo na água a ser descartada. Incluem-se nesse rol as águas provenientes da limpeza de ferramentas e equipamentos. O efluente final tratado é descartado em conformidade com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 20 (20 ppm). O óleo gerado nos separadores é bombeado para os tanques de estocagem *slop*, de onde é conduzido para o processo industrial de produção.

f. Água de lastro

A presença de óleo na descarga de água de lastro é monitorada visualmente. Sempre que possível, a descarga da água de lastro deve ser realizada durante o dia e deve ser interrompida imediatamente caso seja detectada a presença de óleo.

g. Resíduos oleosos

Resíduos oleosos resultantes de operações com lubrificantes ou diesel são coletados para o sistema de drenagem direcionado ao vaso de *slop* (*Slop Vessel*), com capacidade total de 30 m³ (2 x 15 m³). O mesmo destino tem o resíduo oleoso do sistema de tratamento da água de produção, que converge para este vaso após passar pelos hidrociclones.

O produto final deste sistema é direcionado ao tanque de armazenamento de óleo limpo (*Clean Slop Tank*, com capacidade para 3.592 m³), de onde é levado novamente para a planta de processamento do FPSO P-48.

h. Produtos químicos

Produtos químicos serão coletados separadamente em contêineres para serem dispostos em terra. Se os produtos estiverem misturados deverá constar um aviso “Perigoso – Mistura de Produtos Químicos”. Se não estiverem misturados, devem estar apropriadamente embalados, segregados, identificados e armazenados em tambores com a inscrição “Resíduos Perigosos”.