

### INFORMAÇÃO TÉCNICA ELPN/IBAMA Nº 001/ 2006

**ASSUNTO:** Resolução CONAMA específica sobre o descarte contínuo de Água Produzida em plataformas marítimas de petróleo – Teor de Óleos e Graxas  
**INTERESSADO:** Câmara Técnica do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA

Essa Informação Técnica visa auxiliar a Câmara Técnica do CONAMA (CT) na definição dos valores para controle do Teor de Óleos e Graxas (TOG), a serem adotados em resolução específica, para enquadramento da água produzida a ser descartada no mar, proveniente de plataformas marítimas de produção de petróleo, conforme o preconizado no § 4º, Artigo 43, da Resolução CONAMA nº 357, de 17 de março de 2005, devido ao fato de que o Grupo de Trabalho (GT) "Emissão de Efluentes com Óleos e Graxas em Plataforma Marítima", criado no âmbito do CONAMA, não chegou a um valor consensual.

*"O descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo será objeto de resolução específica, a ser publicada no prazo máximo de um ano, a contar da data de publicação desta Resolução, ressalvado o padrão de lançamento de óleos e graxas a ser o definido nos termos do art. 34, desta Resolução, até a edição de resolução específica"*

#### I - INTRODUÇÃO

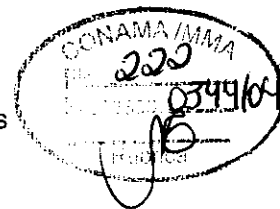
Durante a produção de petróleo e gás é comum a produção conjunta de água, chamada de água produzida, água de produção ou água de processo. Este fluido é basicamente composto pela água de formação do próprio reservatório e pela água do mar injetada no campo, tanto para manter a pressão do reservatório, quanto para aumentar a recuperação secundária do óleo. Nos campos onde há injeção de água do mar, também são injetados produtos químicos, tais como biocidas, anti-corrosivos, antiincrustantes, anti-espumantes, seqüestrante de oxigênio, etanol, trietilenoglicol, desemulsificantes, entre outros. Alguns desses produtos estão associados ao óleo e, portanto não são descartados, porém, outros produtos químicos estão associados à água, podendo vir a ser descartados no mar juntamente com a água produzida.

A água produzida é o principal efluente proveniente das instalações de produção de petróleo e gás, sendo que as plataformas de gás tendem a produzir menores quantidades, porém com maiores concentrações de contaminantes orgânicos, e as plataformas de óleo tendem a produzir grandes volumes deste efluente, sendo que o volume de água produzida tende a aumentar com o tempo. Em campos maduros o volume de água produzida pode ser 10 vezes maior do que o volume de óleo produzido.

A água produzida é composta basicamente dos mesmos constituintes da água do mar, porém com diferentes concentrações, além de uma fração de óleo e graxas que, mesmo após os diversos tratamentos, ainda está presente no fluido, podendo vir a se tornar uma fonte significativa de poluição crônica de óleo e de outras substâncias, sendo que algumas destas substâncias podem ser tóxicas para o meio ambiente marinho:

- Sais inorgânicos (Na, Cl, Ca, Sr, Mg, K, ...)
- Diversos metais e metalóides (As, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Pb, Mn, Hg, Mo, Ni, V, Zn, ...)
- Compostos orgânicos
- Radioisótopos (226 e 228Ra, 89 e 90Sr, 212 e 214Bi, 228Ac, 210 e 214 Pb)
- Hidrocarbonetos (HPA, BTEX, Alifáticos, ...)
- Produtos químicos adicionados através de poços de injeção de água (biocidas, inibidores de corrosão, seqüestrantes de oxigênio, dispersantes, anti-coagulantes, ...)

Diferentes campos de produção produzem diferentes tipos de água produzida, sendo que a sua composição varia espacial e temporalmente, fazendo com que os diferentes fluidos tenham diferentes níveis de toxicidade, sendo que esta pode aumentar devido aos produtos químicos que são injetados no reservatório.



## II - SITUAÇÃO MUNDIAL

No mundo existem diferentes legislações que versam sobre os valores de TOG para descarte no mar, sem que haja um valor padrão. Na Austrália os valores regulados são de média diária de 30 ppm (partes por milhão), com máximos instantâneos de 50 ppm; no Mar do Norte, Mediterrâneo, Golfo Árabe e Ásia, os valores para descarte são de média de 40 ppm, com meta de se atingir 30 ppm no final de 2006; nos Estados Unidos é exigida uma média mensal de 29 ppm, com máximos diários de 42 ppm.

Porém vale ressaltar que esses valores foram definidos de acordo com as tecnologias disponíveis no momento da criação da regra, sem se levar em conta as variáveis ambientais locais. Também se deve observar que embora esses valores sejam os legislados, em muitos países os valores de TOG descartados são efetivamente menores e tendem a diminuir ao longo do tempo, como pode ser evidenciado no Reino Unido (Tabela 1) e no Mar do Norte (Tabela 2). Além disso, devido aos grandes volumes de água produzida descartada no mar, pequenas alterações nos valores do TOG podem significar a diminuição ou o aumento de toneladas de óleo descartado no mar.

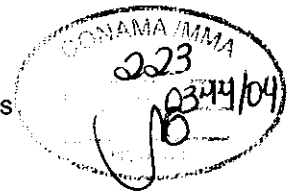
Tabela 1: Redução no teor de óleos e graxas da água produzida nas instalações *offshore* do Reino Unido, no período de 1997 a 2001 (fonte: UKOOA).

Ano	Número de instalações	Quantidade de Água Produzida (milhões de toneladas)	TOG (ppm)	Óleo descartado (toneladas)
1997	64	234	25,00	5.764
1998	67	253	22,45	5.690
1999	67	260	21,67	5.643
2000	71	262	21,78	5.677
2001	71	260	21,10	5.480

Tabela 2: Redução no teor de óleos e graxas da água produzida nas instalações *offshore* do Mar do Norte, no período de 1991 a 1998 (fonte: OGP, 2001).

Ano	TOG (ppm)*	Óleo descartado (toneladas)*
1989	-	4.000
1990	-	5.000
1991	32,5	5.200
1992	-	5.600
1993	32,0	5.100
1994	-	5.600
1995	28,0	7.000
1996	26,0	7.500
1997	24,5	8.100
1998	22,5	8.150

\* Valores estimados a partir dos gráficos



### III - SITUAÇÃO NO BRASIL

No Brasil, o enquadramento dos corpos d'água e o descarte de fluidos eram regulamentados pela Resolução CONAMA nº 20, de 16 de junho de 1986, que definia em seu artigo 21: "Os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados, direta ou indiretamente, nos corpos de água desde que obedeçam às seguintes condições". Neste artigo é definida a concentração do TOG em 20 ppm, sendo que o descarte de água produzida só poderia ocorrer nestas condições. Tal resolução ficou vigente até a publicação da Resolução CONAMA nº 357, de 17 de março de 2005, que revogou a Resolução CONAMA nº 20/86 e definiu outros valores para o descarte de fluidos e para enquadramento dos diferentes tipos de corpos d'água.

Nesta resolução, devido às particularidades das plataformas marítimas de produção de petróleo, foi definido no § 4º, Artigo 43 a necessidade de uma resolução que tratasse especificamente do descarte contínuo de água produzida no mar. Visando respeitar o disposto nesse parágrafo, que dá um prazo de um ano para a publicação de resolução específica sobre o tema, foi criado o GT de "Emissão de Efluentes com Óleos e Graxas em Plataforma Marítima", que objetiva discutir e definir os padrões para o descarte contínuo no mar da água produzida proveniente de plataformas marítimas de produção de petróleo e gás, de forma a manter a qualidade do corpo receptor, respeitar seus usos e minimizar o impacto no meio ambiente marinho. Vale ressaltar que enquanto essa resolução específica não for publicada, o único valor a ser respeitado para o descarte contínuo de água produzida é o de 20 ppm para o TOG, que é o mesmo valor regulamentado pela Resolução CONAMA nº 20/86.

Mais de 80% da produção brasileira de petróleo ocorre no mar, com cerca de 100 plataformas marítimas, sendo que a Bacia de Campos é a principal região produtora, responsável por mais de 90% produção de óleo no mar. Mais da metade das plataformas marítimas se localizam na região norte e nordeste do país, nos estados RN, CE, SE e AL, sendo que, em geral, são plataformas mais antigas, com pequenas instalações, do tipo fixa, com baixa produção de petróleo e de água. Destas plataformas, apenas uma descarta água produzida diretamente no mar, a plataforma de Curimã (PCR-1), localizada no CE, com descarte de cerca de 1.000 m<sup>3</sup>/dia. As outras plataformas escoam a produção para terra e, portanto não descartam água produzida diretamente no mar, sendo a mesma tratada em terra, devendo tal fluido estar enquadrado nos valores preconizados pela Resolução CONAMA nº 357/05.

Existem cerca de 35 plataformas de produção de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, e a maioria descarta a água produzida diretamente no mar, após o devido tratamento, sendo que este valor tende a aumentar com a entrada em produção das plataformas P-50, P-51, P-52, P-53 e P-54. Com a meta brasileira de se atingir a auto-suficiência de petróleo ainda em 2006 e com a descoberta de novos campos de produção, tanto na Bacia de Campos, quanto em outras bacias sedimentares da costa brasileira, além da demanda crescente de petróleo no mercado nacional e internacional, esses valores tendem a aumentar consideravelmente.

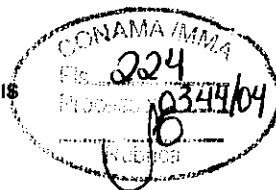
#### III.1 – EXEMPLOS DE ALGUNS ESTUDOS AMBIENTAIS APRESENTADOS NO ÂMBITO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL (grifos nossos)

- Nov/00 (DTELPN 02022.005304/98 DOC 2, 3 e 4 ex.1) RAA – Bacia de Campos – Polo Sul, Norte e Nordeste, revisão 00, Programa de Controle da Poluição, Metas, "manter o teor de óleo e graxa das águas de produção abaixo de 20ppm"

- Abr/03 (DTELPN 02022.004188/010 DOC13 ex.1) PCA – Projeto Bijupirá/Salema (PETROBRAS/Shell) – Fase de Produção, revisão 00, "Toda água produzida será descartada ao mar em conformidade com as especificações exigidas na CONAMA 20 (1986), ou seja, teor de óleos de até 20 ppm e com 40°C, no máximo. Para alcançar essas metas, serão utilizados equipamentos tais como coletor de água, hidrociclones, flutuadores e um refrigerador." ... "Caso a concentração de óleo seja maior do que 20 ppm, o efluente não enquadrado é direcionado para o tanque Off-Spec (Tanque central TOC N° 03) para posterior reprocessamento na planta de produção"

- Out/03 (DTELPN 02022.007295/02 DOC2 V.1. ex.1) RAA Bacia de Campos – Campo de Roncador, Fase 2 – Modulo 1A, revisão 00, Caracterização das Substâncias Passíveis de Descarga, "Durante a produção de óleo e gás em Roncador, toda a água possivelmente contaminada com hidrocarbonetos será tratada por separação gravimétrica e através de flutuador e hidrociclone, para a redução da concentração de óleo, sendo descartada ao mar com no máximo 20 ppm e 40°C de temperatura, em atendimento à Resolução CONAMA N° 20/1986"

*Handwritten signature and initials*



- Set/04 (DTELPN 02022.001299/003-48) EIA - Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás, Campo de Marlim Leste, Bacia de Campos – Caracterização da Atividade – “A produção de água pela FPU tende a aumentar gradativamente durante o período de operação da plataforma e constitui a emissão mais importante da unidade. **Após o tratamento e adequação aos critérios da Resolução CONAMA nº020/86, a água será descartada no mar.** O sistema de tratamento da água produzida será constituído de um conjunto de hidrociclones, flutuadores e filtros, que visa a recuperação dos resíduos oleosos e, conseqüentemente, **a redução do teor de óleo e graxas (TOG), até a quantidade máxima de 20 ppm.**”

- Set/05 (DTELPN 02022.001298/03-01) EIA - Bacia de Campos - Campo de Roncador - Módulo 2 - Relatório de Avaliação Ambiental Informações Complementares – Caracterização da Atividade – “A planta de tratamento de água produzida do FPSO P-54, cuja capacidade total é de 30.000 m<sup>3</sup>/d, é constituída por hidrociclones, e por flutuadores onde as águas oleosas são tratadas visando a separação das frações de óleo residuais, **de modo a garantir as condições para descarte.**...” “Se porventura o TOG da água produzida tender a atingir 20 ppm, os parâmetros de fluxo serão reajustados imediatamente para recuperar a **estabilização do processo.** Caso não se obtenha êxito, os **poços produtores que apresentem maior vazão de água produzida (maior BSW) serão fechados, o descarte de água será interrompido e o processo de tratamento de água produzida será ajustado.**”

- Dez/05 (DTELPN 02001.003612/96) Atendimento da Condicionante Especifica 2.1 da RLO nº 180/2001. Sistema de Produção e Escoamento do Campo de Marlin Sul, Bacia de Campos, P-40 e P-38 – PROGRAMA DE CONTROLE DA POLUIÇÃO, Características da água oleosa tratada (TOG inferior ou igual a 20 ppm e temperatura inferior ou igual a 40° C) – “Com relação a P-40, a produção de água se iniciou, em baixas vazões, em junho de 2003. Porém até setembro de 2003 não havia descarte para o mar, uma vez que a água produzida era escoada juntamente com o óleo. A partir de 13 de setembro de 2003 **a água produzida passou a ser descartada para o mar dentro dos parâmetros exigidos pela legislação, após passar pela planta de tratamento da Unidade**”

A seguir é apresentada a Tabela 3, que consta na INFORMAÇÃO TÉCNICA ELPN/IBAMA Nº 020/2003, com algumas informações prestadas pelas empresas ao longo do processo de licenciamento ambiental neste ELPN/IBAMA.

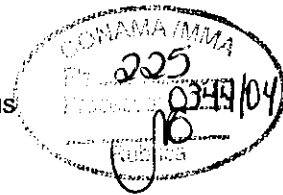


Tabela 3: Informações sobre tratamento da água de produção, prestadas pelas Empresas em seus processos de Licenciamento.

Campo/ unidade	Vazão máxima de água produzida	Capacidade de tratamento	Processo de tratamento para TOG	TOG de entrada e saída
Albacora Leste FPSO-P50 PETROBRAS	22.315,1 m <sup>3</sup> /dia em 2021	Atual: 16.000 m <sup>3</sup> Ampliação em 2012	Bateria de hidrociclones, flotação e tanque de água produzida	Entrada: 1000ppm. Descarte: <ou=20ppm e 40°C
Caratinga FPSO-P48 PETROBRAS	12.996 m <sup>3</sup> /dia em 2014	Atual: 20.000 m <sup>3</sup> /dia	Bateria de hidrociclones CI-533601 A/B com saída max. a 100 ppm., resfriada e conduzida ao flotador (FL-533601 A/B)	Entrada: 100ppm, mas preparado para 300 ppm Descarte: <ou=20 ppm e 40°C
Espadarte FPSO PETROBRAS	9.000 m <sup>3</sup> /dia em 2016	Atual: 8.040,63 m <sup>3</sup> /dia	Separação por decantação nos tanques de slop e bateria de hidrociclones	Entrada: 1000ppm. Descarte: <ou=20ppm e 40°C
Marlim Sul SS P-40 PETROBRAS	13.850 m <sup>3</sup> /dia em 2022	Atual: 17.400 m <sup>3</sup> /dia	Bateria de hidrociclones (CI533601A/B e outros) e vaso flotador FL-533601	Entrada: 700ppm. Descarte: <ou=20ppm e 40°C
Área Sul da Bacia de Campos SS-06 PETROBRAS	11.151 m <sup>3</sup> /dia em 2005	Volume não disponível	Bateria de hidrociclones e vaso flotador	Descarte: <ou=20ppm e 40°C Analisador de TOG: TAG-AIT-3001.
Bijupirá/ Salema FPSO-Fluminense SHELL	7000 m <sup>3</sup> /dia em 2016	Atual: 7.950 m <sup>3</sup> /dia	Bateria de hidrociclones e células de flotação	Descarte: <ou=20ppm e 38°C

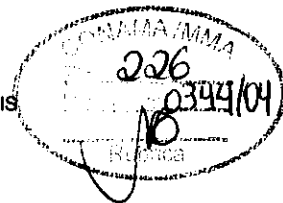
#### IV - APRESENTAÇÕES EFETUADAS DURANTE AS REUNIÕES DO GT "EMISSÃO DE EFLUENTES COM ÓLEOS E GRAXAS EM PLATAFORMA MARÍTIMA"

Ao longo das reuniões do GT foram feitas diversas apresentações sobre a indústria de petróleo, principalmente efetuadas pela PETROBRAS, com apoio do IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás) e da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Essas apresentações versaram basicamente sobre os seguintes temas:

- Modelagem de diversos constituintes da água produzida, visando-se definir uma zona de mistura, além da qual não poderiam ser observadas alterações no corpo receptor, devendo o mesmo ser enquadrado como água salina, classe I, segundo a Resolução CONAMA nº 357/05.

- Projetos de re-injeção de água produzida e seus problemas e perspectivas;
- Dificuldades ocorridas na planta de processo que podem ocasionar o descarte de água produzida com valores acima de 20 ppm. Impossibilidade técnica de tratamento de metais em plataformas;
- Caracterização e toxicidade da água produzida brasileira e comparação com outras regiões do mundo.

Na apresentação efetuada pela PETROBRAS visando a comparação da água produzida no Brasil e no mundo, foi evidenciado que, de forma geral, as concentrações de óleos e graxas, BTEX, HPAs, fenóis, metais e radioisótopos são similares aos de outras regiões do mundo, com toxicidade semelhante para *Vibrio fisheri* e ligeiramente mais tóxico para *Artemia sp.*



Na apresentação feita pela PETROBRAS sobre a reinjeção de água produzida nos reservatórios, foram elencados diversos problemas que fazem com que tal procedimento não seja possível em todas as situações, tais como: a diferença entre os campos de produção; os problemas na utilização de água produzida para injeção ao invés da água do mar, devido ao fato do tratamento da água produzida ser mais complexo, pois a mesma apresenta altos teores de sólidos, partículas maiores e altos valores de TOG, com a necessidade de filtragem complexa para sólidos e graxas, além da retrolavagem dos filtros. Outro problema exposto é a queda da injetividade do reservatório, fazendo com que o volume de água produzida reinjetada seja cada vez menor ao longo do tempo. Portanto, quais seriam os procedimentos a serem adotados para a destinação da água produzida a ser reinjetada, haja vista que a mesma está fora das especificações para o descarte no mar.

Foram apresentados projetos de reinjeção de água produzida, sendo que alguns já estão em funcionamento em determinados campos e outros ainda na fase de projeto, sendo informado que para 100% dos campos novos seriam feitos estudos de reinjeção da água produzida. Após a apresentação ficou claro que a reinjeção não pode ser considerada como a solução para os problemas, mas que deve ser estudada caso a caso, podendo em alguns cenários vir a contribuir para minimizar o descarte de água produzida diretamente no mar.

Nas diversas apresentações feitas pela PETROBRAS sobre a modelagem de diferentes constituintes da água produzida, tais como compostos orgânicos, metais e metalóides, temperatura, entre outros, as simulações numéricas feitas nos diversos modelos de dispersão de campo próximo e afastado, mostraram que em todos os casos, devido à alta capacidade de diluição do meio, os valores exigidos pela Resolução CONAMA nº 357/05 para enquadramento das águas salinas classe I eram atingidos a bem menos do que 500 metros do ponto de descarte, mesmo em situações extremas, com um caso de um fluido teórico, com os piores valores possíveis, nas piores condições de descarte, com alta vazão e condições de mar que dificultem a diluição. Em vista do acima exposto, foi sugerido que uma zona de mistura, limitada a um raio de 500 metros do ponto de descarte, seria suficiente, haja vista que todos os parâmetros exigidos pela Resolução CONAMA nº 357/05 para enquadramento do corpo receptor seriam atingidos e que, além disso, tal raio é considerado pela Marinha do Brasil como sendo uma zona de segurança da plataforma, aquém da qual, não é possível outros usos para área e portanto, não haveriam conflitos com outros usos do mar.

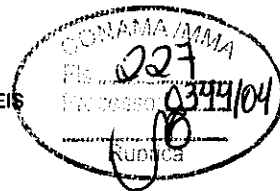
Na apresentação feita pela PETROBRAS sobre o descarte contínuo de água produzida em plataformas marítimas de produção de hidrocarbonetos, foram apresentados diversos processos de separação e tratamento da água produzida. Também foi informado que diversos fatores podem influenciar na qualidade do tratamento da água produzida a ser descartada, tais como: o tipo do óleo; a relação entre o volume de água e sedimentos e o volume total de fluidos produzidos (BSW - "Basic Sediments and Water"), que tende a aumentar em função do tempo de exploração do campo dificultando o tratamento; o baixo tempo de residência da água produzida na planta de processo; a necessidade de grandes espaços na plataforma para alocação dos equipamentos; as incrustações nos hidrociclones; a formação de borras pelo uso de polieletrólitos, as condições do mar, dentre outros. Devido aos problemas relacionados, foi informado que em algumas situações há um descontrole da planta de tratamento da água produzida, o que pode vir a ocasionar o descarte fora das especificações ambientais, i.e., TOG acima de 20 ppm. Embora tais argumentos tenham sido considerados pertinentes, não foi apresentada a frequência com que tal fenômeno ocorre.

Também foi informado pela PETROBRAS, que devido a manutenção do TOG na concentração de 20 ppm, há uma perda de produção de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, devido ao fato de que, em algumas situações, para se manter esse valor é necessário que alguns poços sejam fechados. A perda de produção foi estimada pela PETROBRAS como de 23.288 m<sup>3</sup>/ano em 2004 e 39.344 m<sup>3</sup>/ano em 2005 (fonte UN-RIO e UN-BC).

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando que foi informada a possibilidade do descontrole da planta de tratamento da água produzida, devido a diversos fatores, porém não informada a frequência com que tal fenômeno ocorreria, nem a influência do mesmo sobre os valores do TOG que seriam descartados no mar;

Considerando que foi informado que em diversos campos, com o passar do tempo, há um aumento no BSW do óleo produzido, fazendo com que seja praticamente inviável a manutenção do TOG em 20 ppm, porém tal informação não consta nos documentos apresentados a este ELPN no âmbito do licenciamento ambiental de plataformas de produção, nos quais é informado que o valor de TOG a 20 ppm será mantido ao longo de toda a vida útil do empreendimento;



Considerando que na apresentação sobre a perda de produção devido à manutenção do TOG em 20 ppm não foi informada em que situação e quais poços estariam fechados para a manutenção deste valor, nem a metodologia para o cálculo de tais perdas. Mesmo assim, a perda de produção apresentada seria da ordem de 680 bpd (barris por dia) em 2005 e pode ser considerada baixa, se comparados com a produção brasileira atual de cerca de 1.700.000 bpd e em nada atrapalharia a meta brasileira de se atingir, ainda em 2006, a produção 1.900.000 bpd de petróleo, atingindo assim a tão almejada auto-suficiência sustentável;

Considerando que o valor de TOG a 20 ppm para descarte de efluentes no mar é o praticado no Brasil a cerca de 20 anos, desde a Resolução CONAMA nº 020/86 e, mesmo com a revogação desta resolução e a entrada em vigor da Resolução CONAMA nº 357/05, ainda esta em vigor, sem que, ao longo do processo de licenciamento ambiental tenham sido informados quaisquer problemas em se atingir tal valor;

Considerando que os estudos ambientais citados (EIA - Estudo de Impacto Ambiental, RAA - Relatório de Avaliação Ambiental e PCA - Plano de Controle Ambiental) não devem ser considerados como mera burocracia, mas como documentos técnicos, assinados por profissionais devidamente habilitados e registrados nos seus respectivos conselhos de classe e no Cadastro Técnico Federal (CTF) do IBAMA, possuindo responsabilidade técnica, de forma que as informações prestadas devam ser verdadeiras, sujeitando os infratores às sanções civis, administrativas e penais.

Considerando a alta biodiversidade da costa brasileira, que abriga várias espécies marinhas endêmicas e ameaçadas de extinção, assim como o baixo conhecimento científico dos possíveis impactos que podem advir da indústria de petróleo, mais especificamente do descarte de água produzida, que tende a aumentar consideravelmente nos próximos anos com o aumento da produção de hidrocarbonetos ao longo de toda a costa brasileira;

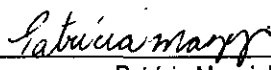
Considerando que, devido aos grandes volumes a serem descartados por dia, um pequeno aumento nos valores de TOG, pode ocasionar um aumento de várias toneladas por ano de óleo a serem descartadas no mar;

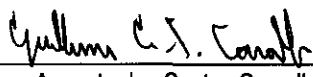
Considerando que este ELPN entende que as informações apresentadas na INFORMAÇÃO TÉCNICA ELPN/IBAMA Nº 020/2003, elaborada no âmbito das discussões sobre a revisão da Resolução CONAMA nº 20/86, ainda estão válidas;

Em vista do acima exposto, este ELPN não vê motivos técnicos ou ambientais para que haja um aumento do valor do TOG na água produzida a ser descartada no mar advinda de plataformas marítimas de produção de hidrocarbonetos e, por entender que em algumas situações pode haver uma perda de controle momentânea da planta de tratamento, sugere que seja adotado como valor a ser controlado a média mensal de 20 ppm para o Teor de Óleos e Graxas na água produzida a ser descartada no mar.

Rio de Janeiro, 31 de março de 2006.

  
Carlos Magno da Rocha Casemiro de Abreu, M.Sc.  
Biólogo - Analista Ambiental IBAMA  
Matrícula: 1365157

  
Patricia Maggi, Esp.  
Eng. Química - Analista Ambiental IBAMA  
Matrícula: 1442042

  
Guilherme Augusto dos Santos Carvalho, M.Sc.  
Biólogo - Analista Ambiental IBAMA  
Matrícula: 1365157

  
Edmilson Comparini Maturana  
Chefe do Escritório de Licenciamento das  
Atividades de Petróleo e Nuclear