



### INFORMAÇÃO ELPN/IBAMA Nº 020/ 2003

ASSUNTO: Revisão CONAMA nº 20/86 / Água de Produção – Teor de Óleos e Graxas  
INTERESSADO: Diretoria de Licenciamento e Qualidade Ambiental - DILIQ

As propostas para revisão da Resolução CONAMA nº 20/86, foram apresentadas ao ELPN/IBAMA em 18/08/03, uma semana antes da reunião de fechamento da proposta final do GT estabelecido para esta revisão, portanto em avançado estágio de discussão. Desta forma, devido ao curto espaço de tempo disponível, ficou extremamente prejudicada a análise e a formulação de propostas por parte deste escritório. Por este motivo, iremos focar as discussões desta informação técnica sobre as propostas apresentadas pela PETROBRAS, as quais influenciam diretamente o controle da poluição oriunda das atividades petrolíferas *offshore*, por parte deste órgão ambiental.

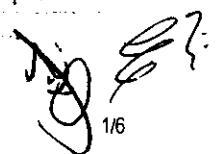
A presente Informação Técnica analisa a proposta encaminhada pela PETROBRAS à coordenação do Grupo de Trabalho (GT), em 25.07.2003, para alteração na CONAMA nº 20/86, do limite de lançamento de óleos e graxas em efluentes industriais. A proposta enfoca o lançamento de água produzida pelas unidades de produção e tratamento de petróleo, referentes a atividades petrolíferas *offshore*.

#### 1- INTRODUÇÃO

Os reservatórios de óleo e gás possuem acumulações naturais de água a eles associados, chamada "água de formação". Os reservatórios de óleo geralmente produzem, em determinadas fases, volumes grandes desta água, enquanto que os reservatórios de gás tendem a produzir somente quantidades pequenas. A fim de se conseguir uma recuperação máxima do óleo presente no reservatório é utilizada a técnica de injeção de água por poços injetores, para promover o deslocamento do óleo em direção à superfície. Conseqüentemente, a "água de formação" e a água injetada são produzidas junto com os hidrocarbonetos. Em um campo de óleo maduro, a quantidade de água produzida aumenta devido a maior quantidade de água no reservatório originada pelo processo de injeção.

Na unidade de produção, através da planta de tratamento, a água produzida é separada dos hidrocarbonetos, sendo posteriormente tratada para remoção da maior quantidade possível do óleo residual, e então lançada no mar ou reinjetada nos poços. Entretanto, após o tratamento, a água produzida ainda contém traços de óleo, sendo desta forma, de fundamental importância o controle adequado da descarga de água de produção. Além dos usuais registradores em linha, o controle também deve ser feito por determinada quantidade de análises diárias de laboratório na unidade e em laboratórios em terra, controle dos equipamentos da planta de tratamento, pontos de amostragem distribuídos ao longo da planta, determinando assim a eficiência real de cada equipamento, enfim, pela realização de uma fiscalização severa a fim de detectar possíveis problemas e solucioná-los, reduzindo assim o impacto do seu descarte no meio e atendendo a legislação vigente.

O teor de óleos e graxas adotado por este ELPN/IBAMA, no âmbito do licenciamento ambiental, tem sido de 20 mg/L, que é o limite estabelecido pela CONAMA nº 20/86 e considerado como um teor adequado e ao alcance das tecnologias de tratamento disponíveis atualmente às Unidades de Produção *offshore*. Neste sentido, os empreendimentos licenciados ou em licenciamento têm se comprometido, através das propostas dos Projetos de Controle da Poluição, em exercerem um controle adequado dos efluentes relativos à água de produção e de drenagem, de modo que o teor de óleos e graxas não ultrapasse os 20 mg/L. Cabe ressaltar que o Projeto de Controle da Poluição é um item fundamental para a recomendação de concessão de licenças por parte deste ELPN/IBAMA.

  
1/6



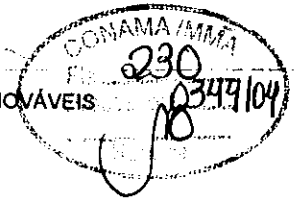
No âmbito do licenciamento são também realizadas vistorias técnicas, as quais têm entre seus objetivos a verificação do sistema para tratamento de água produzida e de água de drenagem em relação ao teor de óleos e graxas, sendo colhidas informações relativas ao tratamento, equipamentos, sensores instalados e análises efetuadas. Durante estas vistorias as empresas têm prestado informações acerca dos equipamentos e procedimentos necessários ao controle do teor de óleos e graxas na água de produção, de forma a confirmar o apresentado nos Projetos de Controle da Poluição propostos aos empreendimentos em licenciamento (tabela 1).

Tabela 1: 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

Fonte: EIA/RIMA ou RAA apresentados no licenciamento ambiental e respectivas complementações

Os estudos apresentados para o licenciamento ambiental das atividades marítimas de produção e escoamento de petróleo e gás natural expõem que estão sendo utilizadas tecnologias de análise em tempo real do teor de óleos e graxas (TOG) em água. Com isto, a água produzida cujo TOG apresente valores superiores a 20 ppm deve ter seu descarte bloqueado, com direcionamento para o tanque de slop. A efetiva monitoração por este tipo de análise em linha depende da confiabilidade de seus resultados, já que as medidas podem sofrer alterações pela presença de sólidos ou gás livre na água, devendo, portanto, ser verificada por análises simultâneas de laboratório. Um estudo inicial com o objetivo de avaliar a performance técnica dos equipamentos disponíveis no mercado internacional, que utilizam diferentes princípios de medição, foi realizado por *Fabian et al.* (2000) em plataformas da Bacia de Campos. Embora tenha concluído que havia necessidade de investimento em um programa de testes das tecnologias disponíveis para atingir metas de produtividade e atendimento à



regulamentação ambiental, o estudo demonstra que houve uma correlação de resultados satisfatórios quando comparados com os obtidos por análise laboratorial por espectrofotometria de infravermelho e análise gravimétrica.

Segundo a EPA a concentração média mensal de óleo na água descartada em operações *offshore* deve ser inferior a 29 ppm de óleo na água produzida, permitindo episódios diários de no máximo 42 ppm. Esses limites foram estabelecidos considerando-se a BAT (*Best Available Technology* – Melhor Tecnologia Disponível) para instalações *offshore* (EPA 40 CFR 435.13). A convenção Oslo –Paris (OSPAR), de 1992, confirmou a concentração média mensal de 40 ppm como valor máximo permitido para descarte *offshore*. Este limite segundo a UKOOA (*United Kingdom Offshore Operators Association*) foi estabelecido de acordo com as limitações tecnológicas e não apenas com as exigências ambientais, entretanto, este valor pode ser redimensionado de acordo com as inovações tecnológicas. É óbvio que na época em que o limite para lançamento de "água de produção" foi acordado, o teor de 40ppm era o tecnicamente possível de ser praticado, apesar de ainda não ser considerado o ambientalmente desejável. (UKOOA. 1999b. *Relatório 1999 Ambiental*. Website: <http://www.ukooa.co.uk/issues>. Londres)

No departamento de indústria e comércio do Reino Unido, as descargas de óleo são reguladas por meio do *Prevention of Oil Pollution Act, 1971* (c.60), que estipula que as operadoras de instalações *offshore* não excedam, em suas descargas ao mar, o limite de 40 ppm de óleo. Adicionalmente, a indústria petrolífera *offshore* do Reino Unido aceitou, voluntariamente, a meta de 30 ppm, como uma base média anual. O Reino Unido requer que sejam realizadas duas medições por dia, sendo que até 3% dos valores obtidos podem estar acima dos 40ppm, mas devem estar abaixo de 100ppm. Qualquer valor acima de 100ppm deve ser relatado como um derramamento de óleo (Jonathan Wills, M.A., Ph.D-<http://www.offshore-environment.com/producedwaters.html>).

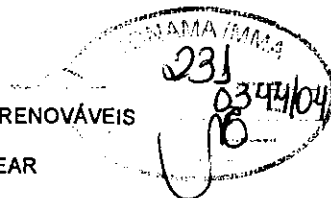
A UKOOA, em seu relatório ambiental, demonstra que em 1999 o teor de óleo na água produzida era de 21.67 partes por milhão (ppm), bem abaixo da exigência legal de 40ppm e, também, bem abaixo do alvo da indústria - 30ppm. Já em 1998 este valor havia baixado para 22.45 ppm, demonstrando o esforço que vinha sendo efetuado pela indústria no controle da água produzida. A diminuição gradual na concentração do óleo na água produzida deve-se, principalmente, às melhorias na tecnologia usada, que possibilita separar quantidades pequenas de óleo na água. (*Environmental report, 2000*)

Tabela 2- Redução no teor de óleos e graxas da água produzida nas instalações *offshore* do Reino Unido, no período de 1997 a 1999.

Ano	Número das instalações	Quantidade Da Água (milhões das toneladas)	Níveis De Óleo (ppm)
1997	64	234	25
1998	67	253	22.45
1999	67	260	21.67

Entretanto, a água produzida proveniente das instalações de tratamento de óleo e gás não é somente uma fonte significativa de poluição crônica de óleo, mas também de outras substâncias tóxicas como: metais pesados (bário, berílio, cádmio, cromo, cobre, ferro, níquel, prata, zinco, etc), elementos radioativos (radio, estrôncio), biocidas, antiespumantes, inibidores de parafina, anticorrosivos e etc.

A PETROBRAS estima que na Bacia de Campos são lançados 2.000.000 m<sup>3</sup>/ano de água de produção. Se considerarmos uma média de 40mg/L, conforme proposto pela Empresa, a carga anual de óleo lançada via água de produção, representaria uma contribuição para contaminação crônica de óleo de 80 toneladas/ano, isto sem mencionar os outros contaminantes já citados, presentes em sua composição, os quais também podem ter sua carga anual de lançamento em torno de algumas dezenas de toneladas/ano.



Logicamente, pode-se ponderar sobre as condições em que se instalaram as unidades de produção na Bacia de Campos - elevada profundidade d'água, grande distância da costa, boa capacidade de diluição do corpo hídrico - o que nos leva a crer que o descarte de água de produção não gera efeitos significativos em um ambiente marinho com estas características. Entretanto, também se deve considerar a crescente descoberta de novas áreas produtoras nesta bacia e com isto o estabelecimento de novos empreendimentos, o que pressupõe o aumento da carga de lançamento de água produzida. Estes fatos podem vir a mudar os valores de *background*, de metais pesados, HPAs, etc, mesmo em um ambiente como a Bacia de Campos, uma vez que o lançamento desse tipo de efluente é contínuo e tende a aumentar com o tempo, devido ao esgotamento dos reservatórios.

Portanto, podemos considerar que em áreas mais costeiras, como no caso da Bacia Potiguar, Bacia de Camamu e Bacia de Sergipe/Alagoas, onde as profundidades d'água (10-40m) e distância da costa em que se encontram as unidades de produção são muito menores, os impactos relativos ao lançamento de água de produção são extremamente relevantes. Nestas áreas o descarte zero pode vir a ser, do ponto de vista ambiental, uma prática extremamente importante e adequada.

Alguns autores afirmam que existe tecnologia disponível para reinjeção de "água produzida" em empreendimentos *offshore* (prática muito utilizada *onshore*) e também que a tecnologia para o tratamento desta água, já possibilita alcançar padrões mais elevados de qualidade do efluente tratado, do que os atualmente obtidos em campos petrolíferos *offshore* do Mar do Norte e do Golfo do México. Portanto, não há nenhum obstáculo técnico para a redução das descargas a zero, por meio de técnicas modernas de reinjeção e reciclagem. Mesmo que a geologia apresente problemas para reinjeção, outros meios de tratamento dos efluentes podem ser adotados. Em países como a Noruega, Dinamarca e os Países Baixos a meta de descarte zero já tem sido almejada.

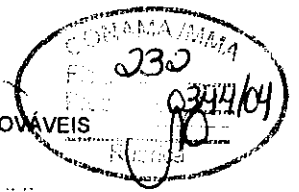
Cabe ainda destacar, que os contratos de concessão visando à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural celebrados entre a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e as empresas de petróleo, possuem cláusula específica para o tema *Meio Ambiente*, a qual é objeto de interesse deste órgão ambiental. Esta cláusula refere-se ao compromisso assumido pelas empresas, junto a ANP, para a preservação do meio ambiente, adotando-se as melhores práticas da indústria petrolífera.

Desta forma a proposição de descarte de água de produção com teor de óleos e graxas em 40 mg/L, como é preconizado pela PETROBRAS, representa um retrocesso na legislação ambiental, e na mitigação dos impactos previstos no processo de licenciamento ambiental. O órgão ambiental tem por função trabalhar pelo controle ambiental adequado das atividades poluidoras e, por este motivo, o fato de se considerar os padrões adotados na legislação brasileira mais restritivos ou menos restritivos em relação às regulamentações internacionais, desvia o foco da discussão sobre a adequação e pertinência dos critérios adotados pela nossa regulamentação em relação à realidade ambiental brasileira. Portanto, devem ser considerados, neste contexto, a sensibilidade dos nossos ecossistemas, a almejada sustentabilidade ambiental para atividades poluidoras e, finalmente, a disponibilidade tecnológica para tratamento dos efluentes gerados.

## 2. Propostas levadas ao Grupo de Trabalho pela PETROBRAS e pelo IBAMA

A PETROBRAS encaminhou à coordenação do Grupo de Trabalho (GT), em 25.07.2003, a seguinte proposta de redação do Art. 21, alínea "e", para as condições de emissão de efluentes com teor de óleos e graxas:

\*- óleos minerais até 20 mg/L, excetuada a água de processo ou de produção descartada continuamente em plataformas marítimas de petróleo, que deverá estar limitada à concentração média mensal de 40 mg/L de óleos e graxas, prescindindo das demais condições estabelecidas neste artigo;



*Parágrafo único - Caberá ao órgão ambiental competente, ouvida a entidade de classe representativa da indústria do petróleo, a definição da frequência de medição para o estabelecimento da média mensal.*

*- óleos vegetais e gorduras animais até 50 mg/L."*

Em 26.08.2003, durante a 5ª reunião do GT, a empresa modificou sua proposta objetivando que o teor de óleos e graxas a ser adotado para a água de processo ou de produção, descartadas continuamente em plataformas marítimas de petróleo, tivesse a concentração média mensal de 40 mg/L, com limite de 100 mg/L, e que se prescindisse de análise para os demais parâmetros de condições de lançamento de efluentes estabelecidas no artigo, os quais deveriam ser discutidos em foro distinto e regulamentados por norma específica.

O IBAMA expôs sua posição de manutenção do valor de 20 mg/L para o parâmetro óleos e graxas, existente na versão original da Resolução, e concordou com a necessidade de uma legislação específica para tratar os demais parâmetros a serem adotados no lançamento da água de produção. Este valor foi considerado condizente com o que a própria Empresa tem afirmado nos estudos ambientais apresentados ao IBAMA para os licenciamentos de suas atividades (tabela 1), e ainda que ele é factível mesmo nos picos de produção de água.

### 3. Apreciação do Grupo de Trabalho

O GT considerou que o valor de 20 mg/L poderia vir a ser flexibilizado para a indústria do petróleo onde o corpo hídrico possa ter capacidade de diluição suficientemente grande de modo que a carga lançada não ofereça impacto ao meio. Com isto, apesar do IBAMA manter sua posição pelo valor de 20 mg/L, houve um consenso entre os outros participantes que este valor só fosse mantido para águas interiores e no ambiente marinho em locais próximos à costa (mar territorial) ou com circulação restrita (baías, etc). A sugestão apresentada pela coordenação do GT é que somente as plataformas situadas na Zona Econômica Exclusiva (a partir das 12 milhas) poderiam vir a ter valor superior a 20 mg/L. Entretanto, cabe observar que a "Zona Econômica Exclusiva", região que se estende das 12 às 200 milhas marítimas, é uma definição político-econômica dada pela Lei 8.617/93, não guardando relação necessária com critérios ambientais e que, devido a heterogeneidade da plataforma continental brasileira, a discussão sobre a adoção deste critério deveria ser aprofundada

A plenária considerou que, ao invés da adoção do conceito de "valor máximo", para este caso específico seria possível que se viesse a adotar os conceitos de "valor médio" e "valor máximo". Foi sugerido então que fossem adotados os valores de 30 mg/L para o valor médio e 40 mg/L para o valor máximo, particularmente pela similaridade com a legislação norte-americana.

Não houve um consenso entre o IBAMA, a PETROBRAS e a coordenação do GT. O IBAMA reafirmou sua posição de manutenção do parâmetro de 20 mg/L, existente na versão original, considerando que:

1. até o momento as empresas não apresentaram ao IBAMA qualquer dificuldade em alcançar o valor de 20mg/L, estabelecido na CONAMA nº 20/86;
2. existe uma tendência mundial em estabelecer valores de óleos e graxas mais restritivos e ambientalmente adequados, para emissão de água de produção.
3. a descoberta de novas áreas produtoras e, com isto, o estabelecimento de novos empreendimentos pressupõe o aumento da carga de lançamento de água produzida.
4. em áreas mais costeiras os impactos relativos ao lançamento de água de produção são extremamente relevantes.
5. a abertura desta excepcionalidade estaria beneficiando uma atividade econômica específica;
6. devido às particularidades e importância da área de petróleo, este assunto deveria ser discutido em uma legislação específica, a qual poderia também abordar os parâmetros específicos da atividade petrolífera que não estão contemplados pela CONAMA nº 20
7. o artigo 23 da Resolução já contempla a possibilidade de lançamentos acima dos limites estabelecidos no Art. 21, a ser negociado caso a caso com o órgão ambiental, durante o processo de licenciamento.



8. a determinação de áreas onde poderia haver eventual flexibilização de valores para emissão de efluentes, deveria ser primeiramente discutida com base em critérios ambientais, onde as condições geológicas, meteorológicas e oceanográficas sejam favoráveis à dispersão de poluentes.

A PETROBRAS, igualmente, não considerou satisfatória a discussão encaminhada pela plenária, solicitando que sua proposta fosse levada à Câmara Técnica.

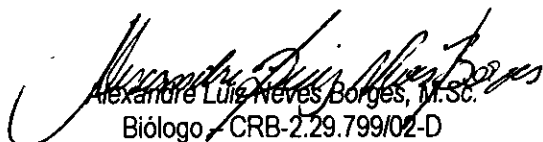
#### 4. Considerações Finais

Considerando-se o exposto nesta informação, concluímos pela manutenção, na Resolução CONAMA nº 20/86, do limite de 20 mg/L para o teor de óleos e graxas e pela necessidade de uma legislação específica para regulamentação dos efluentes gerados no âmbito das atividades petrolíferas.

Sugere-se que para elaboração de uma legislação específica, os seguintes temas deveriam ser detalhadamente discutidos por um Grupo de Trabalho:

- o tratamento do tema pela legislação internacional;
- a tecnologia para a separação de óleos e graxas da água produzida;
- a situação dos empreendimentos licenciados ou em licenciamento;
- as áreas ambientalmente sensíveis;
- considerações quanto a possibilidade de flexibilização de parâmetros a partir das características da Plataforma Continental ou onde as condições meteorológicas e oceanográficas sejam favoráveis à dispersão de poluentes, e;
- inclusão dos parâmetros não contemplados pela Resolução CONAMA nº 20/86.

Rio de Janeiro, 16 de setembro de 2003.

  
Alexandre Luis Neves Borges, M.Sc.  
Biólogo - CRB-2.29.799/02-D  
Consultor Técnico IBAMA

  
Edmilson Comparini Maturana  
Matrícula 1365420  
Analista Ambiental IBAMA