

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E CIÊNCIAS  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE OCEANOGRAFIA E HIDROLOGIA**

**CARINA STEFONI BÖCK**

**PLANOS DE MONITORAMENTO AMBIENTAL NA  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO  
*OFFSHORE* : CONCEITOS E DIRETRIZES GERAIS E  
UMA ANÁLISE DO CASO BIJUPIRÁ**

Monografia apresentada ao Curso de Oceanografia do Instituto de Geociências da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, como requisito final para obtenção do grau de Bacharel em Oceanografia.

**ORIENTADOR  
PROF. DR. LUIS HENRIQUE MELGES DE FIGUEIREDO**

**RIO DE JANEIRO, SETEMBRO DE 2007**

## FICHA CATALOGRÁFICA

**BÖCK, CARINA STEFONI**

**PLANOS DE MONITORAMENTO AMBIENTAL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO  
DE PETRÓLEO *OFFSHORE*: CONCEITOS E DIRETRIZES GERAIS E UMA  
ANÁLISE DO CASO BIJUPIRÁ**

Rio de Janeiro, RJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ, Instituto de Geociências,  
Departamento de Oceanografia e Hidrologia, 2007

Monografia: Bacharelado em Oceanografia

1. Exploração e Produção de Petróleo
2. Licenciamento Ambiental *Offshore*
3. Monitoramento Ambiental

**CARINA STEFONI BÖCK**

**PLANOS DE MONITORAMENTO AMBIENTAL NA  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO  
*OFFSHORE*: CONCEITOS E DIRETRIZES GERAIS E  
UMA ANÁLISE DO CASO BIJUPIRÁ**

Monografia apresentada ao Curso de Oceanografia do Instituto de Geociências da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, como requisito final para obtenção do grau de Bacharel em Oceanografia.

**APROVADO EM SETEMBRO DE 2007, PELA BANCA EXAMINADORA:**

---

**Prof. M.Sc. Ana Lúcia Travassos Romano**

Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Faculdade de Oceanografia

---

**Prof. M.Sc. Luiz Carlos Ferreira da Silva**

Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Faculdade de Oceanografia

## AGRADECIMENTOS

Ao professor Luis Henrique Melges, por ter aceito o desafio dessa orientação, acreditando em mim, e que ao encarnar as virtudes do mestre que ensina e guia, permite ao seu aluno voar e experimentar novas formas de fazer e de construir seu conhecimento; presença constante nessa minha caminhada, compartilhando idéias, conhecimento; o meu respeito, a minha admiração e o meu reconhecimento.

Meus sinceros agradecimentos a cada professor(a) que nesses anos, esteve presente em algum momento, contribuindo para o meu crescimento profissional e pessoal.

Aos doutores Luiz Pimenta e Alexandre Campos pelo apoio durante o desenvolvimento do presente trabalho e pelas ricas contribuições dadas.

A querida amiga Adriana, verdadeiro tesouro com que a vida me presenteou, e a todos os amigos que não nomeei formalmente, mas que estão guardados no coração.

A minha amiga e irmã Fernanda que compartilha comigo todos os momentos dessa caminhada tornando-os inesquecíveis. Que a amizade que nos une seja eterna!

Ao Plínio, meu grande amor e amigo, pelo seu afeto demonstrado em incentivo, respeito e compreensão pelo caminho que escolhi trilhar.

Ao meu irmão Bruno, pela presença constante em minha vida, meu amor fraterno.

A minha avó, Irany, que foi incentivo e esteio nos diversos momentos ao longo do caminho.

Ao meu pai, que mesmo estando longe fisicamente sempre esteve presente no meu coração.

A minha mãe, Tânia, sinônimo de dedicação, abdicção, cuidado, apoio e, sobretudo, amor. Essa vitória dedico a você. Obrigada mãe!

A todos aqueles que torceram pelo sucesso deste trabalho e não foram mencionados.

Finalmente, a DEUS, por todas as bênçãos recebidas e pela certeza de Sua direção durante toda a minha vida.

|

*“Já percorri esse longo caminho da liberdade. Procurei não vacilar e dei muitos passos em falso no percurso. No entanto, descobri que depois de subir um monte bem alto a gente apenas verifica que há muitos outros montes a escalar. Tirei um instante para descansar, para dar uma olhadela no panorama glorioso que me cerca, para olhar para trás e ver a distância que percorri. Porém só posso descansar um instante, pois com a liberdade vêm as responsabilidades e eu não ousou demorar-me, minha longa caminhada ainda não terminou”.*

Nelson Mandela

## **ABSTRACT**

It cannot be denied that the age of fossil fuels has had, and still has, a positive influence upon industrial development and modern life. This evolution has also brought negative consequences to the environment, once the burnt of fossil hydrocarbons causes environmental pollution as well as climatic changes in the planet. The offshore exploration and production (E&P) of oil is outstanding among the exploration of natural resources of fossil origin once the greatest world stocks are located in offshore waters. Environment constitutes a collective asset and consequently every use of it - and intervention upon it - carried out by men which may cause environmental impact must be thoroughly evaluated by the regulatory bodies acting on behalf of human society. In this sense environmental permitting comes into view as an instrument which can be used by the public powers as a tool for environmental control once it constitutes a number of environmental licenses that can be issued from studies and technical reports. Among all the programs considered in the Environmental Control Plan (ECP) used in the process of licensing of oil E&P activities, the Environmental Monitoring Plan (EMP) is a fundamental instrument for the evaluation of the nature and the extent of environmental impacts associated to the gas and oil E&P. The present work shows and discusses the E&P oil offshore activities in its environmental aspects and impacts as well as the general premises and directives applicable to the EMPs required for the environmental licensing of these activities in Brazil. The case study was the EMP of drilling of wells in Campo de Bijupirá located in the Bacia de Campos. The results obtained from the analysis of the environmental parameters monitored in the EMP of Campo de Bijupirá show a behaviour pattern during the campaigns distributed in 3 sets and this could reflect its relationship to the environmental variations due to the drilling activity. The analysis of documents associated with the licensing of the activity in the Campo de Bijupirá also shows variations between the planned monitoring and the accomplished monitoring and also shows evidences of some critical points in the licensing process.

## RESUMO

A era dos combustíveis fósseis incontestavelmente teve e continua a ter influência positiva no desenvolvimento industrial e na vida moderna. Porém, este progresso trouxe também conseqüências negativas para o meio ambiente, visto que a queima de hidrocarbonetos de origem fóssil gera poluição ambiental e alterações climáticas no planeta. Na indústria de exploração dos recursos naturais de origem fóssil, destaca-se a exploração e produção (E&P) de petróleo em águas *offshore*, onde se localizam as maiores reservas mundiais deste produto. Sendo o meio ambiente um bem coletivo, toda a utilização e intervenção do homem nos recursos naturais que venha a causar impactos ambientais deverá ser submetida à avaliação de órgãos reguladores, que representam os interesses da sociedade. Neste sentido, o licenciamento ambiental surge como uma ferramenta do poder público para o controle ambiental, sendo composto por uma série de licenças ambientais que podem ser obtidas a partir da elaboração de estudos e relatórios técnicos. Dentre os programas contemplados em um Plano de Controle Ambiental (PCA), estudo ambiental usado no processo de licenciamento das atividades de E&P de petróleo, destacam-se os Planos de Monitoramento Ambiental (PMAs), fundamentais para que se possa avaliar a natureza e a extensão dos impactos ambientais associados às atividades de E&P de petróleo e gás. Desta forma, o presente trabalho apresenta e discute os aspectos e impactos ambientais das atividades de E&P de petróleo *offshore* e as premissas e diretrizes gerais aplicadas aos PMAs requeridos para o licenciamento ambiental destas atividades no Brasil, utilizando como estudo de caso o PMA das atividades de perfuração de poços no Campo de Bijupirá, localizado na Bacia de Campos. Os resultados das análises dos parâmetros ambientais monitorados no PMA do Campo de Bijupirá indicam um padrão de comportamento ao longo das campanhas distribuído em 3 conjuntos, o que possivelmente reflete sua relação com as variações ambientais causadas pela atividade perfuratória. A análise dos documentos associados ao licenciamento da atividade do Campo de Bijupirá revela ainda variações entre o monitoramento planejado e o executado, bem como evidências de alguns pontos críticos no processo de licenciamento.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>01</b>
<b>2. OBJETIVOS .....</b>	<b>04</b>
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>05</b>
<b>4. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> .....</b>	<b>06</b>
<b>4.1. ORIGEM DO PETRÓLEO .....</b>	<b>06</b>
<b>4.2. ATIVIDADES DO UPSTREAM .....</b>	<b>14</b>
4.2.1. EXPLORAÇÃO .....	14
4.2.2. PRODUÇÃO .....	29
<b>5. ASPECTOS AMBIENTAIS E LEGAIS DAS ATIVIDADES DE E&amp;P DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> .....</b>	<b>37</b>
<b>5.1. ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTAIS.....</b>	<b>37</b>
5.1.1. LEVANTAMENTOS SÍSMICOS .....	38
5.1.2. PERFURAÇÃO E ATIVIDADES DE PRODUÇÃO .....	40
5.1.3. EVENTOS ACIDENTAIS .....	45
<b>5.2. LICENCIAMENTO AMBIENTAL.....</b>	<b>47</b>
5.2.1. LICENÇAS AMBIENTAIS .....	49
5.2.2. INSTRUMENTOS LEGAIS PARA EXPEDIÇÃO DAS LICENÇAS AMBIENTAIS .....	50
5.2.3. PLANOS DE MONITORAMENTO AMBIENTAL .....	56
<b>6. MONITORAMENTO AMBIENTAL NO CAMPO DE BIJUPIRÁ .....</b>	<b>59</b>
<b>6.1. CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO .....</b>	<b>59</b>
<b>6.2. PLANO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO NO CAMPO DE BIJUPIRÁ .....</b>	<b>62</b>
6.2.1. PERIODICIDADE DAS AMOSTRAS .....	65
6.2.2. MALHA AMOSTRAL .....	67
6.2.3. PARÂMETROS MONITORADOS .....	75
6.2.4. AMOSTRAGEM E ANÁLISE DOS PARÂMETROS .....	78
6.2.5. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	79
<b>7. CONCLUSÃO .....</b>	<b>95</b>
<b>8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>99</b>
<b>APÊNDICE</b>	
A. ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTAIS DAS ATIVIDADES DE E&P <i>OFFSHORE</i> .....	107
B. PROCEDIMENTOS ADOTADOS NO TRATAMENTO DAS AMOSTRAS E ANÁLISE DOS PARÂMETROS MONITORADOS NO CAMPO DE BIJUPIRÁ .....	110



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Bacias sedimentares brasileiras .....	10
Figura 2. Número de blocos <i>onshore</i> e <i>offshore</i> oferecidos nas rodadas de licitações realizadas pela ANP entre 1999 e 2005 .....	11
Figura 3. Número de blocos <i>onshore</i> e <i>offshore</i> arrematados nas rodadas de licitações realizadas pela ANP entre 1999 e 2005 .....	11
Figura 4. Mapa com a localização da Bacia de Campos. Em destaque, alguns dos seus campos de petróleo .....	13
Figura 5. Mapa com a participação das Unidades de Federação na produção nacional de petróleo em 2006, segundo dados da ANP .....	13
Figura 6. Sonda de perfuração usada em área <i>offshore</i> .....	18
Figura 7. Alguns tipos de brocas usadas na perfuração de poços, como a) broca de diamantes naturais , b) PDC e c) broca tricônica com dentes de aço .....	20
Figura 8. Caminho percorrido pelo fluido de perfuração .....	20
Figura 9. Representação esquemática da disposição dos poços vertical, direcional e horizontal em área <i>offshore</i> .....	24
Figura 10. Plataforma fixa em área <i>offshore</i> . .....	26
Figura 11. Plataforma auto elevável em área <i>offshore</i> .....	26
Figura 12. Plataforma semi-submersível no Golfo do México .....	27
Figura 13. Navio-sonda em área <i>offshore</i> .....	28
Figura 14. Plataforma <i>tension legs</i> no Golfo do México .....	28
Figura 15. Imagem esquemática da cabeça do poço e dos componentes de um tipo de BOP instalados sobre um poço no fundo do mar .....	30
Figura 16. Árvore de natal, usada na Bacia do Roncador, capaz de suportar pressão de cerca de 2.000 m de profundidade .....	32
Figura 17. Configuração do sistema marítimo de produção do Campo Girassol (Angola), destacando o posicionamento dos <i>risers</i> e <i>manifolds</i> .....	35
Figura 18. Conteúdo de óleo regional (em mg.L <sup>-1</sup> ) das águas de produção descartadas em atividades de E&P <i>offshore</i> em 2003 e 2004 .....	42

Figura 19. Emissão regional de dióxido de carbono (em toneladas por cada mil toneladas de produção) através de atividades de E&P de petróleo e gás em 2003 e 2004 .....	44
Figura 20. Emissão regional de metano (em toneladas por cada mil toneladas de produção) através de atividades de E&P de petróleo e gás em 2003 e 2004.....	45
Figura 21. Quantidade de óleo derramado (em barris) em eventos acidentais de atividades de E&P <i>offshore</i> de petróleo e gás em 2003 e 2004 .....	46
Figura 22. Processo de licenciamento ambiental de atividades <i>offshore</i> .....	48
Figura 23. Mapa com a localização dos campos de Bijupirá e Salema.....	59
Figura 24. Estruturas de fundo do Campo de Bijupirá .....	60
Figura 25. Perfuração em etapas no Campo de Bijupirá.....	61
Figura 26. Malha amostral prevista no RCA para coleta de água e plâncton nas campanhas do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá ....	67
Figura 27. Malha amostral executada para coleta de água e plâncton nas campanhas do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá ...	69
Figura 28. Malha amostral prevista no RCA para coleta de sedimento nas campanhas do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá ...	70
Figura 29. Malha amostral prevista no RCA para coleta de sedimento nas campanhas extras do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	70
Figura 30. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 1ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	71
Figura 31. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 2ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	72
Figura 32. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 3ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	72
Figura 33. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 4ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	73
Figura 34. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 5ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	73
Figura 35. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 6ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	74

Figura 36. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 7ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.....	74
Figura 37. Malha amostral executada na coleta de sedimento das campanhas extras do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	75
Figura 38. Variação de sólidos totais em suspensão (TSS) nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	81
Figura 39. Variação dos teores de carbono orgânico total dissolvido (COD) nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	82
Figura 40. Variação dos teores de TPH nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	83
Figura 41. Variação dos teores de nitrito nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	84
Figura 42. Variação dos teores de nitrato nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	84
Figura 43. Variação dos teores de amônia nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	85
Figura 44. Variação dos teores de fosfato nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	85
Figura 45. Variação das concentrações de clorofila a nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá .....	86
Figura 46. Variação dos teores de TPH encontrados nas oito estações de coleta de sedimento nas sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima .....	87

Figura 47. Variação dos teores de HPAs encontrados nas oito estações de coleta de sedimento em cada uma das sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima .....	88
Figura 48. Variação dos teores de bário encontrados nas oito estações de coleta de sedimento nas sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima .....	89
Figura 49. Variação da demanda química de oxigênio (DQO) no sedimento das oito estações de coleta de sedimento nas sete campanhas já realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima .....	89
Figura 50. Variação da densidade total (DTEST; ind/L) da macrofauna bentônica nas oito estações de coleta de sedimento em cada uma das sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima .....	92
Figura 51. Densidade total da meiofauna (ind/10cm <sup>2</sup> ) nas oito estações de coleta de sedimento em cada uma das sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá .....	93

## LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela I. Exemplos e algumas características de UEPs fixas e flutuantes.....	36
Tabela II. Estudos e relatórios ambientais e licenças usados no processo de licenciamento ambiental das etapas de exploração e produção de petróleo e gás <i>offshore</i> .....	53
Tabela III. Cronograma previsto no RCA para realização das campanhas no projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.....	66
Tabela IV. Cronograma executado na realização das campanhas no projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá .....	66
Quadro I. Comparação entre os parâmetros definidos em projeto e aqueles efetivamente implementados em cada campanha onde houve coleta de água do mar .....	76
Quadro II. Comparação entre os parâmetros definidos em projeto e aqueles efetivamente implementados em cada campanha onde houve coleta de plâncton .....	76
Quadro III. Comparação entre os parâmetros definidos em projeto e aqueles efetivamente implementados em cada campanha onde houve coleta de sedimento .....	77
Quadro IV. Indicadores ambientais avaliados, estações analisadas e quantidades de amostras coletadas de sedimentos nas campanhas extras ...	77
Quadro A.I. Aspectos e impactos ambientais das atividades de levantamento sísmico, posicionamento da plataforma e perfuração exploratória .....	107
Quadro A.II. Aspectos e impactos ambientais das atividades de perfuração exploratória, posicionamento da plataforma e perfuração.....	108
Quadro A.III. Aspectos e impactos ambientais das atividades de perfuração, produção, manutenção e abandono do poço.....	109
Quadro B.I. Procedimentos adotados no tratamento das alíquotas destinadas às análises de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá .....	110

Quadro B.II. Procedimentos adotados no tratamento das alíquotas destinadas às análises de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar, sedimento e fluido de perfuração no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá .....	111
Quadro B.III. Metodologia e instrumentação usados na análise dos parâmetros oceanográficos e de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá .....	112
Quadro B.IV. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá .....	113
Quadro B.V. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras de sedimento no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá .....	114
Quadro B.VI. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras de sedimento no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá .....	115
Quadro B.VII. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros em amostras dos fluidos de perfuração no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá .....	116

## NOMENCLATURA

### *Abreviaturas*

<b>BCP</b>	Bombeio por Cavidades Progressivas
<b>BCS</b>	Bombeio Centrífugo Submerso
<b>BOP</b>	Blow Out Preventer
<b>COD</b>	Carbono Orgânico Total Dissolvido
<b>COT</b>	Carbono Orgânico Total
<b>CTD</b>	Conductivity, Temperature and Depth
<b>DBO</b>	Demanda Bioquímica de Oxigênio
<b>DPS</b>	Dynamic Position Ship
<b>DQO</b>	Demanda Química de Oxigênio
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>EAS</b>	Estudo Ambiental de Sísmica
<b>EIA</b>	Estudo de Impacto Ambiental
<b>EVA</b>	Estudo de Viabilidade Ambiental
<b>FPSO</b>	Floating, Production, Storage and Offloading
<b>GLC</b>	Gás- <i>Lift</i> Contínuo
<b>GLI</b>	Gás- <i>Lift</i> Intermitente
<b>GLP</b>	Gás Liquefeito de Petróleo
<b>GNL</b>	Gás Natural Liquefeito
<b>HPA</b>	Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos
<b>LGN</b>	Líquido de Gás Natural
<b>LI</b>	Licença de Instalação
<b>LO</b>	Licença de Operação
<b>LP</b>	Licença Prévia
<b>LPper</b>	Licença Prévia para Perfuração
<b>LPpro</b>	Licença Prévia de Produção para Pesquisa
<b>LPS</b>	Licença de Pesquisa Sísmica
<b>MCNR</b>	Mistura Complexa Não Resolvida

<b>OD</b>	Oxigênio Dissolvido
<b>PCA</b>	Plano de Controle Ambiental
<b>PCAS</b>	Plano de Controle Ambiental de Sísmica
<b>PDC</b>	Polycrystalline Diamond Compact
<b>PMA</b>	Plano de Monitoramento Ambiental
<b>RAA</b>	Relatório de Avaliação Ambiental
<b>RCA</b>	Relatório de Controle Ambiental
<b>RIAS</b>	Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica
<b>RIMA</b>	Relatório de Impacto Ambiental
<b>SDC</b>	Single Drilling Cluster
<b>SPA</b>	Sistema de Produção Antecipada
<b>TDS</b>	Teor Total de Sólidos Dissolvidos
<b>TPH</b>	Teor de Hidrocarbonetos Totais
<b>TR</b>	Termo de Referência
<b>TSP</b>	Thermally Stable Polycrystalline
<b>TSS</b>	Sólidos Totais em Suspensão
<b>UEP</b>	Unidade Estacionária de Produção
<b>UPM</b>	Unidade de Perfuração Marítima

### ***Siglas***

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo
<b>ARPEL</b>	Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás Natural Latino-Americanas e do Caribe
<b>CONAMA</b>	Conselho Nacional do Meio Ambiente
<b>ELPN</b>	Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear
<b>FINEP/CTPETRO</b>	Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural
<b>IBAMA</b>	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
<b>IBP</b>	Instituto Brasileiro do Petróleo



<b>MAPEM</b>	Monitoramento Ambiental em Atividades de Perfuração Exploratória Marítima
<b>NRC</b>	National Research Council
<b>OGP</b>	International Association of Oil and Gas Producers
<b>ON</b>	Observatório Nacional
<b>ONIP</b>	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
<b>TCU</b>	Tribunal de Contas da União

## 1. INTRODUÇÃO

Na Sociedade Moderna vivemos uma verdadeira "era do petróleo", onde dificilmente encontramos um ambiente ou um bem que não contenha compostos derivados deste óleo ou que não seja produzido direta ou indiretamente a partir dele. Chamado também de "ouro negro", de origem natural, é um recurso não renovável e de ocorrência limitada.

O registro da participação do petróleo na vida do homem remonta a tempos bíblicos (babilônicos, fenícios, egípcios, gregos, romanos...), com diversas finalidades: calefação de embarcações, construções (inclusive de pirâmides), pavimentação, fins bélicos, embalsamamento de mortos, entre outros. Outras civilizações antigas, como os Maias e Incas, também estavam familiarizados com o petróleo, que era retirado de exsudações naturais. Assim, ao longo do tempo e na atualidade, o petróleo foi se impondo como fonte de energia e tornou-se imprescindível.

A sua extensa atividade industrial, composta pelo *upstream*, *midstream* e *downstream*, movimenta milhões de dólares diariamente, já que a matriz energética da economia mundial depende, em grande parte, do petróleo. No Brasil, um dos líderes mundiais de perfuração e produção de petróleo e gás *offshore* (Nunes, 2002), o petróleo representa cerca de 30% da produção de energia primária na matriz energética (Lopes, 2004).

Especialistas que se ocupam em avaliar o futuro dos recursos energéticos estimam que haja reservas de petróleo por cerca de um século de consumo (Schuchardt *et al.*, 2001). Prevêem também o desenvolvimento de alternativas energéticas que não causem tantos problemas ambientais, tais como: comprometimento do suprimento dos recursos naturais e da qualidade de vida das futuras gerações.

Enquanto outras fontes de energia não forem capazes de substituí-los, o petróleo e seus derivados continuarão a ter efeitos de longa extensão sobre a economia global e, negativamente, sobre o ambiente. Deste modo, faz-se necessária a reabilitação dos ambientes impactados pelas atividades associadas à indústria do petróleo, necessitando de rigorosa fiscalização e controle.

Neste sentido, os processos de licenciamento ambiental surgem como uma ferramenta de gestão pública, de forma que os instrumentos legais para expedição das licenças ambientais tenham a função de fornecer informações para o órgão licenciador avaliar as atividades, no âmbito das melhores normas e tecnologias da exploração e produção (E&P) do petróleo e gás, para o controle e gerenciamento dos processos naturais que envolvem a sustentabilidade do planeta.

Dentre os instrumentos legais supracitados, os Planos de Controle Ambiental (PCAs) são de grande importância no processo de licenciamento ambiental, já que apresentam ações e medidas de controle, preventivas, minimizadoras e compensatórias aos impactos ambientais prognosticados. Dentre os planos necessariamente contemplados em um PCA, destacam-se os Planos de Monitoramento Ambiental, fundamentais para que se possa avaliar a natureza e extensão dos impactos ambientais associados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

Com base no cenário descrito acima, o presente trabalho foi organizado em diversos capítulos objetivando realizar uma avaliação das diretrizes gerais aplicadas aos Planos de Controle Ambiental e, em especial, aos Planos de Monitoramento Ambiental requeridos para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção *offshore* no Brasil, bem como de seus resultados efetivos.

Os capítulos iniciais contemplam a introdução, objetivos e metodologia utilizada, seguindo-se o Capítulo 4 com uma descrição sucinta sobre a geologia do petróleo, destacando sua origem, formações geológicas e as possibilidades de acúmulo de óleo e/ou gás. Em seguida é feita uma análise da indústria do petróleo, como um todo, e as particularidades do *upstream* que compreende as fases de exploração, desenvolvimento e produção, no cenário *offshore*.

No Capítulo 5, apresenta-se uma análise dos aspectos e impactos ambientais associados às diversas atividades do *upstream*, seguidos de uma descrição sobre os principais aspectos que regem o licenciamento ambiental das atividades deste setor.

No Capítulo 6 é realizado um estudo de caso, onde são apresentadas e discutidas as premissas, execução e resultados do monitoramento ambiental

das atividades de perfuração, instalação e operação de poços de produção de petróleo no Campo de Bijupirá, localizado na Bacia de Campos.

As atividades de E&P neste campo foram primeiramente conduzidas na década de 90 pela Petrobras, a qual negociou no final da década os direitos de exploração com o consórcio formado pela Enterprise Oil (empresa controladora), Odebrecht e a própria Petrobras. Em 2001 foram iniciadas novas perfurações nesta área, seguidas pela instalação de estruturas de produção e reinício da operação de produção no campo, sendo que em 2002 a Shell Brasil incorporou a Enterprise Oil, passando assim a ser responsável pela produção deste campo.

A escolha do campo de Bijupirá, dentro do Projeto Bijupirá & Salema, como estudo de caso se deve a dois fatores: o empreendimento está localizado na principal bacia sedimentar marinha brasileira em termos de exploração e produção de petróleo e gás, portanto numa região sob intensa pressão destas atividades potencialmente poluidoras; e este empreendimento configura o primeiro exemplo de atividades de E&P de petróleo e gás na área *offshore* no Brasil que teve todas suas etapas, desde a perfuração, passando pela instalação até a operação de suas estruturas de produção, submetidas ao processo de licenciamento ambiental para obtenção das licenças de perfuração (LPper), instalação (LI) e operação (LO).

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GERAL**

Apresentar e discutir os aspectos e impactos ambientais de atividades de exploração e produção de petróleo *offshore* e as premissas e diretrizes gerais aplicadas aos Planos de Monitoramento Ambiental requeridos para o licenciamento ambiental destas atividades no Brasil.

### **2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Descrever de forma sucinta os métodos e técnicas correntemente aplicados nas exploração e produção de petróleo *offshore*;
- Descrever os aspectos e impactos ambientais associados às atividades de exploração e produção de petróleo *offshore* e os procedimentos e requisitos para obtenção das licenças ambientais aplicáveis a estas atividades;
- Apresentar, como estudo de caso, as etapas de execução e resultados obtidos em um plano de monitoramento ambiental conduzido na área *offshore* brasileira e discutir as eventuais limitações e inconsistências observadas face aos requisitos legais estabelecidos, premissas técnicas adotadas e dificuldades naturais de execução destas ações.

### **3. METODOLOGIA**

Inicialmente a metodologia empregada consistiu em uma pesquisa bibliográfica sobre o tema, a partir de livros, publicações técnico-científicas e materiais disponíveis na Internet, para uma melhor compreensão do objeto de estudo.

Após serem definidos os objetivos específicos do presente trabalho, foi feito um levantamento de informações buscando uma fundamentação teórica relacionada ao tema. Nesta etapa, além dos métodos de pesquisa citados anteriormente, foi consultada de modo aprofundado a legislação brasileira referente ao licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (leis, decretos e resoluções), os guias do IBAMA para o licenciamento ambiental das atividades de perfuração de óleo e gás e para licenciamento de atividades de sísmica marinha na costa brasileira, ambos da sétima rodada de licitações, assim como os demais documentos associados.

A etapa subsequente do trabalho compreendeu a identificação de um exemplo de Plano de Monitoramento Ambiental de atividades de exploração e/ou produção de petróleo, que tivesse sido executado no país, e sua análise crítica quanto às dificuldades e limitações de seu planejamento e condução, bem como quanto à representatividade e efetividade de seus resultados, o que se deu através da realização de reuniões com técnicos da empresa petrolífera responsável pelo Plano para sua discussão e consulta e análise de documentos disponibilizados pela empresa.

## **4. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO *OFFSHORE***

A indústria do petróleo se diferencia de todas as outras atividades industriais em função de algumas características que possui que a tornam complexa e, ao mesmo tempo, de grande atratividade. Isso é resultado, primeiramente, das particularidades do petróleo que é um recurso mineral não renovável de distribuição irregular, tanto de qualidade como de quantidade, em todo o planeta. Tal fato proporciona a geração de altas rendas diferenciais e vantagens competitivas na indústria petrolífera em todos os seus segmentos (Kimura, 2005). Por outro lado, a indústria do petróleo é marcada por riscos de natureza específica, como os riscos geológico, político e regulatório, que refletem no volume de investimento do empreendedor.

Sendo assim, as características naturais do petróleo serão apresentadas neste capítulo, bem como as atividades envolvidas nos processos de exploração e produção, de modo a permitir a compreensão sobre as especificidades e a importância dessa indústria.

### **4.1. ORIGEM DO PETRÓLEO**

O petróleo pode ser definido como uma mistura de compostos de ocorrência natural que consiste, predominantemente, de hidrocarbonetos e, em menor quantidade, de derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados, oxigenados e organo-metálicos.

As primeiras teorias que procuravam explicar a ocorrência do petróleo postulavam uma origem inorgânica, ou seja, a partir de sínteses inorgânicas, sem a intervenção dos organismos vivos. Segundo Ferreira (1985), estas teorias, como a teoria de emanações vulcânicas, da origem cósmica, da síntese inorgânica e a Teoria Porfir'ev, foram estabelecidas e defendidas principalmente pelos químicos, pois em seus laboratórios eles eram capazes de produzir hidrocarbonetos a partir de fontes inorgânicas.

Apesar de ainda hoje alguns autores atribuírem uma origem inorgânica ao petróleo, a origem orgânica é a mais amplamente aceita.

Dentre as inúmeras teorias orgânicas que visavam esclarecer a formação do petróleo, a Teoria Orgânica Moderna é aceita atualmente pela grande maioria dos geólogos e geoquímicos. De acordo com o proposto pela teoria:

Atualmente aceita-se que a matéria orgânica depositada com os sedimentos é convertida por processos bacterianos e químicos durante o soterramento num polímero complexo (querogênio) contendo menor quantidade de nitrogênio e oxigênio. Este processo é acompanhado pela remoção de água e compactação dos sedimentos. O querogênio, por sua vez, é convertido em hidrocarboneto pelo craqueamento térmico a maiores profundidades e temperaturas relativamente altas (LIJMBACH, 1975).

Para haver acumulação de petróleo e/ou gás, é necessária a existência de uma rocha geradora, a presença de uma rocha reservatório e de uma rocha selante ou capeadora, que irão constituir uma armadilha (ou trapa) para o acúmulo de petróleo (Corrêa, 2003). Além disso, deve haver condições ideais para preservação da matéria orgânica, como: soterramento rápido, condições anaeróbias e taxa de sedimentação adequada à produção de temperatura ideal para a transformação da matéria orgânica em óleo.

As rochas geradoras são rochas sedimentares, com grandes volumes de matéria orgânica e normalmente de granulometria fina, que quando submetidas a adequadas temperaturas e pressões geram petróleo e/ou gás em sub-superfície.

Após sua incorporação nos sedimentos, a matéria orgânica sofre uma série de transformações na medida em que é exposta a profundidades e, conseqüentemente, temperaturas progressivamente maiores, já que a bacia sedimentar vai sofrendo subsidência. No processo de maturação, que envolve a diagênese (formação de querogênio e betume), a catagênese (formação de óleo, condensado e gás úmido), a metagênese (formação de metano e resíduo carbonoso) e o metamorfismo (formação de grafite, gás carbônico e resíduo de metano), uma rocha é chamada de imatura quando o querogênio encontra-se na fase de diagênese, e ainda não ocorreu a geração de volumes significativos



de petróleo. Ao passar pela catagênese, a rocha geradora é considerada madura.

Uma vez gerado o petróleo, ele passa a ocupar um volume maior do que o querogênio, aumentando a pressão nas rochas geradoras e forçando sua expulsão, processo chamado de migração primária. Após ser expulso da rocha geradora o petróleo poderá realizar a migração secundária, ou seja, o deslocamento através de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado e retido numa armadilha geológica.

Após a migração, o petróleo pode então ser acumulado na rocha reservatório, que é uma rocha de porosidade e permeabilidade adequadas ao armazenamento de petróleo. A maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos e rochas carbonáticas, embora acumulações de petróleo possam ocorrer em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas (Triggia *et al.*, 2001).

Ao ocupar a rocha reservatório, o petróleo deve encontrar uma rocha selante (ou capeadora) responsável por sua retenção. Estas rochas devem apresentar baixa permeabilidade associada à alta pressão capilar, de modo a impedir a migração vertical do petróleo. As rochas capeadoras mais eficientes são os evaporitos, embora os folhelhos sejam os mais comuns (Triggia *et al.*, 2001).

O arranjo espacial das rochas reservatório e selante, que possibilita o acúmulo de petróleo, é chamado de trapa (ou armadilha). Ela pode conter água, óleo e/ou gás e pode ser classificada como: estrutural, cuja geometria é o resultado de atividade tectônica (relacionadas a falhas, dobras ou diápiros); estratigráfica, que é aquela resultante de variações litológicas, podendo ser de origem deposicional (recifes, lentes de arenito) ou pós deposicional (truncamentos, barreiras diagenéticas); hidrodinâmica, que forma-se em áreas onde o fluxo descendente de água retém o petróleo sem nenhum tipo de fechamento estrutural, e mista, que é o resultado da combinação de dois tipos quaisquer. Para que seja possível a formação de uma jazida petrolífera é fundamental que a formação da trapa seja contemporânea ou anteceda a geração e migração do petróleo.

A composição do petróleo, que depende essencialmente da natureza da matéria orgânica e da evolução dos processos de geração e migração, pode sofrer alterações na trapa através de: craqueamento térmico, que resulta no aumento da proporção dos hidrocarbonetos leves em relação aos compostos mais pesados; desasfaltamento (*deasphalting*), que consiste na precipitação dos asfaltenos causada pela dissolução de grandes quantidades de gás e/ou hidrocarbonetos leves no petróleo acumulado, e biodegradação, que é o consumo de hidrocarbonetos por bactérias de forma seletiva, seguindo de modo geral a seqüência: alcanos normais, ramificados, cíclicos e, finalmente, aromáticos.

Segundo Lucchesi (1998), a área sedimentar brasileira é de aproximadamente 6.436.000 km<sup>2</sup>. Cerca de 4.880.000 km<sup>2</sup> pertencem à sua porção terrestre e apresenta mais de 20 bacias sedimentares (Fig. 1). A área restante, aproximadamente 1.500.000 km<sup>2</sup>, está distribuída até a cota batimétrica de três mil metros e abriga mais de 15 bacias sedimentares (Fig. 1). Do total de bacias sedimentares, 29 são de interesse petrolífero, segundo projeto realizado entre a Organização Nacional da Indústria do Petróleo - ONIP e Observatório Nacional - ON (2003).

Se as reservas petrolíferas estiverem em bacias sedimentares terrestres, a produção é chamada *onshore*. Quando as reservas estiverem em mares e oceanos, a produção é chamada *offshore*. A produção *offshore* pode ainda ser classificada de acordo com a profundidade da lâmina d'água a qual a bacia produtora está submetida: águas rasas (profundidade menor que 300 m), águas profundas (profundidade entre 300 e 1.500 m) e águas ultraprofundas (profundidade superior a 1.500 m).

Atualmente, 5% da produção brasileira encontra-se em águas ultraprofundas, 62% está em águas profundas, 17% encontra-se em águas rasas e 16% da produção é proveniente de campos em terra (site da PETROBRAS).



Figura 1. Bacias sedimentares brasileiras.  
 Fonte: [www.infonet.com.br](http://www.infonet.com.br)

A Agência Nacional do Petróleo – ANP realiza rodadas de licitações anuais, onde blocos e áreas são ofertados para a concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Entre 1999 e 2005 foram realizadas 7 rodadas anuais de licitações. Neste período, foram oferecidas 3.112 áreas (1.096 em terra e 2.016 no mar) (Fig. 2), tendo sido concedidas 594 áreas para exploração (249 em terra e 345 no mar).

Os resultados obtidos nas rodadas de licitações entre os anos de 1999 e 2003 evidenciam que os blocos *offshore* foram mais arrematados que os blocos *onshore* (Fig. 3). Esses dados demonstram a tendência, observada desde meados de 1970, da concentração de esforços e investimentos em atividades *offshore* no Brasil, consolidando a imagem do país como uma das regiões mais prolíficas do mundo (Zamith & Santos, 2003). Porém, em 2004 e 2005 este quadro foi invertido: os blocos *onshore* foram mais arrematados que os blocos *offshore* (Fig. 3).

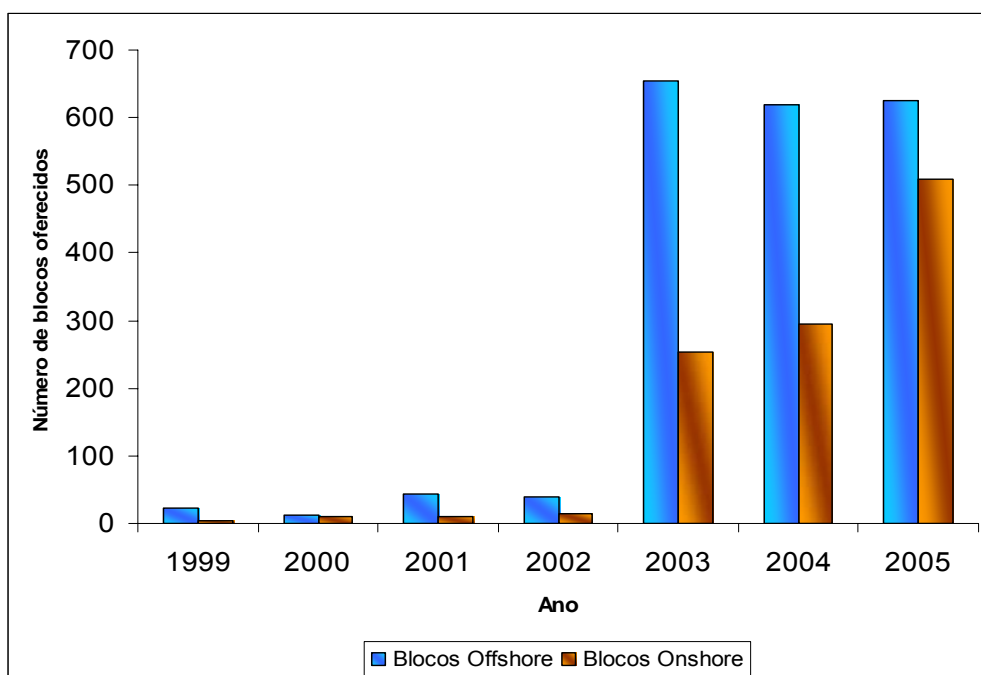


Figura 2. Número de blocos *onshore* e *offshore* oferecidos nas rodadas de licitações realizadas pela ANP entre 1999 e 2005.

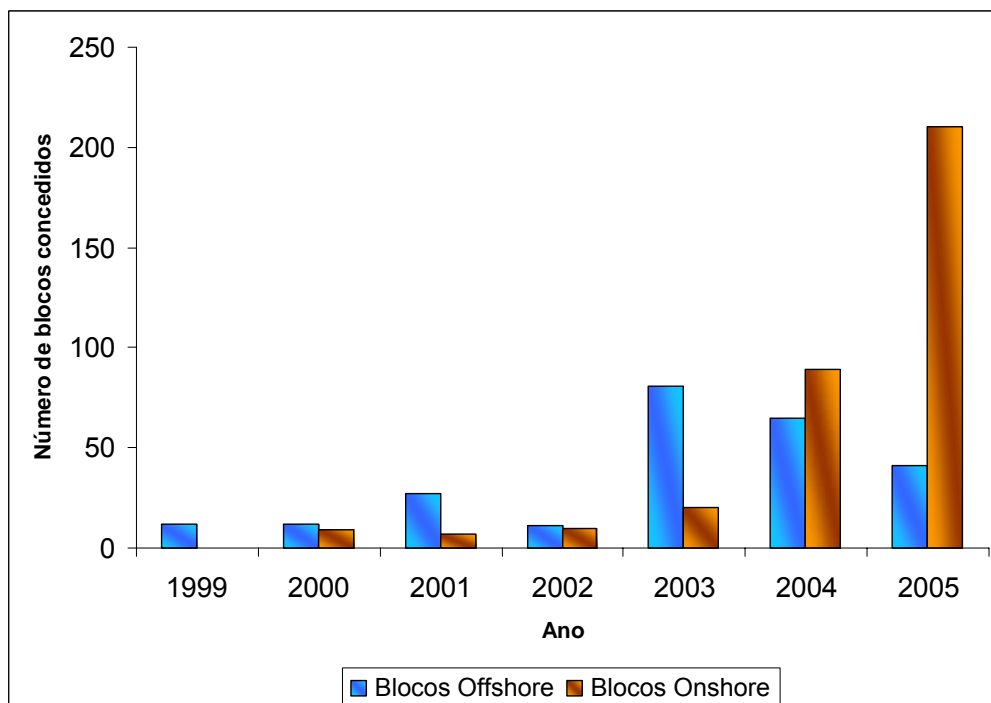


Figura 3. Número de blocos *onshore* e *offshore* arrematados nas rodadas de licitações realizadas pela ANP entre 1999 e 2005.

A Bacia de Campos, que se estende do litoral norte do estado do Rio de Janeiro até o sul do estado do Espírito Santo (Fig. 4), se destaca como a maior produtora brasileira, contribuindo atualmente com mais de 80% da produção nacional de petróleo e líquido de gás natural - LGN <sup>1</sup>. Segundo dados disponíveis no site da ANP, em 2006, quando o volume anual da produção de petróleo (óleo e condensado) em terra e no mar no Brasil foi de aproximadamente 52.680.913 barris de petróleo, a contribuição da produção no estado do Rio de Janeiro, que é praticamente equivalente à produção da Bacia de Campos, foi de aproximadamente 44.540.674 barris, valor correspondente a cerca de 83 % da produção nacional de petróleo (Fig. 5).

Desde 1977, quando teve início a produção na Bacia de Campos, até a presente data, mais de 400 poços de petróleo e gás foram descobertos, dos quais 3 são campos gigantes de petróleo, ou seja, possuem reservas superiores a 500 milhões de barris (Albacoara, Marlim e Barracuda), todos em águas profundas.

---

<sup>1</sup> LGN é parte do gás natural que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura na superfície, obtido nos processos de separação de campo, em unidades de processamento de gás natural ou em operações de transferência em gasodutos. Portanto, esta fração é diferente do gás natural liquefeito (GNL), que é o gás natural resfriado a temperaturas inferiores a 160°C para fins de transferência e estocagem como líquido, e do gás liquefeito de petróleo (GLP), que é uma mistura de hidrocarbonetos com alta pressão de vapor, obtida do gás natural em unidades de processos especiais, que é mantida na fase líquida em condições especiais de armazenamento na superfície.

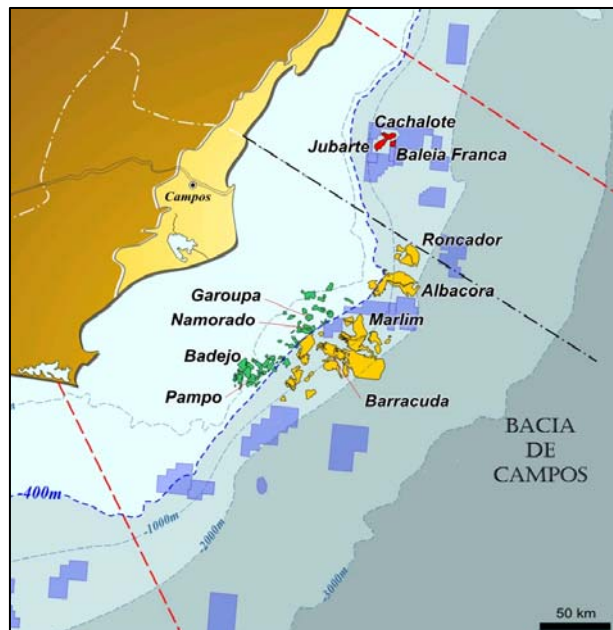


Figura 4. Mapa com a localização da Bacia de Campos. Em destaque, alguns dos seus campos de petróleo. Fonte: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

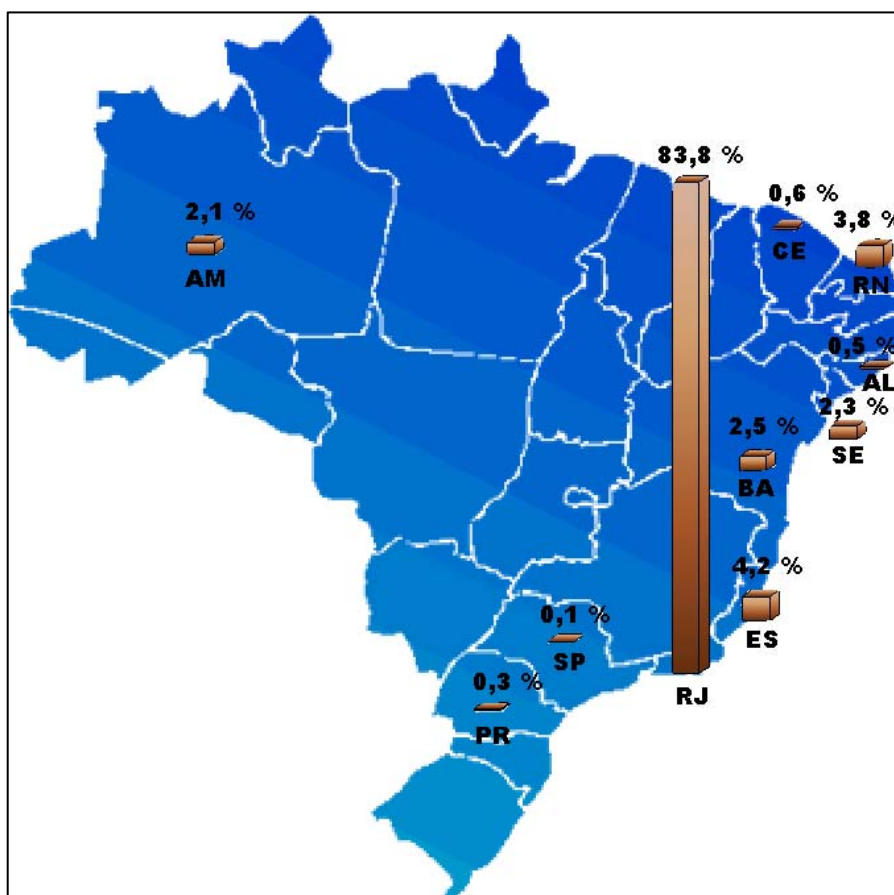


Figura 5. Mapa com a participação das Unidades de Federação na produção nacional de petróleo em 2006, segundo dados da ANP.

## **4.2. ATIVIDADES DO UPSTREAM**

A indústria do petróleo pode ser dividida em três segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream* (Kimura, 2005). O *upstream* compreende as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O *midstream* inclui as atividades de transporte, refino e a importação e exportação de gás natural, petróleo e seus derivados. O *downstream* engloba a distribuição e revenda de derivados. O primeiro segmento será descrito a seguir de modo a situar o presente trabalho neste contexto.

### **4.2.1. EXPLORAÇÃO**

A exploração de hidrocarbonetos *offshore* começa com a união das informações geológicas existentes na área considerada. Isto é feito através dos métodos geofísicos, os quais são usados para inferir a estrutura das rochas em sub-superfície. Os resultados gerados nesta fase, chamada de prospecção, são analisados. Se houver indicações da existência de um ambiente favorável ao acúmulo de hidrocarbonetos, inicia-se a perfuração. Após a perfuração, encontrando petróleo e/ou gás, ainda é necessário avaliar o potencial comercial do poço perfurado (The Royal Society of Canada, 2004).

#### **Prospecção**

A gravimetria e a magnetometria, ambos métodos potenciais, foram pioneiros nas pesquisas e exploração de recursos minerais marinhos, especialmente hidrocarbonetos, nas margens continentais (ONIP & ON, 2003). Foram largamente usados no mapeamento dos limites das bacias sedimentares e de importantes estruturas para a indústria do petróleo, como falhas, domos salinos, *grabens* e *horsts* (Dias & Braga, 2000).

Até o início da década de 80 as medições, realizadas com o gravímetro e o magnetômetro, eram efetuadas através do transporte dos aparelhos em

carros (gravimetria / magnetometria terrestre), barcos e navios (gravimetria / magnetometria fluvial ou marinha). Hoje em dia, técnicas modernas incluem a aerogravimetria e a aeromagnetometria por avião ou helicóptero e a gravimetria e magnetometria por satélite. A gravimetria e a magnetometria têm como resultados finais, respectivamente, mapas gravimétricos e mapas magnéticos.

Em função do grande aperfeiçoamento desses métodos potenciais, ambos têm sido usados não só para a prospecção de petróleo e gás, mas também para o monitoramento de campos de produção, gerando informações de alta precisão e de relativamente baixo custo.

Apesar das vantagens descritas, os dois métodos apresentam uma importante limitação: podem gerar uma interpretação ambígua, pois diferentes situações geológicas podem produzir perfis gravimétricos e magnéticos semelhantes. Portanto, embora essas ferramentas forneçam informações fundamentais para a exploração e produção de hidrocarbonetos, devem ser integrados a outros métodos geofísicos para aumentar a confiabilidade (Reford, 1980, *apud* Dias & Braga, 2000).

Deste modo, uma vez estabelecido o arcabouço regional da bacia e selecionadas as áreas mais prospectáveis, a ferramenta exploratória a ser utilizada para seleção dos prospectos deverá ser a sísmica (ONIP & ON, 2003).

Atualmente o método sísmico de refração possui uma aplicação restrita na área de exploração de petróleo, porém o método sísmico de reflexão é o mais utilizado dentre os métodos indiretos.

Para gerar as ondas acústicas, que serão refletidas, refratadas e transmitidas às camadas subjacentes, são usadas as fontes. Na sísmica marinha a fonte mais usada é o canhão de ar comprimido (*airguns*).

Para registros marinhos, os receptores das ondas refletidas são chamados de hidrofones, que ficam conectados uns aos outros formando um canal (sísmica monocanal), que pode ser formado por 8, 16, 32, 64, 128, 256 e 512 hidrofones. São envoltos por um fluido de baixa densidade e ficam dispostos em intervalos regulares dentro de enguias<sup>2</sup>, as quais são rebocadas por embarcações de prospecção. Eles convertem a variação de pressão que

---

<sup>2</sup> Enguias são longos cabos, dotados de sensores, rebocados pela embarcação sísmica.



atinge seu elemento ativo em sinal de tensão elétrica, sendo que nos transdutores modernos mais comuns essa conversão é realizada devido ao efeito piezelétrico (Costa-Félix & Machado, 2003). Esses sinais são enviados para o sistema de registro e processamento, instalado a bordo do navio sísmico. Após o processamento dos dados sísmicos, mapas estruturais são gerados, onde as curvas de contorno representam isócronas<sup>3</sup> de um mesmo refletor. Através da interpretação destes mapas, estruturas geológicas com condições de possuir acumulações de petróleo ou gás podem ser identificadas.

A sísmica multicanal, conforme o próprio nome indica, apresenta vários canais, fazendo com que possua maior resolução que a sísmica monocanal. Na sísmica multicanal clássica, a enguia chega a cerca de 8 Km, pois possui 256 canais com um número de hidrofones variado.

As técnicas de sísmica 3D são usadas mundialmente na fase de exploração e, principalmente, nas fases de delimitação e desenvolvimento de campos (ONIP & ON, 2003). Baseia-se na sísmica multicanal, onde várias enguias são colocadas paralelamente em distâncias regulares, permitindo um olhar em terceira dimensão da bacia ou feição. Apesar dos elevados custos desta técnica, apresenta uma resolução mais alta que a sísmica 2D por possuir uma malha de amostragem mais densa e regular (Castro, 1996), permitindo a diminuição no número de poços de extensão e desenvolvimento.

A sísmica 4D é a sísmica 3D acompanhada ao longo do tempo. Neste caso, assim como na sísmica 3D, várias enguias são dispostas paralelamente com distâncias regulares entre si. Num intervalo de tempo pré-estabelecido, o mesmo levantamento é feito na área para observar variações ao longo do tempo. Portanto, esta ferramenta é utilizada principalmente no monitoramento de poços, já que esses são passíveis de mudanças ao longo do tempo (por exemplo, observar se o poço secou ou se houve criação ou movimentação de falhas).

Apesar dos volumosos investimentos em pesquisas para o desenvolvimento de tecnologias sísmicas que permitam a detecção direta de hidrocarbonetos, com o atual estado de desenvolvimento desta ferramenta só

---

<sup>3</sup> Linhas ou curvas formadas pelos pontos de mesma idade.

podemos ainda sugerir se determinada área apresenta ou não possibilidades de conter petróleo. Desta forma, por enquanto, não é possível garantir a presença do recurso. Isso somente será confirmado após a perfuração de poços (The Royal Society of Canada, 2004) e esta decisão resultará da interpretação de todos os dados disponíveis (Enform, 2005).

## **Perfuração**

Durante a etapa de perfuração vários poços podem ser perfurados, cada qual com sua nomenclatura específica. Os primeiros poços perfurados na área (previamente determinadas pela geofísica) são chamados pioneiros e têm como objetivo testar feições geológicas ainda não produtoras. Comprovada a existência de petróleo, são perfurados os poços de extensão cujo objetivo é avaliar a extensão da jazida petrolífera. Outros tipos de poços exploratórios, como os estratigráficos (perfurado para melhorar o conhecimento da sub-superfície) e os pioneiros adjacentes (perfurados próximos ao poço pioneiro, para testar a possibilidade de novas jazidas adjacentes ao campo) são também comumente usados. Somente após a perfuração dos poços de extensão e terminada a delimitação da jazida que os poços de desenvolvimento (que colocam o campo em produção) serão perfurados.

A perfuração de um poço é feita através de uma sonda de perfuração (Fig. 6). Ela é composta por uma estrutura de aço especial: a torre (constituída de um grande número de peças que são montadas uma a uma) ou o mastro (constituído por 3 ou 4 seções que são montadas na posição horizontal e elevadas para vertical), além de equipamentos especiais.

Funciona normalmente através de motores a diesel, que são responsáveis pelo acionamento e funcionamento dos equipamentos da sonda. Em sondas marítimas onde haja produção de gás, é comum o uso de turbinas a gás para geração de energia (Triggia *et al.*, 2001).

A torre ou o mastro da sonda de perfuração sustenta uma coluna de perfuração que possui, em sua extremidade, uma broca. Para provocar a ruptura e/ou desagregação das rochas, grande quantidade de energia deve ser

transferida da coluna de perfuração para a broca em forma de rotação e peso, o qual provocará a perfuração das rochas.

A coluna de perfuração possui três principais componentes: comandos, que fornecem peso sobre a broca e rigidez à coluna; tubos pesados, que promovem a transição de rigidez entre os comandos, diminuindo a possibilidade de falha por fadiga e os tubos de perfuração, que são tratados internamente com aplicação de resinas para diminuir o desgaste interno e a corrosão.

As brocas são os itens mais onerosos na perfuração de um poço de petróleo. Podem ser classificadas como: brocas sem partes móveis (como a integral de lâmina de aço, a de diamantes naturais e de diamantes artificiais) e as brocas com partes móveis.



Figura 6. Sonda de perfuração usada em área *offshore*.

Fonte: [www.painetworks.com](http://www.painetworks.com)

O material que compõe a broca e a sua forma influenciam no seu mecanismo de perfuração e, conseqüentemente, no tipo de sedimento apropriado para perfurar e na sua durabilidade.

As brocas de lâminas de aço ou brocas rabo de peixe praticamente não perfuram mais poços desde o surgimento das brocas de cone. Elas perfuram através de cisalhamento e possuem jatos, que são orifícios para passagem de fluido do interior da coluna para o poço.

No início das atividades de perfuração, em substratos duros onde as brocas de lâminas de aço não conseguiam perfurar, eram usadas as brocas de diamantes naturais (Fig. 7a). Elas perfuram através do mecanismo de esmerilhamento e atualmente são usadas em testemunhagem, ou em formações extremamente duras e abrasivas (Triggia *et al.*, 2001).

As brocas constituídas de diamantes sintéticos, chamadas de PDC - *Polycrystalline Diamond Compact* (Fig. 7b), surgiram na década de 70. Seu mecanismo de perfuração é o cisalhamento e por possuírem uma camada de diamantes aglutinados com cobalto foram desenvolvidas para perfurar rochas moles, pois o calor liberado durante a perfuração danificaria a ligação entre eles. Em função desta limitação foi criada a broca TSP (*Thermally Stable Polycrystalline*), que não possui cobalto e, portanto, é mais resistente ao calor que a PDC.

As brocas com partes móveis possuem de 1 a 4 cones, sendo que as brocas tricônicas (Fig. 7c) são as mais usadas (Enform, 2005). O mecanismo de perfuração das brocas tricônicas envolve ações de raspagem, lascamento, esmagamento e erosão por impacto de jatos de fluido (Triggia *et al.*, 2001).

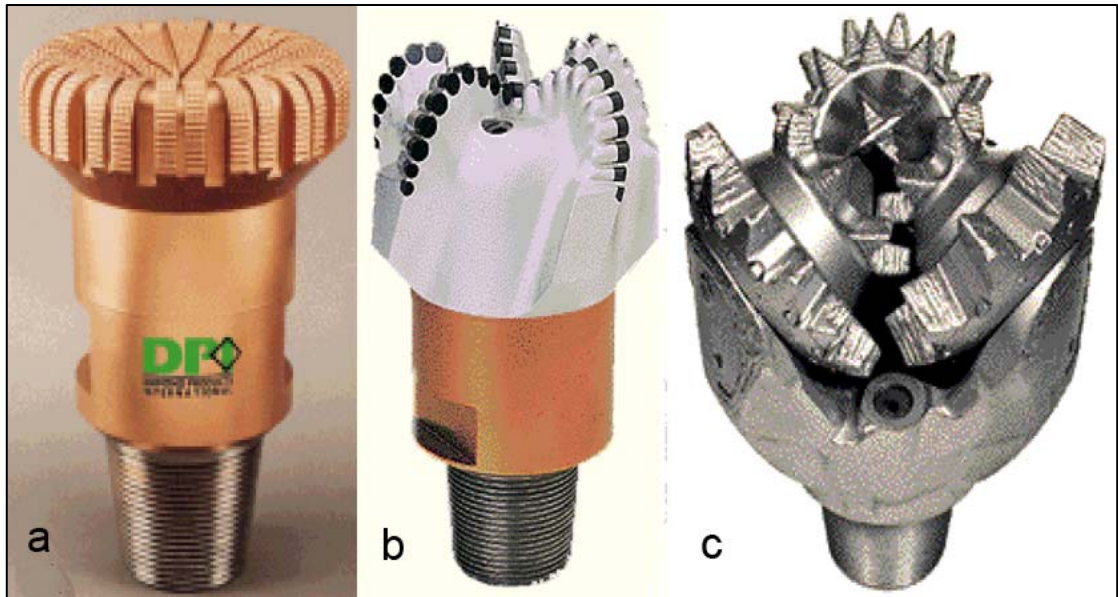


Figura 7. Alguns tipos de brocas usadas na perfuração de poços, como a) broca de diamantes naturais, b) PDC e c) broca tricônica com dentes de aço.  
 Fonte: [www.petroleo.ufsc.br](http://www.petroleo.ufsc.br)

Para auxiliar a perfuração dos poços é injetado o fluido ou lama de perfuração por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção (*swivel*). Esse fluido desce pela coluna de perfuração, sai entre os dentes da broca e retorna para a superfície através do espaço entre a parede do poço e a coluna (Fig. 8).

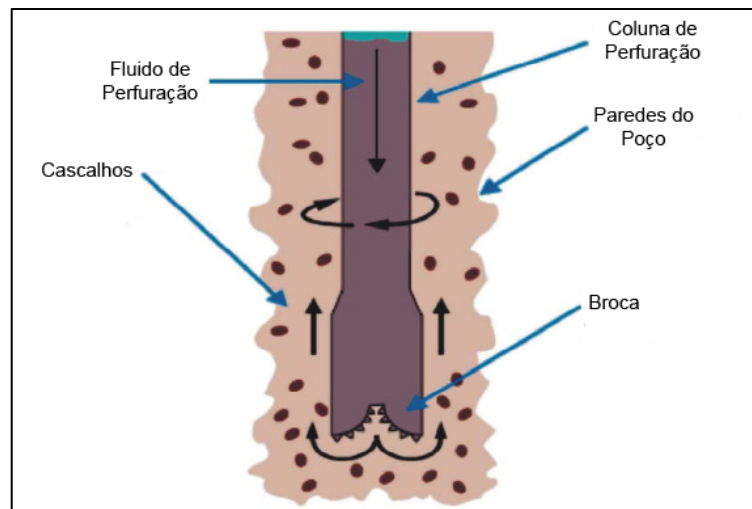


Figura 8. Caminho percorrido pelo fluido de perfuração.  
 Modificado de: Duarte (2004).

Dentre as funções deste fluido de perfuração, podem ser destacadas:

- Refrigeração e lubrificação da coluna de perfuração e da broca;
- Transporte, do fundo do poço para superfície, de cascalhos gerados pela broca;
- Estabilização das paredes do poço;
- Evitar o influxo de fluidos indesejáveis.

Os fragmentos de rocha levados até a superfície pelo fluido de perfuração são examinados em laboratório, de modo a reunir a história geológica das sucessivas camadas de rochas perfuradas pela sonda, fornecendo informações importantes sobre a natureza e o conteúdo da formação.

Os fluidos de perfuração possuem uma fase contínua ou dispersante e uma série de aditivos químicos, que incluem: densificantes (NaCl, CaCO<sub>3</sub>, BaSO<sub>4</sub>), gelatinizantes, controladores de viscosidade (água e tensoativos), lubrificantes, inibidores (cal, gesso), controladores de pH, controladores de perda de fluido, etc. Cada um desses aditivos possui uma função específica, sendo o custo do fluido de perfuração diretamente proporcional à quantidade e tipos de aditivos utilizados (Duarte, 2004).

De acordo com as características geológicas da área a ser perfurada, pode-se lançar mão de um entre os vários tipos de fluidos de perfuração existentes, que são classificados de acordo com o principal constituinte da fase dispersante: fluidos à base de água, à base de óleo e à base de ar ou gás.

Os fluidos à base de água são os mais usados em perfurações de formações superficiais. A fase dispersante, que é a água (doce, dura ou salgada), é escolhida de acordo com a disponibilidade, custo de transporte, tipo de tratamento e formações geológicas a serem perfuradas.

Os fluidos à base de óleo são evitados atualmente em função dos problemas ambientais que acarretam. Novos fluidos a base de óleo, com óleos minerais e sintéticos (ésteres e di-ésteres), vem sendo estudados como alternativas menos impactantes ao meio ambiente. Os fluidos sintéticos apresentam a mesma eficácia que os fluidos a base de óleo, mas são mais caros por serem biodegradáveis (Duarte, 2004).

A perfuração a ar ou a gás ocorre quando o ar ou gás, como todo ou parte, é usado como fluido circulante na perfuração rotativa (Triggia *et al.*, 2001). Esses tipos de fluidos são indicados para zonas com severas perdas de circulação; em formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande suscetibilidade a danos; em formações muito duras; em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com espessas camadas de gelo (Triggia *et al.*, *op.cit.*). O fluido utilizado na perfuração a ar puro é o ar comprimido ou o nitrogênio. Outros tipos de fluidos são aqueles que contêm apenas uma parte de ar, como a névoa (mistura de água dispersa no ar usada em formações que produzem água em quantidade suficiente para comprometer a perfuração com ar puro), a espuma (dispersão de gás em líquido usado quando há necessidade de alta eficiência no carreamento de sólidos) e fluidos aerados (injeção de nitrogênio ou gás natural no fluxo contínuo do fluido de perfuração, usado em regiões onde ocorrem importantes perdas na circulação).

Novos métodos de perfuração têm sido intensamente estudados e podem vir a ser usados num futuro próximo. Um exemplo é a perfuração de rochas através de jato supersônico quente. De acordo com Viegas (2004), esse método consiste em apontar um jato quente para a superfície de uma rocha, a fim de criar tensões térmicas que proporcionam a fratura da mesma em pequenos estilhaços, que vão retirando a camada superficial da rocha continuamente e produzindo a perfuração.

A perfuração de um poço ocorre em fases, sendo que ao término de cada uma das fases (que normalmente são 3 ou 4, mas podem ser 8) a coluna de perfuração é retirada do poço e há a descida de uma coluna de revestimento. Essas colunas, de composição e comprimento variáveis, têm como principal objetivo prevenir o desmoronamento das paredes do poço, além de permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície e confinar a produção no interior do poço.

Após a descida da coluna de revestimento, em cada uma das fases da perfuração, o espaço entre a coluna e a parede do poço é preenchido por cimento para que haja a fixação da coluna e para evitar a migração de fluidos. Para este procedimento é usado o cimento *Portland* (composto por cal, sílica, alumina e óxido de ferro), que é dividido em classes de A a J em função da

composição química, que deve ser adequada à profundidade e temperatura do poço (Triggia *et al.*, 2001; Oliveira, 2004).

Nem sempre o objetivo de uma perfuração está verticalmente abaixo da locação do poço na superfície. Nestes casos, ao invés dos poços verticais (Fig.9), são usados poços direcionais (Fig. 9) que são perfurados, segundo Corrêa (2003), nas seguintes circunstâncias:

- Objetivos afastados da locação;
- Perfuração dentro de vilas e cidades;
- Perfuração na beira de rios, lagos e mar;
- Afastamento de poços secos;
- Plataforma com múltiplos poços;
- Controle de poços com *blowout* através da perfuração de poços de alívio.

Um tipo de poço direcional que nas últimas duas décadas têm se tornado o foco da indústria de petróleo é o poço horizontal (Fig. 9). De acordo com Prado (2003), esses poços são usados em situações especiais, como formações com várias camadas, reservatórios depletados e processos de novas reservas. Por oferecerem grande área de contato com o reservatório, aumentam a produtividade e a recuperação final de hidrocarbonetos.

Outros tipos de poços direcionais são também usados, como: *Extended-Reach Wells*, onde o objetivo está bastante afastado da locação na superfície e os poços multilaterais, que são poços ramificados a partir de uma mesma locação na superfície.



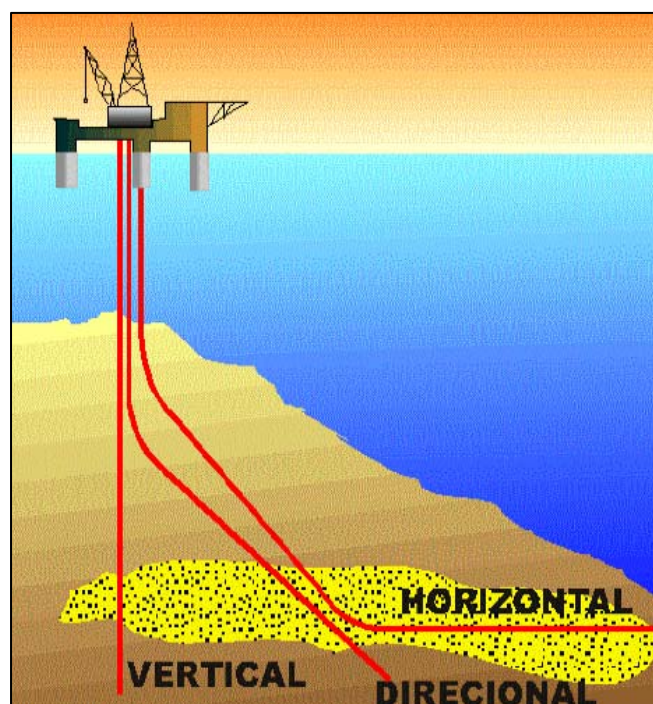


Figura 9. Representação esquemática da disposição dos poços vertical, direcional e horizontal em área *offshore*.  
 Fonte: [www.petroleo.ufsc.br](http://www.petroleo.ufsc.br)

Ao longo da perfuração de um poço, algumas operações especiais podem ocorrer, como: controle de *kicks*, operações de pescaria e testemunhagem.

*Kick* é o influxo indesejável do fluido (água, óleo e/ou gás) da formação rochosa para o interior do poço, devido a uma pressão no poço menor do que a pressão da formação que está sendo perfurada (Oliveira *et al.*, 1988, *apud* Oliveira, 2004). Vários indicadores, como aumento do volume nos tanques de lama e aumento da vazão de retorno, auxiliam na identificação de situações de *kick*. Ao ser detectado, o poço deve ser fechado e o fluido invasor deve ser retirado do poço, de modo a restabelecer o controle. Se antes ou durante a remoção do *kick* o controle do poço for perdido, tem-se uma situação de *blowout*, que é uma repentina, incontrollável, acidental e contínua expulsão de óleo, gás, água e fluido de perfuração de um poço devido ao choque de pressões subterrâneas (Oliveira, 2004). Esse quadro pode resultar em severas perdas, tanto de equipamentos, quanto do próprio poço e de vidas humanas (Nunes, 2002).

Outra operação especial e indesejável, por causar atrasos e possíveis perdas mecânicas, ocorre quando algum objeto cai, quebra ou fica preso no poço, interrompendo as atividades de perfuração. Neste caso deve ser realizada a pescaria, que é simplesmente a recuperação deste objeto através de diversas técnicas, dependendo do tipo e do tamanho do objeto.

Já a testemunhagem, ao contrário das operações anteriores, é uma operação totalmente desejável e necessária. A razão disto é que os testemunhos são capazes de reconstruir a história geológica do terreno perfurado e conter, muitas vezes, a indicação de que a formação é portadora ou não de óleo.

Para realizar a perfuração *offshore*, a sonda é instalada sobre uma Unidade de Perfuração Marítima (UPM), que pode ser uma plataforma (fixa, auto-elevável, submersível, *tension legs* ou semi-submersível) ou um navio-sonda. A escolha do tipo de UPM é dada em função de um conjunto de fatores, como: profundidade e condições do mar locais, relevo submarino, finalidade do poço, disponibilidade de apoio logístico e relação custo-benefício (Corrêa, 2003).

As plataformas fixas (Fig. 10) podem ser de aço ou de concreto e são normalmente usadas em profundidades de até 300 m. Por serem fixas, apresentam estabilidade mesmo nas piores condições de mar (Corrêa, 2003). São responsáveis por grande parte da produção de petróleo *offshore* (Triggia *et al.*, 2001).

As plataformas auto-eleváveis (Fig. 11) são móveis, transportadas por rebocadores ou através de auto-propulsão e são usadas em profundidades entre 5 e 130 m (Triggia *et al.*, 2001). Possuem cerca de 3 ou 4 pernas, que são posicionadas verticalmente (ou com pequena inclinação) sobre o fundo do mar, erguendo a plataforma acima do nível do mar. Quando as pernas estão sendo descidas ou levantadas, ou quando a plataforma é deslocada para uma nova locação, ficam vulneráveis às condições de tempo e mar.



Figura 10. Plataforma fixa em área *offshore*.  
Fonte: [www.ultramarine.com](http://www.ultramarine.com)



Figura 11. Plataforma auto elevável em área *offshore*.  
Fonte: [www.miningnews.ne](http://www.miningnews.ne)

As plataformas submersíveis são utilizadas em águas calmas, como as de rios e baías, de pequena profundidade. Sua estrutura é montada sobre um flutuador, que é rebocado até chegar à locação, onde é lastreado.

As plataformas semi-submersíveis (Fig. 12) possuem uma estrutura apoiada por colunas estabilizadoras verticais em flutuadores submersos e podem perfurar em profundidades de cerca de 500 m. Possuem sistema de ancoragem e/ou posicionamento dinâmico - DPS (composto por propulsores controlados por computadores, que utilizando referências de satélites, mantém a unidade estacionária).



Figura 12. Plataforma semi-submersível no Golfo do México.  
Fonte: [www.phudpucker.com](http://www.phudpucker.com)

Os navios-sonda (Fig. 13) são navios adaptados ou especialmente construídos para perfurar em águas profundas. A grande mobilidade e capacidade de estocagem são características vantajosas aos navios-sonda. Assim como as plataformas semi-submersíveis, possuem sistema de ancoragem e/ou posicionamento dinâmico.





Figura 13. Navio-sonda em área *offshore*.  
Fonte: [www.petroleo.ufsc.br](http://www.petroleo.ufsc.br)

Desenvolvidas na década de 70, as plataformas *tension legs* (Fig. 14) possuem aplicações específicas em águas profundas (Franco, 2003). Sua estrutura é semelhante à plataforma semi-submersível, porém suas pernas principais são tensionadas ao fundo do mar por meio de cabos tubulares.



Figura 14. Plataforma *tension legs* no Golfo do México.  
Fonte: [www.phudpucker.com](http://www.phudpucker.com)

## **Avaliação de Formações**

Esta etapa visa determinar qualitativamente e quantitativamente o potencial de uma jazida petrolífera, ou seja, definir se a reserva contém petróleo e gás em quantidade e qualidade suficientes que justifiquem sua entrada em produção comercial.

Todas as informações obtidas nas etapas de prospecção e perfuração são incorporadas aos resultados dos novos testes que serão realizados nesta etapa (que se inicia com a perfuração do poço pioneiro), como: perfilagem a poço aberto, teste de formação a poço aberto e teste de pressão a poço revestido.

Os testes anteriores objetivam analisar a recuperação do fluido contido em intervalos regulares previamente selecionados. Se os resultados forem promissores, executam-se os testes de produção (como a perfilagem na produção), que tem duração mais longa e podem estimar a vazão diária de petróleo do poço (PETROBRAS,1981). Se não houver intervalos de interesse, o poço é tamponado com cimento ou tampão mecânico e abandonado (Triggia *et al.*, 2001).

### **4.2.2 PRODUÇÃO**

Há um grande salto entre a descoberta de hidrocarbonetos e a produção industrial. Além de diversas técnicas preparatórias para o poço entrar em produção, dependendo da distribuição dos hidrocarbonetos descobertos e das próprias características do reservatório, uma complexa série de procedimentos pode ser necessária, como: perfuração de outros poços e recuperação secundária (The Royal Society of Canada, 2004). Além disso, na produção ainda deve haver a separação dos produtos (óleo, gás e/ou água) e tratamento para posterior transporte.

## Completação

Se após a avaliação o poço for considerado produtor, é iniciado o estágio de completção, que é definido como o conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás (Triggia *et al.*, 2001).

Nesta etapa são instalados equipamentos de segurança obrigatórios: a cabeça de poço (Fig. 14), que proporciona a ancoragem e a vedação da coluna de revestimento e o *Blow Out Preventer* – BOP (Fig. 15), que possui um mecanismo capaz de controlar influxos de altas pressões vindos das formações para o interior do poço, sendo usado para controlar o *kick* e prevenir o *blowout* (Oliveira, 2004).

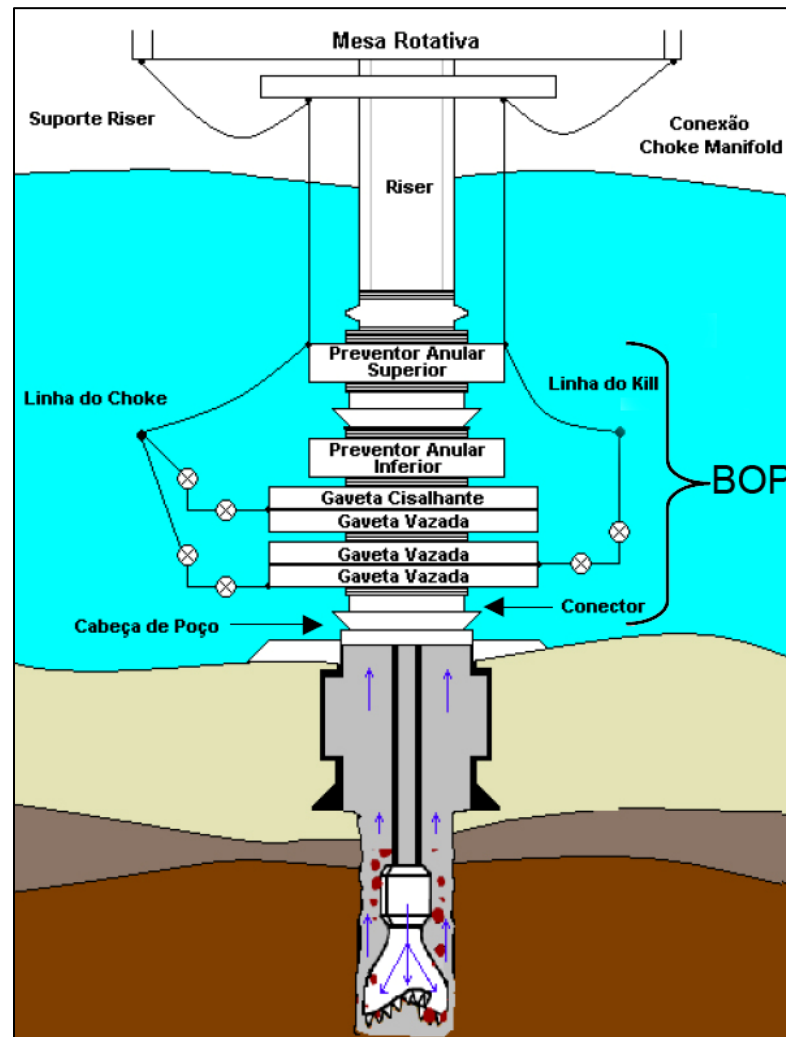


Figura 15. Imagem esquemática da cabeça do poço e dos componentes de um tipo de BOP instalados sobre um poço no fundo do mar.

Fonte: Oliveira (2004).

Após a instalação desses equipamentos, é feito o condicionamento do revestimento de produção e a substituição do fluido encontrado no interior do poço por um fluido de completação (solução salina de composição compatível ao reservatório e aos seus fluidos).

Na próxima etapa recorre-se à perfilagem para avaliar a qualidade da cimentação do poço, já que a falta de integridade neste item pode causar prejuízos no controle de reservatórios, produção de fluidos indesejáveis e ainda possibilidade de perda do poço (Oliveira, 2004). Em alguns casos isto pode resultar em danos ecológicos: por exemplo, se ocorrer comunicação de uma zona de hidrocarbonetos com uma zona de água. Se forem constatados problemas nesta primeira cimentação (ou cimentação primária), recorre-se à cimentação secundária para correção das imperfeições.

A operação seguinte é chamada de canhoneio: um canhão especial desce pelo interior do revestimento e ao ser acionado da superfície, provoca a detonação de cargas explosivas, que causam a perfuração no aço do revestimento e no cimento, podendo penetrar até 1,5 m na formação rochosa. Deste modo, são criados canais de fluxo, permitindo o escoamento dos fluidos para o interior do poço. É considerada uma das etapas mais críticas para estabelecer um caminho pelo qual o hidrocarboneto pode fluir até a superfície.

Em seguida, a coluna de produção é instalada no poço e servirá para conduzir os fluidos até a superfície. Ao mesmo tempo instala-se na boca do poço a árvore de natal (Fig. 16), que é um conjunto de válvulas que controla a vazão e a pressão de um poço. A partir deste momento, o poço já poderá ser colocado em produção.





Figura 16. Árvore de natal, usada na Bacia do Roncador, capaz de suportar a pressão de cerca de 2.000 m de profundidade.

Fonte: [www.offshore-technology.com](http://www.offshore-technology.com)

## **Elevação**

A produção de petróleo e/ou gás poderá ocorrer por surgência (elevação natural) ou elevação artificial.

A surgência ocorre quando a pressão do reservatório é suficientemente alta e os fluidos de formação (óleo, gás, água) alcançam livremente a superfície através da tubulação do poço. Ou seja, os fluidos sobem naturalmente, movidos pela energia do próprio reservatório. Triggia *et al.* (2001) afirmam que a surgência ocorre normalmente no princípio da vida produtiva das jazidas e com o passar do tempo de produção a pressão diminui, tornando-se insuficiente para expulsar os fluidos.

Quando isso ocorre, ou seja, quando a pressão do reservatório é ou torna-se relativamente baixa, os fluidos não alcançam a superfície. Para isso, é

necessária a utilização de equipamentos específicos para promover a elevação artificial dos fluidos.

Atualmente, os métodos de elevação artificial *offshore* existentes na indústria do petróleo são: gás-*lift* contínuo e intermitente (GLC e GLI), bombeio centrífugo submerso (BCS) e bombeio por cavidades progressivas (BCP) (Franco, 2003). A escolha do método mais apropriado dependerá, dentre outros fatores, das características do poço e dos fluidos, da fonte de energia disponível e do tipo de completação.

O sistema de gás-*lift* (elevação por gás), por exemplo, é um método de elevação artificial onde a energia para elevação dos fluidos é fornecida através do gás. Neste processo há a injeção de gás, em uma ou várias profundidades, de modo que haja a gaseificação da coluna do fluido (gás-*lift* contínuo) ou somente haja o deslocamento da coluna de fluido (gas-*lift* intermitente).

Quando a recuperação de óleo através da elevação natural e artificial não é alcançada, recorre-se a recuperação secundária (The Royal Society of Canada, 2004). Algumas das técnicas empregadas são:

- Injeção de Água: Através da injeção de água salgada diretamente no poço perfurado ou em poços de injeção (perfurados com esta finalidade), há o deslocamento do petróleo para poços produtores. Dentre as técnicas de recuperação secundária é a mais usada. Essa água, ao retornar à superfície (juntamente com o óleo), compõe a chamada água de produção<sup>4</sup>.
- Injeção de Polímeros: São misturados polímeros à água salgada antes da injeção no poço, promovendo o aumento da viscosidade da água e conseqüentemente o aumento na eficiência de deslocamento do petróleo.
- Injeção de Surfactante/Polímero: Nesta técnica é feita a injeção de um tampão (água surfactante, sal, álcool e possivelmente óleo) e em seguida é injetada a água com polímeros. Esta combinação tende a formar uma emulsão (óleo e água) e melhorar a molhabilidade<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Água de produção é toda e qualquer água misturada ao óleo extraído. Dessa forma, a água de produção pode conter a água de formação do próprio reservatório, a água injetada no poço para elevação e a água que eventualmente faça parte da composição de produtos usados na perfuração e produção.

<sup>5</sup> Molhabilidade é a tendência de um líquido espalhar-se sobre uma superfície.

- Injeção Alcalina: Os produtos químicos básicos (hidróxido, silicato ou carbonato de cálcio) injetados reagem com os ácidos orgânicos do óleo, produzindo surfactantes. Com isso ocorre a diminuição da tensão interfacial, facilitando a recuperação do óleo.

### **Processamento Primário dos Fluidos**

O petróleo, coletado na superfície, normalmente vem misturado com gás, água e impurezas em suspensão.

Deste modo, deve haver o processamento primário dos fluidos, que é a separação do óleo, do gás e da água com impurezas em suspensão, bem como o tratamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para refinarias e o tratamento da água para reinjeção ou descarte (Triggia *et al.*, 2001).

Assim, os fluidos são processados na UPM, separados (óleo, gás e água), medidos e transportados; a parcela destinada para injeção d'água, de gás ou para *gás-lift* será reinjetada no poço (PETROBRAS, 1981). O gás que não for economicamente viável para ser reaproveitado ou vendido será queimado em queimadores (*Flare*) existentes nas plantas de processamento destes fluidos (Bott, 2004). Esse é um importante procedimento de segurança para prevenir o acúmulo de concentrações perigosas de gases (Bott, *op. cit.*).

### **Estruturas de Produção Offshore**

O óleo extraído dos poços é enviado para a Unidade Estacionária de Produção (UEP) através de tubulações chamadas *risers* (Fig. 17). De acordo com Pinho (2001), essas estruturas são sujeitas às condições ambientais diretas, como correntes marítimas e ondas e indiretas, como ventos que atuam sobre o casco da UEP. Assim, podem ser consideradas como uma das partes críticas de um sistema de produção.

As ligações diretas entre os poços e a UEP são feitas através de *manifolds* (Fig. 17), que são um conjunto de válvulas posicionadas no fundo do mar capazes de coletar óleo produzido de diferentes poços e ainda determinar o número de ligações entre os poços e a UEP (Franco, 2003).

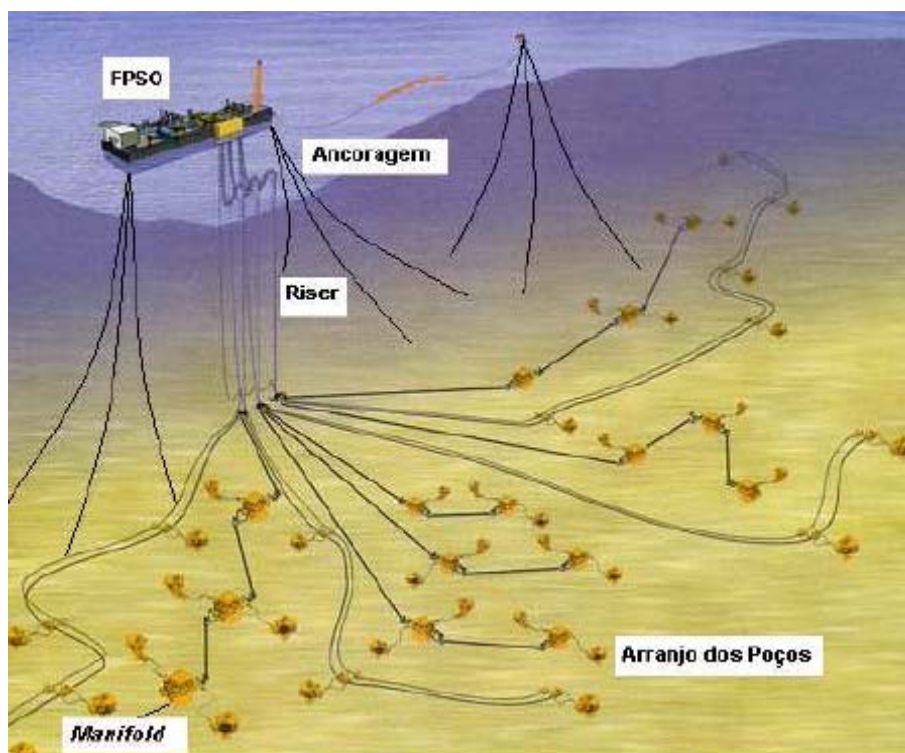


Figura 17. Configuração do sistema marítimo de produção do Campo Girassol (Angola), destacando o posicionamento dos *risers* e *manifolds*.  
Fonte: Franco (2003).

Quanto às UEPs, as principais estruturas *offshore* utilizadas para apoiar as operações de produção são classificadas como fixas ou flutuantes. Cada UEP é classificada e projetada de acordo com a profundidade do leito oceânico e das intempéries ambientais as quais serão submetidas (Franco, 2003). A avaliação sobre tipo de UEP a ser empregada deve considerar desde os objetivos específicos requisitados até as premissas de projeto aplicáveis (Franco, 2003), levando sempre em consideração as diferenças existentes entre cada UEP (Tab. I).

Tabela I. Exemplos e algumas características de UEPs fixas e flutuantes.

<b><i>UEPs Fixas</i></b>	<b><i>Ancoragem</i></b>	<b><i>Nº de Poços</i></b>	<b><i>Movimento</i></b>	<b><i>Estocagem</i></b>	<b><i>Área de Convés</i></b>
<i>Auto-Elevável</i>	Nenhuma	2 - 10	Nenhum	Nenhuma	Pequena
Jaqueta	Nenhuma	----	Nenhum	Nenhuma	Pequena
Torre Guia	Cabo-Guia	40 - 60	Mínimo	Mínima	Pequena
Plataforma por Gravidade	Nenhuma	6 - 10	Nenhum	Mínima	Boa
<b><i>UEPs Flutuantes</i></b>	<b><i>Ancoragem</i></b>	<b><i>Nº de Poços</i></b>	<b><i>Movimento</i></b>	<b><i>Estocagem</i></b>	<b><i>Área de Convés</i></b>
SPAR	Convencional	----	Mínimo	Grande	Boa
Semi-Submersível	Convencional ou DPS	4 - 40	Mínimo	Mínima	Boa
<i>Tension Leg</i>	Tendões Tensionados	20 - 40	Mínimo	Nenhuma	Boa
Navio-Tanque <b>FPSO</b>	Convencional ou DPS	----	Grande	Grande	Grande
Navio-Tanque <b>Barcaça</b>	Convencional	Até 10	Grande	Grande	Grande

Modificado de Franco (2003).

## **5. ASPECTOS AMBIENTAIS E LEGAIS DAS ATIVIDADES DE E&P DE PETRÓLEO OFFSHORE**

Assim como toda a atividade de extração de recursos naturais, as atividades associadas à indústria do petróleo *offshore* possuem uma série de aspectos ambientais que podem causar impactos negativos ao ambiente.

Em função desses efeitos ambientais, reais e potenciais, a sociedade deve possuir um conjunto de regras, que fazem parte do arcabouço legal do país, a serem cumpridas de modo a controlar e fiscalizar tais atividades nocivas ao meio ambiente.

Sendo assim, a legislação ambiental vigente no Brasil compreende uma série de diplomas legais dispersos (Código de Águas, Código Florestal, Código de Mineração, entre outros), e um conjunto promulgado diretamente pelos órgãos ambientais a partir da década de 80, além do previsto em capítulo específico da Constituição Federal (Torres, 2004).

Segundo Torres (*op. cit.*), neste conjunto existem dois tipos básicos de regulamentação:

- Normas e padrões de emissão e qualidade ambiental, onde são determinados limites máximos para a poluição (atmosférica, hídrica e sólida) que o empreendimento pode provocar;
- Normas criando e regulamentando o licenciamento ambiental de atividades poluidoras, junto aos órgãos ambientais.

Desta forma, de acordo com o Tribunal de Contas da União - TCU (2004) o licenciamento ambiental figura como um dos instrumentos usados para garantir a sustentabilidade, sob o ponto de vista ambiental, de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras.

### **5.1. ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTAIS**

De acordo com a Norma Brasileira NBR ISO 14001 (1996, *apud* BACCI *et al.*, 2006), o aspecto ambiental pode ser definido como “elemento das

atividades, produtos e serviços de uma organização que pode interagir com o meio ambiente” e impacto ambiental como “qualquer modificação do meio ambiente, adversa ou benéfica, que resulte, no todo ou em parte, das atividades, produtos ou serviços de uma organização”.

Esses efeitos ambientais estão associados à exploração e produção de petróleo *offshore*, visto que cada uma das etapas possui um grupo de atividades que geram aspectos e impactos no ambiente, conforme apresentado no Anexo A.

Tais efeitos possuem uma natureza complexa e se manifestam sob a forma de distúrbios físicos, químicos e biológicos na coluna d’água, no sedimento e na atmosfera (Patin, 1999), como será descrito abaixo para cada uma das etapas.

#### **5.1.1. LEVANTAMENTOS SÍSMICOS**

Os aspectos ambientais relacionados à sísmica estão associados aos pulsos sonoros criados pelos *air guns*, que durante os levantamentos sísmicos marinhos, são acionados com intervalos de 5 a 15 segundos, emitindo pulsos com uma pressão variando de 200 dB a 260 dB (URS, 2001, *apud* Scott & Mathias, 2002). Existe um consenso, que o ruído intenso dos *air guns* que excedem os níveis de ruídos do fundo dos oceanos, pode ter efeitos deletérios para alguns organismos situados na vizinhança das embarcações sísmicas (URS, 2001, *apud* Scott & Mathias, *op. cit.*).

Porém, os impactos ambientais atribuídos à sísmica, descritos na literatura, são, contudo, bastante controversos, já que a atividade não apresenta impactos tão visíveis como os de outras etapas do *upstream*. Até hoje nenhum estudo conclusivo acerca dos reais impactos dessa atividade sobre o meio marinho foi desenvolvido, gerando grandes discussões sobre o tema (Bezerra, 2005).

De acordo com Scott & Mathias (2002), a sísmica provoca fortes impactos nos organismos marinhos. De acordo com este relatório, os levantamentos sísmicos provocam reações de fuga na maioria dos organismos

marinhos, como peixes e mamíferos marinhos. Baleias, ovos e larvas de peixes (até 5 m de distância dos *air guns*) e algumas espécies de peixes adultos seriam os mais sensíveis às perturbações causadas pelos ruídos sísmicos. Além disso, ainda de acordo com os autores, a sísmica poderia alterar o sucesso reprodutivo e/ou as taxas de reposição de estoques naturais durante períodos reprodutivos ou de desova.

Segundo Lopes (2004), desde o início das atividades sísmicas marítimas, as comunidades pesqueiras confirmam uma redução nas capturas das pescas efetuadas. Além disso, a autora afirma que a sísmica ainda causaria mudanças comportamentais nos animais marinhos e impactos na dinâmica populacional dos recursos pesqueiros.

Outros estudos, no entanto, concluem que os impactos não são tão severos quanto os descritos acima ou não podem ser atribuídos à sísmica. De acordo com Wardle e colaboradores (2001), que observaram peixes e invertebrados em um recife, usando uma TV e *acoustic tags*<sup>6</sup>, uma semana antes, durante e 4 dias depois de uma sísmica tripla (3 *air guns* sincronizados), a sísmica teve pouco efeito no comportamento cotidiano desses organismos.

Andriquetto-Filho e colaboradores (2005), fizeram a medição da quantidade capturada, através de rede de arrasto, de 3 espécies de camarão antes e após a realização de um levantamento sísmico com 4 *air guns* sincronizados. Os resultados não detectaram um impacto deletério significativo da prospecção sísmica nas espécies estudadas, sugerindo que o estoque de camarão é resiliente ao distúrbio dos *air guns* sob as circunstâncias experimentais.

Mesmo ainda não se chegando a um consenso sobre os verdadeiros impactos dos levantamentos sísmicos, alguns aspectos são conseqüências claras desse tipo de atividade, como: restrição de acesso às áreas de realização da atividade pesqueira e danos a petrechos de pesca (Lopes, 2004).

---

<sup>6</sup> Os *acoustic tags* são emissores colocados em animais, no caso peixes, que transmitem um sinal para um instrumento de recepção para que informações sobre a localização (como profundidade e temperatura) do organismo marcado sejam obtidas.



### 5.1.2. PERFURAÇÃO E ATIVIDADES DE PRODUÇÃO

As perfurações feitas tanto na fase de exploração quanto na fase de produção, bem como as atividades realizadas na fase de produção, estão associadas segundo Dias (2005), à geração de ruído, à descarga de rejeitos e água de produção, todos com impacto potencial, diferindo, entretanto, em severidade e probabilidade.

Grande atenção é dada à descarga de rejeitos, pois todas essas atividades são acompanhadas de volumosos despejos de resíduos sólidos, líquidos e gasosos. Dentre estas descargas, as maiores são de fluido de perfuração e cascalhos de perfuração, segundo o *National Research Council - NRC* (2003).

O perigo ambiental do descarte do fluido de perfuração no mar deve-se particularmente à toxicidade dos seus compostos ou aditivos (The Royal Society of Canada, 2004). O fluido de perfuração a base de água tem baixa quantidade de compostos tóxicos, que incluem biocidas, inibidores de corrosão e surfactantes. Porém, o fluido de perfuração a base de óleo apresenta uma toxicidade significativa, devido à presença de hidrocarbonetos poliaromáticos (HPA) em sua composição. Os fluidos de perfuração sintéticos contêm baixa concentração de hidrocarbonetos aromáticos e parecem ser mais aceitáveis quanto a sua toxicidade (The Royal Society of Canada, *op. cit.*). Apesar da toxicidade dos fluidos, não há evidências de efeitos agudos nos organismos sujeitos às descargas.

Segundo a Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás Natural Latino-Americanas e do Caribe - ARPEL (1992), os cascalhos de perfuração são fragmentos de rochas de cerca de 5 a 25  $\mu\text{m}$  gerados durante a perfuração do poço, que são levados até a superfície através do fluido de perfuração. Deste modo, os cascalhos ficam impregnados pelo fluido e devem ser tratados na plataforma antes de serem descartados no mar. O grande problema do descarte dos cascalhos é que eles inevitavelmente contêm fluido de perfuração residual, mesmo após técnicas apropriadas terem sido aplicadas para recuperar os fluidos na plataforma (The Royal Society of Canada, 2004). A dispersão deste material, segundo Dias (2005), pode ser local ou regional e

dependerá das suas propriedades (granulometria, densidade) e de condições locais (correntes, densidade, temperatura), sendo determinante na abrangência da área de impacto.

Os efeitos ambientais das descargas de cascalho de perfuração estão normalmente associados à asfixia das comunidades bentônicas em função do grande volume de material particulado fino, além da toxicidade residual do fluido de perfuração (que pode alterar a abundância e a diversidade de espécies bentônicas) e/ou alterações na demanda bioquímica de oxigênio (DBO) e na demanda química de oxigênio (DQO) que se deve a matéria orgânica residual associada à descarga (The Royal Society of Canada, 2004).

Os despejos tanto de lama de perfuração quanto de cascalho também contém metais pesados (mercúrio, cádmio, zinco, cromo, cobre, chumbo), que podem enriquecer os sedimentos próximos às plataformas, conforme evidencia o estudo de Kennicutt e colaboradores (1996, *apud* NRC, 2003).

Por aumentar a turbidez da água, esses descartes podem impactar animais adaptados a pouca luz em mar profundo (NRC, *op. cit.*). Além disso, alguns impactos sub-letais têm sido observados, como: mudanças comportamentais em algumas espécies de estrelas do mar (Newton & McKenzie, 1998, *apud* The Royal Society of Canada, 2004) e mudanças no comportamento alimentar de invertebrados (Stromgren *et al.*, 1993, *apud* The Royal Society of Canada, *op. cit.*).

A água de produção, que é mais um dos rejeitos dessas atividades *offshore*, contém usualmente sais dissolvidos, compostos orgânicos e metais traço que são componentes da água de formação do reservatório ou são usados durante a perfuração e outras operações de produção (Patin, 1999). Além disso, essa água pode misturar com o óleo extraído, gás e a água injetada no poço, fazendo com que sua composição e toxicidade seja altamente variável (The Royal Society of Canada, 2004). Seu volume tende a crescer à medida que o campo envelhece.

Os efeitos ambientais ligados ao descarte de água de produção são associados ao seu conteúdo de óleo, metais pesados e, em alguns casos, a presença de elementos radioativos, e também à alta salinidade da solução (Patin, 1999). Desta forma os impactos causados são avaliados pela toxicidade

dos seus constituintes e pela quantidade de compostos orgânicos e inorgânicos presentes (Oliveira & Oliveira, 2000). Após o descarte, alguns destes contaminantes permanecem dissolvidos, ao passo que outros tendem a sair de solução, sendo que os efeitos mais nocivos ao meio ambiente são aqueles relacionados aos compostos que permanecem solúveis após o descarte da água de produção (Oliveira & Oliveira, *op. cit.*).

Dados da *International Association of Oil and Gas Producers* - OGP (2004, *apud* Campbell & Bennett, 2006) apontam que o volume mundial de água de produção reportado para 2004 foi aproximadamente 1,3 vezes maior que a produção de hidrocarbonetos no mesmo período.

Muitas vezes a água de produção é expressa em termos do seu conteúdo (concentração) de óleo. Em 2003 e 2004, a média mundial do conteúdo de óleo das águas de produção descartadas *offshore* foi, respectivamente, cerca de 21 mg.L<sup>-1</sup> e 19 mg.L<sup>-1</sup> (Fig. 18) (OGP, 2004, *apud* Campbell & Bennett, *op. cit.*). As médias regionais do conteúdo de óleo estão de acordo com as normas regulatórias referentes à descarga da água de produção, que de um modo geral toleram concentrações até 40 mg.L<sup>-1</sup> (OGP, 2004, *apud* Campbell & Bennett, *op. cit.*).

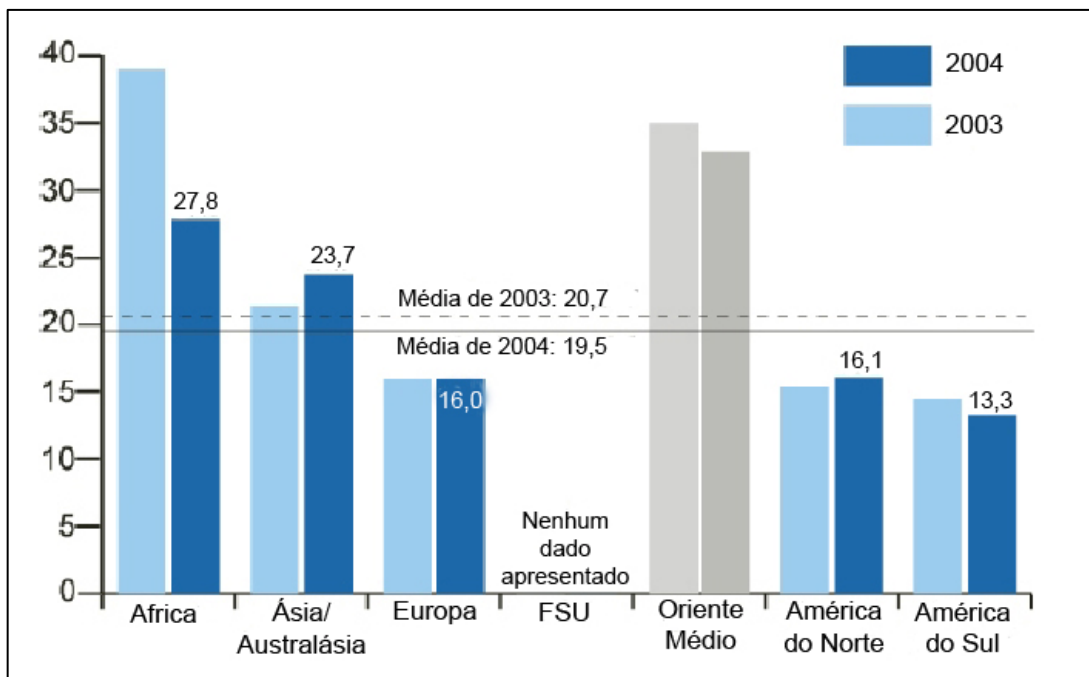


Figura 18. Conteúdo de óleo (em mg.L<sup>-1</sup>) das águas de produção descartadas em atividades de E&P *offshore* em 2003 e 2004. Modificado de: Campbell & Bennett (2006).

O fluido de perfuração, o cascalho de perfuração e a água de produção, juntamente com o esgoto e a drenagem do *deck* da plataforma, são descargas regulares durante a exploração e produção de petróleo e gás, caracterizando a chamada poluição operacional (Vinogradov & Wagner, 1997, *apud* Luczynski, 2002). Porém, existem também as descargas de curta duração, que incluem descargas químicas durante a construção e manutenção de plataformas e poços.

Praticamente todas as etapas de produção são acompanhadas de emissões atmosféricas em função da presença dos *flares* queimando constantemente gás; da queima de combustível nas plataformas e navios e da evaporação e escape de hidrocarbonetos durante as operações, tratamento e estocagem (Patin, 1999). A queima de gás natural é a maior fonte de emissões, liberando monóxido e dióxido de carbono, óxidos de nitrogênio (componente principal do *smog*) e óxidos de enxofre (principal causa da chuva ácida) (Waskow & Welch, 2005). Ao escapar sem ser processado, o gás natural contém grandes quantidades de metano, gás que influencia nos processos de mudança climática, e sulfeto de hidrogênio, que é altamente tóxico e corrói tubulações (Waskow & Welch, *op. cit.*).

Segundo os dados da OGP (2004, *apud* Campbell & Bennett, 2006), em 2003 e 2004 a média mundial de emissão de dióxido de carbono em atividades de exploração e produção de petróleo e gás variou entre 130 e 140 toneladas por cada mil toneladas de produção (Fig. 19). A maior contribuição de emissão deste gás pelo setor de E&P foi dada pela África, que excedeu 300 toneladas por cada mil toneladas de produção, tanto em 2003 quanto em 2004. Já a média mundial de emissão de metano neste mesmo período ficou entre 1,0 e 1,5 tonelada por cada mil toneladas de produção (Fig.20). A Ásia/Australásia e a África foram os responsáveis pelos maiores volumes de emissão deste gás.

Outro tipo de descarga, também fonte potencial de poluição, é a areia extraída com o óleo (areia de produção). Ela passa por processos de remoção do óleo antes de ser descartada, mas assim como o cascalho de perfuração, a presença de óleo residual é inevitável. Deste modo, seus impactos estão relacionados à poluição por hidrocarbonetos.

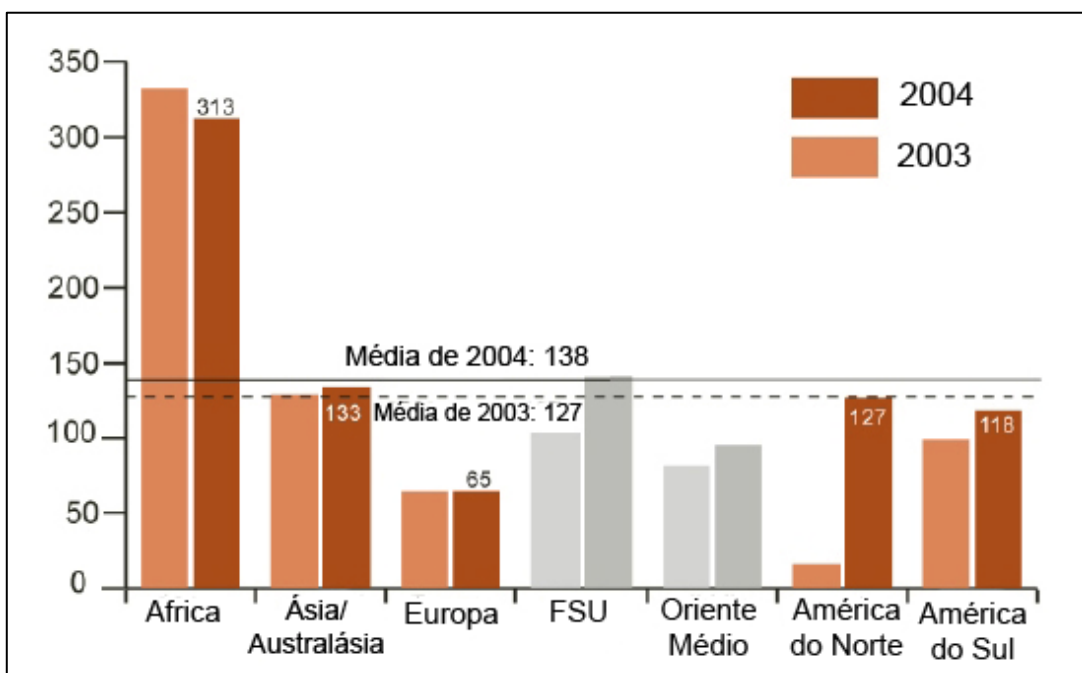


Figura 19. Emissão regional de dióxido de carbono (em toneladas por cada mil toneladas de produção) através de atividades de E&P de petróleo e gás em 2003 e 2004. Modificado de: Campbell & Bennett (2006)

Segundo Luczynski (2002), o abandono da produção é outra atividade que pode trazer uma série de problemas ambientais resultantes da falta de tratamento na disposição final dos rejeitos (que continuam com os mesmos aditivos e problemas relacionados à fase da perfuração). Dentre outros aspectos, o autor descreve os possíveis destinos das estruturas da plataforma, destacando os problemas ambientais associados a cada possibilidade, como: formação de recife artificial em estruturas afundadas ao mesmo tempo em que representa um problema para a pesca ou navegação; poluição térmica, morte de peixes e turbidez causados pelo uso de explosivos para o desmonte das estruturas e poluição visual, causando transtornos à navegação, no caso do abandono das estruturas.

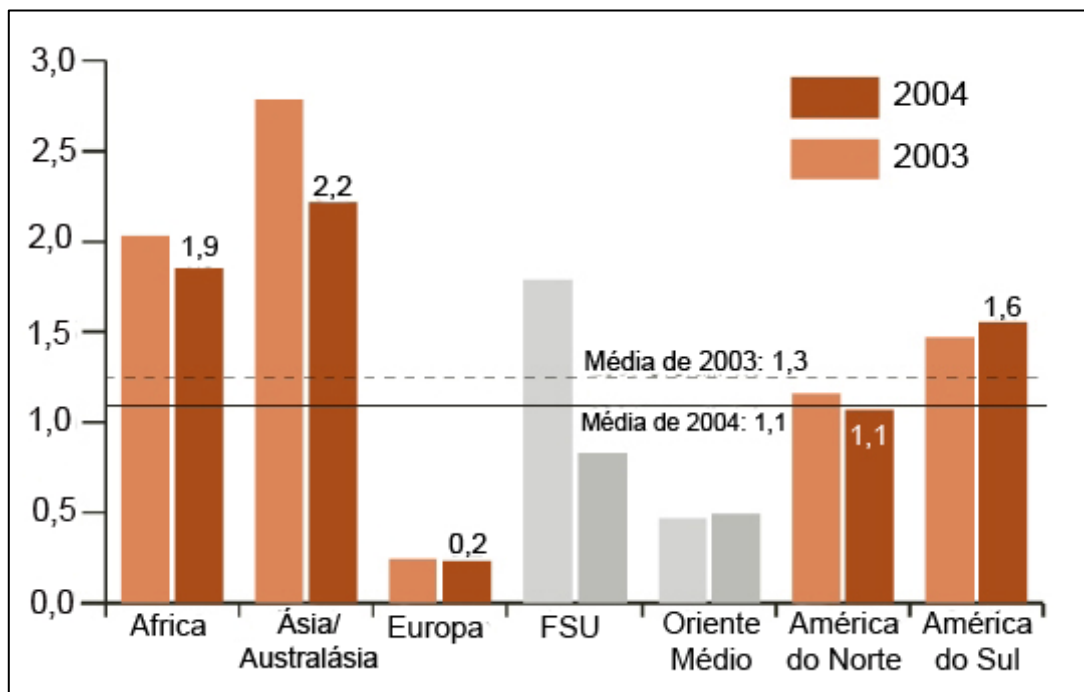


Figura 20. Emissão regional de metano (em toneladas por cada mil toneladas de produção) através de atividades de E&P de petróleo e gás em 2003 e 2004. Modificado de: Campbell & Bennett (2006).

### 5.1.3. EVENTOS ACIDENTAIS

Além da poluição crônica das operações rotineiras, as atividades de exploração e produção de petróleo podem produzir poluições acidentais (Vinogradov & Wagner, 1997, *apud* Luczynski, 2002), que ocorrem em função dos acidentes que inevitavelmente acompanham estas atividades.

Os eventos acidentais podem envolver a perda de diferentes substâncias em quantidades variadas, mas na maioria dos casos ocorrem derrames de óleo pontuais. Em 2004, de acordo com a OGP (2004, *apud* Campbell & Bennett, 2006), foram reportados 5.981 derrames em áreas *offshore*, totalizando um volume de 7.656 barris de óleo derramados. Muitos destes incidentes, de acordo com os dados, foram relativamente pequenos (geralmente menos de um barril de óleo). Em 2003, a África e a Europa foram responsáveis pelos maiores volumes de óleo derramados em áreas *offshore* (Fig. 21). No ano de 2004, o volume derramado por ambos teve uma redução

de cerca de 90% em relação a 2003, mas ainda assim foram as maiores quantidades derramadas em áreas *offshore* (Fig. 21).

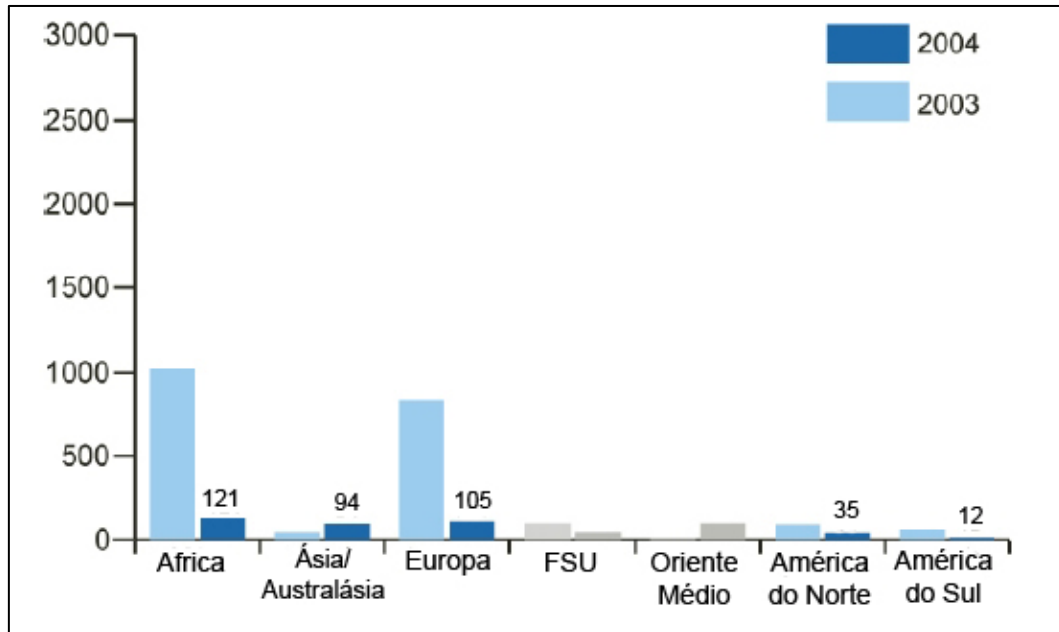


Figura 21. Quantidade de óleo derramado (em barris) em eventos acidentais de atividades de E&P *offshore* de petróleo e gás em 2003 e 2004. Modificado de: Campbell & Bennett, 2006.

Os efeitos ambientais, no caso de um acidente envolvendo perda de óleo para o ambiente marinho, dependerão das propriedades do óleo derramado, da dinâmica local e da sensibilidade ambiental da área afetada, sendo que áreas sensíveis como os manguezais, são muito afetadas com a poluição por petróleo. Quando atingidos por derrames de óleo, os manguezais apresentam perda substancial de folhas, aumento no número de raízes aéreas, malformações de folhas e frutos, além da diminuição da produção de serrapilheira (Silva *et al.*, 1997, *apud* Gomes *et al.*, 2000).

Os inesperados *blowouts* de hidrocarbonetos líquidos do poço são potencialmente perigosos, especialmente em cenários marítimos, pois podem ocasionar perdas humanas, de equipamentos e causar desastres ambientais relevantes. Nos *blowouts* de hidrocarbonetos líquidos, grande quantidade de óleo pode ser derramado depois que o *blowout* é dominado (Clark, 2001) e normalmente há um grande risco de explosões, dificultando ainda mais o

processo de remediação da área. Já o *blowout* de gás tem uma menor probabilidade de resultar em poluição por óleo (Clark, *op. cit.*).

Vazamentos durante a perfuração e as operações de produção e manutenção também podem ocorrer em função de problemas estruturais, falhas mecânicas ou operacionais. Além disso, acidentes como colisão entre navios e plataformas e/ou afundamento da plataforma são mais improváveis de acontecer, mas ao ocorrer podem trazer conseqüências desastrosas ao ambiente.

## **5.2. LICENCIAMENTO AMBIENTAL**

De acordo com a Resolução CONAMA nº 237/97, o licenciamento ambiental é definido como:

*“Procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras; ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso”.*

Segundo Fontenelle & Amendola (2003):

*“Na Administração Pública Federal, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, instituído pela Lei nº 7.735, de 22 de fevereiro de 1989, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, é o órgão executor da política ambiental e, portanto, responsável pela fiscalização e licenciamento ambiental”.*

O licenciamento ambiental é composto por normas básicas ou genéricas, as quais estão previstas na Lei 6.938 de 31 de agosto de 1981, que instituiu a Política Nacional do Meio Ambiente, em seu Decreto Regulamentador 99.274, de 06 de agosto de 1990, bem como em diversas



resoluções do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), iniciando-se pela Resolução 001 de janeiro de 1986.

Além das normas básicas do licenciamento ambiental, existem também as normas específicas para cada atividade sujeita ao licenciamento, que foram estabelecidas com o objetivo de compatibilizar o processo de licenciamento com a agilidade e a dinâmica da atividade empresarial, de acordo com o TCU (2004). Deste modo, as normas específicas para os procedimentos das atividades de exploração, perfuração e produção de petróleo são regulamentadas pela Resolução CONAMA nº 23, de 07 de dezembro de 1994. De acordo com o TCU (2004), “o licenciamento ambiental das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos não foi enquadrado no escopo da Resolução CONAMA nº 23/94”, sendo que para estas atividades são aplicadas as regras que constam na Resolução CONAMA nº 350, de 6 de julho de 2004.

O IBAMA, através do Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN, é o órgão responsável pelo licenciamento ambiental das atividades sísmicas marítimas e atividades de extração e produção de petróleo e gás *offshore* (Fontenelle & Amendola, 2003), cujas etapas e procedimentos estão esquematizados na figura 22.

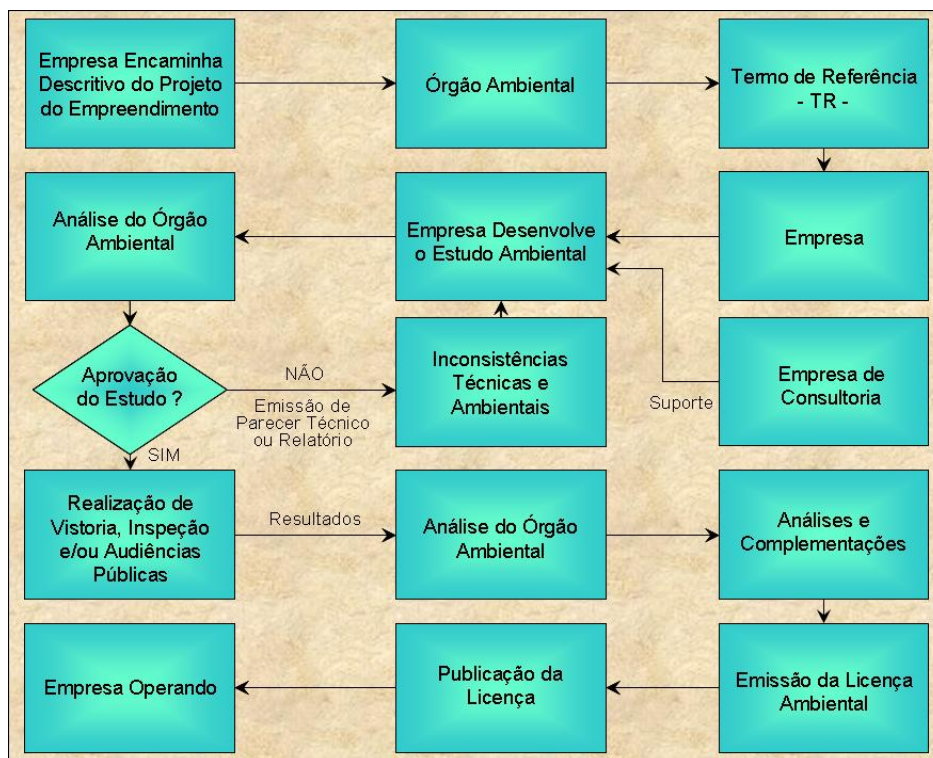


Figura 22. Processo de licenciamento ambiental de atividades *offshore*. Modificado de: Chaves & Mainier (2004).

### 5.2.1. LICENÇAS AMBIENTAIS

A Resolução CONAMA nº 237/97 define a licença ambiental como:

*“Ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente, estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo empreendedor, pessoa física ou jurídica, para localizar, instalar, ampliar e operar empreendimentos ou atividades utilizadoras dos recursos ambientais consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental”.*

Para cada etapa do processo de licenciamento ambiental é necessário um tipo adequado de licença: no planejamento de um empreendimento ou de uma atividade, a licença prévia (LP); na construção da obra, a licença de instalação (LI); e na operação ou funcionamento, a licença de operação (LO) (TCU, 2004).

Observada a natureza, as características e peculiaridades da atividade ou empreendimento e, ainda, a compatibilização do processo de licenciamento com as etapas de planejamento, implantação e operação, foram estabelecidas licenças ambientais específicas (Torres, 2004). O processo de licenciamento ambiental das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (*upstream*), especificamente, é constituído por 5 tipos de licenças: Licença de Pesquisa Sísmica – LPS, Licença Prévia para Perfuração - LPper, Licença Prévia de Produção para Pesquisa - LPpro, Licença de Instalação - LI e Licença de Operação - LO.

A LPS autoriza a realização das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição<sup>7</sup>, estabelecendo condições, restrições e medidas de controle ambiental que devem ser seguidas pelo empreendedor.

A LPper autoriza a atividade de perfuração na área pretendida (Abreu, 2002). O prazo de validade desta licença, estabelecido pelo ELPN, pode variar

---

<sup>7</sup> Áreas que incluem a água rasa e a área terrestre adjacente, caso estas integrem um mesmo levantamento de dados sísmicos.

entre o mínimo estabelecido no cronograma dos planos de atividades e o máximo de 5 anos (Martini-Júnior & Gusmão, 2003).

A LPpro autoriza a produção para pesquisa da viabilidade econômica da jazida (Abreu, 2002). O tempo de validade desta licença, semelhante à LPper, pode variar entre o mínimo estabelecido no cronograma dos planos de atividades e o máximo de 5 anos (Martini-Júnior & Gusmão, 2003).

A LI autoriza a instalação de unidades e sistemas necessários à produção e ao escoamento (Abreu, 2002). O prazo de validade da LI, estabelecido pelo ELPN, pode variar entre o mínimo estabelecido no cronograma de instalação da atividade e o máximo de 6 anos (Martini-Júnior & Gusmão, 2003).

A LO autoriza o início da operação do empreendimento ou das unidades, instalações e sistemas integrantes da atividade na área de interesse (Abreu, 2002). O prazo de validade da LO pode variar entre o mínimo de 4 anos e o máximo de 10 anos (Martini-Júnior & Gusmão, 2003).

## **5.2.2. INSTRUMENTOS LEGAIS PARA EXPEDIÇÃO DAS LICENÇAS AMBIENTAIS**

Para a obtenção das licenças anteriormente citadas, o empreendedor deve apresentar, juntamente com a documentação exigida para a emissão de cada uma das licenças, instrumentos legais que são analisados pelo ELPN e, conforme o tipo de instrumento, encaminhados a órgãos ambientais estaduais e municipais para exame técnico. Esses instrumentos são: Estudo Ambiental de Sísmica – EAS e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica – RIAS, Relatório de Controle Ambiental - RCA, Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA, Estudo de Impacto Ambiental - EIA e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental - RIMA, Relatório de Avaliação Ambiental – RAA, Plano de Controle Ambiental – PCA e Plano de Controle Ambiental de Sísmica– PCAS.

O Estudo Ambiental de Sísmica – EAS, elaborado pelo empreendedor que pretende realizar levantamentos sísmicos, apresenta a avaliação dos impactos ambientais não significativos da atividade de aquisição de dados sísmicos nos ecossistemas marinho e costeiro. Deve ser apresentado em

conjunto com o Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica – RIAS, que deverá demonstrar, em linguagem acessível, as conseqüências ambientais da implementação dessa atividade, de acordo com Resolução CONAMA nº 350/04. Esses instrumentos deverão ser apresentados ao ELPN quando a atividade for enquadrada como classes 1 ou 2<sup>8</sup> para a obtenção da LPS.

O Relatório de Controle Ambiental - RCA deve ser apresentado pelo empreendedor visando a concessão da LPper (Fontenelle & Amendola, 2003; Torres, 2004). O RCA deve conter o plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, além da avaliação dos riscos ambientais e dos impactos efetivos da atividade e indicação de medidas de mitigação, segundo Resolução CONAMA nº 23/94.

O Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA necessita ser apresentado ao ELPN para a emissão da LPpro (Fontenelle & Amendola, 2003; Torres, 2004). Deve conter um plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, com avaliação dos riscos ambientais e dos impactos efetivos da atividade e de medidas de controle, de acordo com a Resolução CONAMA nº 23/94.

O Estudo de Impacto Ambiental - EIA e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental - RIMA devem ser apresentados ao ELPN visando a emissão da LI para atividades de produção de petróleo e gás a serem instaladas (Fontenelle & Amendola, 2003; Torres, 2004). Também poderão ser exigidos quando a atividade sísmica for considerada pelo IBAMA como potencialmente causadora de significativa degradação ambiental, de acordo com Resolução CONAMA nº 350/04. O EIA tem como objetivo o diagnóstico das potencialidades naturais e socioeconômicas, os impactos do empreendimento e as medidas destinadas à mitigação, compensação e controle desses impactos, enquanto o RIMA oferece informações essenciais para que a população tenha conhecimento das vantagens e desvantagens do projeto e as conseqüências ambientais de sua implementação (TCU, 2004). Durante a análise dos EIA/RIMA pode ser realizada uma Audiência Pública

---

<sup>8</sup> Classe 1 - Levantamentos sísmicos em profundidade inferior a 50 metros ou em áreas de sensibilidade ambiental.

Classe 2 – Levantamentos sísmicos em profundidade entre 50 e 200 metros.

(quando requisitada pelo Ministério Público, por entidade civil com assento no Conselho Estadual do Meio Ambiente ou por solicitação assinada por mais de 50 cidadãos) onde a comunidade é chamada a avaliar os impactos ambientais e sociais do empreendimento e as medidas mitigadoras de cada um deles (TCU, *op. cit.*). As diretrizes do EIA/RIMA foram fixadas pelas Resoluções CONAMA nº 001/86, 23/94 e 237/97.

O Relatório de Avaliação Ambiental - RAA necessita ser apresentado ao ELPN para a emissão da LI quando a atividade ou empreendimento já existir, sendo necessária a LI para a instalação de novas unidades necessárias à produção (Fontenelle & Amendola, 2003; Torres, 2004). O RAA deve conter, segundo a Resolução CONAMA nº 23/94, um diagnóstico ambiental da área onde a atividade já se encontra instalada, além da descrição da ampliação ou modificação das atividades e medidas de mitigação.

O Plano de Controle Ambiental - PCA deve ser apresentado pelo empreendedor visando a concessão da LO (Fontenelle & Amendola, 2003; Torres, 2004). O PCA deve conter, de acordo com a Resolução CONAMA nº 23/94, projetos executivos de minimização dos impactos ambientais avaliados nas fases da LPper, LPpro e LI.

Existe também um PCA específico para a etapa de sísmica. O Plano de Controle Ambiental de Sísmica – PCAS, segundo Resolução CONAMA nº 350/04, é o documento elaborado pelo empreendedor que prevê as medidas de controle ambiental da atividade de aquisição de dados sísmicos. Deve ser apresentado para todas as classes de levantamento (1, 2, 3<sup>o</sup>), sendo que nas classes 1 e 2 também deverá ser elaborado o EAS/RIAS, conforme descrito anteriormente.

A tabela II exemplifica as licenças necessárias em cada etapa do processo de licenciamento ambiental do *upstream*, bem como os estudos ambientais exigidos para a obtenção de cada uma destas licenças.

Antes da elaboração de cada um dos instrumentos supracitados, o empreendedor deve solicitar ao ELPN um Termo de Referência - TR, que contém o escopo, os procedimentos e os critérios a serem seguidos para a

---

<sup>9</sup> Classe 3- Levantamentos sísmicos em profundidade superior a 200 metros.

elaboração de cada um dos estudos ambientais de acordo com a região do empreendimento e o tipo de atividade (Mattos *et al.*, 2003; Bezerra, 2005).

Tabela II. Estudos e relatórios ambientais e licenças usados no processo de licenciamento ambiental das etapas de exploração e produção de petróleo e gás *offshore*.

INSTRUMENTOS LEGAIS	LICENÇAS EXPEDIDAS PELO IBAMA
<b>EAS / RIAS</b> (Levantamentos Sísmicos Classes 1 e 2)	<b>Licença de Pesquisa Sísmica (LPS)</b>
<b>PCAS</b> (Levantamentos Sísmicos Classes 1, 2 e 3)	<b>Licença de Pesquisa Sísmica (LPS)</b>
<b>RCA</b>	<b>Licença Prévia de Perfuração (LPper)</b>
<b>EVA</b>	<b>Licença Prévia de Produção (LPpro)</b>
<b>EIA / RIMA</b> (empreendimentos novos)	<b>Licença de Instalação (LI)</b>
<b>RAA</b> (empreendimentos já existentes)	<b>Licença de Instalação (LI)</b>
<b>PCA</b>	<b>Licença de Operação (LO)</b>

Pelo caráter compartimentado e independente das etapas da exploração e produção de petróleo, o processo de licenciamento é subdividido em etapas bem demarcadas e interdependentes, sendo que o início de uma pode não significar a continuidade da seguinte; o PCA, portanto, não é apresentado somente para a obtenção da LO, apesar da definição apresentada anteriormente. Ele é apresentado em cada uma das outras etapas predecessoras, já que estas também estão associadas à geração de impactos ambientais, e está geralmente inserido no estudo ambiental requerido para a obtenção da licença apropriada. Desta forma, o PCA também é apresentado para a obtenção da LPper, LPpro e LI, sendo representado pelo item “**medidas mitigadoras e compensatórias e projetos/planos de controle e monitoramento**” do RCA, EVA e RAA/EIA, respectivamente.

O PCA é composto, como dito anteriormente, por projetos executivos. O conteúdo do PCA e o número mínimo de projetos que o PCA deve contemplar, bem como suas áreas de abrangência, são definidos pelo IBAMA e variam de acordo com as características do empreendimento (local da atividade, etapa da exploração e produção, etc.). A estrutura típica de um PCA compreende normalmente 6 projetos executivos: projeto de comunicação social, programa de educação ambiental, programa de treinamento, programa de desativação, programa de controle da poluição e programa de monitoramento ambiental.

O projeto de comunicação social visa informar à comunidade da área de influência da atividade a ser licenciada sobre as características do empreendimento, seus impactos no ambiente e na comunidade e as medidas que serão adotadas para diminuir seus efeitos. Essa divulgação deve ser feita no início da atividade por meio de material impresso, radiodifusão, palestras e outros meios de comunicação.

O programa de educação ambiental objetiva capacitar as populações afetadas com a atividade de forma a possibilitar sua participação na gestão dos recursos ambientais na área afetada, informando eventuais restrições ou riscos ambientais. Este programa é feito normalmente através da distribuição de material didático às populações afetadas.

O programa de treinamento objetiva conscientizar todos os trabalhadores envolvidos direta e indiretamente na atividade sobre os

problemas ambientais envolvidos com tais atividades e despertar o “cuidado ambiental”, garantindo sua participação em medidas de prevenção e controle da poluição ambiental, assim como participação na implantação de programas de controle ambiental. O treinamento com os trabalhadores é feito através de reuniões, debates e treinamentos, onde são abordadas questões como: gerenciamento de resíduos, noções sobre conservação de energia, noções sobre legislação ambiental, etc.

O programa de desativação contém medidas que visam proteger o meio ambiente e garantir segurança durante o abandono dos poços, temporário ou definitivo, assegurando que não haja vazamento e nem a mistura de fluidos dentro do poço ou no fundo do mar.

O programa de controle da poluição deve conter orientações para a garantia da qualidade ambiental em cada etapa, como: minimização da produção de efluentes, emissões e resíduos; recuperação e reciclagem de resíduos; tratamento de efluentes e emissões atmosféricas, etc. Além disso, deve conter projetos específicos para a coleta, armazenamento, transporte e destino final dos fluidos de perfuração, produtos químicos e cascalhos.

O programa de monitoramento ambiental tem como objetivos demonstrar as possíveis alterações ambientais, positivas e negativas, sofridas em função do desenvolvimento da atividade e propor medidas para o controle, minimização e, em certos casos, maximização destes efeitos. Para isso, parâmetros da água, do sedimento e da biota são escolhidos para serem monitorados antes, durante e após o término da atividade para que suas alterações ao longo do tempo sejam avaliadas e relacionadas ou não com a atividade. Além disso, dados obtidos em um programa de monitoramento ambiental podem ser usados como uma importante ferramenta científica, gerando um volume grande de informações sobre comunidades bentônicas e características da água para muitas áreas do Brasil que possuíam escassas informações a esse respeito (HABTEC, 2000).



### 5.2.3. PLANOS DE MONITORAMENTO AMBIENTAL

A partir dos impactos ambientais avaliados nos estudos ambientais desenvolvidos, devem ser propostas ações com os seguintes objetivos: a) minimizar os impactos negativos, diminuindo seus efeitos adversos ao meio ambiente, denominadas de medidas mitigadoras; b) controlar os impactos negativos; c) aumentar os efeitos dos impactos positivos, chamadas de medidas potencializadoras dos impactos benéficos ao meio ambiente; d) compensar os impactos negativos não mitigáveis resultantes da implementação e/ou execução da atividade produtiva, chamadas medidas compensatórias.

Tais ações ou medidas são propostas no Plano de Monitoramento Ambiental da atividade ou empreendimento, cujos objetivos são caracterizar qualitativamente e quantitativamente as interferências ambientais produzidas no meio físico e biótico e monitorar a evolução dessas mudanças ao longo do tempo, de modo a permitir seu acompanhamento (monitoramento), mitigação ou potencialização, dependendo de seus efeitos adversos ou benéficos.

O desenvolvimento dos planos de monitoramento ambiental é uma das exigências do órgão ambiental regulador e estes planos devem se basear nas diretrizes apresentadas em item específico contido nos Termos de Referência (TR) emitidos pelo ELPN/IBAMA para cada atividade ou empreendimento específico, como previsto em diversos diplomas legais como: Resolução CONAMA 20/86, Resolução CONAMA 9/93, Decreto 1.530/95, Decreto Legislativo nº 5, Resolução CONAMA 237/97, Decreto 2.508/98 e a Lei 3.179/99 (HABTEC, 2000).

A exigência pelo ELPN/IBAMA da implantação dos planos de monitoramento ambiental é de extrema importância de modo a garantir a proteção ambiental, a segurança da atividade e o respeito à sociedade. A atividade de perfuração de poços marítimos em águas profundas, por exemplo, provoca impactos em sua maioria localizados, temporários e de fraca significância sobre o meio ambiente, sendo os eventos acidentais os mais graves e preocupantes, sendo que os empreendedores provavelmente não teriam motivação para desenvolver de forma espontânea projetos de

monitoramento ambiental nestes casos se não houvesse uma exigência legal (Schaffel, 2002).

A execução de um plano de monitoramento ambiental requer a coleta e análise de um amplo número de parâmetros ambientais, tanto físico-químicos quanto bióticos, que sejam indicadores da qualidade ambiental e de possíveis alterações causadas ao ambiente pelas atividades de E&P. Em operações *offshore*, os parâmetros devem ser avaliados tanto na coluna d'água quanto no sedimento, já que ambos os compartimentos podem ser impactados com a atividade.

A escolha dos parâmetros que serão monitorados em um determinado projeto deve ser feita com base nos aspectos descritos no TR específico do estudo desenvolvido. Em um plano de monitoramento ambiental desenvolvido para uma atividade de perfuração, como exemplo, os elementos da biota que podem ser afetados, a composição do fluido de perfuração usado e a estimativa do óleo presente no poço devem ser considerados para a seleção dos parâmetros. Neste caso, além da coleta e análise de amostras de sedimento, água e biota, outros estudos são necessários, como a realização de testes de ecotoxicidade em amostras dos fluidos de perfuração.

Normalmente as coletas são realizadas antes, durante e após a atividade pretendida para que os dados obtidos nas diferentes etapas possam ser comparados e eventuais alterações ambientais ocorridas possam ser verificadas. Portanto, um cronograma detalhado com as datas das campanhas de amostragem deve ser apresentado no plano de monitoramento submetido ao órgão regulador. Em caso de ocorrência de eventos acidentais, deve ser considerado um monitoramento ambiental adicional e específico.

Os parâmetros a serem monitorados, bem como a malha amostral, frequência de amostragem, métodos de coleta, armazenamento, análise das amostras e interpretação dos resultados devem ser descritos e justificados no plano.

Em função de suas características e conteúdo, o plano de monitoramento ambiental é de grande interesse aos estudiosos e empreendedores desta área, já que descreve e analisa os impactos ambientais causados pelas atividades de E&P sobre o meio ambiente local, além de

contribuir para a formação de um inédito banco de dados sobre as condições ambientais em áreas *offshore* do Brasil (Schaffel, 2002).

Contribuindo também no estudo e na divulgação destes dados, em 2001, no Brasil, foram publicados os resultados do Projeto MAPEM – Monitoramento Ambiental em Atividades de Perfuração Exploratória Marítima, que foi financiado com recursos do Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural - FINEP/CTPETRO e do Instituto Brasileiro do Petróleo – IBP, e coordenado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Neste monitoramento ambiental, que objetivava avaliar os impactos ambientais do uso de fluidos de perfuração não aquosos, foram realizadas análises geológicas, químicas e biológicas em amostras de água e sedimento de dois poços exploratórios na Bacia de Campos: um em água rasa (200 m) e o outro em água profunda (900 m).

As características do plano de monitoramento ambiental permitem também a correlação com outros planos e programas desenvolvidos no âmbito dos estudos ambientais. Por fornecer informações sobre o comportamento e a poluição por óleo na área de estudo, o Plano de Monitoramento Ambiental pode ser usado em conjunto com o Plano de Controle de Poluição. Ao avaliar as condições ambientais durante improváveis situações de emergência, também pode ser usado para avaliar a eficiência das ações integrantes do Plano de Ação de Emergência. Além disso, o Programa de Treinamento pode se valer das informações do Plano de Monitoramento, com o intuito de avaliar a eficiência de suas ações (HABTEC, 2000).

Por fim, com o objetivo de descrever, interpretar e analisar a estrutura, o planejamento e a execução de um Plano de Monitoramento Ambiental, foi selecionado como estudo de caso o Plano de Monitoramento Ambiental da atividade de perfuração do Campo de Bijupirá, localizado na Bacia de Campos, cujos resultados, discussão e conclusão são apresentados no item 6 a seguir. As justificativas para a seleção desta área como estudo de caso foram descritas anteriormente no item 1 – Introdução.

## 6. MONITORAMENTO AMBIENTAL NO CAMPO DE BIJUPIRÁ

### 6.1. CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

Os Campos de Bijupirá e Salema foram descobertos em 1990 pela Petrobras, que posteriormente negociou os direitos de exploração com o consórcio formado pela Enterprise Oil do Brasil, Grupo Odebrecht e a própria Petrobras. Em maio de 2002, a Shell Brasil adquiriu a participação no projeto Bijupirá & Salema por meio da compra da Enterprise Oil e atualmente possui 80% de participação neste projeto, com os 20% restantes sendo participação da Petrobras.

O campo de Bijupirá localiza-se a uma distância de aproximadamente 145 Km a leste do município de Macaé, abrangendo uma região de 32,3 Km<sup>2</sup> e com uma lâmina d'água de cerca de 750 metros (Fig. 23). O campo de Salema, por sua vez, está localizado a oeste de Bijupirá, a uma distância aproximada de 140 Km de Macaé, em lâmina d'água de 450 a 650 metros de profundidade (Fig. 23).

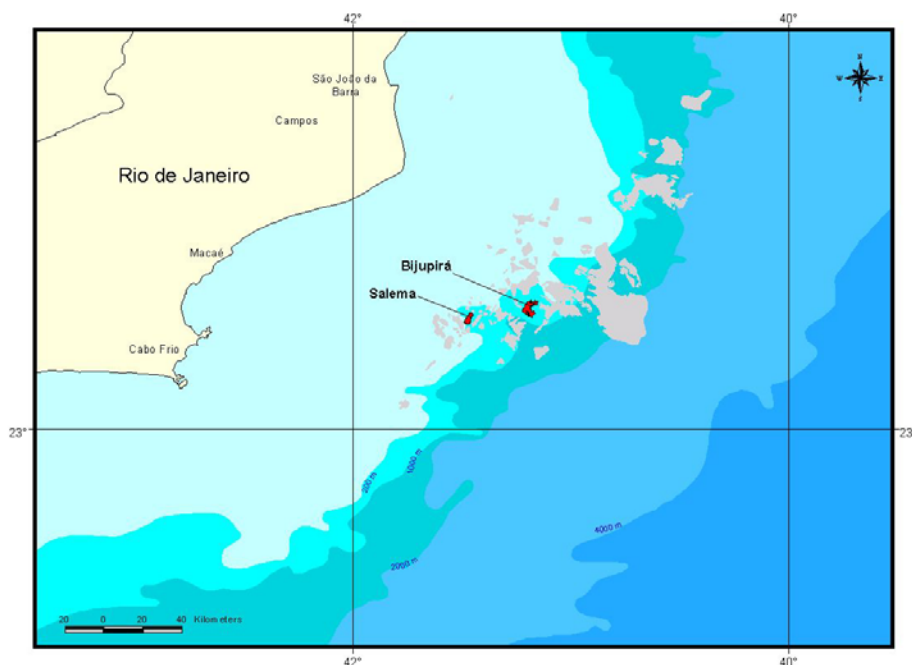


Figura 23. Mapa com a localização dos campos de Bijupirá e Salema.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

A produção de óleo e gás nestes campos começou em 1993, sob a forma de um Sistema de Produção Antecipada (SPA), e se estendeu até 1998

quando dados sobre o reservatório foram re-interpretados gerando um aumento na expectativa do volume das reservas. A partir desta constatação, houve a desmobilização do SPA e realizou-se uma reavaliação do plano de desenvolvimento dos campos (HABTEC, 2000).

Desta forma, era necessário então o planejamento e execução de nova etapa de perfuração, sendo necessário para tanto a obtenção da Licença Prévia para Perfuração - LPper. Com esta finalidade, foi concluído em 2000, pela empresa de consultoria HABTEC Engenharia Ambiental, um Relatório de Controle Ambiental (RCA) para o Projeto Bijupirá & Salema, que foi submetido ao IBAMA como requisito para obtenção da LPper. Após a aprovação do RCA e emissão da licença LPper nº028/2001, as novas atividades de perfuração tiveram início em 2002.

No campo de Bijupirá foram perfurados 11 poços, sendo 6 de produção, 4 de injeção e 1 poço abandonado, executados pela plataforma semi-submersível *Ocean Yorktown*. Nas atividades de perfuração foi usado um ponto denominado *Single Drilling Cluster* (SDC), a partir do qual foram perfurados todos os poços direcionais do campo, distribuídos em um raio de 60 m do centro do SDC (Fig. 24).

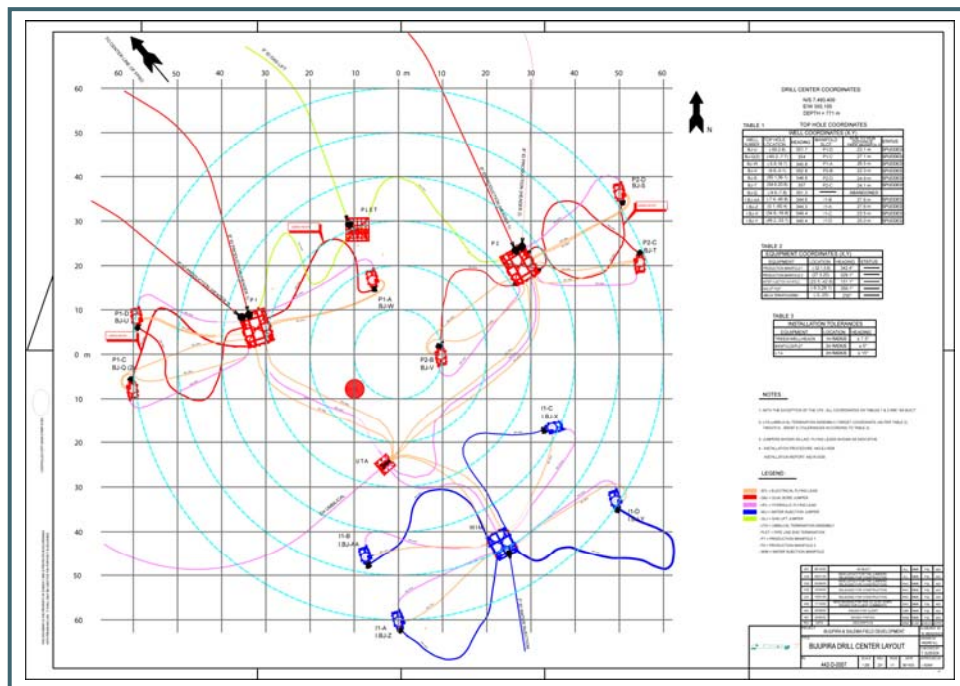


Figura 24. Estruturas de fundo do Campo de Bijupirá.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

A perfuração de cada um dos poços foi realizada em etapas, de modo a garantir um bom e seguro andamento da atividade. Na 1ª etapa, um tubo condutor de 30" foi colocado a uma profundidade de cerca de 30m abaixo do assoalho marinho e, em seguida, com broca de 17 ½" foi realizada a perfuração até cerca de 1.800m abaixo do assoalho, deixando o poço com inclinação inferior a 30° (Fig. 25). Nesta primeira etapa, a água do mar foi usada como fluido de perfuração, já que a litologia atravessada era constituída, em grande parte, de rochas argilosas pouco consolidadas.

Na 2ª etapa, realizada com o uso de BOP-*riser*, o diâmetro do poço passa a ser de 12 ¼" com inclinação de até 60° (Fig. 25). Nesta etapa foi utilizado um fluido de perfuração de base sintética, em vista da presença de uma matriz argilosa especial que absorveria um fluido a base de água. Paralelamente, perfurou-se um poço piloto para realização de perfilagem para avaliação das propriedades do reservatório. Ao término desta avaliação, o poço piloto foi cimentado e houve um desvio no poço de 12 ¼" para entrar no reservatório e perfurá-lo horizontalmente com 8 ½" de diâmetro com o uso de fluido de perfuração a base de água (Fig. 25), já que o arenito do reservatório foi atravessado. Após a perfuração, os poços foram completados e foram instalados os sistemas de prevenção de *blow outs* (Árvores de Natal molhadas).

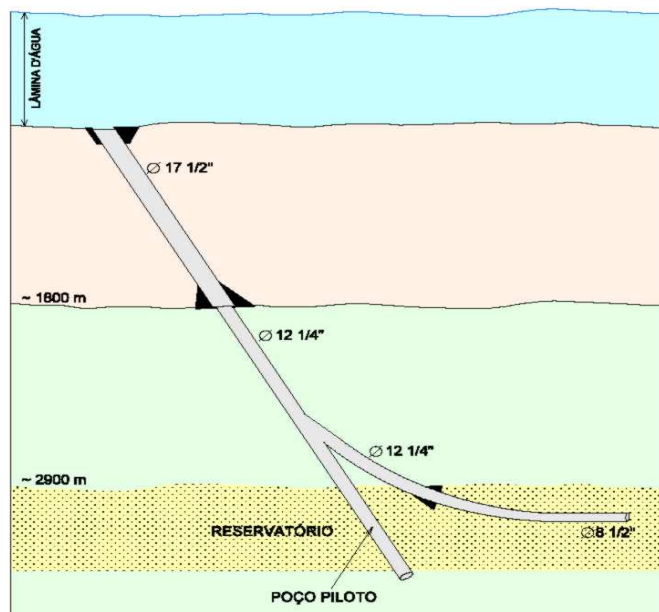


Figura 25. Perfuração em etapas no Campo de Bijupirá.  
Fonte: HABTEC (2000).

A produção de petróleo e gás no Campo de Bijupirá, que possui reserva estimada de aproximadamente 114 milhões de barris de petróleo relativamente leve (28° API) (site Offshore Technology), foi iniciada em 2003 e se estende até hoje, com produção diária de cerca de 40 mil barris de petróleo nos dois campos (site da Prefeitura Municipal de Macaé). A produção, armazenagem e transferência de petróleo e gás são feitas pela plataforma FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) Fluminense.

## **6.2. PLANO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO NO CAMPO DE BIJUPIRÁ**

O Relatório de Controle Ambiental (RCA) submetido ao IBAMA para a obtenção da LPper contemplou um conjunto de medidas de controle, mitigadoras e compensatórias para o Projeto Bijupirá & Salema, compreendendo os seguintes componentes: plano de comunicação social, plano de monitoramento ambiental, plano de controle da poluição, programa de educação ambiental, programa de treinamento e plano de desativação.

Dentre estas medidas, destaca-se o Plano de Monitoramento Ambiental (PMA), cujo objetivo geral foi fornecer subsídios para uma avaliação das eventuais alterações das características ambientais da área de influência das atividades de perfuração, tendo como indicadores ambientais a qualidade da água e a estrutura das comunidades planctônicas e bentônicas. Em termos de seus objetivos específicos, os seguintes pontos foram considerados (HABTEC, 2000):

- Caracterizar as condições ambientais antes, durante e ao término das atividades na região dos campos de Bijupirá e Salema;
- Contribuir para o conhecimento, até o momento não conclusivo, a respeito do comportamento e das alterações ambientais possivelmente decorrentes da utilização dos fluidos de perfuração de base sintética;
- Monitorar os potenciais impactos ambientais decorrentes das atividades de rotina da plataforma, bem como de eventuais situações de

emergência na área de influência, além de fornecer subsídios para a avaliação das ações do Plano de Ação de Emergência;

- Contribuir para a otimização dos demais planos e programas ambientais.

Paralelamente, o PMA teve como metas principais possibilitar ao término de trinta e um meses que se obtivessem as seguintes informações:

- Caracterização da qualidade da água e dos sedimentos na área de influência da atividade através de coletas de amostras e análises laboratoriais;
- Avaliação da estrutura das comunidades planctônicas e bentônicas na mesma região;
- Estabelecimento de registro de observação de cetáceos em rota de migração na região;
- Caracterização do comportamento dos fluidos sintéticos a serem utilizados no ambiente marinho.

Sendo assim, após a emissão da Licença Prévia para Perfuração pelo IBAMA, o Plano de Monitoramento Ambiental para as atividades de perfuração do Projeto Bijupirá & Salema foi posto em prática.

Para fins de estudo de caso nesta monografia, foi selecionado o Plano de Monitoramento Ambiental para o Campo de Bijupirá, realizado entre 2001 e 2004, que abrangeu os períodos anterior, concomitante e posterior às atividades de perfuração neste campo, visto o volume de dados disponíveis que propiciaram uma extensiva avaliação dos aspectos de interesse deste trabalho.

A empresa HABTEC Engenharia Ambiental Ltda. foi responsável pela 1ª campanha de amostragem e suas respectivas análises, enquanto a empresa de consultoria Analytical Solutions S.A. foi responsável pela execução das demais campanhas do PMA de Bijupirá.

Portanto, o Relatório Final de Avaliação do Plano de Monitoramento Ambiental do Campo de Bijupirá (Analytical Solutions, 2004) foi utilizado como



principal referência de consulta e suas características e resultados são descritos e discutidos neste capítulo, frente às diretrizes do seu respectivo TR (ELPN/IBAMA, 2000) e as propostas originais contidas no RCA e com foco em seu planejamento (definição de malha amostral, parâmetros a serem monitorados, frequência amostral, metodologias empregadas para coleta e análise), execução e resultados obtidos.

O primeiro ponto de análise da presente monografia se concentrou nas especificações do Termo de Referência nº 034 de 2000 do ELPN/IBAMA que serviu de orientador para os estudos que culminaram na elaboração do RCA. Um fato a ser destacado na análise deste documento é a superficialidade do seu conteúdo, que serve como diretriz para os aspectos e impactos ambientais que devem ser abordados no RCA. A fim de averiguar se esta superficialidade foi mantida nos TRs mais recentes destinados a atividades de perfuração ou se houve alterações ao longo do tempo, já que o TR em pauta data do ano de 2000, foi analisado um exemplo de termo de referência do ano de 2006 (CGPEG/IBAMA, 2006) e as necessárias comparações foram realizadas.

Através desta análise comparativa é percebido que não houve muitas mudanças no escopo do TR ao longo dos anos: os tópicos que devem constar no RCA são praticamente os mesmos, havendo a inclusão de poucos itens novos, como novas técnicas para elaboração de projetos cartográficos, modelagem da dispersão de óleo, cascalho e fluido de perfuração e estudo da possibilidade de ocorrência de zonas de alta pressão; exclusão de outros, como a descrição dos fluidos de perfuração e produtos químicos; e alteração de algumas denominações, como o plano de treinamento, contemplado no TR de 2000, que passou a ser chamado no TR de 2006 de plano de educação ambiental dos trabalhadores.

Porém, a diferença mais marcante é que o TR de 2006 é muito mais específico, muito mais detalhado, nas exigências do que deve ser abordado em cada tópico no RCA quando comparado ao documento de 2000. Além disso, o TR atual dá atenção maior aos aspectos ambientais, especificando mais critérios ambientais a serem avaliados, além de padronizar a forma de análise de certos tipos de parâmetros e até as unidades de medidas a serem empregadas.

Nos tópicos seguintes serão apresentadas e discutidas as alterações das premissas e diretrizes do plano original de monitoramento ambiental proposto no RCA do projeto Bijupirá e Salema (HABTEC, 2000), face ao que foi efetivamente executado ao longo das campanhas de monitoramento, bem como os resultados obtidos pelo monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá apresentados no relatório final da Analytical Solutions (2004).

### **6.2.1. PERIODICIDADE DAS AMOSTRAS**

No plano de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá foram realizadas amostragens de água do mar e sedimento em diferentes campanhas antes, durante e após o término das atividades de perfuração.

No plano originalmente proposto no RCA para o Campo de Bijupirá eram previstas 6 campanhas para coleta de amostras, que seriam iniciadas antes do início da atividade de perfuração, em junho de 2001, e terminariam em maio de 2003, 6 meses após o término da perfuração (Tab. III). Nas campanhas de 1 a 5 haveria coleta de água e sedimento e na 6ª campanha somente de sedimento (HABTEC, 2000).

Porém, na prática, foram realizadas 7 campanhas, definidas em diretriz interna da Enterprise Oil, com início em setembro de 2001 (antes do início da perfuração) e término em julho de 2004, cerca de 1 ano e meio após o término da perfuração (Tab. IV).

Além dessas 7 campanhas, foram realizadas 2 campanhas extras para coleta de sedimento com malha amostral distinta da realizada nas outras campanhas, realizadas para avaliar os altos teores de hidrocarbonetos encontrados no *background* local e os teores elevados de bário encontrados na 3ª campanha. A 1ª campanha extra foi realizada entre a 3ª e a 4ª campanhas e a 2ª campanha extra foi realizada durante a 4ª campanha, mas nem todos os pontos na 1ª campanha extra foram amostrados (Tab. IV).

Tabela III. Cronograma previsto no RCA para realização das campanhas no projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.

<b>Campanha</b>	<b>Data Prevista</b>	<b>Compartimento Monitorado</b>
1	Junho/2001 (antes do início da perfuração)	Água e sedimento
2	Outubro/2001 (durante a perfuração)	Água e sedimento
3	Fevereiro/2002 (durante a perfuração)	Água e sedimento
4	Abril/2002 (durante a perfuração)	Água e sedimento
5	Novembro/2002 (durante a perfuração)	Água e sedimento
6	Maio/2003 (após o término da perfuração)	Sedimento

Modificado de HABTEC (2000).

Tabela IV. Cronograma executado na realização das campanhas no projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.

<b>Campanha</b>	<b>Data de Realização</b>	<b>Compartimento Monitorado</b>
1	Setembro/2001 (antes do início da perfuração)	Água e Sedimento
2	Fevereiro/2002 (durante a perfuração)	Água e Sedimento
3	Agosto/2002 (durante a perfuração)	Água e Sedimento
Campanha-extra	Outubro/2002 (após o término da perfuração)	Sedimento
4 com Campanha-extra	Janeiro/2003 (após o término da perfuração)	Água e Sedimento Sedimento
5	Maio/2003 (após o término da perfuração)	Sedimento
6	Janeiro/2004 (após o término da perfuração)	Sedimento
7	Julho/2004 (após o término da perfuração)	Sedimento

Modificado de Analytical Solutions (2004).

## 6.2.2. MALHA AMOSTRAL

No projeto original proposto no RCA foram definidos 2 tipos de malha amostral: uma para coleta de água do mar e plâncton e uma para coleta de sedimento. A malha amostral para coleta de sedimento nas campanhas extras foi definida em diretriz interna da Enterprise Oil, após o início do PMA. Em todas as malhas houve alterações entre a malha definida no projeto do RCA e a malha efetivamente implantada, sendo que alterações deste tipo já eram previstas no projeto.

### Malha Amostral Planejada para Água do Mar e Plâncton

De acordo com o projeto, foram definidas 6 estações de coleta (Fig. 26), cujas distâncias em relação à plataforma de perfuração *Ocean Yorktown* foram determinadas com base no modelo de dispersão de cascalho resultante do processo de perfuração. Desta forma, 5 estações estariam posicionadas dentro de um raio de 200m, já que segundo a modelagem a maior distância alcançada pelo cascalho seria de cerca de 230 m. Além disso, as estações seriam posicionadas de acordo com a direção da corrente superficial predominante no momento da coleta, fator de grande influência na dispersão do cascalho.

Os pontos 1, 5 e 6 têm como objetivo indicar o padrão de dispersão do cascalho descartado em função das correntes predominantes no local; os pontos 2 e 4 visam gerar informações importantes em condição de calmaria, onde o padrão de transporte é mais difuso; por fim, o ponto 3 representa um ponto de controle.

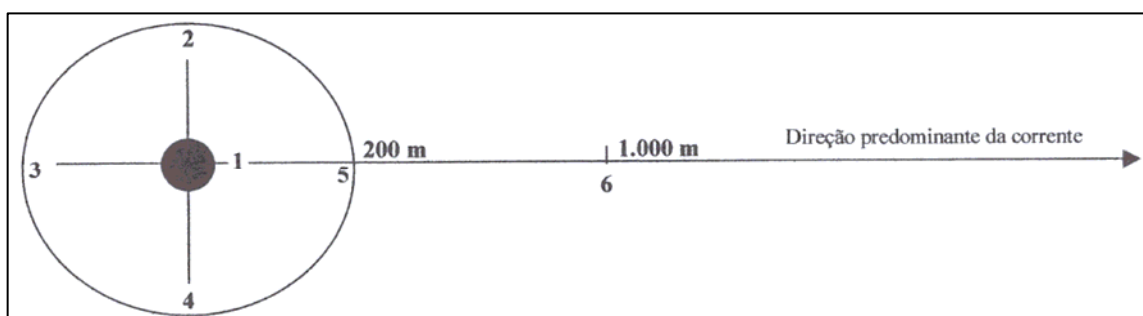


Figura 26. Malha amostral prevista no RCA para coleta de água e plâncton nas campanhas do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.

Fonte: HABTEC (2000).

Além dos pontos de coleta, também foram definidos em quais profundidades da coluna d'água as amostragens seriam realizadas. As duas profundidades selecionadas foram: sub-superfície (cerca de 10m de profundidade, visando a avaliação das comunidades planctônicas de grande eficiência fotossintética) e na base da termoclina, a ser definida com exatidão pelo perfil vertical de variação da temperatura medido por perfilador CTD (*Conductivity, Temperature and Depth*) durante as campanhas de amostragem e que geralmente não ultrapassa os 100 m de profundidade na zona do talude continental (por ser uma barreira de densidade à sedimentação de partículas, inclusive o cascalho, e por conter grande massa de fitoplâncton).

### **Malha Amostral Executada para Água do Mar e Plâncton**

Como demonstra a figura 27, a malha amostral efetivamente executada para coleta de água do mar e plâncton sofreu alterações na disposição dos pontos de coleta, mas manteve o número previsto de 6 pontos de amostragem. Além disso, a malha passou a ser fixa, ou seja, independente das correntes superficiais atuantes no momento da coleta, pois segundo o relatório consolidado de monitoramento as direções das correntes locais foram rapidamente alteradas, o que poderia mascarar os resultados (Analytical Solutions, 2004). A partir da 2ª campanha, as estações de coleta de água passaram a ser realizadas nas mesmas coordenadas das estações de coleta de sedimento.

As profundidades de coleta de água determinadas em projeto foram executadas somente na 1ª campanha. Nas 2ª, 3ª e 4ª campanhas foram realizadas coletas em sub-superfície e em uma profundidade fixa de 100m. A profundidade de 100m foi escolhida, segundo o relatório, pois a profundidade da base da termoclina normalmente não ultrapassa tal valor.

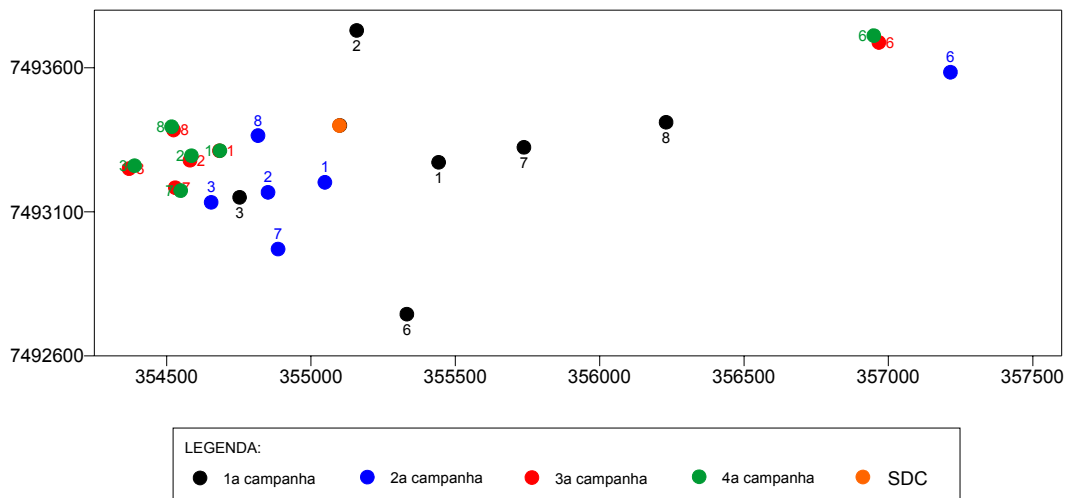


Figura 27. Malha amostral executada para coleta de água e plâncton nas campanhas do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

### **Malha Amostral Planejada para Sedimento**

De acordo com o projeto, a malha amostral para coleta de sedimento nas 7 campanhas (Fig. 28) deveria contar com 8 estações cujas posições foram definidas, assim como a malha amostral para água, com base na modelagem da dispersão e sedimentação de cascalho, além da posição do SDC e da direção e sentido das correntes predominantes no local.

Já a malha amostral para a coleta de sedimento nas 2 campanhas extras (Fig. 29) foi planejada, durante o PMA em documento interno da Enterprise Oil, de modo a conter 20 estações distribuídas em sua maioria ao longo de 6 transectos paralelos entre si, com distância de 100 a 200 m, com 3 a 4 estações cada, as demais servindo como estações de controle.

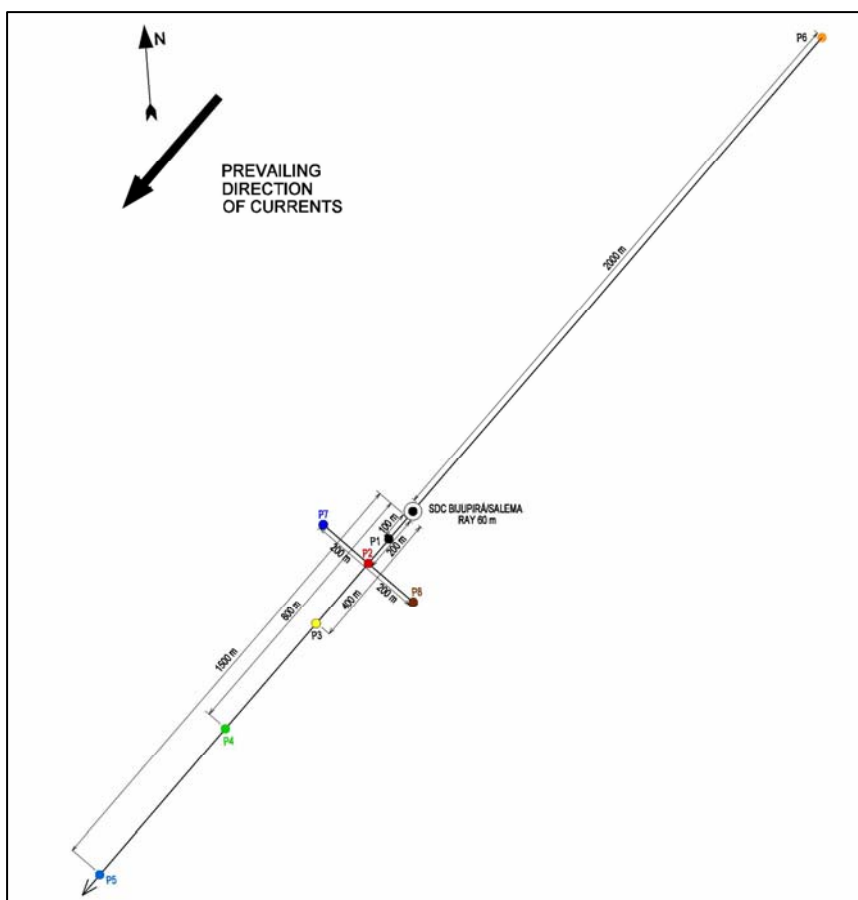


Figura 28. Malha amostral prevista no RCA para coleta de sedimento nas campanhas do plano de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
 Fonte: HABTEC (2000).

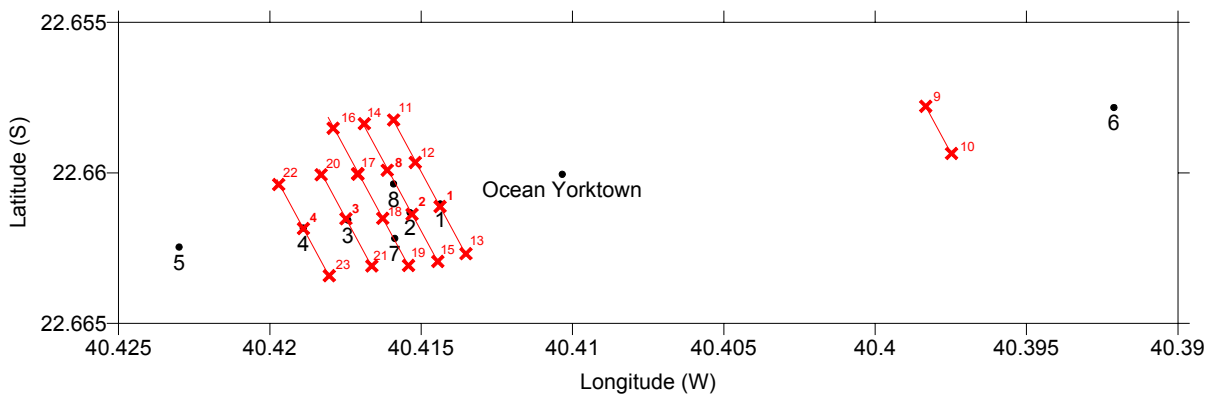


Figura 29. Malha amostral planejada durante o plano de monitoramento ambiental para coleta de sedimento nas campanhas extras no Campo de Bijupirá.  
 Fonte: Analytical Solutions (2004).

## Malha Amostral Executada para Sedimento

A malha executada para coleta de sedimento foi baseada na posição do SDC, de modo a garantir segurança durante as operações.

Na 1ª campanha foram usadas as distâncias entre as estações definidas em projeto, porém a angulação original (SW) foi alterada para WW-SW (Fig. 30), em função da presença de âncoras da plataforma no local.

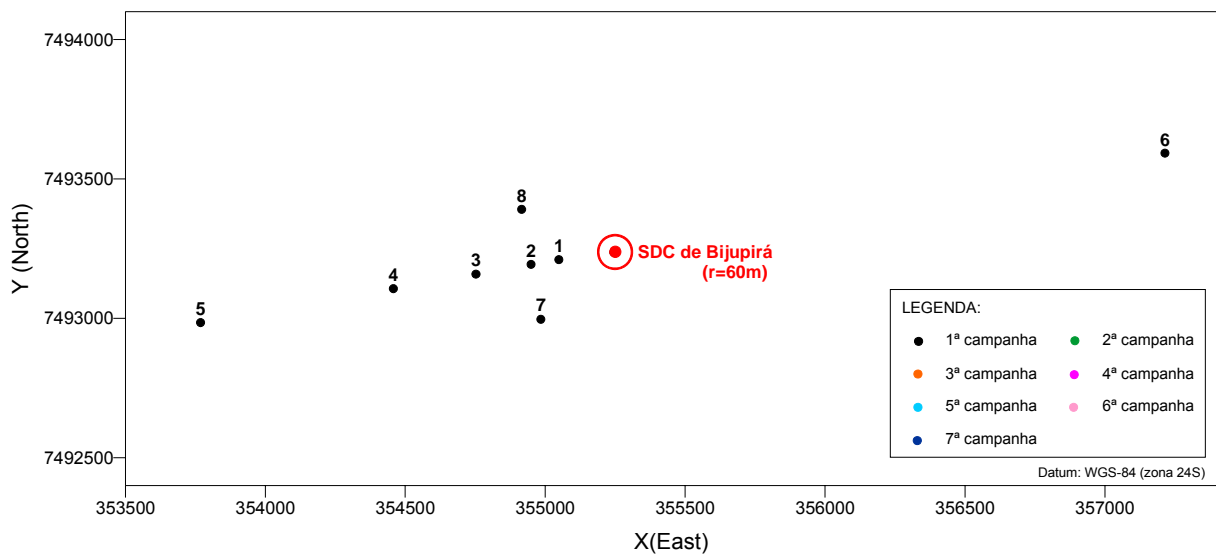


Figura 30. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 1ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

Na 2ª campanha houve uma tentativa de repetição da malha realizada na 1ª campanha, porém a distância entre as estações foi alterada (segundo o relatório, por questões de segurança), mantendo-se a angulação WW-SW da 1ª campanha (Fig. 31). Houve somente 3 estações coincidentes entre as duas primeiras campanhas: 4, 5 e 6.

Novas alterações nas distâncias entre as estações foram feitas na campanha 3 (novamente, segundo o relatório, por questões de segurança), mantendo-se a angulação WW-SW (Fig. 32). Para um posicionamento mais preciso dos pontos amostrados de sedimento, a partir desta campanha as amostragens foram feitas com *transponder* BEACON HPR 9 *channel* H7 da SONARDYNE fixo ao cabo do *box corer*.



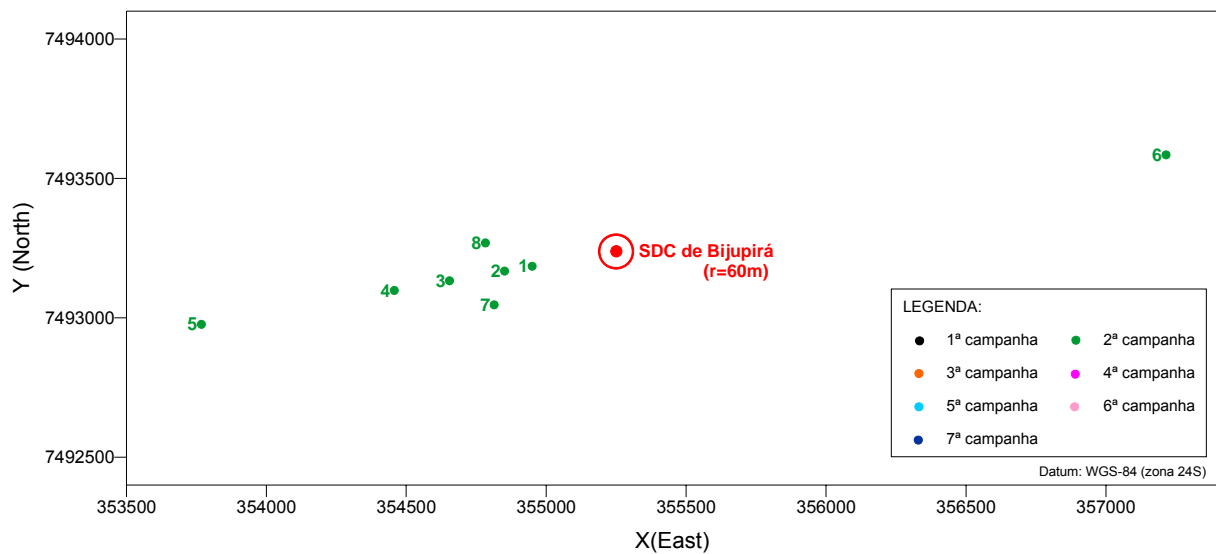


Figura 31. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 2ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
 Fonte: Analytical Solutions (2004).

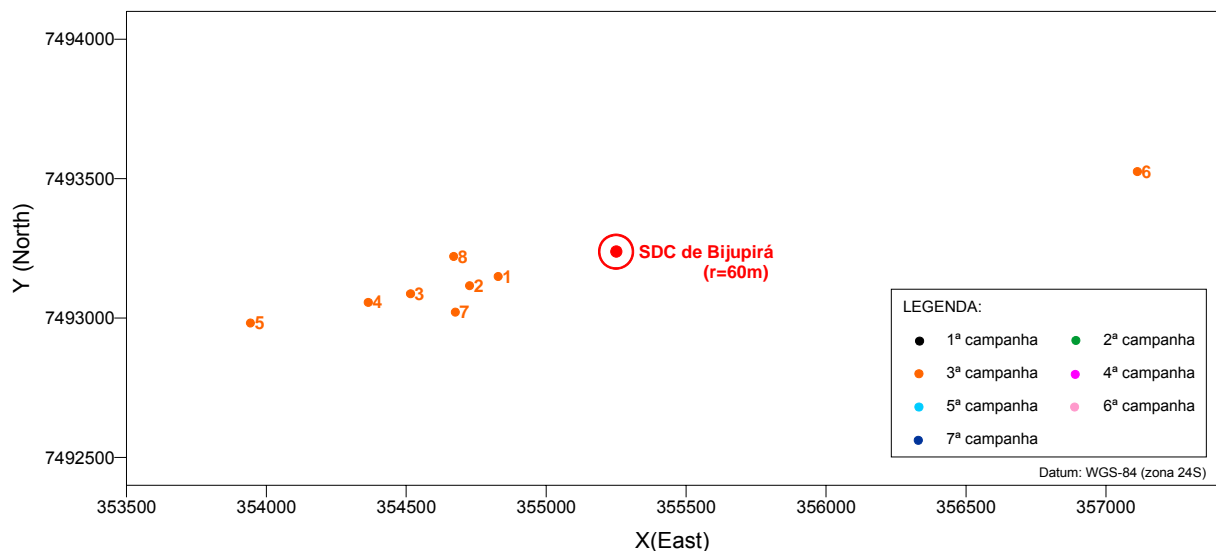


Figura 32. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 3ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
 Fonte: Analytical Solutions (2004).

A malha amostral usada nas 4ª e 5ª campanhas foi a mesma usada na 3ª campanha, com a mesma distância entre as estações e a mesma angulação (Figs. 33 e 34).

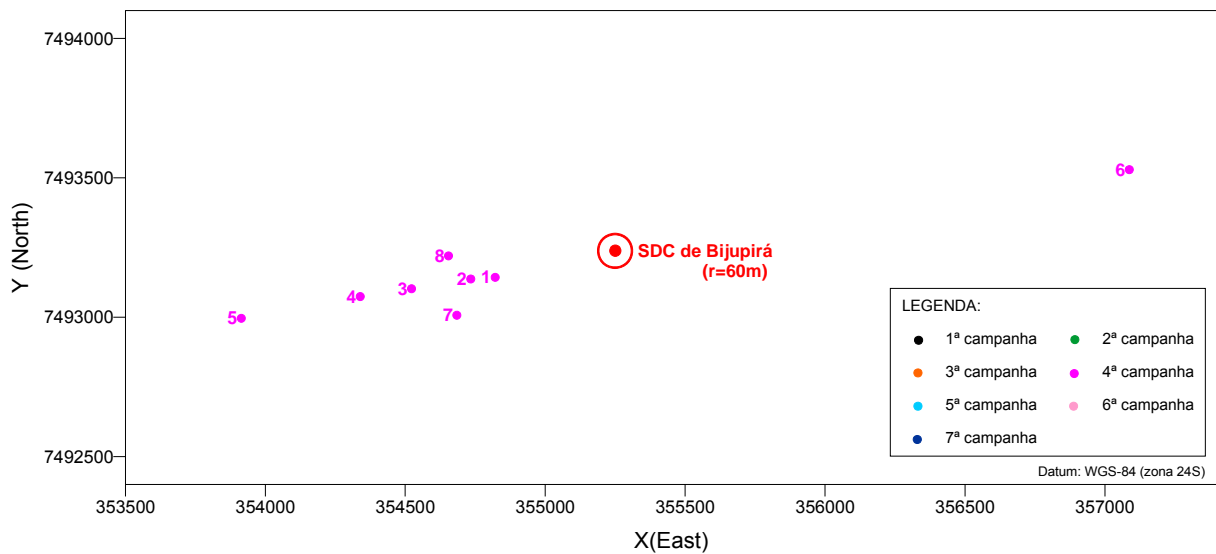


Figura 33. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 4ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

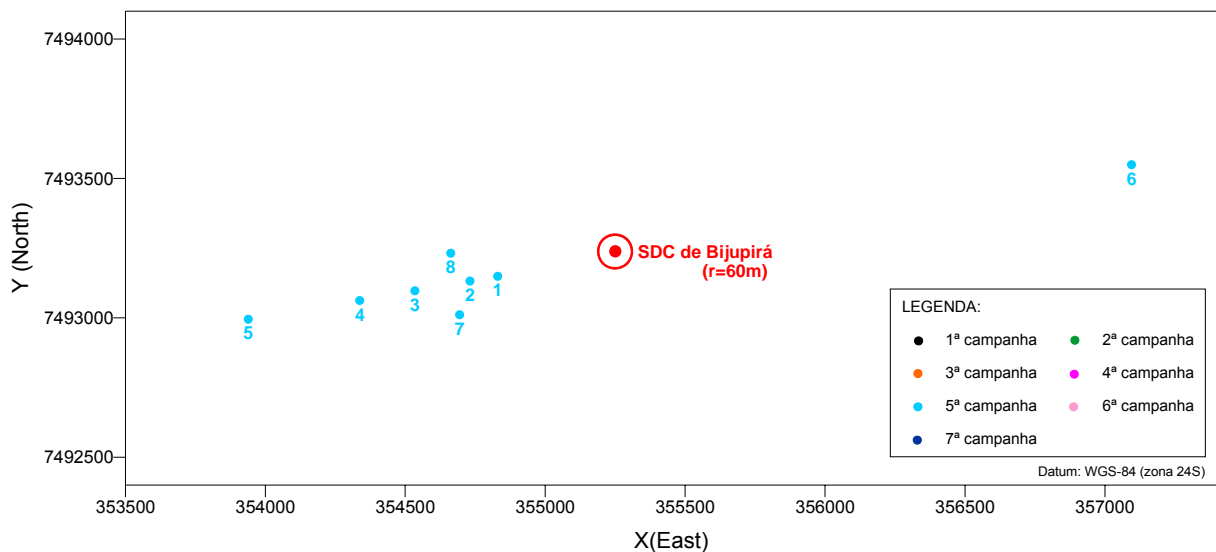


Figura 34. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 5ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

Na 6ª campanha, a malha amostral destoou de todas as outras malhas. A angulação usada foi W-SW (segundo o relatório, usada porque seria próxima à angulação proposta originalmente no projeto) e as distâncias entre as estações foram variadas: uma combinação das distâncias usadas nas campanhas anteriores (Fig. 35). Em função destas diferenças, somente uma

estação foi coincidente (estação 8 coincidiu com a estação 8 das campanhas 3, 4 e 5).

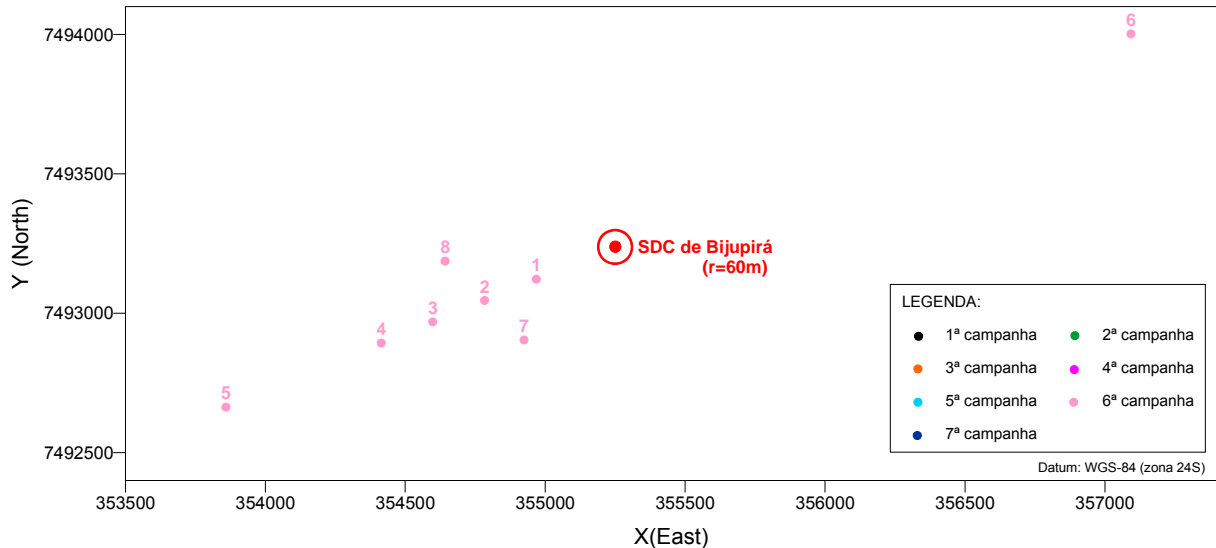


Figura 35. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 6ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.

Fonte: Analytical Solutions (2004).

Em função da discordância observada na 6ª campanha, a última campanha voltou a usar a mesma malha das campanhas 3, 4 e 5 (Fig. 36).

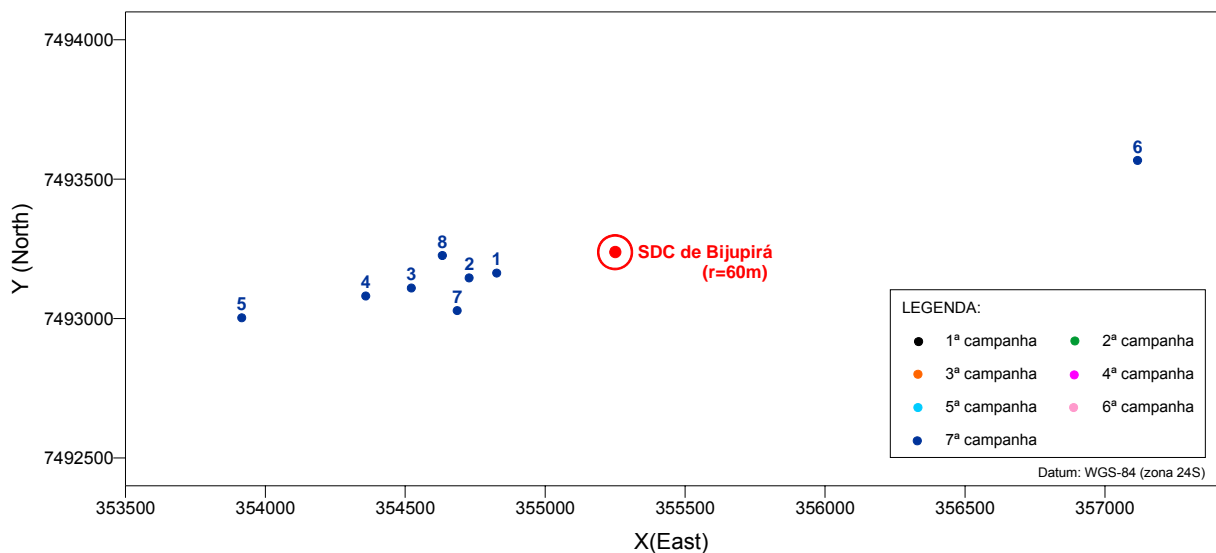


Figura 36. Malha amostral executada na coleta de sedimento da 7ª campanha do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.

Fonte: Analytical Solutions (2004).

O posicionamento das estações para a coleta de sedimento nas 2 campanhas extras (Fig. 37) também foi alterado em função da localização das âncoras da plataforma. As estações 1, 2, 3, 4, 7 e 8, usadas na malha amostral das campanhas de monitoramento, foram também usadas na malha das campanhas extras.

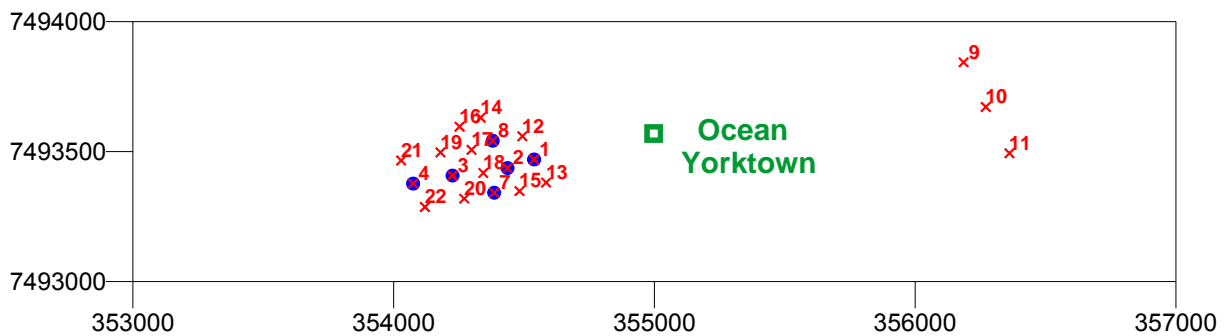


Figura 37. Malha amostral executada na coleta de sedimento das campanhas extras do projeto de monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

### 6.2.3. PARÂMETROS MONITORADOS

No programa de monitoramento ambiental, tanto parâmetros físico-químicos quanto bióticos foram analisados na água do mar e no sedimento ao longo das campanhas (Quadros I,II,III e IV).

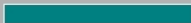
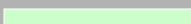

A previsão original contida no RCA envolvia um universo de parâmetros menor do que os efetivamente monitorados, em vista de diretrizes descritas no documento interno EOR-PLA-EV-006 da Enterprise Oil. Cabe ressaltar que também houve a inclusão de parâmetros que não estavam previstos neste documento interno.

Por outro lado, alguns parâmetros, tanto da água do mar quanto do sedimento, deixaram de ser coletados em todas as campanhas, o que dificulta uma avaliação temporal do seu comportamento local.

Quadro I. Comparação entre os parâmetros definidos em projeto e aqueles efetivamente implementados em cada campanha onde houve coleta de água do mar.

Compartimento/Parâmetro	EOR-PLA-EV-006	CAMPANHAS			
		1a campanha HABTEC	2a campanha AS	3a campanha AS	4a campanha AS
<b>PARÂMETROS FÍSICO-QUÍMICOS</b>					
CTD (temperatura e salinidade)		6 estações	1 estação (6)	1 estação (6)	1 estação (6)
correntometria		1 estação	1 estação (6)	1 estação (6)	1 estação (6)
<b>ÁGUA</b>					
transparência			6 estações	6 estações	6 estações
turbidez		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
OD		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
pH		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
nitrito		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
amônia		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
nitrito			6 estações	6 estações	6 estações
fosfato			6 estações	6 estações	6 estações
silicato			6 estações	6 estações	6 estações
fósforo total			6 estações	6 estações	6 estações
MPS/TSS		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
TDS		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
COD		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
Ba (Bário)		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
Cd (Cádmio)		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
Cr +3 (Cromo III)			6 estações	6 estações	6 estações
Cr +6 (Cromo VI)			6 estações	6 estações	6 estações
Cr total (Cromo total)		6 estações		6 estações	6 estações
Hg (Mercúrio)		6 estações		6 estações	6 estações
Cu (Cobre)		6 estações		6 estações	6 estações
Pb (Chumbo)		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
óleos e graxas		6 estações			
TPH			6 estações	6 estações	6 estações
PAH		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
clorofila a		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
clorofila b			6 estações	6 estações	6 estações
clorofila c			6 estações	6 estações	6 estações
divinil-clorofila a			6 estações	6 estações	6 estações
feofitina a		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações


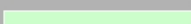

LEGENDA:		Parâmetro definido no EOR-PLA-EV-006
		Parâmetro analisado
		Parâmetro definido em projeto, mas não executado

Fonte: Analytical Solutions (2004).

Quadro II. Comparação entre os parâmetros definidos em projeto e aqueles efetivamente implementados em cada campanha onde houve coleta de plâncton.

Compartimento/Parâmetro	EOR-PLA-EV-006	CAMPANHAS			
		1a campanha HABTEC	2a campanha AS	3a campanha AS	4a campanha AS
<b>PLÂNCTON</b>					
fitoplâncton		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
zooplâncton		6 estações	6 estações	6 estações	6 estações
ictioplâncton			6 estações	6 estações	6 estações


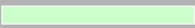

LEGENDA:		Parâmetro definido no EOR-PLA-EV-006
		Parâmetro analisado
		Parâmetro definido em projeto, mas não executado

Fonte: Analytical Solutions (2004).

Quadro III. Comparação entre os parâmetros definidos em projeto e aqueles efetivamente implementados em cada campanha onde houve coleta de sedimento.

Compartimento/Parâmetro	EOR-PLA-EV-006	CAMPANHAS						
		1a campanha	2a campanha	3a campanha	4a campanha	5a campanha	6a campanha	7a campanha
		HABTEC	AS	AS	AS	AS	AS	AS
<b>SEDIMENTO</b>								
COT		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Ba (Bário)		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Hg (Mercúrio)		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Cd (Cádmio)		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Cr +3 (Cromo III)		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Cr +6 (Cromo VI)		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Cr total (Cromo total)			8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Cu (Cobre)		8 estações			8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Pb (Chumbo)		8 estações			8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
MNCR (Mistura Complexa não resolvida)		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
PAH		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
TPH		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
granulometria		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
teor de carbonatos		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
matéria orgânica total		8 estações						
Bentos (macrofauna)		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
Bentos (meiofauna)					9 estações			9 estações
DQO		8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações	8 estações
toxicidade <i>Lytechinus variegatus</i>		4 estações		4 estações	4 estações	4 estações	4 estações	4 estações
toxicidade <i>Mysidopsis juniae</i>		4 estações		4 estações	4 estações	4 estações	4 estações	4 estações
biodegradabilidade		4 estações		4 estações	4 estações	4 estações	4 estações	4 estações

LEGENDA:		Parâmetro definido no EOR-PLA-EV-006
		Parâmetro analisado
		Parâmetro definido em projeto, mas não executado

Fonte: Analytical Solutions (2004).

Quadro IV. Indicadores ambientais avaliados, estações analisadas e quantidades de amostras coletadas de sedimentos nas campanhas extras.

Parâmetros	Estações	Amostras
TPH	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
n-Alcanos	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
16 HPA mais os alquilados	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Compostos polares, alifáticos e aromáticos	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Análise de semi-voláteis	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Varredura de voláteis	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Óleos e Graxas	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Teor de umidade	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Biomarcadores	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10 e 11	9
Teor de Carbono Orgânico	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Metais-traço biodisponíveis (Al, Sb, As, Ba, Cd, Pb, Co, Mn, Mo, Ag, Se, Cr <sup>+3</sup> , Cr <sup>+6</sup> , Cu, Fe, Hg, Ni, V e Zn)	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Metais-traço totais (Al, Sb, As, Ba, Cd, Pb, Co, Mn, Mo, Ag, Se, Cr <sup>+3</sup> , Cr <sup>+6</sup> , Cu, Fe, Hg, Ni, V e Zn)	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, e 22	20
Granulometria	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10 e 11	9
Bentos (meiofauna)	1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10 e 11	27

Fonte: Analytical Solutions (2004).

#### 6.2.4. AMOSTRAGEM E ANÁLISE DOS PARÂMETROS

Ao longo de todas as campanhas, foram realizadas: 9 perfilagens de CTD para obtenção de perfis de temperatura, salinidade e densidade; 4 correntometrias para determinação da velocidade das correntes em profundidades determinadas; 48 lançamentos de garrafas de Niskin para a coleta de amostras de água; 164 amostragens com *Box Corer* para coleta de sedimento; e 24 arrastos verticais de plâncton.

Para a análise dos diferentes parâmetros, tanto da água do mar quanto do sedimento e do plâncton, foram retiradas sub-amostras dos volumes totais coletados.

No caso da garrafa de Niskin, com capacidade de 10 L, foram retiradas sub-amostras para análise de: teor de oxigênio dissolvido, pH, turbidez, teor total de sólidos dissolvidos (TDS), nutrientes, amônia, sólidos totais em suspensão (TSS), pigmentos clorofilianos, identificação de espécies de fitoplâncton (microplâncton), hidrocarbonetos, metais e carbono orgânico total dissolvido (COD).

Ao chegar à superfície, o sedimento coletado por *Box Corer*, de área de boca de 0,25 m<sup>2</sup>, teve retirada sua água sobrenadante e em seguida separadas as sub-amostras do sedimento para análise granulométrica, de hidrocarbonetos, metais, demanda química de oxigênio (DQO), zoobentos, ensaios de biodegradabilidade, toxicidade aguda com *Mysidopsis juniae* e toxicidade crônica com *Lytechinus variegatus*. Especificamente para a análise do zoobentos, foram realizadas amostragens em triplicata, através do lançamento do *Box Corer* três vezes na mesma estação.

O zooplâncton e o ictioplâncton foram coletados através de arrastos verticais com rede cilíndrica cônica de 200 µm de malha. A rede contava com um fluxômetro analógico para avaliação do volume de água filtrada.

Além da amostragem de sedimento, água e plâncton, houve também nas 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> campanhas a coleta de amostras do fluido de perfuração, após sua passagem pela tela de separação, para a realização de testes de toxicidade e biodegradabilidade.

Após a retirada das sub-amostras, cada uma delas foi rotulada, preservada (quando necessário) e armazenada (Anexo B) de acordo com os parâmetros a serem analisados. Em seguida, em laboratório e, em alguns casos, no próprio campo, foram realizadas as análises dos parâmetros estudados, conforme descrito no Anexo B.

Dentre os parâmetros previstos no documento interno EOR-PLA-EV-006 da Enterprise Oil, a medição da transparência da água com Disco de Secchi só pode ser realizada uma vez em função das fortes correntes locais.

### **6.2.5. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Os resultados obtidos através da análise dos parâmetros monitorados no Campo de Bijupirá ao longo das campanhas foram apresentados individualmente no Relatório Consolidado do Projeto de Monitoramento Ambiental (Analytical Solutions, 2004). De acordo com as descrições apresentadas em tal relatório, os resultados foram agrupados, no presente trabalho, em três principais conjuntos: parâmetros que apresentaram concentrações abaixo do limite de detecção em todas ou na maioria das campanhas; parâmetros cujas concentrações não apresentaram variações significativas ao longo das campanhas e os parâmetros cujas concentrações variaram significativamente ao longo das campanhas. Neste último grupo, todas as discussões e observações pertinentes relativas a tais variações serão apresentadas.

#### **6.2.5.a. Parâmetros Que Não Foram Detectados**

Dentre os parâmetros físico-químicos analisados na água do mar, somente os metais-traço tiveram concentrações abaixo do limite de detecção. Cromo VI ( $\text{Cr}^{+6}$ ) e mercúrio (Hg) não foram detectados em nenhuma das quatro campanhas de coleta de água, enquanto bário (Ba) e cromo III ( $\text{Cr}^{+3}$ ) foram detectados, respectivamente, em uma e duas das campanhas, mas ambos



com valores abaixo do limite estabelecido na resolução CONAMA 20<sup>10</sup> (1986) para águas salinas. Já o cádmio (Cd), cobre (Cu) e cromo total (Cr<sub>total</sub>), detectados em uma das campanhas, e o chumbo (Pb), detectado em duas campanhas, apresentaram valores superiores aos limites da citada resolução.

Nas análises de sedimento, os metais estrôncio (Sb), arsênio (As), molibdênio (Mo), prata (Ag) e selênio (Se), analisados durante as campanhas extras, estavam presentes em concentrações abaixo do limite de detecção.

#### **6.2.5.b. Parâmetros Que Não Apresentaram Variações Significativas**

Dentre os parâmetros físico-químicos analisados na água do mar, total de sólidos dissolvidos (TDS), turbidez, oxigênio dissolvido (OD), pH e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) não apresentaram variações significativas nas concentrações ao longo das campanhas. Os quatro primeiros parâmetros apresentaram valores dentro dos limites da resolução CONAMA 20 (1986) e os HPAs apresentaram valores semelhantes aos encontrados em outras áreas na Bacia de Campos.

Dentre os parâmetros físico-químicos analisados no sedimento, o teor de Cr<sup>+3</sup>, carbono orgânico total (COT), as características sedimentológicas e o teor de carbonato também não apresentaram grandes variações temporais. Além disso, os valores encontrados e, no caso das características sedimentológicas, o perfil encontrado, também estavam de acordo com os valores estabelecidos.

Quanto aos parâmetros bióticos analisados, de acordo com o relatório, os componentes do plâncton (fitoplâncton, zooplâncton, ictioplâncton) não sofreram variações estruturais ao longo das campanhas de monitoramento.

---

<sup>10</sup> Até o ano de 2004, período no qual foi realizado o monitoramento do Campo Bijupirá, vigorou a Resolução CONAMA nº 20/86 que foi revogada pela Resolução CONAMA nº 357/05, atualmente em vigor, que dispõe sobre a classificação de corpos d'água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece condições e padrões para o lançamento de efluentes. Portanto, os resultados obtidos no monitoramento foram comparados aos padrões da resolução vigente na época de sua realização.

### 6.2.5.c. Parâmetros Que Apresentaram Variações Significativas

Todos os parâmetros físico-químicos restantes: sólidos totais em suspensão (TSS), carbono orgânico total dissolvido (COD), teor de hidrocarbonetos totais (TPH), nutrientes e pigmentos clorofilianos, analisados em amostras de água da água do mar, e TPH, HPA, bário (Ba) e demanda química de oxigênio (DQO), analisados em amostras de sedimento, apresentaram significativas variações temporais.

Dos parâmetros bióticos, os componentes do bentos (macro e meiofauna bentônica) exibiram variações estruturais ao longo das campanhas.

#### Parâmetros Físico-Químicos da Água do Mar

O perfil de sólidos totais em suspensão (TSS), definido como o conjunto de partículas em suspensão filtradas por uma malha de um determinado tamanho, geralmente 45 $\mu$ m (Mobley, 2004, *apud* Arruat *et al.*, 2005), ao longo das quatro campanhas, indica valores maiores de TSS nas 1<sup>a</sup> e 2<sup>a</sup> campanhas, com posterior redução nas 3<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> campanhas (Fig. 38).

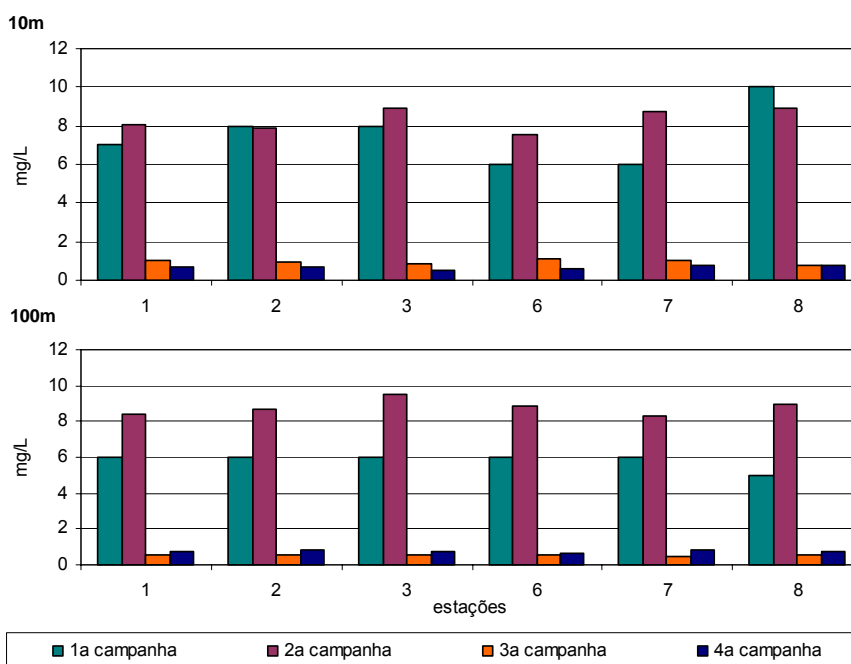


Figura 38. Variação de sólidos totais em suspensão (TSS) nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá.

Fonte: Analytical Solutions (2004).

O COD apresentou seus maiores valores nas 3<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> campanhas (Fig. 39). Segundo o relatório, variações deste tipo não necessariamente estão relacionadas à atividade realizada na área, já que a coluna d'água é dinâmica.

Para as concentrações de TPH nas amostras de água, definido como a soma dos hidrocarbonetos lineares saturados, mistura complexa não resolvida (MCNR) e aromáticos, o perfil apresentado indica picos de concentração na 2<sup>a</sup> campanha e teores inferiores nas 3<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> campanhas (Fig. 40). Na 1<sup>a</sup> campanha as concentrações ficaram abaixo do limite de detecção. De acordo com o relatório, os valores encontrados são semelhantes à de outras áreas encontradas na Bacia de Campos. Na 2<sup>a</sup> campanha foram utilizados nas atividades de perfuração tanto o fluido de base aquosa quanto o fluido sintético, o que explica o aumento da concentração de TPH, já que os fluidos sintéticos, apesar de serem menos agressivos ao ambiente do que os fluidos de base oleosa, ainda sim são constituídos por substâncias oleosas produzidas a partir do petróleo (Araújo, 2005).

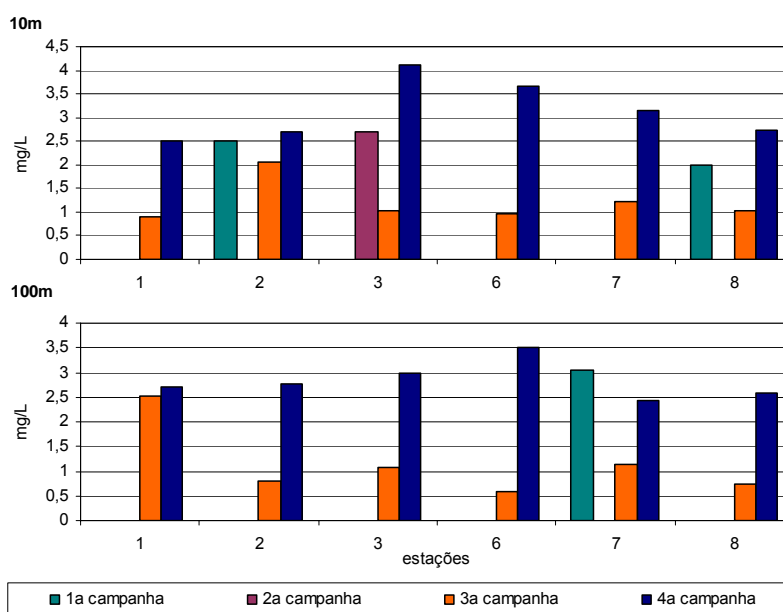


Figura 39. Variação dos teores de carbono orgânico total dissolvido (COD) nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá.

Fonte: Analytical Solutions (2004).

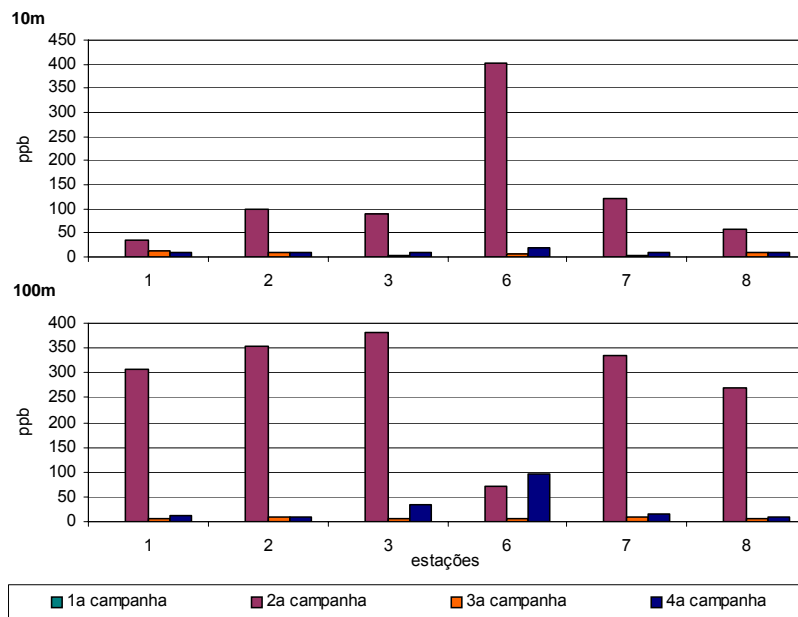


Figura 40. Variação dos teores de TPH nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá. Fonte: Analytical Solutions (2004).

Na comparação entre os resultados obtidos para nutrientes (nitrito, nitrato, amônia, fósforo total e fosfato), segundo o relatório não houve a inclusão dos resultados da primeira campanha em função da diferença entre o grau de resolução usado na análise desta campanha e o das campanhas seguintes. Na maioria dos nutrientes, as concentrações encontradas na profundidade de 100 m eram inferiores do que as concentrações, de um mesmo nutriente, a uma profundidade de 10 m, o que determinaria um perfil de água oligotrófica para a região (Figs. 41, 42, 43 e 44). Quanto à variação temporal, o aumento da concentração de nutrientes na água pode ocorrer em função, por exemplo, do crescimento populacional, do aumento da demanda de fertilizantes sintéticos e da utilização de combustíveis fósseis (MAPEM, 2004). Observa-se que as maiores concentrações de todos os nutrientes ocorrem na 2ª campanha, com exceção ao nitrato que tem seu pico na 3ª campanha.

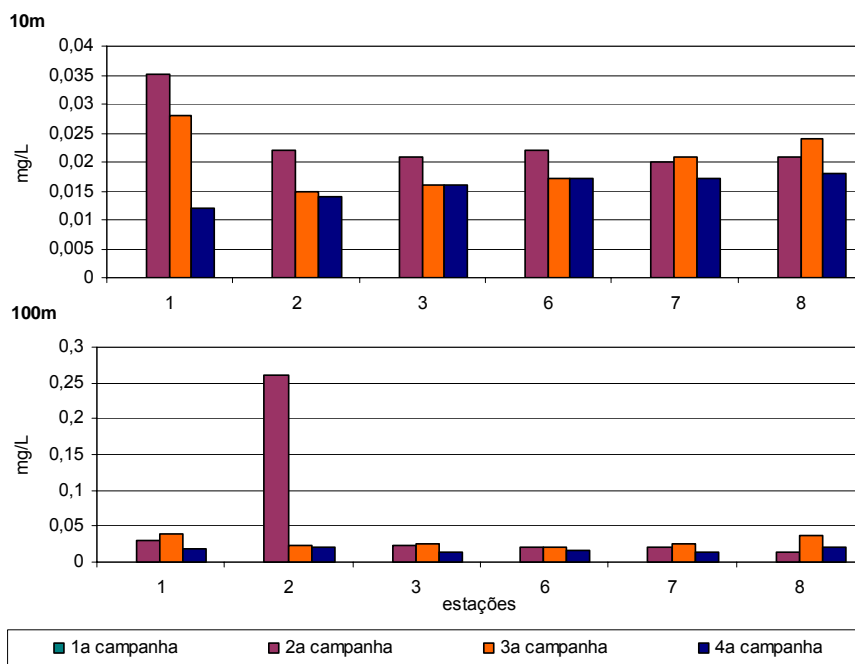


Figura 41. Variação dos teores de nitrito nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá. Fonte: Analytical Solutions (2004).

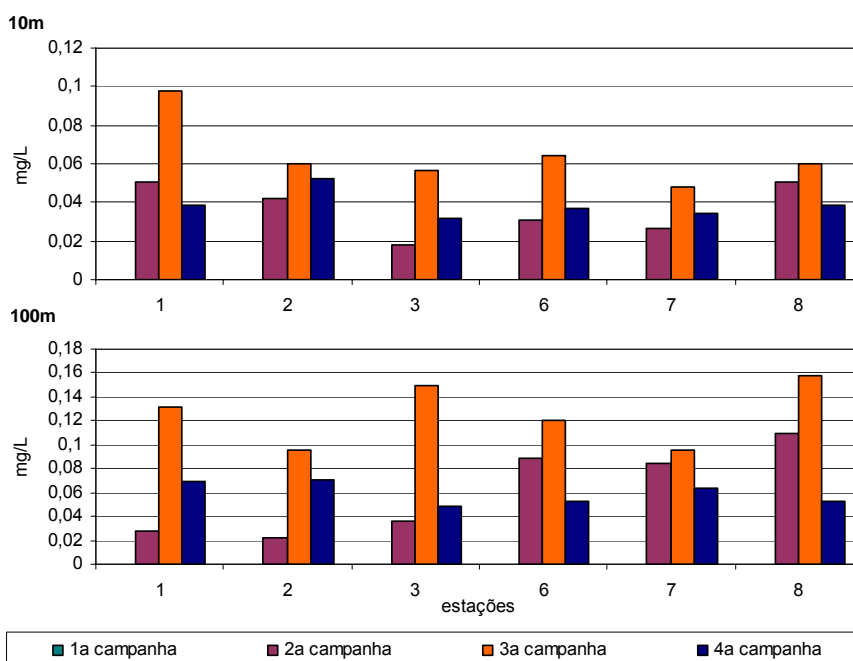


Figura 42. Variação dos teores de nitrato nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá. Fonte: Analytical Solutions (2004).

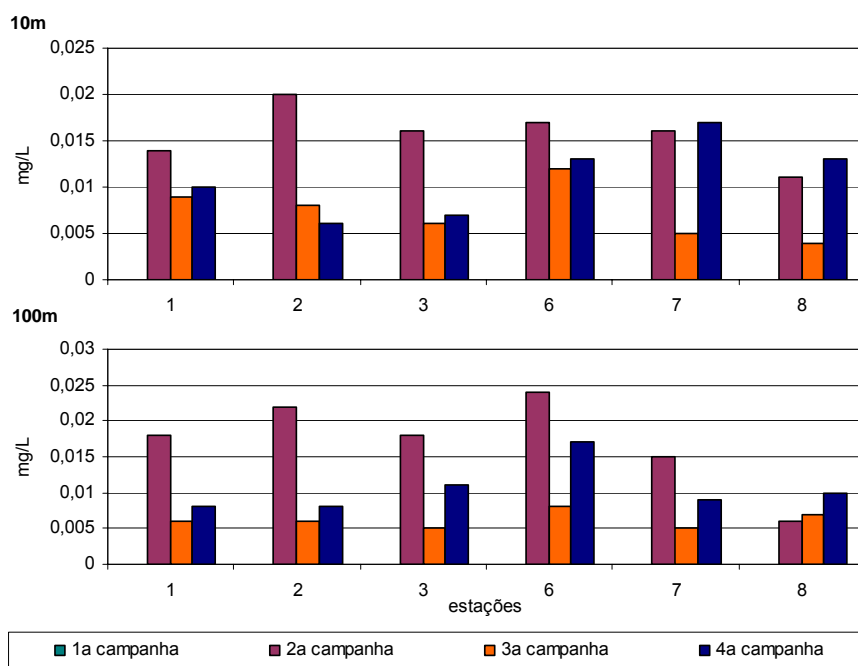


Figura 43. Variação dos teores de amônia nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá. Fonte: Analytical Solutions (2004).

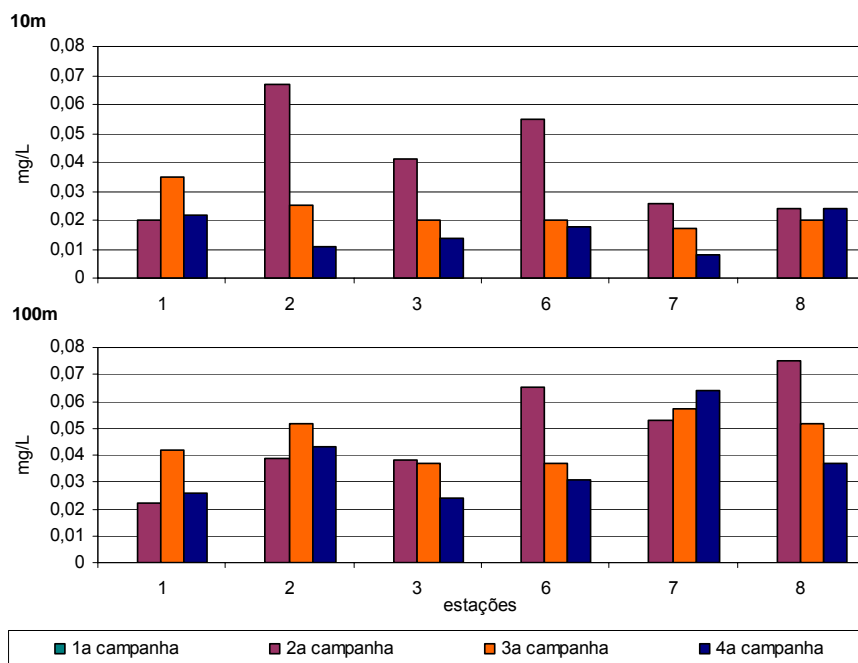


Figura 44. Variação dos teores de fosfato nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá. Fonte: Analytical Solutions (2004).

Em geral, as amostras das 2ª e 4ª campanhas foram as que apresentaram as maiores concentrações de clorofila a (Fig. 45), b, c e feofitina a, enquanto as campanhas 1 e 3 apresentaram os menores teores. De acordo com o relatório, houve diferenças na coleta e análises da 1ª campanha em relação às outras campanhas e, portanto, seus resultados não devem ser considerados. Ainda segundo o relatório, os baixos valores encontrados na 3ª campanha podem ser associados a variações nas massas d'água dominantes nesta campanha, o que afetaria a produção primária local.

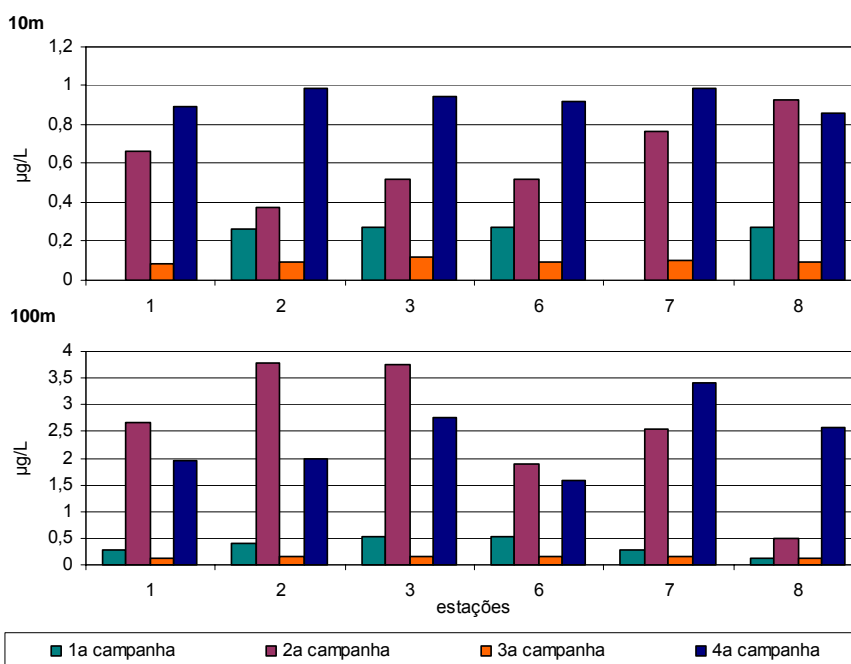


Figura 45. Variação das concentrações de clorofila a nas amostras de água obtidas em dois diferentes estratos da coluna d'água em cada uma das quatro campanhas de monitoramento realizadas no Campo de Bijupirá. Fonte: Analytical Solutions (2004).

### Parâmetros Físico-Químicos do Sedimento

O perfil de TPH no sedimento indica que os maiores teores ocorreram nas 6ª e 7ª campanhas (Fig. 46). Apesar dos valores encontrados serem elevados, avaliações realizadas anteriormente ao início das atividades de perfuração já indicavam teores altos de TPH no sedimento (*background* local). Além disso, o incremento de TPH nas últimas campanhas parece estar relacionado ao aumento de MCNR e diminuição das parafinas, resultante da

degradação de hidrocarbonetos, como demonstram os perfis cromatográficos obtidos.

Os valores encontrados para HPAs no sedimento foram semelhantes aos encontrados anteriormente para o *background*, sendo ainda inferiores a de outras áreas de exploração de petróleo na Bacia de Campos (Fig. 47). O perfil de HPA indica um pico na estação 2 da 4ª campanha. A poluição do ambiente marinho com HPAs está associada, particularmente a fontes terrestres, como descarte de efluentes domésticos e industriais e aporte fluvial, bem como a derrames acidentais de óleo associados a operação de navios e plataformas de produção. Desta forma, não se justificaria a presença de concentrações elevadas de HPAs na área do Campo de Bijupirá, acima dos baixos valores encontrados (menores que 100 ppb) os quais são proporcionais aos verificados em outras regiões marinhas não impactadas por hidrocarbonetos.

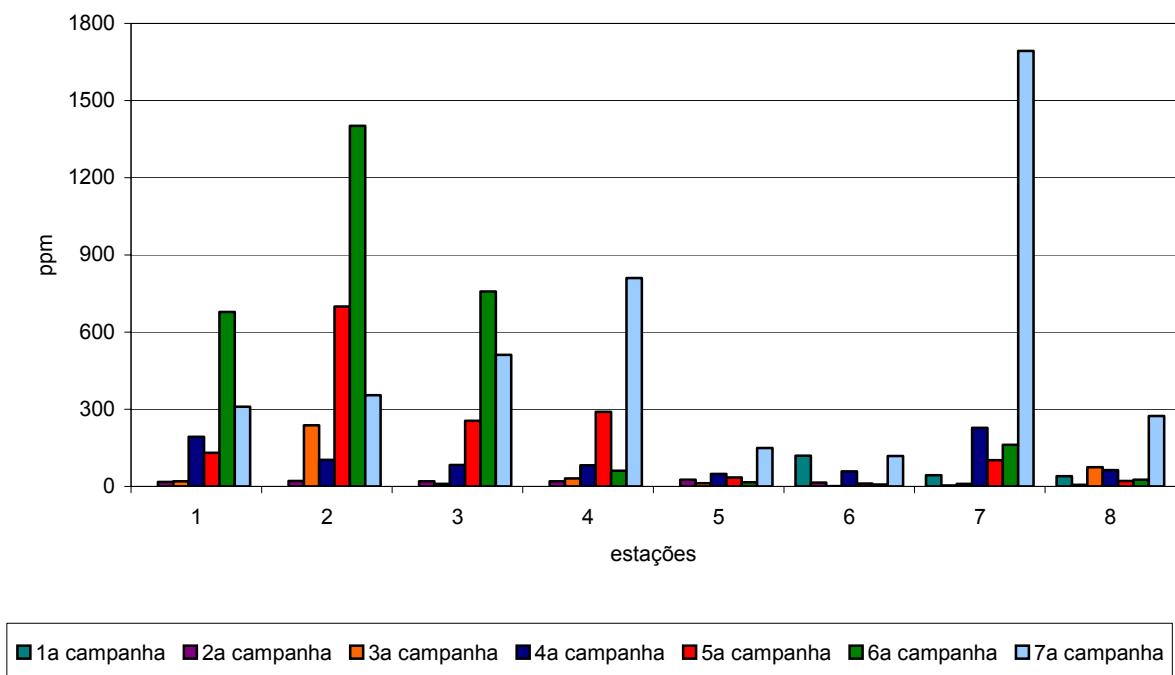


Figura 46. Variação dos teores de TPH encontrados nas oito estações de coleta de sedimento nas sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima.

Fonte: Analytical Solutions (2004).



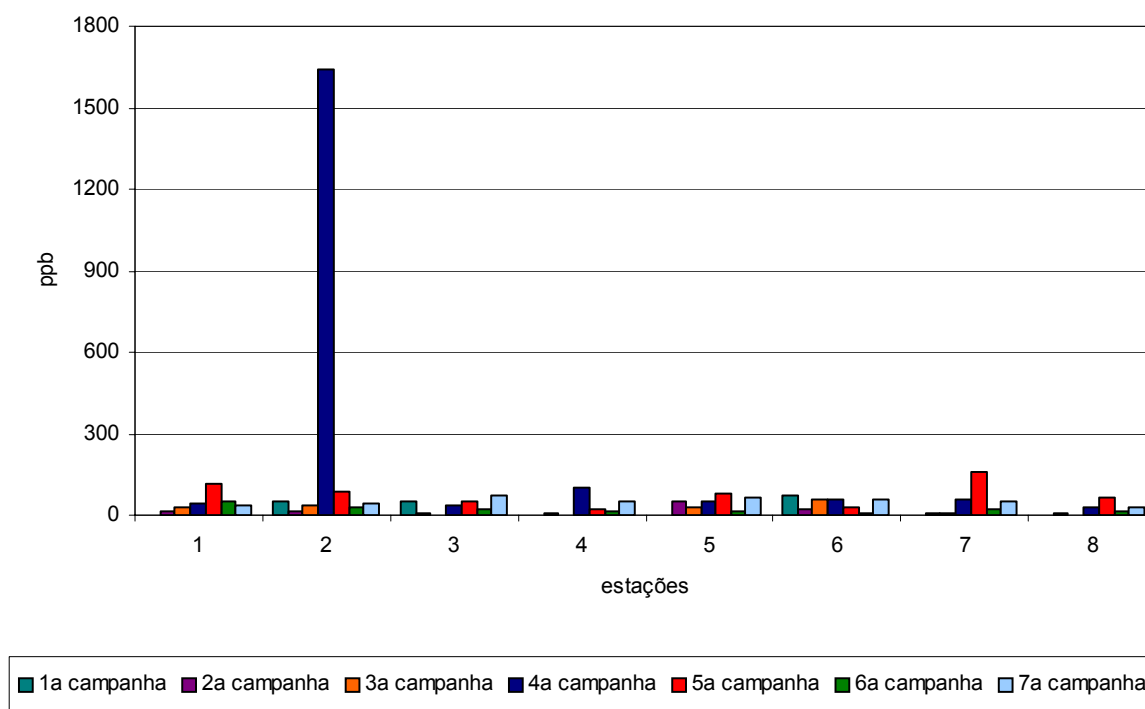


Figura 47. Variação dos teores de HPAs encontrados nas oito estações de coleta de sedimento em cada uma das sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima. Fonte: Analytical Solutions (2004).

Dentre os metais analisados no sedimento, somente o Ba apresentou grande variação dos seus teores desde a 1ª campanha até a última (Fig. 48). Apesar da variação, os valores encontrados estavam dentro da faixa esperada. O aumento do Ba está diretamente relacionado ao uso de barita ( $BaSO_4$ ) durante a perfuração. Seria esperado que as estações mais próximas ao poço de petróleo (estações 1, 2 e 3) tivessem as maiores concentrações de Ba no sedimento, o que em parte é confirmado. Porém, até mesmo a estação 5, que teoricamente confirmaria a ausência do cascalho, com base na modelagem, apresentou um aumento na concentração deste metal.

A demanda química de oxigênio (DQO), apresentou uma significativa variação, especialmente nas três últimas campanhas (Fig. 49). Há um aumento na 5ª e 6ª campanhas, indicando grande concentração de matéria orgânica e baixo teor de oxigênio, provavelmente relacionados a uma origem natural e não antrópica, considerando-se a distância da linha de costa e de outras plataformas *offshore*.

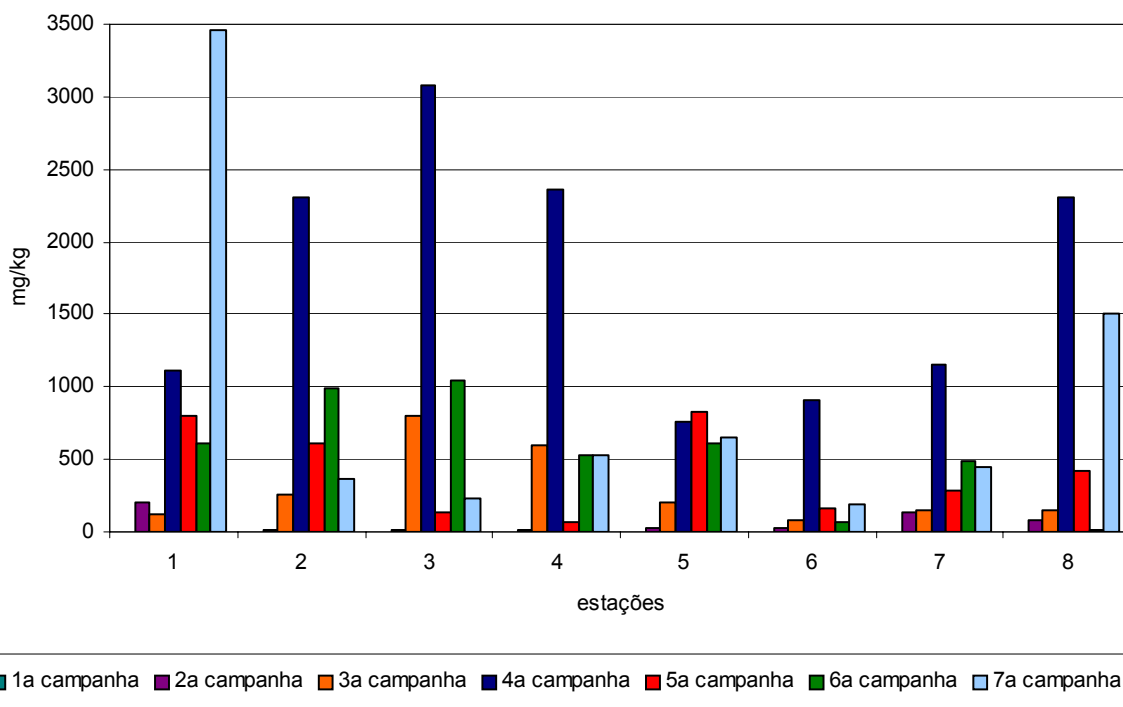


Figura 48. Variação dos teores de bário encontrados nas oito estações de coleta de sedimento nas sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima. Fonte: Analytical Solutions (2004).

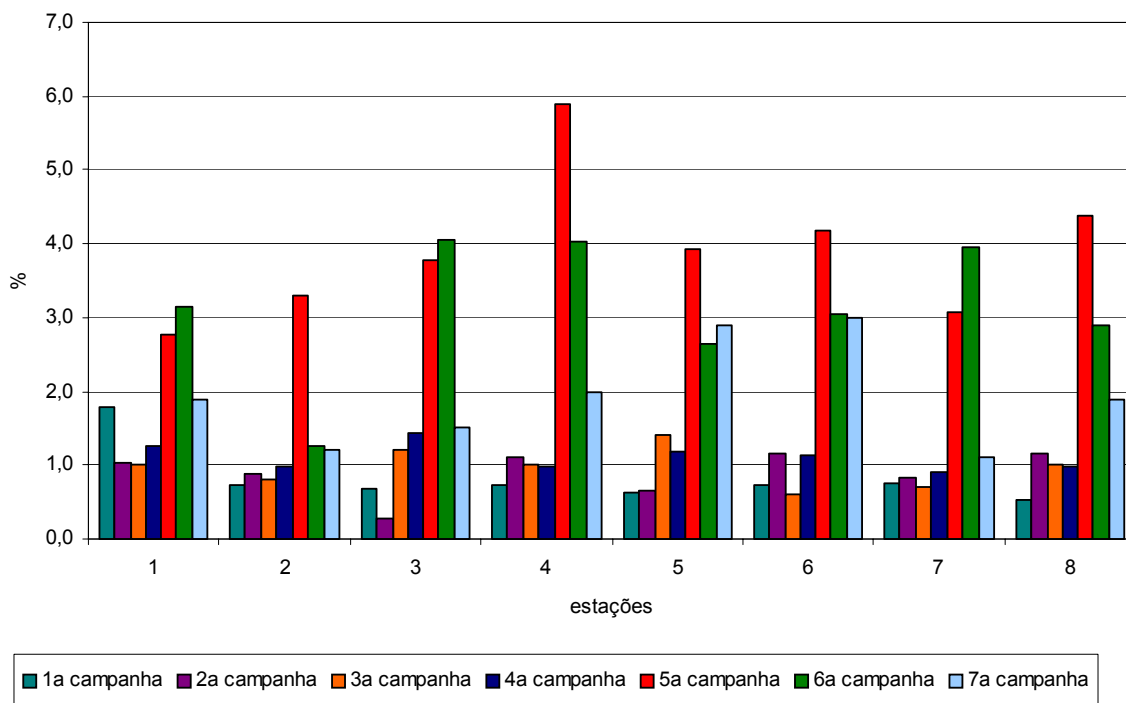


Figura 49. Variação da demanda química de oxigênio (DQO) no sedimento das oito estações de coleta de sedimento nas sete campanhas já realizadas no Campo de Bijupirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima. Fonte: Analytical Solutions (2004).

A análise dos compostos alifáticos (saturados), aromáticos e polares, em amostras do sedimento nas campanhas extras, indicou que na primeira campanha extra havia a predominância de um dos tipos de compostos em determinadas estações: mais de 50% de participação dos compostos alifáticos em 7 estações, mais de 20% de compostos aromáticos em outras 3 estações e mais de 70% de compostos polares nas 8 estações restantes. Já na segunda campanha extra, os compostos polares predominaram em todas as estações.

Já os teores de TPH analisados nas campanhas extras apontam uma diminuição das concentrações desde a primeira campanha extra até a segunda campanha extra.

Comparando-se os valores de MCNR encontrados nas campanhas com os valores encontrados nas campanhas extra, fica evidente que as maiores concentrações foram encontradas na primeira campanha extra.

Os biomarcadores triterpanos e esteranos foram analisados nas amostras que apresentavam os maiores teores de MCNR, para indicar a origem dos hidrocarbonetos presentes no sedimento e assim determinar se estes hidrocarbonetos estão realmente associados à atividade de perfuração no Campo de Bijupirá. Através do uso de biomarcadores, puderam evidenciar que, pelo menos uma parte dos hidrocarbonetos presentes no sedimento é oriunda de óleos de origem árabe, não relacionado à atividade em Bijupirá.

O efeito da biodegradação dos hidrocarbonetos foi medido através da razão n-C18/Phy e também cromatografia a gás. Através da razão n-C18/Phy foi observado que os sedimentos analisados em todas as campanhas apresentavam hidrocarbonetos mais biodegradados do que aqueles observados nos cascalhos. Com a cromatografia a gás, foi detectada a contribuição dos hidrocarbonetos do fluido de perfuração para o sedimento marinho em Bijupirá, através da comparação entre o cromatograma da terceira campanha e o cromatograma do fluido, sendo que em todas as outras campanhas posteriores também foram identificadas a mesma interferência no sedimento por hidrocarbonetos do fluido de perfuração (porém hidrocarbonetos mais biodegradados).

Os teores da soma dos 16 HPA foram altos na primeira campanha extra, enquanto na segunda campanha extra houve uma diminuição da concentração

de HPA totais e não foram detectados compostos pertencentes aos 16 HPA prioritários.

Na primeira campanha extra, somente foram detectados os seguintes compostos voláteis: 1,1-dicloroetano, clorofórmio, benzeno, tolueno, 1,1,2-tricloroetano, etilbenzeno, m,p-xilenos e o-xileno, sendo que na segunda campanha extra não foram detectados compostos voláteis no sedimento.

Dentre os metais analisados nas campanhas extras que apresentaram concentrações detectáveis e variáveis (Al, Ba, Pb, Co, Mn, Cr<sup>+3</sup>, Cu, Fe, Ni, V e Zn), a grande maioria apresentou biodisponibilidade inferior à 10% no meio marinho, com exceção de valores de biodisponibilidade encontrados na primeira campanha extra para: bário (16,4%), cromo III (48,9%) e níquel (68,7%). Nos três casos, na segunda campanha extra não mais foram detectadas frações biodisponíveis de tais metais. Em relação aos metais supracitados, não é possível fazer uma análise mais detalhada de uma possível variação temporal, já que a maioria deles foi somente analisada nas duas campanhas extras.

### **Parâmetros Bióticos**

De acordo com as análises, a macrofauna bentônica exibiu a diminuição da densidade total ao longo das campanhas nas estações 1, 2 e 4 e também a dominância de poliquetas em estações mais próximas do poço ao longo das campanhas (Fig. 50). Além disso, houve também a diminuição da riqueza ao longo das campanhas. De acordo com o relatório, tais alterações não podem ser atribuídas exclusivamente à atividade de perfuração, já que podem também estar associadas a flutuações naturais da própria comunidade. Entretanto, as estações mais próximas ao poço foram as que apresentaram maiores variações, o que poderia estar associado ao acúmulo de maiores quantidades de cascalho de perfuração nas proximidades do poço.

Ainda de acordo com o relatório, as amostras da 7ª campanha apresentariam características semelhantes as da 1ª campanha. Desta forma, se as mudanças observadas na macrofauna bentônica fossem em grande parte

derivada da atividade de perfuração, talvez os valores observados na 7ª campanha já fossem reflexo de uma recuperação da comunidade na área após o término da perfuração.

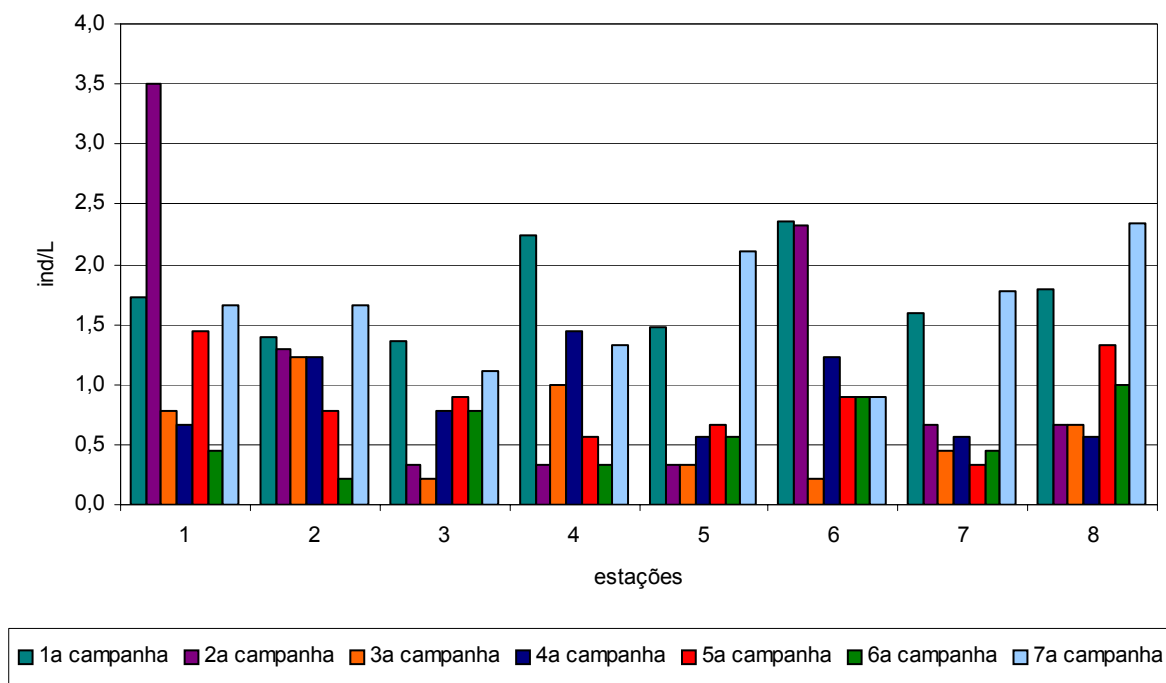


Figura 50. Variação da densidade total (DTEST; ind/L) da macrofauna bentônica nas oito estações de coleta de sedimento em cada uma das sete campanhas realizadas no Campo de Bijuipirá para o Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima. Fonte: Analytical Solutions (2004).

A meiofauna bentônica, ao contrário dos outros parâmetros do sedimento, só foi amostrada em três campanhas: campanha extra, 4ª campanha e 7ª campanha. Baseando-se nessas campanhas, foi observada uma grande variação da densidade total entre campanhas (Fig. 51), enquanto a densidade específica e a riqueza variaram pouco (embora seus valores fossem inferiores aos encontrados na literatura). Além disso, os grupos de maiores abundância relativa foram Nematoda, seguido de Copepoda e Polychaeta.

Houve a diminuição dos grupos taxonômicos coletados ao longo dessas campanhas. De acordo com o relatório, em função da falta de estudos sobre a meiofauna na área, a possibilidade de variabilidade natural da comunidade deve também ser considerada. Também, assim como as variações da macrofauna bentônica, poderiam estar associadas ao acúmulo de cascalho

sobre o substrato marinho. De acordo com MAPEM (2004), o aumento em áreas de perfuração de nemátodos e copépodos, grupos superficiais do meiobentos e típicos de sedimentos grosseiros, podem continuar até a desagregação dos cascalhos na área de impacto.

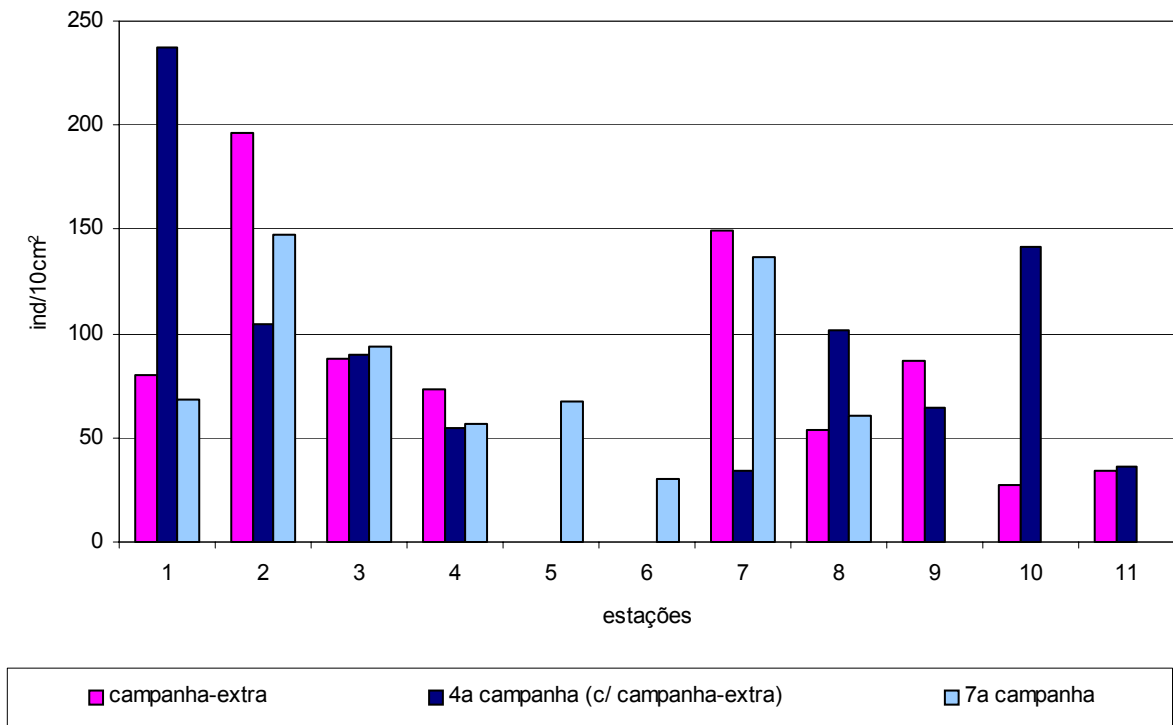


Figura 51. Densidade total da meiofauna (ind/10cm<sup>2</sup>) nas oito estações de coleta de sedimento em cada uma das sete campanhas realizadas no Campo de Bijupirá.  
Fonte: Analytical Solutions (2004).

Na avaliação dos outros parâmetros bióticos (toxicidade aguda e crônica e biodegradabilidade) a 2ª campanha não apresenta seus resultados, já que nesta campanha não houve coleta de amostras para tais análises.

A avaliação da toxicidade com *Lytechinus variegatus* demonstrou que não houve incremento da toxicidade do sedimento ao longo do projeto, sendo que nas 4ª e 5ª campanhas o elutriado do sedimento não apresentou efeito crônico sobre os embriões. Tal efeito, que foi detectado na 1ª campanha, foi detectado novamente na 6ª campanha.

A avaliação da toxicidade com *Mysidopsis juniae* indicou que em nenhuma das campanhas o elutriado do sedimento apresentou efeito agudo.

Na avaliação da biodegradabilidade, todas as amostras de sedimento na 1ª campanha foram consideradas não biodegradáveis após 28 dias de ensaio. A partir da 3ª campanha, já que na 2ª não houve coleta de amostras, todas as amostras foram consideradas biodegradáveis após 1-2 dias, exceto uma amostra durante a perfuração e outra na 7ª campanha.

Os testes de toxicidade e biodegradabilidade realizados com os fluidos de perfuração indicaram que o fluido de base aquosa KCl / Clay Hydratation Supressor / Claytrol permaneceu não tóxico ao *Mysidopsis juniae* após sua utilização, não apresentando toxicidade crônica para *Lytechinus variegatus* nem biodegradabilidade após 28 dias de exposição no ambiente marinho. Já o fluido de base sintética VASSA-LP90 apresentou efeitos agudos para *Mysidopsis juniae* na concentração de 333.024 ppm da FPS (com CL50 superior ao limite de 30.000 ppm estabelecido pela EPA), nas condições de teste, sendo considerado não tóxico após sua utilização quando comparado com os valores teste encontrados para a elaboração do RCA.

## 7. CONCLUSÃO

A comparação entre o Plano de Monitoramento Ambiental das atividades de perfuração efetivamente executado no Campo de Bijupirá, contido no Relatório Consolidado das 7 campanhas de amostragens (Analytical Solutions, 2004), com as diretrizes contidas no Termo de Referência – TR nº 034 de 2000 e com o plano de monitoramento originalmente planejado no RCA (HABTEC, 2000), pode nos apontar algumas particularidades.

Chamam atenção as alterações sofridas no plano de monitoramento ambiental executado no Campo de Bijupirá, quando comparado ao plano previsto. Cronograma de execução do plano, malha amostral, parâmetros amostrados: todos esses itens sofreram grandes mudanças, seja no seu conteúdo ou na forma de execução. Apesar do RCA prever alterações na execução do plano de monitoramento ambiental, o plano de monitoramento planejado demonstra uma simplificação excessiva na idealização desses pontos.

Uma dessas alterações é a mudança, a partir da 2ª campanha, da malha amostral para coleta de água do mar: passou a ser realizada nas mesmas coordenadas da malha amostral para coleta de sedimento. Não implantar a malha amostral de coleta de água planejada no projeto, que se baseava na modelagem de dispersão do cascalho, é uma decisão bastante discutível do ponto de vista de um monitoramento ambiental. Apesar de essa estratégia reduzir o tempo gasto na coleta de amostras de sedimento e água e o custo da operação, numa coluna d'água de aproximadamente 750m a dispersão e a sedimentação do cascalho não ocorre verticalmente ao longo da coluna.

Na análise dos documentos anteriormente citados, foi notada a superficialidade do TR consultado, no que diz respeito às exigências e detalhamento dos procedimentos a serem seguidos na elaboração do estudo ambiental, no caso, o RCA. Essa falta de consistência técnica pode deixar lacunas para o empreendedor em pontos cruciais no desenvolvimento de seus estudos.

Os resultados do Plano de Monitoramento Ambiental do Campo de Bijupirá indicaram a existência de 3 blocos de parâmetros analisados com tipos



distintos de comportamentos entre si: o primeiro bloco, cujos parâmetros apresentaram concentrações abaixo do limite de detecção usado nas análises; o segundo bloco, onde os parâmetros apresentaram concentrações detectáveis, mas com variações pequenas ao longo das campanhas e o terceiro bloco, dos parâmetros que apresentaram variações significativas de concentrações ao longo das campanhas.

Esses resultados ou comportamentos podem, de certa forma, ser relacionados à importância destes parâmetros como indicadores das alterações ambientais causadas pela atividade de perfuração no Campo de Bijupirá. Os parâmetros que não foram detectados, metais-traço na água do mar e alguns metais no sedimento, não foram bons indicadores dos efeitos da atividade e, portanto, não deveriam continuar a ser monitorados ao longo das campanhas. As pequenas variações nas concentrações, observadas em alguns parâmetros que foram detectados, provavelmente não estão relacionadas aos efeitos da atividade de perfuração e sim a flutuações naturais.

Já os parâmetros que exibiram variações significativas na concentração, especialmente hidrocarbonetos e metais no sedimento e macro e meiofauna bentônica, são os parâmetros cujas variações estão potencialmente associadas a alterações causadas pela atividade no Campo de Bijupirá.

Uma dificuldade encontrada para a análise temporal e espacial do comportamento dos parâmetros monitorados foi a não sobreposição das estações de amostragem. Na malha amostral usada na coleta de água do mar, das 4 campanhas realizadas, somente as 3ª e 4ª campanhas tiveram as estações de coleta em pontos coincidentes. Na malha amostral de coleta de sedimento o mesmo problema: das 7 campanhas realizadas, apenas as 3ª, 4ª, 5ª e 7ª campanhas podem ser comparadas diretamente, pelo mesmo motivo da malha da água do mar.

No âmbito do processo de licenciamento ambiental como um todo, algumas observações devem ser feitas.

Em consulta ao relatório da primeira campanha (antes da perfuração) do Projeto de Monitoramento Ambiental da perfuração do poço BJ-B (HRT-Petroleum, 2006), poço localizado no Campo de Bijupirá e controlado pela Shell Brasil, observa-se grande semelhança não só entre a caracterização

ambiental do local, como também entre os resultados encontrados neste relatório de 2006 e os descritos no presente trabalho. Desta forma, como sugerido por Schaffel (2002), o processo de licenciamento ambiental no Brasil seria agilizado, sem a perda de qualidade, se os estudos ambientais aprovados pelo ELPN pudessem ser usados no licenciamento de blocos vizinhos, desde que estes possuíssem as mesmas características ambientais dos blocos licenciados anteriormente.

Essa alternativa inclusive auxiliaria no enfraquecimento da chamada “indústria” da elaboração dos estudos ambientais, que de acordo com Bronz (2005) vem crescendo desde 1986 e apresenta ainda, segundo a autora, um ponto crítico: o fato de as empresas de consultoria, responsáveis pela elaboração dos estudos ambientais, serem contratadas pelo empreendedor. Tal fato influenciaria no conteúdo dos estudos, já que uma empresa de consultoria que elabora estudos ambientais cujas avaliações de impacto atestem a inviabilidade ambiental de um empreendimento não terá muitas chances no mercado (Bronz, 2005).

Em relação às exigências do ELPN feitas para a confecção do estudo ambiental, algumas podem ser questionadas e devem ser reavaliadas. Para a solicitação da investigação da contaminação de óleo no sedimento e alterações no bentos, o órgão exige a coleta de enormes volumes de sedimentos em uma área relativamente pequena. No monitoramento ambiental do Campo de Bijupirá, por exemplo, foram feitas 164 amostragens de *Box Corer* ao longo das campanhas de monitoramento, impactando sobremaneira o ecossistema, se comparado às próprias influências das estruturas de fundo associadas às atividades de perfuração.

Para que melhorias na estruturação e na elaboração dos Planos de Monitoramento Ambiental sejam alcançadas, no sentido de permitir ajustes pertinentes, seja na malha amostral, nos parâmetros monitorados ou em outras questões associadas, é fundamental a cooperação entre o órgão regulador e o empreendedor. Assim, através da troca mútua de conhecimentos e experiências, as proposições podem ser julgadas, podendo ser adotadas ou rejeitadas.

Concluindo, visto que os impactos ambientais sempre estarão associados às atividades da indústria do petróleo, é de importância vital que haja um constante aperfeiçoamento do arcabouço legal que rege a manutenção da qualidade ambiental ao mesmo tempo em que haja uma efetiva integração dos setores responsáveis, tanto governamental quanto privado, para que o equilíbrio entre a E&P do petróleo e a conservação ambiental seja alcançado.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABREU, V.K.M. 2002. **Licenciamento ambiental do petróleo**. Monografia de Bacharelado. Faculdade de Direito. Universidade Cândido Mendes. 178 p.
- ANALYTICAL SOLUTIONS. 2004. **Monitoramento ambiental da atividade de perfuração marítima na Bacia de Campos: Projeto Bijupirá & Salema. Relatório consolidado do Projeto de Monitoramento Ambiental – Campo Bijupirá (1ª a 7ª campanhas)**. Relatório Técnico. 172 p.
- ANDRIGUETTO-FILHO, J.M.; OSTRENSKY, A.; PIE, M.R.; SILVA, U.A. & BOEGER, W.A. 2005. Evaluating the impact of seismic prospecting on artisanal shrimp fisheries. *Continental Shelf Research*, **25** (14): 1720 -1727
- ARAÚJO, F.C. 2005. **Processamento de lamas de perfuração**. Trabalho de formatura. Instituto de Engenharia de Produção e Gestão. Universidade Federal de Itajubá. 15 p.
- ARRUAT, E.M.; RUDORFF, C.M.; BARBOSA, C.C.F.; CARVALHO, J.C.; PEREIRA FILHO, W. & NOVO, E.M.L.M. 2005. Estudo do comportamento espectral da clorofila e dos sólidos em suspensão nas águas do Lago Grande de Curuai (Pará), na época da seca, através de técnicas de espectroscopia de campo. *Resumos do XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto*. Goiânia – Brasil. p. 2447.
- ASSOCIAÇÃO REGIONAL DE EMPRESAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL LATINO-AMERICANAS E DO CARIBE (ARPEL). 1992. **Guia para el tratamiento y eliminación de desperdicios de perforación em exploración y producción**. Alconsult International Ltda., Calgary. 109 p.
- BACCI, D.L.C.; LANDIM, P.M.B. & ESTON, S.M. de. 2006. Aspectos e impactos ambientais de pedreira em área urbana. *Revista Escola de Minas*, **59**(1): 47 - 54

- BEZERRA, L.G.E. 2005. A indústria brasileira de petróleo *upstream* e a proteção ambiental – arcabouço jurídico e breves reflexões. *Trabalho técnico científico do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. Salvador - Brasil. 7p.
- BOTT, R.D. 2004. **Our petroleum challenge: sustainability into the 21st century**. 7<sup>th</sup> ed. Canadian Centre for Energy Information, Calgary, Alberta. 131 p.
- BRONZ, D. 2005. **Pesca e petróleo na Bacia de Campos – RJ. Políticas de licenciamento ambiental no mar: atores e visões**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Antropologia Social. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 168 p.
- CAMPBELL, J.A. & BENNETT, W. 2006. Environmental performance in the E&P industry – 2004. *Artigo do SPE International Conference on Health, Safety and Environmental in Oil and Gas Exploration and Production*. Abu Dhabi - Emirados Árabes Unidos. 4 p.
- CASTRO, J.Q. de. 1996. **A utilização de atributos sísmicos na caracterização de reservas de petróleo**. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas. 115 p.
- CGPEG/IBAMA. 2006. **Termo de referência modelo para elaboração do Relatório de Controle Ambiental – RCA, para a atividade de perfuração marítima no bloco X, Bacia X**. 21 p.
- CLARK, R. 2001. Oil pollution. **In: Marine Pollution**. 5<sup>th</sup> ed. Oxford University Press. Oxford. pp: 64 - 97
- CORRÊA, O.L.S. 2003. **Petróleo: noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia**. Interciência, Rio de Janeiro. 90 p.

- COSTA-FÉLIX, R.P.B. da & MACHADO, J.C. 2003. Calibração de hidrofones utilizando sweeps. *Anais do III Congresso Brasileiro de Metrologia*. Recife. 8p.
- DIAS, G.J. 2005. **Modelagem tridimensional do lançamento de rejeitos das atividades de exploração e produção de petróleo em águas profundas**. Dissertação de Mestrado. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE). Universidade Federal do Rio de Janeiro. 112 p.
- DIAS, M. S. & BRAGA, L.F.S. 2000. Uso do campo potencial na exploração dos recursos minerais marinhos. *Revista Brasileira de Geofísica*, **18**(3): 257-268
- DUARTE, R.G. 2004. **Avaliação da interação folhelho-fluido de perfuração para estudos de estabilidade de poços**. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Civil. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. 122 p.
- ELPN/IBAMA. 2000. **Termo de referência nº 034 para a elaboração do Relatório de Controle Ambiental – RCA, para a atividade de perfuração marítima no Campo de Bijupirá/Salema, Bacia de Campos**. 16 p.
- ENFORM. 2005. **Drilling: the first look**. Enform, Calgary. 191 p.
- FERREIRA, J.C. 1985. **A origem do petróleo: síntese histórica e estado atual de conhecimento**. Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. M. de Mello (CENPES), Rio de Janeiro. 42 p.
- FONTENELLE, M. & AMENDOLA, C.M. 2003. **O licenciamento ambiental do petróleo e gás natural**. eds. J. Almeida e J.L.S. Almeida. Lumem Juris, Rio de Janeiro. 493 p.

- FRANCO, K.P.M. 2003. **Desenvolvimento de um sistema inteligente para auxiliar a escolha de sistema para produção no mar**. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas. 117 p.
- GOMES, A.S.; PALMA, J.J.C. & SILVA, C.G. 2000. Causas e conseqüências do impacto ambiental da exploração dos recursos minerais marinhos. *Revista Brasileira de Geofísica*, **18**(3): 447- 454
- HABTEC. 2000. **Relatório de controle ambiental das atividades de perfuração offshore da Enterprise Oil do Brasil, Projeto Bijupirá-Salema, Bacia de Campos**. Relatório Técnico. 530 p.
- HRT-PETROLEUM. 2006. **Projeto de monitoramento ambiental para as atividades de perfuração do poço BJ-B, no Campo de Bijupirá, Bacia de Campos**. Relatório Técnico. 166 p.
- KIMURA, R.M. 2005. **Indústria brasileira de petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado**. Monografia de Bacharelado. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 104 p.
- LIJMBACH, G. W. M. 1975. On the origin of petroleum. In: **Proceedings of the 9th world petroleum conference**, vol.2. Applied Science Publishers. London. pp: 357-369.
- LOPES, F.C. 2004. **O conflito entre a exploração offshore de petróleo e a atividade pesqueira artesanal**. Monografia de Bacharelado. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 57 p.
- LUCCHESI, C.F. 1998. Petróleo. *Estudos Avançados*, **33**(12): 17 - 40

- LUCZYNSKI, E. 2002. **Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção.** Tese de Doutorado. Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia (PIPGE). Universidade de São Paulo. 220 p
- MAPEM. 2004. **Projeto MAPEM – Monitoramento Ambiental em Atividades de Perfuração Exploratória Marítima – águas profundas.** eds. E.E.Toldo Jr. & R.N. Ayup-Zouain. Convênio FINEP/IBP/FAURGS, Porto Alegre. CD-ROM.
- MARTINI-JÚNIOR, L.C. de & GUSMÃO, A.C. de. 2003. **Gestão ambiental na indústria.** Destaque, Rio de Janeiro. 212 p.
- MATTOS, M.B.C.; NOGUEIRA, P.B. & MIYAMOTO, P.T.H. 2003. Gestão ambiental integrada utilizando ferramentas de sensoriamento remoto. *Resumos do XI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto.* Belo Horizonte. p. 1603.
- NATIONAL RESEARCH COUNCIL (NRC). 2003. **Oil in the sea III: inputs, fates, and effects.** National Academy Press, Washington, DC. 258 p.
- NUNES, J.O.L. 2002. **Estudo do controle de poços em operações de perfuração em águas profundas e ultra profundas.** Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas. 136 p.
- OLIVEIRA, R.C.G. de & OLIVEIRA, M.C.K. de. 2000. Remoção de contaminantes tóxicos dos efluentes líquidos oriundos da atividade de produção de petróleo no mar. *Boletim Técnico da PETROBRAS*, **43(2)**: 129-136
- OLIVEIRA, V.C.C. de. 2004. **Análise da segurança em operações marítimas de exploração e produção de petróleo.** Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas. 123 p.



- ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO (ONIP) & OBSERVATÓRIO NACIONAL (ON). 2003. **Situação da sísmica terrestre no Brasil: projeto ONIPGEO**. Observatório Nacional (ONIP), Rio de Janeiro. 115p.
- PATIN, S.A. 1999. Factors of the offshore oil and gas industry's impact on the marine environment and fishing. **In: Environmental impact of the offshore oil and gas industry**. Eco Monitor Publishing. East Northport, New York. pp: 53 – 177
- PETROBRAS. 1981. **Caderno PETROBRAS 3: exploração e produção de petróleo no Brasil**. PETROBRAS, Rio de Janeiro. 80 p.
- PINHO, A.L.S. de. 2001. **Redução de tensões em risers rígidos de plataformas TLP**. Dissertação de Mestrado. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE). Universidade Federal do Rio de Janeiro. 102 p.
- PRADO, R.P.S. 2003. **Comparação entre estratégias de produção utilizando poços verticais e horizontais**. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas. 121 p.
- SCHAFFEL, S.B. 2002. **A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE). Universidade Federal do Rio de Janeiro. 130 p.
- SCHUCHARDT, U.; RIBEIRO, M.L. & GONÇALVES, A.R. 2001. A indústria petroquímica no próximo século: como substituir o petróleo como matéria-prima? *Química Nova*, **24**(2): 247-251

- SCOTT, P.C. & MATHIAS M. A. C. 2002. **Possíveis influências dos levantamentos sísmicos para a prospecção de petróleo, sobre os organismos marinhos.** Relatório. Instituto de Ciências Biológicas e Ambientais. Universidade Santa Úrsula. 7 p.
- SITE DA AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO – ANP. Dados disponíveis em: [http://www.anp.gov.br/petro/dados\\_estatisticos.asp](http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.asp). Site acessado em agosto de 2007.
- SITE DA PETROBRAS. Dados disponíveis em: <http://www.petrobras.com.br> . Site acessado em julho de 2007.
- SITE DA PREFEITURA MUNICIPAL DE MACAÉ. Informação retirada da notícia: “Prefeito participa de encontro com o vice-presidente da Shell “, de 22/3/2006, disponível em: <http://www.macaerj.gov.br>. Site acessado em julho de 2007.
- SITE OFFSHORE TECHNOLOGY. Dados disponíveis em: <http://www.offshore-technology.com>. Site acessado em junho de 2007.
- THE ROYAL SOCIETY OF CANADA. 2004. **Report of the expert panel on science issues related to oil and gas activities, offshore British Columbia.** The Royal Society of Canada, Ottawa, Ontario. 155 p.
- TORRES, R.C. 2004. **O licenciamento ambiental no segmento de exploração e produção offshore de petróleo no Brasil.** Dissertação de Mestrado. Laboratório de Tecnologia, Gestão de Negócios e Meio Ambiente. Universidade Federal Fluminense. 185 p.
- TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO (TCU). 2004. **Cartilha de licenciamento ambiental.** Secretaria de Fiscalização de Obras e Patrimônio da União, Brasília. 57p.

TRIGGIA, A.A.; CORREIA, C.A.; VEROTTI-FILHO, C.; XAVIER, J.A.D.; MACHADO, J.C.V.; THOMAS, J.E.; SOUZA-FILHO, J.E. de; PAULA, J.L. de; ROSSI, N.C.M. de; PITOMBO, N.E.S.; GOUVEA, P.C.V.M.; CARVALHO, R.S. & BARRAGEM, R.V. 2001. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. ed. J.E. Thomas. Interciência, Rio de Janeiro. 271 p.

VIEGAS, F. L. 2004. **Perfuração de rochas por jato supersônico quente**. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia Espaciais, Combustão e Propulsão. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). 145 p.

WARDLE, C.S.; CARTER, T.J.; URQUHART, G.G.; JOHNSTONE, A.D.F.; ZIOLKOWSKI, A.M.; HAMPSON, G. & MACKIE, D. 2001. Effects of seismic air guns on marine fish. *Continental Shelf Research*, **21**(8): 1005–1027

WASKOW, D. & WELCH, C. 2005. Impactos do desenvolvimento petrolífero sobre o ambiente, a sociedade, e os direitos humanos. **In: Reportando o petróleo: um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento**. S.Tsalik and A. Schiffrin. Open Society Institute. New York. pp: 109 – 139

ZAMITH, R. & SANTOS, E. M. dos. 2003. O desenvolvimento das atividades “onshore” no Brasil: introdução a uma abordagem contratualista. *Anais do 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás*. Rio de Janeiro. 6p.

## ANEXO A

### ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTAIS DAS ATIVIDADES DE E&P OFFSHORE

Quadro A.I. Aspectos e impactos ambientais das atividades de levantamento sísmico, posicionamento da plataforma e perfuração exploratória.

ATIVIDADES	ASPECTOS AMBIENTAIS	IMPACTOS AMBIENTAIS
Levantamento Sísmico	Ondas sísmicas geradas pelos airs guns	Impactos em animais marinhos, especialmente baleias, ovos e larvas de peixes e algumas espécies de peixes adultos. Os tipos de impactos e a magnitude ainda são controversos.
	Presença da embarcação sísmica rebocando cabos durante o levantamento	Danos a petrechos dos pescadores. Restrição de acesso às áreas de realização da pesca.
Posicionamento da Plataforma de Perfuração	Aumento da turbidez da água	Alterações na produtividade primária local. Modificações na alimentação de animais bentônicos.
	Descargas eventuais	Contaminação do sedimento e da água.
	Distúrbios físicos sobre o fundo do mar	Destruição de habitat. Remoção e/ou morte de espécies sésseis ou sedentárias. Ressuspensão de sedimentos.
	Emissões atmosféricas	Problemas na qualidade do ar, saúde e meio ambiente.
	Presença da plataforma e estruturas	Restrição de acesso às áreas de realização da pesca.
Perfuração Exploratória	Aumento da turbidez da água	Alterações na produtividade primária local. Modificações na alimentação de animais bentônicos.
	Descarga de água de produção	Contaminação do sedimento e da água.
		Incorporação de compostos tóxicos pela biota (bioacumulação) pode provocar alterações fisiológicas, bioquímicas, químicas e comportamentais. Em alguns casos pode haver biomagnificação.
	Descarga de cascalho de perfuração	Alteração da DBO e DQO.
		Asfixia de comunidades bentônicas.
		Aumento da turbidez. Contaminação do sedimento e da água. Incorporação de compostos tóxicos pela biota (bioacumulação) pode provocar alterações fisiológicas, bioquímicas, químicas e comportamentais. Em alguns casos pode haver biomagnificação.

Quadro A.II. Aspectos e impactos ambientais das atividades de perfuração exploratória, posicionamento da plataforma e perfuração.

ATIVIDADES	APECTOS AMBIENTAIS	IMPACTOS AMBIENTAIS
Perfuração Exploratória	Descarga de fluido de perfuração	Aumento da turbidez.
		Contaminação do sedimento e da água.
		Incorporação de compostos tóxicos pela biota (bioacumulação) pode provocar alterações fisiológicas, bioquímicas, químicas e comportamentais. Em alguns casos pode haver biomagnificação.
	Distúrbios físicos sobre o fundo do mar	Destruição de habitat.
		Remoção e/ou morte de espécies sésseis ou sedentárias. Ressuspensão de sedimentos.
Eventos acidentais	Os impactos dependerão principalmente do tipo de produto, das propriedades desse produto, da dinâmica local e sensibilidade da área afetada.	
Geração de ruído	Efeitos sobre a vida marinha ainda imprevisíveis.	
Posicionamento da Plataforma de Produção e Estruturas Associadas	Aumento da turbidez da água	Alterações na produtividade primária local. Modificações na alimentação de animais bentônicos.
	Desgargas eventuais	Contaminação do sedimento e da água.
	Distúrbios físicos sobre o fundo do mar	Destruição de habitat.
		Remoção e/ou morte de espécies sésseis ou sedentárias. Ressuspensão de sedimentos.
	Emissões atmosféricas	Problemas na qualidade do ar, saúde e meio ambiente.
Presença da plataforma e estruturas	Restrição de acesso às áreas de realização da pesca.	
Perfuração dos Poços de Desenvolvimento e Poços de Injeção	Aumento da turbidez da água	Alterações na produtividade primária local. Modificações na alimentação de animais bentônicos.
	Descarga de água de produção	Contaminação do sedimento e da água.
		Incorporação de compostos tóxicos pela biota (bioacumulação) pode provocar alterações fisiológicas, bioquímicas, químicas e comportamentais. Em alguns casos pode haver biomagnificação.
	Descarga de areia de produção	Impactos sobre os organismos em função da poluição por hidrocarbonetos.
		Soterramento de espécies sésseis ou sedentárias.

Quadro A.III. Aspectos e impactos ambientais das atividades de perfuração, produção, manutenção e abandono do poço.

ATIVIDADES	ASPECTOS AMBIENTAIS	IMPACTOS AMBIENTAIS
Perfuração dos Poços de Desenvolvimento e Poços de Injeção	Descarga de cascalho de perfuração	Alteração da DBO e DQO.
		Asfixia das comunidades bentônicas.
		Aumento da turbidez.
		Contaminação do sedimento e da água.
		Incorporação de compostos tóxicos pela biota (bioacumulação) pode provocar alterações fisiológicas, bioquímicas, químicas e comportamentais. Em alguns casos pode haver biomagnificação.
	Descarga de fluido de perfuração	Aumento da turbidez.
		Contaminação do sedimento e da água.
		Incorporação de compostos tóxicos pela biota (bioacumulação) pode provocar alterações fisiológicas, bioquímicas, químicas e comportamentais. Em alguns casos pode haver biomagnificação.
	Distúrbios físicos sobre o fundo do mar	Destruição de habitat.
		Remoção e/ou morte de espécies sésseis ou sedentárias.
Eventos acidentais	Ressuspensão de sedimentos.	
	Os impactos dependerão principalmente do tipo de produto, das propriedades desse produto, da dinâmica local e sensibilidade da área afetada.	
	Geração de ruído	Efeitos sobre a vida marinha ainda imprevisíveis.
Operações de Produção e Manutenção	Descargas operacionais em geral	Contaminação do sedimento e da água.
	Emissões atmosféricas	Problemas na qualidade do ar, saúde e meio ambiente.
	Eventos acidentais	Os impactos dependerão principalmente do tipo de produto, das propriedades desse produto, da dinâmica local e sensibilidade da área afetada.
	Resíduos sanitários e domésticos	Aumento da produtividade primária local podendo causar a eutrofização da água (em função do aporte de nutrientes).
Abandono da Produção	Disposição inadequada dos rejeitos de perfuração contendo compostos tóxicos	Contaminação do sedimento e da água.
		Incorporação de compostos tóxicos pela biota (bioacumulação) pode provocar alterações fisiológicas, bioquímicas, químicas e comportamentais. Em alguns casos pode haver biomagnificação.
	Permanência das estruturas no local, afundadas ou não	Formação de recifes artificiais.
		Interferência com a navegação.
		Restrição de acesso às áreas de realização da pesca.
	Uso de explosivos para o desmonte e transporte de estruturas	Aumento da turbidez.
Morte de peixes.		
Poluição térmica.		

## ANEXO B

### PROCEDIMENTOS ADOTADOS NO TRATAMENTO DAS AMOSTRAS E ANÁLISE DOS PARÂMETROS MONITORADOS NO CAMPO DE BIJUPIRÁ

QUADRO B.I. Procedimentos adotados no tratamento das alíquotas destinadas às análises de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá.

<b>ÁGUA DO MAR</b>			
<b>Parâmetro</b>	<b>Frascaria</b>	<b>Fixação</b>	<b>Conservação</b>
OD	Frasco de DBO (300mL)	Imediatamente determinado	
ph	Imediatamente determinado direto da amostra		
Turbidez	300 mL da amostra	Medido em campo	
TDS	300 mL da amostra	Medido em campo	
Nutrientes, Amônia e MPS	Frasco estéril de prolipropileno (1000mL)	-	Congelamento
Hidrocarbonetos	1 L da amostra	-	Refrigeração
Metais	Frascos de Nalgene (500mL) com 3 mL de ácido cítrico	-	Temperatura Ambiente
COT <sub>dissolvido</sub>	Frascos estéreis de polipropileno (500mL)	-	Refrigeração
Pigmentos clorofilianos	Sub-amostras foram filtradas em filtro de fibra de vidro (vácuo e ao abrigo da luz). Após filtragem, os filtros foram acondicionados em criotubos	-	Congelamento

Modificado de Analytical Solutions (2004).

QUADRO B.II. Procedimentos adotados no tratamento das alíquotas destinadas às análises de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar, sedimento e fluido de perfuração no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá.

<b>ÁGUA DO MAR</b>			
<b>Parâmetro</b>	<b>Frascaria</b>	<b>Fixação</b>	<b>Conservação</b>
Zooplâncton e Ictioplâncton	Frascos de polipropileno (500 mL)	Formol 4% em água do mar e neutralização com bórax	Temperatura ambiente
Microplâncton	Alíquotas de 100mL	Formol 4%	Temperatura Ambiente
<b>SEDIMENTO</b>			
Hidrocarbonetos	200g em frascos de vidro previamente rinsados com diclorometano	-	Refrigeração
Análises Granulométricas	200g em sacos de polietileno	-	Refrigeração
Metais, DQO e COT	100 g em frascos de polietileno	-	Refrigeração
Ensaio de Biodegradabilidade	500 g em frascos de polipropileno	-	Refrigeração
Testes de Toxicidade	1000 g em frascos de polipropileno	-	Refrigeração
Zoobentos (macro e meiofauna)	3L da amostra foram lavados em peneira de 300 µm e colocados em potes plásticos	Formol 4%	Temperatura ambiente
<b>FLUIDO DE PERFURAÇÃO</b>			
Testes de Toxicidade e Biodegradabilidade	Garrafas de vidro (1 L)	-	Refrigeração

Modificado de Analytical Solutions (2004).



Quadro B.III. Metodologia e instrumentação usados na análise dos parâmetros oceanográficos e de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá.

<b>PARÂMETROS OCEANOGRÁFICOS</b>		
<b>Parâmetro</b>	<b>Metodologia de Análise</b>	<b>Instrumentação</b>
Temperatura, Salinidade e Densidade	-	CTD
Velocidade da Corrente	-	Correntógrafo
<b>ÁGUA DO MAR</b>		
TPH	USEPA 8015	Cromatografia gasosa (CG) e cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massa (CG/EM)
HPA	USEPA 8270B	Coluna de sílica acoplada a fonte de íons no espectrômetro de massas
Metais Traço - Ba, Cd, Cr <sup>+3</sup> , Cr <sup>+6</sup> , Cu e Pb-	<i>Standard Methods for the examination of water and waste water</i> , 20 ed e EPA SW846	Espectrofotometria de emissão de plasma e Espectrofotometria de absorção atômica
Metais Traço -Hg-	<i>Standard Methods for the examination of water and waste water</i> , 20 ed e EPA SW846	Absorção atômica com geração de hidretos/vapor frio
COD	Combustão catalítica à alta temperatura APHA-AWWA-WPCF (1998)	Detetor de infravermelho não dispersivo
TSS	Gravimetria APHA-AWWA-WPCF (1995)	Filtro de fibra de vidro (GF/C)
TDS	Gravimetria APHA-AWWA-WPCF (1995)	-
Amônio	Método derivado do método de Koroleff (1969) segundo Aminot & Chaussepied (1983)	Espectrofotômetro (630 nm)
Nitrito	Método baseado na reação de Griess segundo Amiot & Chaussepied (1983)	Espectrofotômetro (543 nm)

Modificado de Analytical Solutions (2004).

Quadro B.IV. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras da água do mar no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá.

<b>ÁGUA DO MAR</b>		
<b>Parâmetro</b>	<b>Metodologia de Análise</b>	<b>Instrumentação</b>
Nitrato	Método baseado na redução quantitativa de $\text{NO}_3^-$ para $\text{NO}_2^-$ e posterior análise de nitrito segundo Aminot & Chaussepied (1983)	- Coluna de cádmio tratada com cobre - Espectrofotômetro (543 nm)
Fosfato	Reação entre fosfato e molibdato de amônio em presença de $\text{Sb}^{+3}$ segundo Aminot & Chaussepied (1983)	Espectrofotômetro (885 nm)
Silicato	Método baseado na formação de complexo silícico-molibdico segundo Aminot & Chaussepied (1983)	Espectrofotômetro (810 nm)
Fósforo Total	Espectrofluorimétrico Grasshoff e Ehrhardt (1983)	Espectrofotômetro (885 nm)
Pigmentos Clorofilianos	Neveux e Lantoine (1993)	Espectrofluorímetro
Fitoplâncton	Método Uthermöhl (1958) para concentração contagem e identificação	Microscópio invertido
Zooplâncton	Análise quantitativa com sub-amostras (Omori e Ikeda, 1984) e identificação	-Subamostrador de Motoda -Microscópio estereoscópio -Cuba de Dolfus
Ictioplâncton	Identificação e contagem	-Cubeta de Dolfus -Microscópio estereoscópio

Modificado de Analytical Solutions (2004).

Quadro B.V. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras de sedimento no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá.

<b>SEDIMENTO</b>		
<b>Parâmetro</b>	<b>Metodologia de Análise</b>	<b>Instrumentação</b>
TPH e HPA	Extração e análise de teor de hidrocarbonetos segundo <i>Standard operating procedures</i> da USEPA	-Cromatógrafo a gás com detetor de ionização por chama (TPH) - Cromatógrafo a gás acoplado (HPA) - Espectrômetro de massa (TPH e HPA)
16 HPA mais os alquilados	Extração e análise de teor de hidrocarbonetos poliaromáticos segundo <i>Standard operating procedures</i> da USEPA	- Coluna de sílica acoplada a fonte de íons no espectrômetro de massas
Compostos alifáticos (saturados), aromáticos e polares (NSO)	Fracionamento por cromatografia em coluna	Coluna de combinação de sílica termicamente desativada
Varredura de Voláteis (VOC)	Borbulhamento de hélio ultrapuro e recolhimento de voláteis em <i>trap</i> de adsorção	Coluna acoplada acoplada a fonte de íons no espectrômetro de massas
Óleos e graxas	Extração com hexano ultra e concentração para posterior evaporação	Concentrador de célula fechada do tipo Kuderna Danish
Teor de Umidade	Secagem da amostra até peso seco constante	Dessecador
COT	Combustão catalítica à alta temperatura	Detetor de infravermelho não dispersivo
Biomarcadores	Metodologia não descrita no relatório	Instrumentação não descrita no relatório

Modificado de Analytical Solutions (2004).

Quadro B.VI. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros físico-químicos e biológicos em amostras de sedimento no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá.

<b>SEDIMENTO</b>		
<b>Parâmetro</b>	<b>Metodologia de Análise</b>	<b>Instrumentação</b>
Metais biodisponíveis	<i>Standard Methods for the examination of water and waste water</i> , 20 ed e EPA SW846	-Espectrometria de Emissão atômica com plasma de argônio induzido (ICP-OES) -Espectrometria de Absorção Atômica (AAS) -Gerador de Hidretos por AAS sem chama – vapor frio (para Hg) -Espectrofotometria de absorção molecular na faixa do visível (para Cr <sup>+6</sup> )
Metais traço totais	<i>Standard Methods for the examination of water and waste water</i> , 20 ed e EPA SW846	-Espectrometria de Emissão de plasma -Espectrometria de Absorção Atômica (AAS) -Gerador de Hidretos por AAS sem chama – vapor frio (para Hg)
Granulometria	Metodologia descrita por Holme e McIntyre (1984) e Suguio (1973)	-
Teor de Carbonatos	Suguio (1973)	-
Macrofauna Bentônica	Amostras de sedimento foram elutriadas e depois tamisadas em peneiras de 0,5 mm. Em seguida triagem para quantificação e identificação.	Microscópio estereoscópio
Meiofauna Bentônica	-Peneiramento úmido - Flotação com sulfato de magnésio. Triagem para triagem para quantificação e identificação.	Microscópio Óptico
Teste de Toxicidade <i>Lytechinus variegatus</i>	Norma CETESB (1999)	-
Teste de Toxicidade <i>Mysidopsis juniae</i>	Norma CETESB (1992)	-

Modificado de Analytical Solutions (2004).

Quadro B.VII. Metodologia e instrumentação usados na análise de diferentes parâmetros em amostras dos fluidos de perfuração no Plano de Monitoramento Ambiental das Atividades de Perfuração do Campo de Bijupirá.

<b>SEDIMENTO</b>		
<b>Parâmetro</b>	<b>Metodologia de Análise</b>	<b>Instrumentação</b>
Biodegradabilidade	Norma OECD 306 – <i>Biodegradability in Seawater</i>	Frascos de DBO
Teste de Toxicidade <i>Lytechinus variegatus</i>	Norma CETESB (1999)	-
Teste de Toxicidade <i>Mysidopsis juniae</i>	Norma CETESB (1992)	-

Modificado de Analytical Solutions (2004).