A QUESTÃO AMBIENTAL NA ETAPA DE PERFURAÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL

Silvia Blajberg Schaffel

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

_____

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

_____

Prof. Emílio Lèbre La Rovere, D.Sc.

_____

João Carlos Ribeiro Plácido, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2002

SCHAFFEL, SILVIA BLAJBERG

A Questão Ambiental na Etapa da Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil [Rio de Janeiro] 2002

VIII, 130 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Programa de Planejamento Energético, 2002)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Perfuração de Poços
2. Fluido de Perfuração
3. Cascalho
4. Impactos Ambientais

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Dedico esta tese aos meus pais,

Com um agradecimento mais do que eterno, atemporal.

AGRADECIMENTOS

Ao meu amor, Rony.

Aos meus irmãos Carlos, Rosa e Rubens.

Aos queridos Waldemar, Sarita, Cíntia e Jane.

Meus agradecimentos ao Prof. Roberto pela orientação e por principalmente não ter me deixado, quando estive a um passo de desistir deste tema.

Meus agradecimentos ao Prof. Emílio pela oportunidade de participação em projeto que muito acrescentou a esta tese.

Meus agradecimentos ao Hélio, que é o pai desta tese e que me apresentou ao fantástico mundo da perfuração de poços offshore!

Meus agradecimentos ao Cristiano Pamphili, Delly Oliveira, Fábio Caravello, Gerson Camargo, José Augusto Fernandes Filho, José Oliveira (Zeca), Letícia Veiga, Marcelo Fydman, Marco Túlio França, Paulo Nogueira e Shiniti Ohara.

Meus agradecimentos a todos os professores e funcionários do PPE.

Meus agradecimentos aos amigos do PPE, principalmente Jacque, Ricardos, Hugo e Wilson.

Meus agradecimentos à Bete, Eduardo, Maul, Orlando, Décio, Adriana, Lu, Álvaro, Adriano, Galletti, Patrícias, Vivian & Cia.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

A QUESTÃO AMBIENTAL NA ETAPA DA PERFURAÇÃO
DE POÇOS MARÍTIMOS DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL

Silvia Blajberg Schaffel

Março/2002

Orientador: Prof Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

Esta tese focaliza a questão ambiental na atividade de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil, tendo em vista o atual cenário de abertura do setor de exploração e produção, que até a década de 90 era monopólio da PETROBRAS.

Inicialmente é fornecido um arcabouço teórico apresentando os fundamentos da atividade e os principais resíduos que a caracterizam, que são o cascalho e o fluido de perfuração, e as preocupações ambientais a eles relacionadas.

Em seguida é feita uma análise crítica do licenciamento ambiental da atividade, passando à apresentação e comparação de três casos de empresas privadas que hoje perfuram em blocos situados em águas profundas da Bacia de Campos, após haverem submetido seus Relatórios de Controle Ambiental e obtido a respectiva Licença Prévia de Perfuração. Finalmente é feita a análise dos potenciais impactos ambientais destas atividades sobre os meios físico, biótico e antrópico da área de influência.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE ENVIRONMENTAL ISSUE IN OFFSHORE DRILLING ACTIVITIES

Silvia Blajberg Schaffel

Março/2002

Advisor: Prof Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

This thesis focuses in the environmental issues that surround offshore oil drilling activities in Brazil, in view of the current scenario of market opening in a sector that was, until the decade of 90, a monopoly of PETROBRAS.

Initially, a theoretical framework is presented, including the fundamentals of offshore drilling operations, the main wastes produced, which are drilling fluids and cuttings, and the related environmental concerns.

Then a critical assessment of the Brazilian environmental licensing of activities related to the oil and gas offshore industry is presented, passing to a presentation and comparison of three cases of private companies that have deepwater offshore drilling activities in the Campos Basin today. Finally, an analysis of the potential environmental impacts of these activities over the physical, biotic and socio-economic environments of the related influence area is performed.

INDICE

1) **Introdução** 1

2) Fundamentos da Perfuração de Poços de Petróleo 3

2.1) Introdução 3

2.2) A Perfuração de Poços de Petróleo 3

2.3) A Perfuração Marítima 11

3) Resíduos Característicos da Atividade de Perfuração de Poços Marítimos 19

3.1) Introdução 19

3.2) O Fluido de Perfuração 19

3.2.1) Os Fluidos de Perfuração à Base de Água 24

3.2.2) Os Fluidos de Perfuração à Base de Óleo..... 26

3.2.3) Os Fluidos de Perfuração Sintéticos..... 30

3.2.4) Os Fluidos de Perfuração à Base de Ar..... 33

3.2.5) Toxicidade de Fluidos de Perfuração..... 33

3.2.6) Bioacumulação e Biodegradação de Fluidos de Perfuração 35

3.3) O Cascalho..... 36

3.4) Demais Resíduos..... 41

3.5) Sistema de Controle de Sólidos..... 42

4) Licenciamento Ambiental da Perfuração de Poços de Petróleo Marítimos no Brasil 45

4.1) Introdução 45

4.2) Mudanças Institucionais no Setor Petróleo Brasileiro 46

4.3) Licenciamento Ambiental no Setor Petróleo Brasileiro 48

4.4) O Termo de Referência para as Atividades de Perfuração de Poços Marítimos 54

4.5) Considerações Finais 61

5) Relato da Consulta aos Relatórios de Controle Ambiental 64
5.1) Introdução..... 64
5.2) Breve Histórico das Atividades de Exploração e Produção na Bacia de Campos 64
5.3) O Relatório de Controle Ambiental No. 1 70
5.4) O Relatório de Controle Ambiental No. 2..... 76
5.5) O Relatório de Controle Ambiental No. 3..... 80
5.6) Análise dos Relatórios de Controle Ambiental..... 86

6) Impactos Ambientais e Medidas Mitigadoras 89
6.1) Introdução e Conceitos Básicos..... 89
6.2) Áreas de Influência 90
6.3) Metodologia de Classificação dos Impactos 93
6.4) Potenciais Impactos Ambientais 94
6.5) Matriz de Impactos e Medidas Mitigadoras e Compensatórias 102

7) Conclusões e Sugestões 116

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 123

CAPÍTULO 1
INTRODUÇÃO

No século XXI a “Sociedade do Hidrocarboneto” (YERGIN, 1994) assiste ao crescimento da importância da variável ambiental, assumindo o poder de impor limites ou até mesmo impedir a exploração e produção do ouro negro em áreas de grande sensibilidade ambiental. Contemplar a variável ambiental é, cada vez mais, uma questão decisiva para a sociedade e para a própria sobrevivência das grandes multinacionais do petróleo, que competem e se fundem na busca sem fronteiras por novas reservas de hidrocarbonetos.

Tendo em vista este cenário, a abertura do setor petróleo do Brasil chama a atenção das grandes empresas internacionais do mundo inteiro, além das nacionais, para explorar uma atividade que até metade da década de 90 constituía monopólio da Petrobras no país. Antes ainda da abertura, em 1994, o Conselho Nacional do Meio Ambiente instituiu procedimentos específicos para o licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração e produção de óleo e gás no país. Desde então, vêm sendo feitas e aprimoradas resoluções e leis que contemplem a variável ambiental neste processo.

Esta tese focaliza a atividade de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil, apresentando três casos sobre a Bacia de Campos, responsável por 80% da produção de óleo e 45% da de gás do país. Ciente de que para se analisar esta atividade em termos ambientais é necessário o conhecimento de sua operação, a tese num primeiro momento é descritiva, apresentando em seu **Capítulo 2** os fundamentos da perfuração de poços marítimos de óleo e gás. São parte deste capítulo os principais sistemas que compõem uma sonda de perfuração rotativa, seus principais equipamentos, a função e os tipos de revestimentos de poços, a perfuração marítima e as plataformas utilizadas para esta atividade.

Em seu **Capítulo 3** esta tese apresenta os resíduos que caracterizam a perfuração de poços de óleo e gás, sendo os mais importantes o cascalho e o fluido de perfuração. São apresentadas as funções e bases de fluidos, considerando a influência crescente da variável

ambiental na escolha das formulações, onde o surgimento dos fluidos sintéticos despontou como alternativa ambientalmente preferível em comparação aos à base de óleo, sendo mais eficiente do que os à base de água. Este capítulo aborda também a toxicidade dos fluidos, que vem se tornando restritiva em vários países, inclusive no Brasil, assim como o controle de bioacumulação e biodegradabilidade.

Encerrados os capítulos 2 e 3, que visam transmitir os suportes técnico e ambiental para a abordagem da questão ambiental na etapa da perfuração de poços marítimos no país, a tese passa a uma análise crítica do licenciamento ambiental desta atividade hoje no país, no **Capítulo 4**. A este respeito tudo que existe hoje no país é um artigo dentro de uma lei, que informa que esta matéria é sujeita a regulamentação específica pelo órgão federal de meio ambiente. Hoje os Relatórios de Controle Ambiental são os documentos que subsidiam a concessão da Licença Prévia de Perfuração. O capítulo faz ainda sugestões do que deveria ser contemplado numa legislação específica para o descarte de cascalho e fluido em águas nacionais.

No **Capítulo 5**, após um breve histórico das atividades de exploração e produção na Bacia de Campos, esta tese apresenta e compara três casos lá ocorridos. Tratam-se de Relatórios de Controle Ambiental desenvolvidos por empresas privadas para a obtenção da Licença Prévia de Perfuração de poços marítimos na Bacia. São apresentadas a caracterização físico-química dos fluidos de perfuração utilizados em cada bloco, a estimativa dos volumes de fluido utilizado e cascalho gerado e descartado por poço e o sistema de controle de sólidos utilizado na plataforma.

No **Capítulo 6** será feita uma análise dos potenciais impactos ambientais da atividade de perfuração de poços marítimos retratadas nos casos do capítulo anterior, sobre os meios físico, biótico e antrópicos da área de influência. Será apresentada a matriz de impactos da atividade e as correspondentes medidas mitigadoras e compensatórias tomadas pelos operadores, exigidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis como condicionante à concessão da licença ambiental de perfuração nos poços. Por fim, o **Capítulo 7** apresenta as sugestões e conclusões.

CAPÍTULO 2

Fundamentos da Perfuração de Poços de Petróleo

2.1) Introdução

A busca por petróleo é uma odisséia, onde a etapa da perfuração é a responsável por abrir um canal de comunicação entre a superfície do solo e o subsolo, guardião de potenciais reservas de hidrocarbonetos. O processo de exploração e produção de petróleo compreende as etapas da pesquisa, perfuração e produção. Na etapa da pesquisa é realizada a sísmica, que consiste na primeira fase da busca por petróleo, que aponta as regiões de alta probabilidade de ocorrência de hidrocarbonetos através de pesquisas geológicas e geofísicas, selecionando uma região para ser perfurada. Em seguida passa-se à etapa da perfuração que confirma ou não a existência de petróleo. Havendo sucesso, inicia-se a terceira etapa que consiste no desenvolvimento do poço.

2.2) A Perfuração de Poços de Petróleo

A segunda etapa da exploração e produção de óleo e gás é a perfuração, onde só então será confirmada ou não a existência de petróleo. Os poços a serem inicialmente perfurados são denominados pioneiros e têm como objetivo sondar regiões ainda não produtoras. Caso um poço pioneiro acuse alguma descoberta, são perfurados outros poços para demarcar os limites do campo, chamados poços de delimitação ou extensão. Esta avaliação da extensão da jazida informa se é comercialmente viável produzir o petróleo descoberto. Todos os poços perfurados até então são classificados como exploratórios. Encontrando-se volume comercialmente viável, começa a fase da produção naquele campo. São perfurados os poços de desenvolvimento, que colocam o campo em produção. Deve ser ressaltado que em certos casos se aproveitam os poços pioneiros e de delimitação para produzir (PETROBRAS, 1997).

Em linhas gerais, a perfuração ocorre em duas fases: a de exploração e a de desenvolvimento. As atividades de exploração são as que envolvem a perfuração de um poço para localizar reservas de hidrocarbonetos, bem como suas dimensões e potencial produtivo. A fase de desenvolvimento ocorre uma vez que as reservas de hidrocarbonetos já foram descobertas, delineadas e confirmada a viabilidade comercial.

Existem dois métodos para se perfurar um poço de petróleo, o da percussão e o rotativo. Qualquer que seja o método utilizado ele tem como objetivos perfurar o solo triturando rochas, retirando o material fragmentado gerado ao longo da perfuração e garantindo a sustentação e vedamento do poço. A perfuração de percussão a cabo é o método mais antigo, utilizado pelo Coronel *Edwin Drake* na perfuração do famoso "poço de *Drake*" em 1859, considerado por muitos o primeiro poço comercial perfurado e completado do mundo (há registros de que antes do século XIX os chineses já conheciam o método, utilizando-o para cavar poços d'água) (SCHACKNE *et* DRAKE, 1950). Através deste método, abre-se um buraco no solo içando e deixando-se cair repetidamente uma ferramenta pesada e cortante, abrindo-se o poço de modo rudimentar. O método de perfuração rotativa é o que a indústria do petróleo utiliza hoje, embora atualmente exista a combinação do rotativo e percussão. Nele uma torre de perfuração fica apoiada sobre uma superestrutura, onde localiza-se a chamada mesa rotativa. Esta mesa sustenta e comunica um torque à coluna de perfuração, formada por diversos tubos conectados entre si com uma broca em sua extremidade, que vai perfurando as rochas em direção aos potenciais reservatórios. Quanto mais a broca se aprofunda, mais tubos de perfuração vão sendo encaixados em sua parte superior na superfície. Durante a perfuração a broca lança um fluido que circula pelo poço voltando à superfície através do espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede de poço, o chamado fluido ou lama de perfuração. As Figuras 2.1 e 2.2 apresentam exemplos de brocas utilizadas na perfuração de poços de petróleo, sendo que na da Figura 2.2 observam-se claramente oito orifícios na extremidade da broca, por onde o fluido de perfuração é expelido. Naturalmente, conforme a broca evolui perfurando as formações, pedaços de rocha triturada são gerados, os quais denominam-se "cascalho". Este é levado à superfície através do fluido de perfuração, sendo esta uma das principais funções do fluido, como será visto no item 3.2 do próximo capítulo.

FIGURA 2.1

EXEMPLO DE BROCA DE PERFURAÇÃO TRICÔNICA

Fonte: HALLIBURTON, 2001

FIGURA 2.2

EXEMPLO DE BROCA DE PERFURAÇÃO PDC

Fonte: HALLIBURTON, 2001

A execução da perfuração de um poço pode ser explicada através do funcionamento de diversos sistemas que compõem uma sonda rotativa, que são (THOMAS, 2001; BOURGOYNE *et al*., 1991):

- Sistema de Força

O sistema de força permeia todos os sistemas que virão a seguir, consistindo no modo como as sondas de perfuração podem transmitir energia para seus equipamentos, por via mecânica ou *diesel*-elétrica. Os equipamentos das sondas modernas são geralmente movidos a motores *diesel*. As sondas marítimas costumam se aproveitar da geração de gás para acionar turbinas e gerar energia para a plataforma.

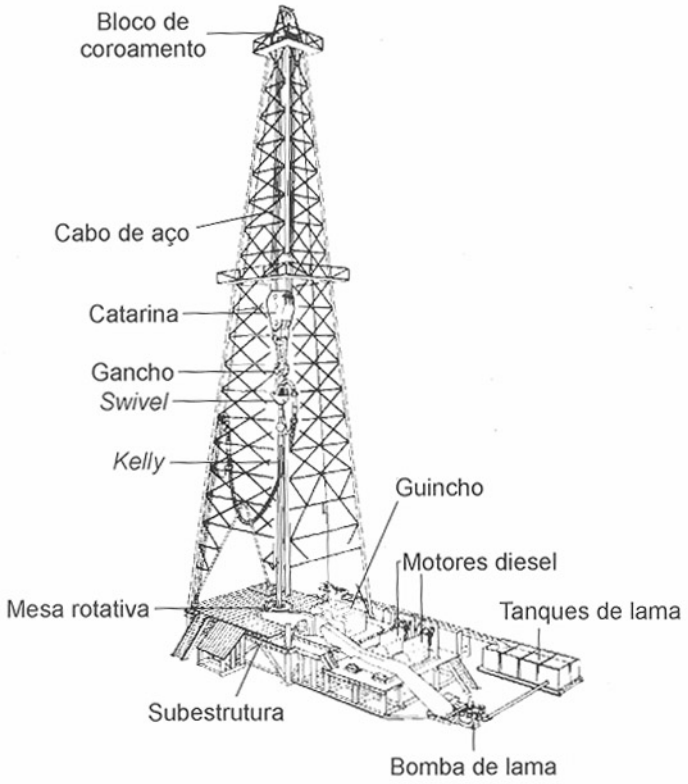
- Sistema de Suspensão

O sistema de suspensão tem a função de sustentar e manobrar cargas (como a coluna de perfuração, revestimentos ou quaisquer outros equipamentos) para dentro ou fora do poço. Os componentes principais deste sistema são a torre ou mastro, o guincho, o bloco de coroamento e a catarina. A torre é uma estrutura que provê altura vertical necessária para elevar ou abaixar a coluna de perfuração, além de sustentar polias e cabos. A coluna de perfuração é formada por seções de tubos rígidos, que necessitam de espaço vertical livre para ocupar ao serem "içados" do poço. A movimentação pelo poço da coluna de perfuração e demais equipamentos é realizada com o auxílio de um guincho, que compreende basicamente o bloco de coroamento (polias fixas) e a catarina (polias móveis), com a função de içar e deslocar cargas pesadas.

A Figura 2.3 mostra o esquema típico de uma sonda rotativa, onde se observam os componentes do sistema de suspensão.

FIGURA 2.3

SONDA ROTATIVA



Fonte: THOMAS, 2001

- Sistema Rotativo

O sistema rotativo é o responsável pela rotação da coluna de perfuração, compreendendo todos os equipamentos utilizados para girar a coluna de perfuração.

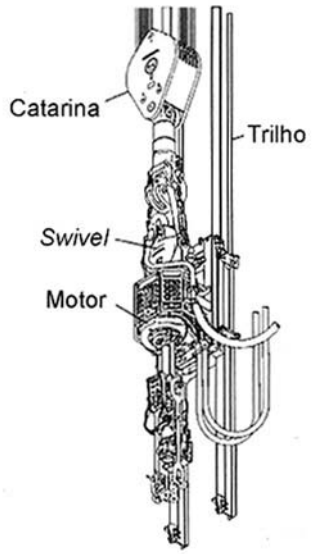
Na sonda convencional os principais componentes deste sistema são a mesa rotativa, a haste quadrada (*kelly*) e a cabeça de injeção (*swivel*). A mesa rotativa é o equipamento que transmite o movimento de rotação à coluna de perfuração. A haste quadrada é a parte da coluna de perfuração localizada na superfície que transmite o torque da mesa rotativa ao resto da coluna. A cabeça de injeção é o equipamento que sustenta o peso da coluna de perfuração e permite seu giro, constituindo elemento de ligação entre a parte rotativa abaixo da haste quadrada e a fixa.

Nas sondas modernas utiliza-se o sistema *Top Drive* (Figura 2.4) que dispensa a mesa rotativa e a haste quadrada.

Neste sistema um motor acoplado à catarina transmite rotação à coluna de perfuração. Com o *top drive*, ganha-se mais espaço e torna-se possível perfurar o poço de três em três tubos ao invés de um a um, quando se utilizava a mesa rotativa.

FIGURA 2.4

SISTEMA *TOP DRIVE*



Fonte: THOMAS, 2001

- Sistema de Circulação

Este é o responsável pela circulação e tratamento de fluido de perfuração na sonda. Sua função principal é remover de dentro do poço os fragmentos de rocha (cascalhos) formados pela broca, transportando-os para a superfície junto com a lama de perfuração, desobstruindo a passagem da broca. O cascalho que chega à superfície constitui importante material de pesquisa para os geólogos, fornecendo informações a respeito das formações perfuradas.

Os principais componentes deste sistema são as bombas de lama, tanques de fluido e os diversos equipamentos de controle de sólidos. Estes destinam-se a limpar para reciclagem o fluido de perfuração, além de limpá-lo de contaminantes previamente ao descarte ao mar (óleos, argilas, siltes, areias, pedregulhos ou gases).

As bombas de lama (Figura 2.5) bombeiam o fluido de perfuração para dentro do poço. Descendo pela coluna de perfuração, o fluido é expelido pela broca e retorna pelo anular. O sistema é fechado, quando o fluido chega à superfície é acondicionado e tratado nos tanques de fluido. Os equipamentos de controle de sólidos são peneiras, decantadores, desareiadores, dessiltadores, desgaseificadores e centrífugas, apresentados

no item 3.5 do capítulo 3 desta tese. Podem existir variações no sistema de controle de sólidos de acordo com as exigências de cada legislação ambiental ou o rigor de cada operador (como quantidade de peneiras ou eficiência de cada equipamento).

FIGURA 2.5

BOMBAS DE LAMA

Fonte: THOMAS, 2001

- Sistema de Controle do Poço

Este sistema deve ser capaz de fechar o poço em caso de *kick* ou *blowout*. Chama-se *kick* um fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do poço, que pode vir a se transformar numa erupção (*blowout*) que é o fluxo descontrolado do poço. Os principais componentes deste sistema são a "cabeça do poço" e os preventores, que dividem-se em gavetas e BOP. Os preventores têm a função de fechar o espaço anular de um poço através de pistões, acionados hidraulicamente em caso de *kick*.

Do conjunto de válvulas instaladas na cabeça do poço destaca-se a válvula do *choke*. Válvula do *choke* é aquela por onde são aliviadas as pressões de um poço fechado durante o controle de um *kick*. A da linha de *kill* é a linha de alta pressão através da qual se introduzem no poço as lamas de alta densidade para equilibrar a pressão da coluna hidrostática com a do fundo do poço, após a ocorrência de um *kick*. A detecção de um *kick* durante as operações de perfuração é realizada com o auxílio de um indicador de fluxo ou indicador de volume de lama, que detectam um aumento do fluxo de lama que está retornando do poço sobre aquele que está sendo circulado pela bomba. Uma falha no sistema de controle do poço pode ocasionar uma erupção.

- Sistema de Monitoramento do Poço

O sistema de monitoramento do poço registra e controla parâmetros que auxiliem na análise da perfuração, possibilitando detectar rapidamente possíveis problemas relativos à perfuração. São utilizados manômetros para indicar as pressões de bombeio, torquímetros para informar o torque na coluna de perfuração, tacômetros para indicarem a velocidade da mesa rotativa e da bomba de lama, indicadores de peso e torque sobre a broca, etc. Demais parâmetros monitorados incluem profundidade de perfuração, taxa de penetração, velocidade de rotação, taxa de bombeamento, densidade, salinidade e temperatura da lama, conteúdo de gás na lama, conteúdo de gases perigosos no ar, nível de lama e taxa de fluxo da lama.

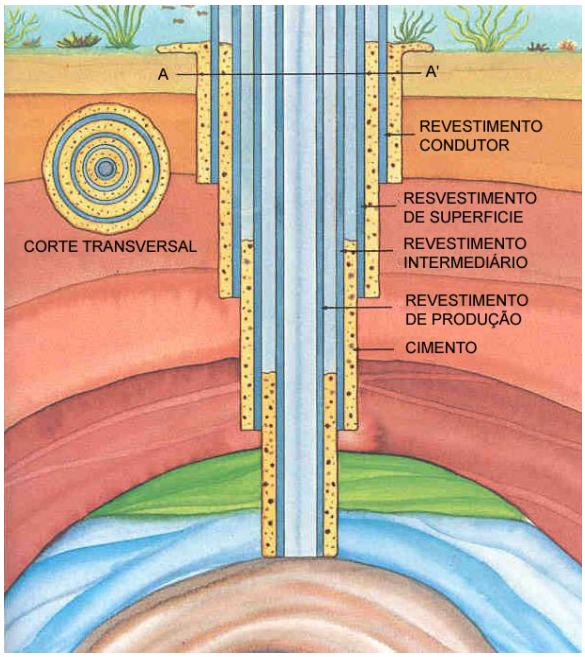
Após a compreensão dos diversos sistemas que compõem uma sonda rotativa, passaremos à atividade de revestimento dos poços.

Após perfurar um poço de petróleo é necessário revestir suas paredes a fim de manter a estabilidade estrutural do poço e a integridade da região perfurada, selando a formação geológica aberta para conter a pressão das formações durante as atividades de perfuração, produção e manutenção do poço durante a sua vida útil, além de prevenir o poço contra contaminações. O revestimento também possui as funções de prevenir o desmoronamento do poço e evitar a contaminação de lençóis freáticos. O revestimento é o principal componente estrutural do poço, constitui-se numa coluna cujo diâmetro pode variar de 5 a 30 polegadas formada por tubos de aço especial rosqueados. O poço é perfurado em fases, de acordo com o tipo de formação geológica encontrada. Para cada fase são utilizados determinados tipos de broca, fluido de perfuração e gerado cascalho de determinada granulometria, que é estudado para caracterizar o reservatório e a formação geológica perfurada (a Figura 2.6 exibe um corte do subsolo com diferentes fases). Cada fase que se encerra recebe um revestimento adequado, permitindo que se inicie a perfuração da próxima fase. Existem basicamente quatro tipos de revestimentos: o condutor, o de superfície, o intermediário e o de produção, apresentados na Figura 2.6. Não precisam ser necessariamente utilizados todos os tipos de revestimentos em um poço. O primeiro revestimento do poço é o condutor, que como está mais próximo da superfície (Figura 2.6) tem a função de prevenir desabamentos de formações próximas à superfície que estejam fracas ou não consolidadas, e proteger lençóis freáticos. O revestimento de superfície também contribui para prevenir desmoronamentos de formações inconsolidadas. Serve como base de apoio para equipamentos de segurança.

Finalmente, o revestimento de produção, que é descido ao poço em caso de ocorrer a produção. Ele isola as zonas de produção no caso de um vazamento do *tubing*, uma tubulação específica que é colocada dentro do revestimento para levar o óleo e gás até a superfície (THOMAS, 2001; ECONOMIDES *et al*., 1998; BOURGOYNE *et al*., 1991).

FIGURA 2.6

PERFIL DO POÇO EXIBINDO OS REVESTIMENTOS



Fonte: THOMAS, 2001

O revestimento após assentado é "cimentado". Uma pasta de cimento é bombeada ocupando o espaço anular entre o revestimento e as paredes do poço, fixando a tubulação e selando o espaço anular. Deste modo evita-se o fluxo de fluidos das formações pelas paredes do poço, isolando a zona.

A pasta de cimento (*cement slurry)* é composta por cimento, água e aditivos que, após aplicada, muda de fase passando do estado líquido para o sólido (BOURGOYNE *et al*., 1991). São empregados aditivos ao cimento como aceleradores (para diminuir o tempo de pega da pasta de cimento), retardadores (prolongam o tempo de pega do cimento), extensores (são absorventes de água ou aditivos para redução de peso), aditivos contra perda de fluido (são utilizados polímeros para reduzir a taxa de expulsão da água presente no cimento para formações permeáveis), aditivos contra a perda de circulação (aditivos para tampar zonas que possuam a tendência de absorver os fluidos, por serem

inconsolidadas ou fracas), agentes anti-espuma (aplicados para alterar a tensão superficial do cimento) e agentes anti-migração de gás (THOMAS, 2001, ECONOMIDES *et al*., 1998, BOURGOYNE *et al*., 1991).

2.3) A Perfuração Marítima

Consta que o "primeiro" poço marítimo de petróleo foi perfurado em *Summerland* (Califórnia, EUA) em 1896 (MMS, 2001). Mas há registros de que em 1264, em visita à cidade persa de *Baku* no Mar Cáspio, Marco Polo teria mencionado fontes abundantes de alcatrão (óleo) surgindo através de "furos", provavelmente poços de petróleo. A primeira perfuração marítima "comercial" de um poço de óleo e gás, utilizando uma plataforma de petróleo, foi feita em 1947 pela empresa americana *Kerr-McGee Corporation*. A então "plataforma marítima" era uma torre de perfuração instalada sobre uma barcaça, similar à da Figura 2.7, e a perfuração foi feita a cerca de 20 Km da costa e a 5 metros de profundidade, na costa da Louisiana (EUA).

FIGURA 2.7
PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PETRÓLEO PIONEIRAS

Fonte: LOUISIANA SECRETARY OF STATE MUSEUMS, 2001.

Na década de 50 começou a atividade de exploração marítima de petróleo no Golfo do México, litoral da Venezuela (lago Maracaibo) e Golfo Pérsico. Na década de 60 começaram as atividades exploratórias no Mar do Norte e na de 70 no litoral do Brasil (PATIN, 1999). A Tabela 2.1 exibe a disposição regional das plataformas marítimas, totalizando nos dias de hoje, mais de 7.000 plataformas de petróleo (PRASTHOFER, 1998).

TABELA 2.1

DISTRIBUIÇÃO INTERNACIONAL DE PLATAFORMAS MARÍTIMAS (1998)

REGIÃO	NÚMERO APROXIMADO DE PLATAFORMAS MARÍTIMAS
Golfo do México	4000
Àsia	950
Oriente Médio	700
Europa	600
Costa Oeste de África	380
América do Sul	340
Costa Norte da África	100
Austrália	42
Califórnia	30
Cook Inlet (Alasca)	15
TOTAL	~ 7000

Fonte: PRASTHOFER, 1998

Quando a perfuração é realizada no mar, e a plataforma utilizada é flutuante, uma série de equipamentos e procedimentos especiais devem ser adotados para manter o navio ou plataforma de perfuração em sua locação determinada e compensar os movimentos induzidos pela ação das ondas. A plataforma ou navio é rebocada até a locação (em caso de não possuir propulsão própria) e em lá chegando é ancorada ao fundo do mar (em caso de não possuir posicionamento dinâmico). No meio marítimo é utilizado um *riser* de perfuração, que é um tubo condutor de grande diâmetro, para estabelecer um meio de comunicação entre o poço e a plataforma na superfície, por onde irá circular a lama e retornar o cascalho. O *riser* guia a coluna de perfuração e os revestimentos da plataforma até o poço.

As plataformas de perfuração marítima podem ser classificadas em duas categorias: as com o BOP na superfície ou no fundo do mar. Na primeira categoria as plataformas podem ser fixas, auto-elevatórias ou de pernas tencionadas (*tension legs*). Na segunda categoria estão as plataformas semi-submersíveis e os navios sonda (THOMAS, 2001; PETROBRAS, 1997). Seguem as explicações e figuras sobre cada tipo de plataforma:

- Plataformas Fixas

A plataforma fixa é uma jaqueta de aço sobre a qual é montada uma superestrutura que comporta todos os equipamentos e acomodações necessárias às atividades de perfuração, desde a própria torre de perfuração até o heliporto. A instalação deste tipo de plataforma é feita com o seu reboque até a locação, quando são estaqueadas no fundo do mar. Possuem a vantagem de serem estáveis até sob as condições mais severas de mar, já que não flutuam. São projetadas para utilização em águas rasas, com limitação de profundidade de cerca de 300 metros de lâmina d'água. A Figura 2.7 ilustra uma plataforma fixa de perfuração.

- Plataformas Auto-elevatórias

Este tipo de plataforma também é projetado para operar em águas rasas. Assim como as fixas, apoiam-se no fundo do mar, oferecendo a vantagem da estabilidade. Possuem um casco (de formato geralmente triangular ou retangular) suportado por pernas treliçadas, variando de 3 a 5, com até 150 metros de comprimento cada. Para transporte da plataforma as pernas são elevadas e o conjunto é rebocado até a locação determinada. Em lá chegando, as pernas são abaixadas e fixadas no fundo do mar sendo o casco posicionado na altura mais conveniente, mantendo a plataforma longe da ação das ondas. Para abandono da locação as pernas da plataforma são suspensas e a unidade é rebocada para outra locação. A Figura 2.8 ilustra este tipo de plataforma de perfuração.

- Plataformas Semi-Submersíveis

Na plataforma semi-submersível a subestrutura se apóia sobre colunas e *pontoons* submarinos (elemento estrutural de ligação de colunas). O lastro é variado de modo a posicionar o calado da unidade longe da ação das ondas. As semi-submersíveis são plataformas que podem operar a maiores lâminas d'água, sendo que a profundidade operacional será limitada principalmente pelos equipamentos do sistema de amarração e pelo sistema de *risers* (conduto que liga a plataforma ao fundo do mar). A Figura 2.9 apresenta um exemplo deste tipo de plataforma.

- Plataformas de Pernas Tencionadas (*Tension Leg*)

Este tipo de plataforma possui estrutura similar às semi-submersíveis, com diferença quanto ao sistema de amarração. A de pernas tencionadas é ancorada ao fundo do mar

com cabos tubulares tencionados. Estes cabos descem tencionados verticalmente ao fundo do mar com o objetivo de reduzir o movimento da plataforma. Um exemplo deste tipo de plataforma encontra-se na Figura 2.10.

- Navios Sonda

Os navios sonda de perfuração são navios comuns adaptados (convertidos) às atividades de perfuração. Sua principal vantagem é a capacidade de perfurar em quase qualquer lâmina d'água. Neste tipo de navio é feita uma abertura em seu centro de gravidade sobre o qual é montada a torre de perfuração e passam a coluna de perfuração, tubulações e outros equipamentos. Ao contrário das demais plataformas possuem propulsão própria possibilitando o deslocamento até o local da perfuração. A Figura 2.11 ilustra este tipo de plataforma de perfuração.

O próximo capítulo abordará os resíduos provenientes das atividades de perfuração, com destaque para os fluidos de perfuração e os cascalhos, que são os mais importantes no caso da perfuração marítima.

FIGURA 2.7
PLATAFORMA FIXA

Fonte: MMS, 2001

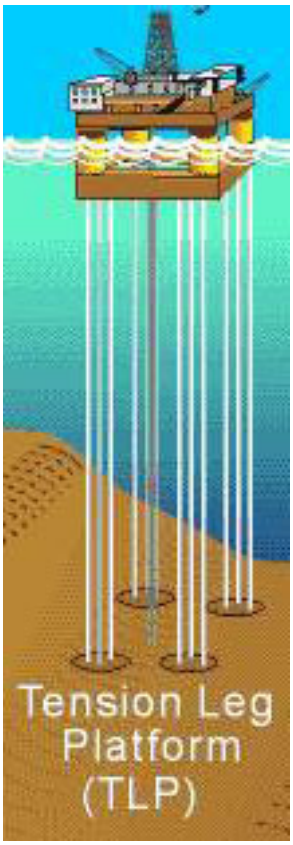
Figura 2.8
Plataforma Auto-Elevatória

Fonte: Transocean Sedco Forex, 2001

Figura 2.9
Plataforma Semi-Submersível

Fonte: Transocean Sedco Forex, 2001

Figura 2.10
Plataforma de Pernas Tencionadas



Fonte: MMS, 2002

Figura 2.11
Navio Sonda

Fonte: Transocean Sedco Forex, 2001

CAPÍTULO 3

Resíduos Característicos da Atividade de Perfuração de Poços Marítimos

3.1) Introdução

O cascalho e o fluido de perfuração são os resíduos que caracterizam a perfuração dos poços de óleo e gás. A polêmica em torno da utilização e descarte destes rejeitos tem os colocado em posição de destaque no debate internacional sobre a proteção ambiental na etapa da exploração marítima de óleo e gás, o que vem exigindo uma legislação própria que regulamente a matéria no Brasil, principalmente após a abertura do setor petróleo no país.

Para compreender a questão ambiental na etapa da perfuração de poços marítimos de óleo e gás é preciso conhecer os resíduos desta atividade conforme apresentará este capítulo, centrado no cascalho e fluido de perfuração que são os principais. É preciso compreender a influência do fluido utilizado sobre o cascalho produzido pelo poço, conhecer e entender as peculiaridades, vantagens e desvantagens da utilização de cada tipo de fluido e as preocupações com a toxicidade, biodegradação e bioacumulação que permeiam o descarte dos fluidos em ambiente marinho, conforme será discutido a seguir.

3.2) O Fluido de Perfuração

Durante a perfuração de um poço de petróleo, a broca expele através de pequenos orifícios (Figuras 2.1 e 2.2) o chamado fluido de perfuração (Figura 3.1), conforme o caminho indicado pela letra A na Figura 3.2. Ao avançar triturando as formações geológicas, a broca gera o cascalho que é transportado até a superfície pelo fluido de perfuração. Este transporte é feito através do espaço anular formado entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, conforme o caminho indicado pela letra B na Figura 3.2. Os fluidos de perfuração são misturas de sólidos, líquidos, aditivos químicos e/ou gases. Podem assumir o aspecto de suspensões, emulsões ou dispersões coloidais, dependendo do estado físico de seus componentes. Quando da perfuração dos primeiros poços de petróleo utilizava-se a própria argila da formação misturada à água formando uma espécie de lama, motivo do fluido também ser denominado *lama* de perfuração (VEIGA, 1998).

FIGURA 3.1

FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Fonte: BAROID, 2001

A utilização de fluidos de perfuração começou em 1901 no poço de *Spindletop* no Texas (BOURGOYNE *et al*., 1991) e seu desenvolvimento permanece até hoje como um grande desafio para a indústria do petróleo, na busca pelo ponto ótimo entre custo, performance técnica, e a partir da década de 80, o atendimento às exigências ambientais. A eficiência da perfuração de um poço depende em grande parte do casamento entre o fluido de perfuração utilizado com as formações perfuradas.

São funções dos fluidos de perfuração (VAN DYKE, 2000; ECONOMIDES *et al*., 1998; BOURGOYNE *et al*., 1991; LUMMUS *et* AZAR, 1986):

- <u>Lubrificar e resfriar a broca</u>

O peso e rotação sobre a broca são muito elevados, gerando atrito e consequentemente calor, necessitando de resfriamento, oferecido pelo fluido de perfuração. A fricção entre a broca e as paredes do poço também é muito elevada, exigindo lubrificação também proporcionada pelo fluido.

- <u>Limpar o poço e transportar o cascalho à superfície</u>

O fluido de perfuração tem a função de “limpar” o poço, ou seja: abrir passagem para a broca retirando os pedaços de rocha já triturados, para que não haja perda de tempo

“retriturando-os”, o que reduz a taxa de penetração nas formações. O cascalho é carreado para a superfície pelo espaço anular situado entra a coluna de perfuração e as paredes do poço.

- Proteger e suportar as paredes do poço

O fluido de perfuração fornece a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso das paredes do poço. O controle das pressões no interior do poço é feito pelo fluido através da geração de uma pressão hidrostática superior à pressão dos fluidos das formações (aqueles contidos nos poros das formações) cortadas pela broca. Quando esta pressão hidrostática se torna menor do que a das formações, e em presença de permeabilidade suficiente, pode ocorrer o fluxo de fluido de formação para o interior do poço, que se não devidamente controlado pode se transformar numa erupção (*blowout*). Quando o fluido exerce pressão sobre as paredes do poço, uma parcela penetra nos poros da formação (filtrado). As partículas sólidas da lama grudam nas paredes do poço formando uma fina camada impermeável que estabiliza as formações (*mud cake*, que pode ser traduzido como “reboco”). Esta camada além de estabilizar as paredes do poço reduz a absorção de fluido de perfuração pelas formações, a chamada perda de fluido, quando se diz que “o poço está bebendo”. Um argilo-mineral viscosificante denominado bentonita é freqüentemente adicionado à lama para melhorar sua habilidade em formar o referido “reboco” que estabiliza as paredes do poço.

- Prevenir a entrada de fluidos da formação para dentro do poço

A pressão hidrostática do fluido de perfuração no poço pode ser a mesma, maior ou menor do que a pressão das formações perfuradas. Quando a pressão do fluido no poço é igual à das formações diz-se que o poço está balanceado (*balanced*). Quando ela é menor do que a das formações diz-se que o poço está subbalanceado (*underbalanced*). E quando é maior que a das formações diz-se que o poço está sobrebalanceado (*overbalanced*). No caso *underbalanced* é permitida e pode ocorrer a penetração de fluidos da formação no interior do poço. Este fluxo descontrolado é denominado *kick*, que pode progredir para uma erupção se não controlado. Portanto, a perfuração deve ser conduzida com um fluido de peso/densidade que proporcione a pressão adequada para manter os fluidos da formação longe do poço, a menos que a perfuração seja *underbalanced.*

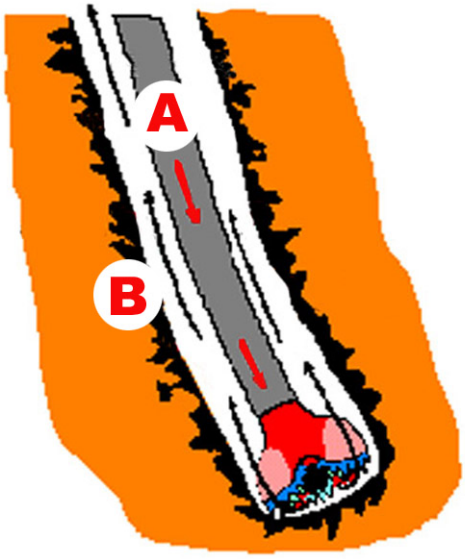
- Trazer à superfície informações a respeito das formações perfuradas

O cascalho e fluido de perfuração que chegam à superfície constituem valiosas fontes de informações sobre as formações que estão sendo perfuradas. Geólogos examinam o

cascalho para saber que tipo de formações estão perfurando no momento, assim como os técnicos de fluido de perfuração analisam o seu retorno, avaliando o quanto de água, gás ou óleo está entrando no poço.

FIGURA 3.2

FLUXO DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO



Fonte: NAS, 2000

Os fluidos de perfuração sofrem a adição de aditivos com o objetivo de desempenharem as mais diversas funções (BLEIER *et al*, 1992; ECONOMIDES *et al.*, 1998; VEIGA, 1998):

- Agentes utilizados para conferir peso

São adicionados para aumentar o peso do fluido de perfuração com o objetivo de controlar a pressão hidrostática no interior do poço. O mais utilizado é a barita ou sulfato de Bário ($BaSO_4$), que pode conter traços de metais pesados como cádmio e mercúrio, razão pela qual é sujeita à controle pelos órgãos ambientais competentes (vide Capítulo 4). Uma alternativa à barita é a hematita ou o carbonato de cálcio.

- Viscosificantes

São agentes utilizados para conferir viscosidade aos fluidos de perfuração. A viscosidade representa a medida da resistência interna da lama a fluir. O aditivo mais utilizado para este fim é a bentonita, o primeiro e mais antigo aditivo a ser utilizado no

fluido de perfuração. Trata-se de um gel que incha em contato com a água dando "corpo" à lama, além de ser escorregadio, reduzindo a fricção entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. A adição de bentonita deve ser controlada de modo a não provocar redução da permeabilidade do reservatório perfurado.

- Dispersantes

Possuem a função de dispersarem os sólidos presentes nos fluidos de perfuração. São os lignosulfonatos e lignito.

- Defloculantes

Previnem a floculação dos sólidos ativos nos fluidos de perfuração. São os poliacrilatos de cálcio, sódio e potássio.

- Agentes utilizados no controle da "perda de fluido"

Durante a perfuração de um poço, ocorre perda de fluido de perfuração para as formações porosas, quando estas são muito cavernosas ou fraturadas. Esta perda pode contaminar zonas de óleo e gás. Os "redutores de filtrado" como a argila de bentonita, amidos, lignita ou polímeros reduzem a perda de fluido para a formação perfurada promovendo a melhoria do reboco depositado nas paredes do poço.

- Emulsionantes

São adicionados para formar, manter e estabilizar emulsões. Estabilizam a emulsão direta ou indireta (respectivamente, óleo em água e água em óleo). São exemplos os ácidos graxos e alquilados sulfonados.

- Biocidas

Estes agentes controlam os processos fermentativos do fluido de perfuração devido à ação de microorganismos como o glutaraldeído, sais quaternários de amônio e tiocianato.

- Salmouras

São utilizadas como a fase aquosa ou para balancear as interações dos fluidos de perfuração com argilas ou sais solúveis das formações. As salmouras utilizadas nas lamas à base de água são tipicamente NaCl ou KCl, e nas lamas sintéticas ou à base de óleo é o $CaCl_2$.

- Lubrificantes

Reduzem o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. São os ésteres graxos e o polipropilenoglicol.

- Inibidores de Corrosão

Prevenção de corrosão e descamação dos tubos e demais equipamentos de perfuração. São as aminas fílmicas e álcoois superiores.

- Liberadores de Coluna

Empregados no preparo de tampões de fluidos para injeção no espaço anular, quando ocorre aprisionamento da coluna de perfuração. Destroem o reboco formado pelos fluidos na interface coluna/poço. São os ácidos, hidrocarbonetos e ésteres graxos.

- Controladores de pH

Aditivos destinados não só a controlar o pH dos fluidos de perfuração numa faixa preestabelecida, mas também reduzir as taxas de corrosão e estabilizar as emulsões. São os hidróxidos de sódio ou potássio, acido acético e acetato e carbonato de sódio.

Os fluidos de perfuração diferenciam-se quanto à sua base, que pode ser água (item 3.2.1), óleo (item 3.2.2) ou sintética (item 3.2.3). Há também os fluidos de perfuração da base aerada (item 3.2.4). Podem ser utilizados fluidos de perfuração de diferentes bases para cada fase de perfuração de um mesmo poço. Durante a perfuração de um poço pode ocorrer ingresso de fluidos de perfuração no meio marítimo através de eventos acidentais (vazamentos ou erupções) ou operacionais, como o descarte de cascalho ao mar (que leva o fluido agregado), através das trocas de fluido ao final de cada fase de perfuração ou ao final das atividades (quando não há reaproveitamento de fluido).

3.2.1) Os Fluidos de Perfuração à Base de Água

A grande maioria dos fluidos de perfuração utilizados no mundo é formada por líquidos à base de água (MMS, 2000). O fluido à base de água consiste numa mistura de sólidos, líquidos e aditivos químicos tendo a água como a fase contínua. O líquido base pode ser a água salgada, água doce ou água salgada saturada (salmoura), dependendo da disponibilidade e das necessidades relativas ao fluido de perfuração (ECONOMIDES *et al*., 1998).

Os principais tipos de fluidos à base de água são os fluidos convencionais, fluidos naturais, fluidos dispersos tratados com lignosulfonados, fluidos tratados com cal, fluidos tratados com gesso, fluidos não dispersos tratados com cal e polímeros, fluidos salgados tratados com polímeros, fluidos de base KCl, fluidos isentos de sólidos e os

fluidos biopoliméricos (VEIGA, 1998). A título de ilustração, a Tabela 3.1 apresenta a composição de um fluido à base de água lignosulfonado e fluido à base de água tratado com polímeros.

TABELA 3.1

EXEMPLOS DE COMPOSIÇÕES DE FLUIDOS À BASE DE ÁGUA

FLUIDO À BASE DE ÁGUA LIGNOSULFONADO		FLUIDO À BASE DE ÁGUA POLIMÉRICO	
Componente	Peso (%)	Componente	Peso (%)
Água	76%	Água	80%
Barita	15%	Barita	17%
Bentonita	7%	Bentonita	2%
Lignosulfonado	1%	PHPA	0,2%
Lignita	1%	Polímero	0,2%
Amido	~ 0,2%	Amido	0,6%

Fonte: PATIN, 1999

Os fluidos de perfuração à base de água possuem uma baixo custo comparado aos demais, são biodegradáveis e se dispersam facilmente na coluna d'água (DURRIEU, ZURDO *et al*., 2000). Logo, seu descarte marítimo é permitido em quase todo o mundo, desde que respeitadas as diretrizes de descartes de efluentes marítimos de cada região. Infelizmente, os fluidos de perfuração à base de água possuem algumas desvantagens. Tal tipo de fluido possui argilas altamente hidrofílicas em sua composição (tais argilas são também encontradas nos folhelhos, típica rocha sedimentar rica em argilas hidrofílicas, em especial os encontrados em localidades *offshore* ou bacias sedimentares mais jovens, caracterizando formações muito sensíveis à água) KHONDAKER (2000). Também chamadas "sólidos ativos", estas argilas reagem quimicamente com a água do fluido de perfuração, provocando um "inchaço" da argila e dispersando partículas pelo fluido e por todo o poço. Este fenômeno interfere mecanicamente com a perfuração, provocando um efeito de intrusão da argila "inchada" nos poros das formações cortadas pela broca, formando uma barreira que paralisa ou restringe significativamente o fluxo da produção de hidrocarbonetos. (BLEIER, LEUTERMAN *et al*, 1992; LUMMUS *et* AZAR, 1986). Este é um grave problema de performance causado pela utilização de

lamas à base de água, provocando também instabilidade ao poço e perda de fluido para as formações. Em paralelo, este “inchaço” de material leva a uma geração de volume extra de resíduos de perfuração. A solução para os problemas apontados acima é “inibir” o fluido através da adição de substâncias químicas que impeçam ou diminuam sua reação com a água. São os denominados “inibidores” como o sódio, potássio e íons de cálcio, que reduzem a atividade dos sólidos ativos minimizando a hidratação e o “inchaço” da argila e folhelhos.

Devido a tais dificuldades, os fluidos de perfuração à base de água não conseguiram acompanhar os novos desafios que foram surgindo com a evolução da tecnologia, como a perfuração direcional ou em águas profundas. A utilização dos fluidos à base de água nestes empreendimentos poder tornar a perfuração lenta, custosa ou até mesmo impossível (EPA, 1999), além de gerar uma quantidade maior de resíduos.

3.2.2) Os Fluidos de Perfuração à Base de Óleo

Os fluidos de perfuração à base de óleo foram desenvolvidos para situações onde os à base de água apresentavam limitações técnicas e operacionais. As lamas à base de óleo são similares em composição às à base de água, exceto pela fase contínua que passa a ser o óleo. A água está presente na lama à base de óleo sob a forma de uma emulsão, onde as gotas de água ficam suspensas no óleo caracterizando uma emulsão de água em óleo (é necessário adicionar um emulsionante químico para impedir que as gotas d’água coalesçam). A Tabela 3.2 apresenta um exemplo da composição de uma lama à base de óleo.

TABELA 3.2

EXEMPLO DA COMPOSIÇÃO DE UM FLUIDO À BASE DE ÓLEO

COMPONENTE	PESO (%)
Barita	60,9%
Óleo base	31,4%
CaCl	3,3%
Emulsionador	2,2%
Agente umidificante	1,8%
Cal	0,2%
Viscosificante	0,2%

Fonte: PATIN, 1999

Introduzidos no mercado na década de 40 os fluidos à base de óleo logo ganharam destaque, apesar de custarem de 2 a 4 vezes mais do que os de base aquosa. O motivo deste interesse estava relacionado a um desempenho superior para determinadas e freqüentes situações, como na perfuração de formações com folhelhos altamente reativos que avariassem-se facilmente com lamas à base de água, na perfuração de poços sujeitos a altas pressões e temperaturas, de poços direcionais, de poços que requisitassem uma maior lubrificação entre a coluna e as formações ou quando as condições geológicas requisitassem uma maior estabilização do furo do poço (FRIEDHEIM et SHINNIE, 1991). Os fluidos à base de óleo são muito utilizados e indicados para a perfuração marítima, onde freqüentemente o caminho do poço é desviado para alcançar determinado ponto do reservatório (perfuração direcional). Isto se deve por serem os poços direcionais tipicamente mais restritivos em relação à lubrificação e estabilidade das paredes do poço, quando comparados aos verticais (CAMPBELL, 1998; HENDRIKS, 1994).

As vantagens de performance na perfuração com lamas à base de óleo em comparação com as de base aquosa são (HALL, 2001; VEIGA, 1998; BLEIER, LEUTERMAN *et al*, 1992):

- Compatibilidade com as formações sensíveis à água. Como o óleo é a fase contínua nas lamas à base de óleo, somente ele penetra na formação reduzindo ao mínimo a invasão de água que avaria as formações no caso da utilização dos fluidos aquosos,
- Minimização da corrosão, pois a fase de óleo contínua presente na lama não atua como um eletrólito como no caso das lamas à base de água,
- Maior estabilidade térmica e estrutural na perfuração de poços profundos e com altas temperaturas,
- Melhor lubrificação, facilitando a perfuração de poços direcionais,
- O fluido à base de óleo pode ser reaproveitado após tratamento adequado,
- Em virtude das vantagens acima a perfuração é feita mais rapidamente, proporcionando um aumento das taxas de penetração.

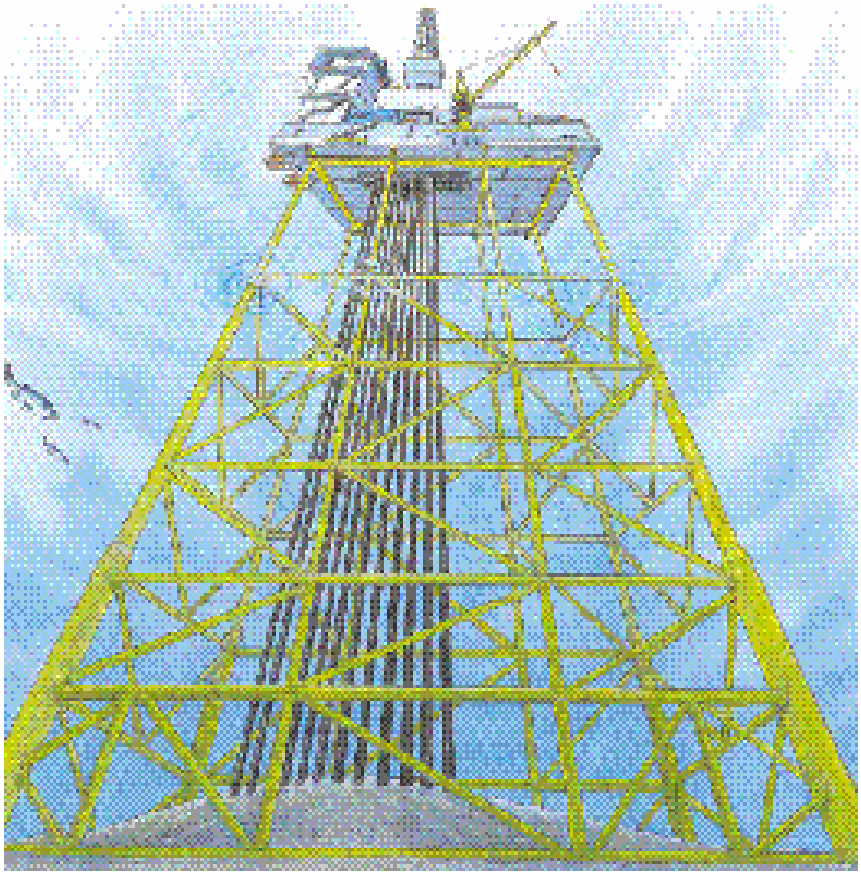
Infelizmente, ao mesmo tempo em que ganham em performance, as lamas à base de óleo são prejudiciais ao meio ambiente quando descartadas ao mar. A toxicidade é a mais séria e talvez uma desvantagem insuperável das lamas a base de óleo. São altamente tóxicas e biodegradam-se lentamente nas condições anóxicas que são encontradas no ambiente submarino (DURRIEU, ZURDO *et al*., 2000). O cascalho descartado ao mar proveniente de um poço onde foi utilizada lama à base de óleo tende a se aglomerar em "placas", que passam rapidamente pela coluna d'água acumulando-se no fundo do mar sob a forma de pilhas submarinas. O mesmo não ocorre quando se usa lama de base aquosa. Neste caso o cascalho não tende a se acumular, dispersando-se pelo assoalho marinho (MCFARLANE et NGUYEN, 1991). A Figura 3.2 apresenta um desenho de onde se pode observar uma pequena acumulação de cascalho aos pés de uma plataforma fixa. Estudos de campo têm pesquisado efeitos do descarte de cascalho misturado à fluidos de perfuração à base de óleo. Têm sido identificadas alterações como bioacumulação de hidrocarbonetos em tecidos de peixes e invertebrados, alterações fisiológicas em peixes, redução do nível de oxigênio em virtude da decomposição de componentes das lamas à base de óleo, além do sufocamento do bentos devido ao recobrimento físico pelo cascalho (GESAMP, 1993).

O óleo inicialmente empregado como base para os fluidos de base oleosa foi o *diesel*, devido à sua boa disponibilidade e baixo custo. Na década de 60 as lamas chegavam a sofrer a adição de até 10% de *diesel*, tendo este percentual variado entre 40 e 50% no

final da década de 70 (FAULDS, 1999). No início da década de 80 testes de toxicidade feitos na Inglaterra com lamas à base de *diesel* chamaram a atenção para a sua toxicidade, culminando em 1984 com o banimento do uso do *diesel* em fluidos de perfuração em toda a Europa (JACHNIK, 1994). Vários países passaram gradativamente a restringir o descarte dos cascalhos provenientes de poços perfurados com lama à base de óleo e a indústria do petróleo se viu obrigada a pesquisar e desenvolver óleos de baixa toxicidade. Num primeiro momento, no inicio da década de 80, foram desenvolvidos os fluidos de base óleo mineral. O óleo mineral é uma mistura de hidrocarbonetos alifáticos médios, criados a partir do petróleo muito refinado. Enquanto o óleo *diesel* possui de 20 a 61% de hidrocarbonetos aromáticos, os óleos minerais típicos possuem menos de 20% (VEIGA, 1998).

FIGURA 3.2

ACÚMULO DE CASCALHO SOB PLATAFORMA FIXA



Fonte: UKOOA, 2001

A partir do final da década de 80 a pesquisa e desenvolvimento de fluidos de base não aquosa, os chamados NAFs (*Non-Aqueous Fluids*), passou a adquirir importância crescente e estratégica, em função do rigor crescente da legislação ambiental internacional. Os NAFs são classificados de acordo com o fluido base utilizado em sua formulação e estes em função de sua origem e conteúdo de hidrocarbonetos poliaromáticos – HPAs, como apresentado na Tabela 3.3.

Os NAFs compreendem os fluidos à base de óleo, os à base de óleo mineral de baixa toxicidade, à base de óleo mineral melhorado e os de base sintética, que serão abordados com mais detalhe no próximo item deste capítulo.

TABELA 3.3
PERCENTUAL DE HPA (expresso como fenantreno)
EM FLUIDOS NÃO AQUOSOS

TIPO DE FLUIDO NÃO AQUOSO	NÍVEL DE HIDROCARBONETOS POLIAROMÁTICOS
Óleo (mineral, *diesel*)	HPA > 0,35%
Óleo mineral de baixa toxicidade	0,001 % < HPA < 0,35
Óleo mineral melhorado	HPA < 0,001%
Sintéticos	HPA < 0,001%

Fonte: IBP, 2000; MEINHOLD, 1999; VEIGA, 1998

Os fluidos à base de óleo (*Oil based fluid*) possuem como base os "óleos convencionais", que apresentam tipicamente 0,35% por peso de HPAs. Estão incluídos nesta categoria os fluidos à base de óleo *diesel* e óleo mineral. Os à base de óleo mineral de baixa toxicidade (*Low toxicity mineral oil based fluids*) possuem nível de HPAs inferior a 0,35% mas superior a 0,001%. Incluem-se nesta categoria os materiais refinados do óleo cru. Os à base de óleo mineral melhorado (*Enhanced mineral oil based fluids*) apresentam menos de 0,001% de HPAs, consistindo num destilado de petróleo altamente purificado. Finalmente os de base sintética (*Synthetic based fluids*) são produzidos através de reações químicas, alcançando níveis de HPA inferiores a 0,001% (vide próximo item, 3.2.3) (IBP, 2000; MMS, 2000; MEINHOLD, 1999; VEIGA, 1998).

3.2.3) Os Fluidos de Perfuração Sintéticos

Os fluidos de perfuração sintéticos foram desenvolvidos como uma alternativa às limitações de performance dos à base de água em resposta às restrições ambientais impostas aos fluidos à base de óleo. Utilizando como fluido base substâncias químicas sintéticas, os fluidos sintéticos são também chamados “pseudo-lamas à base de óleo”, pois na prática as substituem, oferecendo menor toxicidade e produção de menor volume de resíduos de perfuração. Os sintéticos são muito utilizados em áreas marítimas onde é proibido o descarte de cascalho quando se perfura com lamas à base de óleo. Os fluidos sintéticos são mais caros do que os oleosos, não deixando de serem economicamente compensadores, pois o descarte marítimo dos fluido de perfuração à base de óleo está proibido em diversas partes do mundo implicando em custos e riscos extra a serem assumidos com o transporte dos resíduos para descarte em terra.

O primeiro fluido de perfuração sintético foi um éster empregado em março de 1990 na costa da Noruega, abrindo caminho para a que ficou conhecida como “primeira geração” de fluidos de perfuração sintéticos. Esta geração foi composta pelos ésteres, éteres, polialfaolefinas (PAOs) e acetatos. Na segunda metade da década de 90 pesquisas originaram a chamada “segunda geração” de sintéticos, composta pelos alquilbenzenos lineares (LABs), linear alfa olefinas (LAOs), olefinas internas (IOs) e parafinas lineares (LPs) (FRIEDHEIM e CONN, 1996). Nesta segunda geração os pesquisadores procuraram reduzir os custos dos fluidos sintéticos, o que segundo PATIN (1999) acabou por trazer elementos de maior toxicidade em relação aos fluidos da primeira geração. A Tabela 3.4 mostra a evolução do desenvolvimento das bases dos fluidos de perfuração não aquosos desde o óleo *diesel*.

A agência de proteção ambiental americana (EPA), ciente da dificuldade técnica a ser enfrentada pela utilização dos fluidos de perfuração à base de água em poços marítimos, e acreditando que a utilização de lamas à base de óleo, que seriam a melhor alternativa técnica, provocaria um gasto maior de energia, custos, emissões e riscos (já que o descarte marítimo daquele tipo de lama é proibido naquele país obrigando ao transporte dos resíduos para terra), concluiu pela alteração das normas vigentes para descarte no mar de resíduos da atividade de perfuração marítima de poços de óleo e gás, dando apoio à utilização de fluidos de perfuração de base sintética. (EPA, 1999)

TABELA 3.4

EVOLUÇÃO DOS FLUIDOS OLEOSOS E SINTÉTICOS

DATA DE INTRODUÇÃO	TIPO DE FLUIDO BASE
Antes de 1980	Óleo *diesel* e óleo cru
1980	Óleos minerais
1985 – 1990	Óleos minerais de baixa toxicidade
1989	Ésteres
1992	Éteres
1993	LABs (alquilbenzenos lineares)
1995	LAOs (Linear Alfa Olefinas)
1996	IO (Olefinas Internas)

Fonte: GETLIFF, BRADBURY *et al*, 2000

Com o objetivo de emendar as normas vigentes para descarga de efluentes provenientes da indústria de exploração de óleo e gás em águas americanas, a agência propôs, em fevereiro de 1999, o *Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for Synthetic-Based and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category – 40 CFR Part 435* (EPA, 1999). As principais normas então vigentes naquele país para o descarte de efluentes provenientes das atividades de perfuração marítima datavam de 1993, sendo os principais pontos (VEIGA, 1998; BURKE *et* VEIL, 1995):

- Proibição do descarte marítimo de fluidos e cascalho dentro de 3 milhas da costa (exceto para o Alasca),
- Descarte marítimo proibido de óleo *diesel*,
- Limite de toxicidade de 30.000 ppm da FPS[1] em teste de toxicidade aguda CL50 96h em fluidos de perfuração (vide item 3.2.5),
- Limite da concentração de Cádmio (3 mg/Kg) e Mercúrio (1 mg/Kg) na Barita.

No Brasil não há legislação que regulamente o descarte de resíduos específicos da perfuração de poços marítimos de óleo e gás (cascalho e o fluido de perfuração),

[1] Fração Particulada Suspensa

conforme será visto e dadas sugestões no capítulo 4 desta tese. A Petrobras já utiliza fluidos de perfuração sintéticos na costa brasileira. Na Bacia de Campos o IBAMA já concedeu Licença Prévia de Perfuração para um operador descartar cascalho tendo perfurado com fluido sintético à base de parafina, conforme será visto no capítulo 5 desta tese.

3.2.4) Os Fluidos de Perfuração à Base de Ar

Um poço pode ser perfurado utilizando ar ou gás natural ao invés dos fluidos de perfuração líquidos convencionais. Através destes tipos de fluido o ar ou gás circulam do mesmo modo do que uma lama líquida convencional através de pressão fornecida por compressores que são instalados na superfície junto aos demais equipamentos de perfuração. A perfuração com ar puro utiliza ar comprimido ou nitrogênio. Quando o ar é utilizado, sua combinação com hidrocarbonetos no subterrâneo pode se transformar numa mistura explosiva, exigindo cuidados extras quanto a explosões ou incêndios. Os fluidos de perfuração aerados executam satisfatoriamente suas funções nas operações de perfuração, exceto em relação ao transporte de cascalho (ainda que apresentem a grande vantagem de não contaminar o cascalho) e ao controle de pressões subterrâneas. Por este motivo, sua aplicação fica limitada a regiões que possuam autorização legal e existência de formações de baixa permeabilidade, como calcários ou formações com rochas muito duras.

As formas básicas de fluidos utilizados na perfuração a ar são o pó (polvilhado), névoa (neblina) ou espuma. Pode-se também lançar mão da aeração de determinadas lamas convencionais. As lamas aeradas são utilizadas quando há problemas graves de perda de circulação nas formações perfuradas e não há possibilidade de se utilizar outro fluido à base de ar. Para reduzir as taxas de corrosão associadas à utilização das lamas aeradas tem sido utilizado, ao invés do ar, o nitrogênio que é gerado na região da perfuração (ECONOMIDES *et al.* 1998).

3.2.5) Toxicidade de Fluidos de Perfuração

Em 1978 a preocupação relativa à toxicidade dos fluidos de perfuração em poços marítimos de óleo passou a chamar a atenção do governo e da indústria do petróleo nos Estados Unidos. Neste ano a agência de proteção ambiental americana (EPA)

estabeleceu como condição para concessão de licenças de perfuração em *Baltimore Canyon* (EUA) a participação das empresas de petróleo em um programa de bioensaios em fluidos de perfuração à base de água. Como resultado do projeto o fluido que exibiu a maior toxicidade, um fluido de potássio com polímeros, passou a servir de parâmetro de toxicidade. Segue o procedimento do teste de toxicidade com base em VEIGA (1998). Uma parte de fluido de perfuração é misturada a nove partes de água do mar, tal mistura é agitada por 5 minutos e em seguida decantada por uma hora. Surgirá a chamada FPS, ou fração particulada suspensa, que é o material sobrenadante. O organismo padrão utilizado no teste foi uma espécie de crustáceo denominada Misidáceo (tipo de camarão), de nomenclatura científica *Mysidopis Bahia*. Os organismos são expostos à FPS por 96 horas. O teste fornece um parâmetro expresso em partes por milhão, denominado CL50 96h, que é a Concentração Letal que mata 50% dos organismos dentro de um período de 96 horas. O valor do CL50 96h é inversamente proporcional à toxicidade: quanto menor for o seu valor mais tóxica é determinada amostra (o que é natural pois é mais tóxica a concentração inferior que lesa a amostra). O teste CL50 96h serviu de parâmetro para o estabelecimento do limite de toxicidade de 30000 ppm ou 3% da FPS, seguido pela EPA na avaliação da toxicidade dos fluidos (VEIGA, 1998; BLEIER, LEUTERMAN *et al*, 1992). Este teste é solicitado pela EPA até hoje e feito inclusive para controle de toxicidade em fluidos de perfuração no Brasil. O teste americano é realizado com o organismo *Mysidopis Bahia* e no Brasil com o *Mysidopis Juniae*, que segundo VEIGA (1998), por apresentar biologia semelhante e ser da mesma família do organismo americano, pode ser também utilizado como organismo de referência para a avaliação de toxicidade de fluidos de perfuração na costa brasileira.

Importante ressaltar que o teste CL50 96h avalia apenas a toxicidade sobre organismos presentes na coluna d'água. Quando descartados em ambiente marinho, os fluidos de perfuração podem impactar a <u>coluna d'água</u> (fluidos de base aquosa) ou o <u>assoalho marinho</u> (fluidos de base não aquosa). Há uma diferença entre o comportamento no mar dos fluidos de perfuração de base aquosa dos de base não aquosa. Os de base aquosa se dispersam na coluna d'água ao contrário dos de base não aquosa. Logo, a preocupação com a toxicidade dos primeiros é sobre os organismos presentes na coluna d'água, enquanto que nos segundos é sobre o bentos, ou os seres que vivem no fundo do mar (CLODFELTER et RATLIFF, 2001; WILLS, 2000; IBP, 1999).

3.2.6) Bioacumulação e Biodegradação de Fluidos de Perfuração

A importância do estudo destas variáveis veio com a utilização de fluidos sintéticos, que como já visto passam rapidamente pela coluna d'água e se assentam no fundo do mar, ao contrário dos de base aquosa que vão se dispersando pela coluna d'água.

Bioacumulação é a absorção e retenção no tecido de um organismo de uma substância química biodisponível de alguma fonte externa como a água, sedimentos ou substrato (diferente da bioconcentração que é a absorção e retenção de uma substância química na água) (IBP, 1999). O potencial de bioacumulação é avaliado pelo coeficiente de partição entre o octanol e a água, denominado Log P_{ow} (onde os índices o e w significam respectivamente "*octanol*" e "*water*"). O teste verifica se certo componente químico se dissolve mais facilmente no octanol ou na água, tomando como base o fato de que os lipídios (substância gordurosa que constitui um dos principais componentes estruturais das células vivas) são solúveis nos álcoois e pouco solúveis na água (SAASEN, BERNSTEIN *et al.* 2000). Estudos têm mostrado que substâncias com Log P_{ow} superior a 3 e peso molecular inferior a 600 possuem tendência de acumular. Entretanto substâncias com um Log P_{ow} superior a 7 não mais bioacumulariam em espécies aquáticas, pois neste caso as moléculas das substâncias seriam tão grandes que não passariam por difusão entre a água e as brânquias (MELTON, SMITH *et al*., 2000; MMS, 2000; IBP, 1999; CAMPBELL, 1998).

Biodegradação é a decomposição de um material em componentes mais simples, feita por organismos vivos (LIMA e SILVA *et al*, 1999). As taxas de biodegradação de um fluido de perfuração dependem da base e concentração do fluido, solubilidade, peso molecular, condições marinhas (como temperatura da água do mar e correntes), tipo de sedimento (areia, argila ou silte) e principalmente da disponibilidade de oxigênio no meio (FRIEDHEIM e CONN, 1996). Estudos têm mostrado que a disponibilidade de oxigênio é um fator chave na determinação da velocidade de biodegradação de um componente, sendo mais veloz em condições aeróbias do que nas anaeróbias (IBP, 1999). Testes realizados com fluidos sintéticos no Mar do Norte indicaram que os ésteres são os que degradam mais rápido no fundo do mar, seguidos das linear alfa olefinas (LAOs), olefinas internas (IOs), polialfaolefinas (PAOs) e éteres (MMS, 2000). O estudo da biodegradação dos fluidos sintéticos permite concluir que, em condições comparáveis: (IBP, 1999)

- Os fluidos de perfuração que degradam mais rápido são os sintéticos à base de éster,
- A degradação ocorre mais rápido em condições aeróbias do que anaeróbias,
- Quanto maior a concentração do fluido base, menores as taxas de degradação de fluido nos sedimentos marinhos e
- A temperatura e tipo de sedimento marinho (areia, argila, silte) influencia na taxa de degradação dos fluidos.

Há uma linha de pensamento que discorda da idéia de que devem ser pesquisados fluidos que degradem o mais rapidamente possível no fundo do mar (possibilitando desta forma a recuperação do bentos afetado no entorno), afirmando que tal degradação deve ser moderada pois ao se desenvolver consome o oxigênio da água estabelecendo condições anóxicas na região, o que é letal ao bentos (FRIEDHEIM e CONN, 1996).

3.3) O Cascalho

Atualmente não existe perfuração sem a produção de cascalho, resíduos de rocha que a broca produz ao abrir caminho pelas formações (vide figura 3.3) que são transportados à superfície pelo fluido de perfuração. A Figura 3.3 apresenta um recipiente contendo cascalhos acompanhado de uma ampliação.

O volume de cascalho gerado por um poço varia de acordo com sua profundidade, diâmetro, características geológicas das formações perfuradas e tipo de fluido utilizado. Teoricamente o volume de cascalho gerado durante a perfuração de um poço é o volume geométrico do cilindro perfurado (chamado volume nominal do poço). Mas no cálculo do volume de cascalho produzido é dado um coeficiente de segurança em torno de 20% devido a eventuais desabamentos das formações para dentro do poço, normais durante a perfuração. A EPA (2000) estima que para cada metro vertical perfurado sejam produzidos entre 0,6 e 6,0 barris de cascalho. No capítulo 5 desta tese foram retirados índices para a Bacia de Campos, que ficaram entre 1,2 e 1,6 barris de cascalho produzidos por metro perfurado.

FIGURA 3.3

EXEMPLO DE CASCALHO PROVENIENTE DA PERFURAÇÃO DE POÇOS

Fonte: Adaptado de UKOOA, 2001

O fluido de perfuração que sai do poço chega à superfície com sólidos (cascalhos) agregados. O fluido é então imediatamente direcionado a um sistema de controle de sólidos (item 3.5 desta tese). Este sistema extrai os sólidos do fluido de perfuração, naturalmente restará sempre um percentual de fluido agregado ao cascalho. O IBAMA considera como “boa prática” em águas brasileiras o descarte de cascalho com até 10% de fluido aderido.

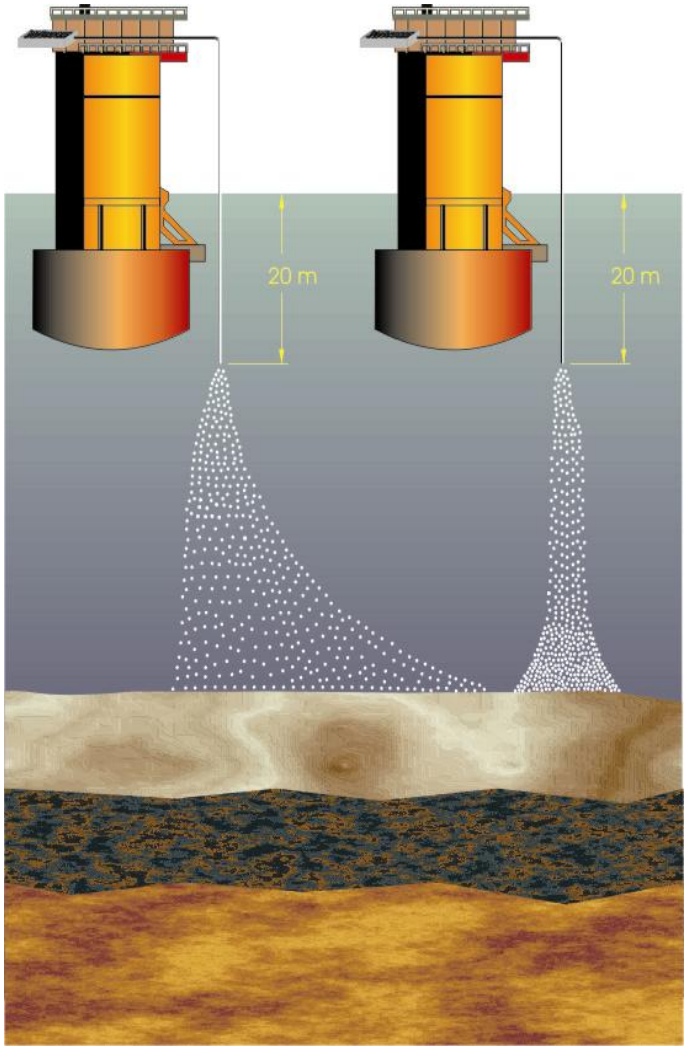
O tipo (base) do fluido de perfuração utilizado para a perfuração marítima influencia diretamente no comportamento do cascalho após seu descarte para o mar. Ao ser descartado no mar, o cascalho proveniente de uma perfuração realizada com fluidos à base de água se dispersa pela coluna d’água e vai sendo “lavado” em seu percurso de descida até assentar no fundo do mar. O termo hidrodinâmico que caracteriza o deslocamento da massa de cascalhos dentro da água é “pluma de dispersão”, que neste caso será “aberta”, conforme observado no descarte da esquerda da Figura 3.3. Como se observa na figura, neste caso não há tendência para formação de acumulações submarinas sob a forma de pilhas de cascalho. Quando se perfura com fluidos de base não aquosa (NAFs), o cascalho tende a se agregar em “blocos” ou “placas” que não se dispersam na coluna d’água e afundam rapidamente até assentarem no fundo do mar,

permanecendo pouco tempo na coluna d'água. Desta vez a pluma de dispersão é "fechada", como observado no descarte da direita na Figura 3.3, e há o potencial para formação de pilhas submarinas de cascalho (freqüentes no Mar do Norte, onde as lâminas d'água são pequenas) (PAMPHILI, 2001; MCFARLANE *et* NGUYEN, 1991). A Tabela 3.5 resume o acima exposto comparando as peculiaridades dos descartes de cascalho provenientes de poços perfurados com fluidos de base aquosa com não aquosa.

FIGURA 3.3

COMPARAÇÃO ENTRE O DESCARTE DE CASCALHO

COM FLUIDO AQUOSO X NÃO AQUOSO



Fonte: PAMPHILI, 2001

TABELA 3.5

DESCARTE DE CASCALHO COM FLUIDO AQUOSO X NÃO AQUOSO

FLUIDO AQUOSO	FLUIDO NÃO AQUOSO
- Pluma de descarte aberta - Não há tendência ao acúmulo de cascalho - Ecotoxicidade para organismos da coluna d'água	- Pluma de descarte estreita - Tendência ao acúmulo de cascalho (dependendo da situação podem se formar pilhas submarinas) - Ecotoxicidade para o bentos - Biodegradabilidade - Bioacumulação

Fonte: Com base no texto.

Logo, quando são utilizados fluidos de base aquosa, o foco das preocupações ambientais se dá sobre a coluna d'água e quando são utilizados os de base não aquosa ela volta-se para o fundo do mar. Daí a importância dos parâmetros bioacumulação e biodegradabilidade no estudo dos fluidos base não aquosa (CLODFELTER et RATLIFF, 2001). Como os fluidos de base sintética não dispersam na coluna d'água, permanecendo pouco tempo nesta região e afundando rapidamente para o assoalho marinho, o principal impacto ambiental proveniente de seu descarte se dá sobre o bentos, ou seres que vivem no fundo do oceano. Estes estão suscetíveis à toxicidade e anoxia provenientes da decomposição do fluido base agregado ao cascalho, bioacumulação de componentes do fluido em organismos bentônicos, além de impactos inerentes à chegada do cascalho, como alterações no *habitat* (modificações no tamanho e composição dos sedimentos marinhos) e sufocamento pela cobertura de cascalho. Estes impactos estão apontados na matriz apresentada no capítulo 6 desta tese.

O comportamento e transporte do cascalho no ambiente marinho é estudado através dos modelos de simulação. Tais modelos são desenvolvidos, testados, calibrados e aplicados para cada situação em particular segundo suas especificidades, consistindo numa tarefa complexa e multidisciplinar. O cascalho descartado para o mar se desloca numa pluma de onde vão se desprendendo e assentando no subsolo marinho diversas partículas, cada qual ao seu tempo. Para estudar a dispersão da pluma de cascalho utilizam-se modelos matemáticos segundo os quais a velocidade de deposição das partículas é função da densidade, tamanho, forma das partículas descartadas (por motivos hidrodinâmicos),

temperatura e densidade da água (NICOLLI e SOARES, 2000). Para efeitos de modelagem matemática o percurso do cascalho a partir do descarte é separado em fases. A Tabela 3.6 relaciona como exemplo a taxa de deposição no fundo do mar do cascalho descartado com a distância alcançada pelas partículas a partir do ponto de lançamento e o tamanho dos grãos, resultado de uma aplicação de um modelo para o descarte proveniente de um poço que produziu um descarte marítimo de 4000 barris de cascalho. Considerou-se a densidade do cascalho 2,44 ton/m^3 e um deslocamento sob ação de correntes marinhas de 0,3 m/s (não há informação sobre a lâmina d'água do local). Segundo os resultados desta modelagem, o cascalho se depositaria em torno do ponto de lançamento num raio de 300 a 3000 metros de distância do ponto de lançamento do descarte, se depositando a uma taxa máxima de cerca de 20 quilos por metro quadrado, o que formaria uma camada sobre o fundo do mar, supondo que este cascalho fosse disperso homogeneamente, de espessura da ordem de milímetros (NICOLLI e SOARES, 2000).

TABELA 3.6

TAXA DE DEPOSIÇÃO DO CASCALHO E DIÂMETROS DOS GRÃOS EM FUNÇÃO DA DISTÂNCIA DO DESCARTE

Distância alcançada a partir do ponto de lançamento (m)	Taxa de Deposição (Kg/m^2)	Diâmetro dos grãos de cascalho (mm)
300	22	> 15,0
500	5	15,0
1000	1	3,7
3000	Menos de 100 g/m^2	1,0

Fonte: NICOLLI e SOARES, 2000

As pilhas de cascalho são ambientes heterogêneos, com suas características próprias físicas e químicas inerentes aos tipos de fluidos e aditivos utilizados, chamando a atenção para que num mesmo poço são utilizados diferentes tipos de fluidos de perfuração submetidos a eventuais alterações químicas durante a operação de perfuração. A diluição do material descartado no mar pode variar de acordo com a taxa de descarte e ou as condições do meio físico (não só no momento do descarte mas como após a deposição da pilha no fundo do mar), alterações litológicas e no tamanho dos grãos de cascalho, além de reações químicas de material *in situ* e perturbações

operacionais diversas (OLIVEIRA, 2001). Alguns fluidos de perfuração podem permanecer por anos dentro das pilhas submarinas e no momento em que se desprenderem para a coluna d'água podem impactar negativamente a biota marinha (MMS, 2000). Portanto, para se estabelecer a composição de uma pilha de cascalho é necessário conhecer todo o histórico do poço e do meio ambiente em seu entorno e informações que podem ser irrecuperáveis referentes ao momento do descarte, perturbações antrópicas e operacionais (OLIVEIRA, 2001).

Na costa brasileira, onde a maioria das perfurações marítimas é realizada em águas profundas, não há a tendência à formação de pilhas submarinas como no Mar do Norte, onde as perfurações são feitas em lâminas médias e rasas. Quanto maior a lâmina d'água de operação, maior a área afetada pelos fragmentos de cascalho que vão se desprendendo da pluma de descarte e mais baixa a concentração de cascalhos assentados no fundo do mar (CANTARINO, 2001). A perfuração marítima começou no Mar do Norte antes de na costa brasileira, utilizando portanto as primeiras e mais tóxicas lamas que hoje lá repousam junto ao cascalho (UKOOA, 2001). BELL *et al* (2000) estimam que há hoje cerca de 8 milhões de barris de cascalho submerso no Mar do Norte sob a forma de pilhas submarinas. Procurando investigar o passivo ambiental envolvido e motivados pela proximidade da etapa de descomissionamento das diversas unidades que durante a operação foram gerando as pilhas, a Associação dos Operadores *Offshore* do Reino Unido (UKOOA) vem promovendo um amplo programa de pesquisa e desenvolvimento sobre o problema. O objetivo da pesquisa é estabelecer a significância ambiental de tais depósitos e determinar a melhor opção ambiental de manejo e remediação destes resíduos da perfuração marítima, mesmo que esta seja a não perturbação das pilhas (UKOOA, 2001; FAULDS, 1999).

3.4) Demais Resíduos

O cascalho e o fluido de perfuração são os resíduos característicos gerados pelas atividades de perfuração de poços marítimos de óleo e gás (EPA, 2000).

Há também demais resíduos que fazem parte da operação de uma plataforma de perfuração, como:

- Cimento e seus aditivos utilizados durante as operações de perfuração,
- Fluidos provenientes das formações, como soluções salinas, óleo cru ou outros fluidos presentes nas formações perfuradas,
- Emissões atmosféricas,
- Águas oleosas,
- Água de resfriamento,
- Esgoto sanitário,
- Resíduos alimentares.

3.5) Sistema de Controle de Sólidos

O conceito primário do sistema extrator de sólidos é "limpar" o fluido de perfuração das partículas sólidas (cascalho) que se juntam ao fluido em seu trajeto dentro do poço. No âmbito das discussões ambientais este conceito tem se invertido, como se o objetivo deste sistema fosse limpar o cascalho preparando-o para ser descartado o mais limpo (ou isento de fluidos) possível. Claro que este também é um objetivo, mas estes focos não devem ser confundidos.

Perfazendo um circuito típico de controle dos sólidos, o fluido de perfuração ao sair do poço entra na peneira vibratória onde são separados do fluido os sólidos mais grosseiros. Saindo da peneira, o fluido passa por um conjunto de dois a quatro hidrociclones de 8 a 20 polegadas. A função de um hidrociclone é acelerar o processo natural de decantação de partículas de um fluido, no caso basicamente a areia, o que os torna conhecidos como desareiadores. Saindo deste equipamento a lama passa ao dessiltador. Este nome vem do inglês *silt*, que caracteriza uma partícula de tamanho maior que a argila e menor que a areia, denominada "silte". O dessiltador é um hidrociclone de 4 a 5 polegadas (dependendo do poço pode haver de oito a doze dessiltadores), que irá descartar as partículas sílticas. Saindo do dessiltador o fluido pode ser direcionado a um *mud cleaner*, que trata-se de um dessiltador com uma peneira para recuperar partículas reaproveitáveis que retornarão ao fluido dispensando o acréscimo de mais aditivos. Dependendo do caso, pode haver também uma centrífuga para retirar as partículas menores que ainda não tenham sido descartadas pelos hidrociclones. A partir daí, a lama volta a ser bombeada para o poço. Há também os

desgaseificadores, com a função de eliminar o gás do fluido de perfuração (THOMAS *et al.*, 2001).

Ressalta-se que estes são os equipamentos tradicionais utilizados no controle dos sólidos que se agregam ao fluido de perfuração, nem sempre serão todos utilizados, e nem sempre na ordem apresentada.

Com base no exposto, a Tabela 3.7 relaciona cada equipamento de controle de sólidos à sua função. A Figura 3.4 mostra um sistema típico de controle de sólidos, composto por peneira vibratória, desareiador, dessiltador, *mud claner* e centrífugas.

TABELA 3.7

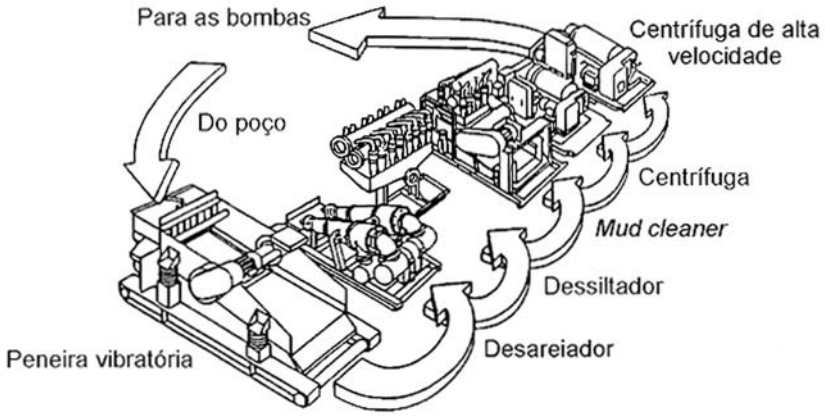
EQUIPAMENTOS DE TRATAMENTO DA LAMA E SUAS FUNÇÕES

EQUIPAMENTO	O QUE RETIRA DA LAMA
Peneira Vibratória	Sólidos grosseiros
Desareiador	Areia
Dessiltador	Silte
Mud Cleaner	Partículas reaproveitáveis das dimensões do silte
Centrífuga	Partículas que escaparam dos hidrociclones
Desgaseificador	Gases

Fonte: THOMAS, 2001

FIGURA 3.4

SISTEMA TÍPICO DE CONTROLE DE SÓLIDOS



Fonte: THOMAS, 2001

Encerrados os capítulos 2 e 3, que transmitiram os suportes técnico (com a apresentação dos fundamentos teóricos) e ambiental (com a apresentação dos principais resíduos da atividade que são o fluido de perfuração e o cascalho) para a compreensão da questão ambiental na etapa da perfuração de poços marítimos no país, esta tese passará ao estudo do caso brasileiro, em especial a Bacia de Campos.

Segue o Capítulo 4, que tratará do licenciamento ambiental da atividade de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil, apresentando as exigências que o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis faz hoje para conceder uma Licença Prévia de Perfuração de poços submarinos em águas brasileiras. A compreensão do processo de licenciamento ambiental é basilar na percepção da importância da questão ambiental hoje para aquela atividade.

CAPÍTULO 4

Licenciamento Ambiental da Perfuração de Poços de Petróleo Marítimos no Brasil

4.1) Introdução

O licenciamento ambiental na etapa da perfuração de poços de óleo e gás no Brasil assumiu uma importância inimaginável à época da abertura do setor, a ponto de atrasar ou até mesmo inviabilizar a perfuração de poços em blocos já concedidos pela ANP (vide item 4.3). Com o aumento das solicitações de licenças ambientais para atividades marítimas de exploração e produção, o IBAMA criou em dezembro de 1998 um escritório de apoio no Rio de Janeiro, denominado Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear (ELPN). O ELPN começou seus trabalhos de modo precário em janeiro de 1999, com apenas 4 funcionários e sem dispor de recursos básicos como microcomputadores (BRASIL ENERGIA, 2001a). Em maio de 2001 o escritório aumentou seu efetivo para 18 funcionários, dentre biólogos, geólogos, geofísicos, oceanógrafos, engenheiros, químicos e advogados (BRASIL ENERGIA, 2001a). Resistindo a pressões por parte da indústria, o ELPN mantém-se como o poderoso órgão emissor das licenças ambientais para as atividades da indústria petrolífera, cada vez mais se aprimorando e conquistando pouco a pouco uma experiência que o IBAMA antes não possuía em licenciamento ambiental das atividades do petróleo.

Este capítulo mostra como vem se estruturando o licenciamento ambiental da atividade de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no país, apresentando as mudanças institucionais que vêm ocorrendo no setor petróleo desde 1995 materializadas nos já ocorridos três leilões da Agência Nacional do Petróleo, discorrendo sobre as licenças, competências e legislações envolvidas e finalmente apresentando o conteúdo típico dos Termos de Referência para as atividades de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no país.

4.2) Mudanças Institucionais no Setor Petróleo Brasileiro

Em novembro de 1995 a Emenda Constitucional No. 9 flexibilizou o monopólio do petróleo abrindo para outras empresas de capital nacional ou internacional o direito à exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo no Brasil. Tal emenda foi regulamentada a 6 de agosto de 1997 através da lei No. 9478, chamada "Lei do Petróleo". Destacamos as seguintes disposições desta lei: (DOU, 1997):

- Criou um órgão regulador para o setor, a Agência Nacional do Petróleo (ANP), encarregada de regular, contratar e fiscalizar as atividades da indústria do petróleo, zelando pela preservação do meio ambiente, conservação e uso racional do petróleo e gás natural,
- Estabeleceu um regime jurídico de concessão precedida de licitação para serem exercidas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção das atividades de óleo e gás no país,
- Estabeleceu que a Petrobras teria um prazo de três meses para submeter à ANP seu programa de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, permanecendo sob controle acionário da união e vinculada ao Ministério das Minas e Energia,
- Criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a função de assessorar o presidente da república na proposição de políticas nacionais para o setor energético, promovendo o aproveitamento dos recursos energéticos do país, garantindo o suprimento de energia às áreas remotas, estabelecendo diretrizes de exportação e importação para atender ao abastecimento interno de petróleo, derivados e gás natural e aos demais programas energéticos.

A Petrobras continuou a ser uma sociedade anônima de economia mista, cujo acionista majoritário é a união, deixando apenas de ser a única executora do monopólio, podendo criar subsidiárias ou se associar a outras empresas nacionais ou estrangeiras para exercer atividades dentro ou fora do país. A ANP abriu suas portas em janeiro de 1998, e sua primeira intervenção no segmento de exploração e produção de óleo e gás foi a definição e concessão das áreas a que a Petrobras teria direito, o que a Agência chamou de "*Round* 0". Tais áreas foram solicitadas pela Petrobras à ANP, compreendendo os

campos já em produção e blocos onde já haviam sido registradas descobertas comerciais e realizados investimentos em exploração. Sendo assim, em agosto de 1998 a ANP celebrou 397 contratos de concessão com a Petrobras, contemplando exploração (115 blocos), produção (231 campos) e desenvolvimento (51 áreas), cobrindo cerca de 7% em área das bacias sedimentares brasileiras (ANP, 2000). A Lei do Petróleo determinou que a Petrobras poderia desenvolver e explorar tais áreas por um prazo de três anos, esgotados em agosto de 2001, quando retornariam à ANP para futura licitação.
Em junho de 1999 foi realizada a primeira rodada de licitações pela ANP, seguida em setembro do mesmo ano da assinatura de 12 contratos de concessão com dez empresas de petróleo estrangeiras (Agip, Amerada Hess, BP, British Borneo, Esso, Kerr-McGee, Shell, Texaco, Unocal, YPF), além da Petrobras (BRASIL ENERGIA, 1999).

A primeira rodada de licitações da ANP ofereceu 27 blocos (sendo 23 marítimos, e destes 6 na Bacia de Campos) dos quais foram concedidos 12 blocos. Em junho de 2000 foi realizada a segunda rodada de licitações da ANP que ofereceu 23 blocos (sendo 13 marítimos, e destes 4 na Bacia de Campos) dos quais foram concedidos 21 blocos. Em junho de 2001 foi realizada a terceira rodada de licitações da ANP que ofereceu 53 blocos (sendo 9 na Bacia de Campos) dos quais foram concedidos 34 blocos (ANP, 2001). A terceira rodada de licitações da ANP ocorreu em meio a um cenário de crise energética do país e alta do dólar, destacando-se a presença de quatro empresas nacionais: Petroserv, Ipiranga, Queiroz Galvão Perfurações e Rainier. A terceira rodada ofereceu mais que a soma do número de blocos oferecidos nas primeira e segunda licitações que foi de 27 e 23 blocos respectivamente, trazendo cinco novas empresas estrangeiras para a exploração e produção de petróleo e gás no país (*Ocean Energy, Statoil, Maersk, Phillips Petroleum e Samsom*) além das já participantes *Wintershall, Amerada Hess, TotalFinaElf,* Petrobras, *Shell, Enterprise, Petrogal, Repsol YPF,* Queiroz Galvão Perfurações, *El Paso, Exxon, Kerr McGee,* Petroserv, *Koch,* Marítima, Ipiranga *e PanCanadian*. Com os resultados do terceiro leilão o país passou a ter 95 áreas de exploração em atividade, das quais 12 da primeira rodada, 21 da segunda, 34 da terceira e 28 da Petrobras e seus parceiros. A quarta rodada de licitações da ANP que será realizada em 2002 oferecerá 55 blocos (sendo 40 marítimos, e destes 6 na Bacia de Campos).

4.3) Licenciamento Ambiental no Setor Petróleo Brasileiro

Após a situação quanto às mudanças institucionais no setor petróleo brasileiro nos últimos seis anos, esta tese passa a uma análise crítica do licenciamento ambiental da atividade. Chama-se licenciamento ambiental ao procedimento administrativo através do qual órgãos ambientais competentes licenciam a localização, instalação, ampliação e operação de determinada atividade ou empreendimento considerado efetiva ou potencialmente poluidor, que se utilize dos recursos ambientais (LA ROVERE *et* MALHEIROS, 2000). O licenciamento ambiental está previsto na Lei No. 6938/81, que estabelece as diretrizes da política nacional de meio ambiente, então caracterizado pelas licenças prévia, de instalação e de operação.

O Conselho Nacional do Meio Ambiente, através da Resolução No. 23 de 7 de dezembro de 1994, instituiu procedimentos específicos para o licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração e produção de óleo e gás no país. As atividades contempladas pela Resolução foram as de perfuração de poços, produção para pesquisa sobre viabilidade econômica e produção efetiva para fins comerciais. Segundo a resolução, o empreendedor que desejasse obter licença para alguma das atividades acima deveria submeter ao órgão ambiental competente determinado estudo ou relatório, relacionados na Tabela 4.1 (RESOLUÇÃO CONAMA No. 23/94). Cabe ao órgão ambiental, por sua vez, fornecer um Termo de Referência para que o empreendedor se baseie no desenvolvimento do relatório ou estudo solicitado. O item 4.4 deste capítulo apresenta o conteúdo típico de um Termo de Referência para a atividade de perfuração marítima de poços de óleo e gás.

O órgão competente no Brasil para licenciar as atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural é o IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. No caso do desenvolvimento de tais atividades em terra, tal competência passa aos órgãos ambientais estaduais. Caso haja o risco de que os impactos ambientais de um empreendimento ultrapassem as fronteiras de um estado, a competência do licenciamento volta a ser do IBAMA.

TABELA 4.1

RELAÇÃO ENTRE ATIVIDADE, LICENÇA E ESTUDOS APRESENTADOS PARA O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DO SETOR PETRÓLEO DO BRASIL

ATIVIDADE	LICENÇA EXPEDIDA	ESTUDO APRESENTADO
Perfuração	Licença Prévia para Perfuração (LPPer)	Relatório de Controle Ambiental (RCA)
Produção para Pesquisa	Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPPro)	Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA)
Desenvolvimento	Licença de Instalação (LI)	Estudo de Impacto Ambiental (EIA) ou Relatório de Análise Ambiental (RAA)
Produção	Licença de Operação (LO)	Projeto de Controle Ambiental (PCA)

Fonte: Resolução CONAMA No. 23, 1994.

Através da Resolução No. 237 de 19 de dezembro de 1997, o CONAMA considerou a necessidade de revisão dos procedimentos e critérios utilizados no licenciamento ambiental de forma a efetivar a aplicação do sistema de licenciamento como instrumento de gestão ambiental. A Resolução reafirmou a divisão de competências entre o IBAMA e os órgãos ambientais estaduais no licenciamento das atividades ou empreendimentos sujeitos ao licenciamento ambiental, dentre as quais destacamos na Tabela 4.2 as referentes aos empreendimentos petrolíferos.

TABELA 4.2

COMPETÊNCIA DO IBAMA X ÓRGÃOS AMBIENTAIS NO LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE EMPREENDIMENTOS PETROLÍFEROS

COMPETÊNCIA	
IBAMA	ÓRGÃOS ESTADUAIS OU DO DISTRITO FEDERAL
• Atividades localizadas no Brasil (ou desenvolvidas em conjunto com países limítrofes): - no mar territorial, - na plataforma continental, - na zona econômica exclusiva, - em terras indígenas, - em unidades de conservação de domínio da União. • Atividades localizadas ou desenvolvidas em dois ou mais Estados do país, • Atividades cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais do país ou de um ou mais Estados, • Atividades localizadas em bases ou empreendimentos militares.	• Atividades localizadas ou desenvolvidas em mais de um município ou em unidades de conservação de domínio estadual ou do Distrito Federal, • Atividades cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais de um ou mais municípios, • Atividades localizadas ou desenvolvidas em florestas ou demais formas de vegetação natural de preservação permanente, • Atividades delegadas pela União aos Estados ou ao Distrito Federal.

Fonte: RESOLUÇÃO CONAMA No. 237, 1997.

A Resolução No. 237/97 apresentou as etapas do procedimento de licenciamento ambiental prevendo audiências públicas, quando coubessem, de acordo com a regulamentação pertinente. A Resolução entrou no mérito de prazos, estabelecendo o prazo de no máximo 6 meses para análise da licença pelo órgão ambiental, estendidos a 12 meses em caso de existência de EIA/RIMA ou audiência pública. O empreendedor deveria, por sua vez, atender aos pedidos de esclarecimentos e complementações do órgão ambiental competente em no máximo 4 meses, a contar do recebimento da notificação. Os prazos de validade das licenças são estabelecidos pelo órgão ambiental, relacionados na Tabela 4.3. Tais prazos são prorrogáveis (dentro dos prazos máximos).

TABELA 4.3

VALIDADE DAS LICENÇAS AMBIENTAIS

TIPO DE LICENÇA	VALIDADE e CONDIÇÕES
Licença Prévia	Validade mínima estabelecida pelo cronograma de elaboração de planos, programas e projetos relativos ao empreendimento. Não pode ser superior a 5 anos.
Licença de Instalação	Validade mínima estabelecida pelo cronograma de instalação do empreendimento ou atividade. Não pode ser superior a 6 anos.
Licença de Operação	Validade da licença em função dos planos de controle ambiental. No mínimo 4 e no máximo 10 anos.

Fonte: RESOLUÇÃO CONAMA No. 237, 1997.

Uma lei importante para as atividades perfuração de poços marítimos de óleo e gás é a Lei No. 9.966 de 28 de abril de 2000, que dispõe sobre a prevenção, controle e fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional. A lei entende por substância nociva ou perigosa, qualquer substância que quando descarregada nas águas seja capaz de gerar riscos ou causar danos à saúde humana, ao ecossistema aquático ou prejudicar o uso da água e de seu entorno. A lei contempla o descarte de qualquer despejo, escape, derrame, vazamento, esvaziamento, lançamento para fora ou bombeamento de substâncias nocivas ou perigosas em qualquer quantidade, a partir de um navio, porto, instalação portuária, duto, plataforma ou suas instalações de apoio (DOU Lei 9966, 2000). Esta lei é a única referência legal para o descarte de resíduos provenientes das atividades de perfuração de poços marítimos de óleo e gás:

> ***"A descarga de resíduos sólidos das operações de perfuração de poços de petróleo será objeto de regulamentação específica pelo órgão federal de meio ambiente"***
>
> Artigo 20, Lei Nº 9.966 de 28 de abril de 2000.

A lei transfere toda a responsabilidade do controle da descarga dos resíduos sólidos das atividades de perfuração para o órgão federal de meio ambiente, que é no caso o ELPN/IBAMA. Desta forma, o ELPN procede ao licenciamento ambiental com base nas chamadas “boas práticas”, com as quais os empreendedores devem desenvolver a atividade, sem o estabelecimento de limites e restrições claras, como serão sugeridos no item 4.5 deste capítulo.

Há três pontos críticos a serem apontados no âmbito do licenciamento das atividades de perfuração de poços de óleo e gás:

- A queixa dos empreendedores quanto à demora na avaliação dos RCAs encaminhados ao ELPN,
- A falta de uma licença prévia na fase de planejamento aos blocos que serão licitados, o que pode comprometer a realização da perfuração de acordo com a sensibilidade ambiental de cada região (LA ROVERE *et* MALHEIROS, 2000), e
- A emissão da licença prévia de perfuração ocorrer sem uma audiência pública ou prévia discussão com a sociedade.

Quanto ao primeiro ponto, conforme já apresentado neste item, a Resolução No. 237/97 estabeleceu o prazo de seis meses no máximo para análise da licença pelo órgão ambiental (no caso o ELPN), fora os pedidos de esclarecimentos e complementações solicitados. Considerando que um Relatório de Controle Ambiental típico para a atividade de perfuração marítima leva cerca de três meses para ser desenvolvido, o empreendedor terá sua licença em cerca de nove meses. É mister apontar a deficiência de recursos humanos e materiais do ELPN, que como já apresentado foi inaugurado com poucos recursos humanos para atender a uma demanda previsível no setor de óleo e gás recém aberto. Defendendo-se das críticas quanto à demora na emissão das licenças prévias de perfuração, os funcionários do escritório atribuíam a demora dos trabalhos à baixa qualidade dos estudos ambientais, como o clássico exemplo do RCA recebido com a referência a focas na Bacia de Santos e testes em fluidos de perfuração para uso marítimo realizados em coelhos (BRASIL ENERGIA, 2000a), além do argumento de que as empresas não estavam familiarizadas com os processos de licenciamento. Mas imaginando que os empreendedores foram adequando seus estudos às exigências do ELPN, hoje é de se esperar que o conteúdo dos RCAs tenha apresentado considerável melhora na qualidade desde a criação do escritório. Hoje, o ELPN possui 26

funcionários, o que é muito pouco frente ao volume de licenciamento ambiental que está sob sua responsabilidade, que no mínimo é proporcional à quantidade de novos blocos concedidos nos leilões anuais da ANP (onde as três primeiras rodadas somaram da ordem dos 100 blocos concedidos, fora as áreas de responsabilidade da Petrobras e seus parceiros).

Os pontos seguintes dizem respeito à ausência da variável ambiental na fase de planejamento (responsabilidade da ANP, principalmente a definição dos blocos a serem licitados). Ocorre que as áreas indicadas pela ANP vão a leilão sem serem previamente submetidas a quaisquer avaliações ambientais (LA ROVERE *et* MALHEIROS, 2000), o que permite a concessão de áreas que não ou dificilmente poderão ser exploradas.
A crescente polêmica em torno da ausência de uma licença prévia na fase de planejamento se materializou recentemente no caso da negação das licenças de perfuração para os blocos BSEAL-3 e BSEAL-4 de concessão da empresa chilena *Sipetrol* e da americana *Devon* (BRASIL ENERGIA, 2001b). Os blocos localizavam-se numa reserva biológica, área naturalmente considerada de extrema sensibilidade ambiental pelo IBAMA. As empresas já haviam acertado a contratação das sondas de perfuração, que ficaram paradas por cerca de 20 dias aguardando a licença ambiental que acabou não vindo, o que acarretou para cada empresa prejuízos estimados da ordem de US$ 600 mil (BRASIL ENERGIA, 2001b). A licença prévia na fase de planejamento teria a função de autorizar ou avaliar o risco prévio (antes da concessão) das atividades de exploração e produção nas áreas leiloadas pela ANP. O risco prévio diz respeito ao nível de risco ambiental das áreas a serem licitadas, para conhecimento prévio das empresas que viessem a se interessar e adquirir a concessão, com o principal objetivo de evitar a negação da licença prévia de perfuração por motivos ambientais.

O terceiro ponto diz respeito às licenças prévias de perfuração serem emitidas sem uma prévia discussão com a sociedade ou audiência pública dos empreendimentos. Conforme já apontado por LA ROVERE *et* MALHEIROS (2000), a discussão com a sociedade só ocorre na etapa de desenvolvimento da atividade, quando o EIA/RIMA é discutido em audiência pública, e não na fase de planejamento. Nesta última é que deveriam ser discutidas e definidas as áreas sensíveis (de controle ambiental superior ao a ser realizado nas demais áreas concedidas) e de exclusão (proibidas de serem

concedidas pela ANP), evitando futuros problemas (LA ROVERE *et* MALHEIROS, 2000).

O item a seguir explicita o que é exigido atualmente pelo ELPN para aprovação de um RCA seguido da concessão da LPPer para os empreendimentos de perfuração marítima de poços de óleo e gás.

4.4) O Termo de Referência para as Atividades Marítimas de Perfuração de Poços

O Termo de Referência (TR) é um documento emitido pelo ELPN com o objetivo de orientar os empreendedores na elaboração dos estudos e relatórios que submeterão ao órgão ambiental, visando obter a respectiva licença ambiental solicitada. Tais estudos ou relatórios são instrumentos que subsidiarão o processo de licenciamento ambiental na emissão da licença respectiva solicitada. O ELPN emitiu, em 1999, um total de 37 TRs para as atividades de exploração e produção de óleo e gás (compreendendo sísmica, perfuração, produção para pesquisa, desenvolvimento e produção), sendo 12 para a elaboração de Relatórios de Controle Ambiental. No ano 2000 foram emitidos 45 TRs, sendo 11 para a elaboração de RCAs (LA ROVERE *et al*, 2001).

Os TRs seguem uma estrutura típica onde constam as informações exigidas e critérios a serem seguidos pelo empreendedor na elaboração de determinado estudo ou relatório. Naturalmente, o presente item está focado sobre os TRs para a confecção de RCAs, que são os relatórios desenvolvidos pelo empreendedor que deseja obter uma Licença Prévia de Perfuração (LPper) para seus empreendimento.

As informações que aqui serão apresentadas foram obtidas com base numa consulta feita no ELPN aos TRs para elaboração de RCAs de atividades de perfuração de poços marítimos de óleo e gás. Cada TR é desenvolvido pelo ELPN para um empreendimento específico, mas o corpo geral do TR para perfuração de poços marítimos de óleo e gás segue uma estrutura típica que será aqui apresentada e criticada. Esta divide-se basicamente em duas partes, a primeira com Disposições Gerais e a segunda com os Critérios para a Elaboração do RCA.

A etapa das Disposições Gerais apresenta informações a respeito:

- do objetivo do TR, que como já identificado é fundamentar o licenciamento ambiental na emissão da licença solicitada,
- do procedimento de licenciamento, onde o termo formaliza que o IBAMA precederá ao licenciamento da atividade concedendo a licença após análise e aprovação do RCA,
- da abordagem metodológica a ser tomada no RCA, o termo solicita uma análise integrada feita com base em levantamentos na região de estudo e
- informações quanto à apresentação do RCA, é exigida que seja seguida a itemização proposta no termo, apresentada no Quadro 4.1.

QUADRO 4.1

ETAPAS EXIGIDAS PARA A ELABORAÇÃO DE UM RCA

a)	Identificação da Atividade e do Empreendedor
b)	Caracterização da Atividade
c)	Descrição das Atividades
d)	Área de Influência da Atividade
e)	Diagnóstico Ambiental
f)	Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais
g)	Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais
h)	Plano de Emergência Individual (PEI)
i)	Medidas Mitigadoras e Compensatórias e Projetos de Controle e Monitoramento
j)	Conclusão
k)	Equipe Técnica
l)	Bibliografia
m)	Glossário

Fonte: ELPN/IBAMA, 2001

Segue o conteúdo principal que deve possuir cada item, segundo o ELPN:

a) Identificação da Atividade e do Empreendedor

Este item deve apresentar a denominação oficial da atividade, a identificação do empreendedor (através de informações como nome, endereço, registros legais e no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras dos

Recursos Ambientais). Deve ser apresentada também a identificação legal da unidade de perfuração, anexando registros legais de classificação, segurança, qualidade e prevenção à poluição da unidade.

b) Caracterização da Atividade

Neste item do RCA deve ser apresentada a caracterização da atividade, constando o número de poços a serem perfurados acompanhados das respectivas coordenadas geográficas, profundidades, diâmetros e inclinações, localização geográfica do bloco onde se darão as atividades e um cronograma completo da atividade abrangendo suas diversas etapas.

c) Descrição das Atividades

Este item é muito importante, pois devem ser relatadas diversas informações-chave. Deve ser descrito todo o processo de perfuração e suas etapas, incluindo operações complementares previstas como perfilagem, amostragem, testes de formação, completação, tamponamento e abandono. Deve ser dada ênfase aos cuidados ambientais tomados em cada etapa. Deve constar uma identificação técnica completa da unidade de perfuração, com ênfase nos sistemas de segurança e controle ambiental (como formas de detecção e contenção de vazamentos, sistemas de bloqueio em caso de acidentes, geração de energia de emergência, manejo de resíduos, sistema de controle de sólidos, bombas de lama e BOP, preventor de erupção ou *blowout preventer*). Deve ser feita a identificação dos fluidos de perfuração a serem utilizados, incluindo caracterização físico-química e de toxicidade aguda e crônica (esta feita nos organismos marinhos *Mysidopsis Juniae* ou *Gracile* e *Lytechinus Variegatus)*. Deve ser informada a base dos fluidos: água, óleo ou sintético, sendo neste último caso especificando a substância e efetuando testes de biodegradabilidade e potencial de bioacumulação. Deve ser feita a caracterização dos produtos químicos misturados aos fluidos de perfuração, apresentando os teores de Hg e Cd na barita. Deve ser feita uma estimativa dos volumes de fluidos de perfuração utilizados e descartados por poço e por fase bem como uma descrição das formas de tratamento e destino dado aos fluidos e cascalho, incluída uma modelagem do comportamento da pluma de descarte. No caso de ocorrerem descobertas de hidrocarbonetos em escala comercial, deve ser feita uma descrição dos procedimentos de preparação do poço para produção. Está prevista também uma descrição dos procedimentos de desativação da atividade e descrição sucinta da infra-

estrutura de apoio às atividades (incluindo caracterização do terminal de apoio marítimo e aéreo, e a operação dos barcos de apoio).

d) Área de Influência da Atividade

Neste item do RCA devem ser estabelecidas as áreas de influência direta e indireta da atividade. Deve ser apresentada uma discussão sobre os limites da área de influência em função de características físicas, biológicas e sócio-econômicas dos ecossistemas locais, e apresentado o mapa da área de influência.

e) Diagnóstico Ambiental

Neste item do RCA deve ser apresentada a caracterização dos meios físico, biótico e sócio-econômico da área de influência da atividade, constando no mínimo o conteúdo que segue:

- Meio físico:
    - Meteorologia (temperatura, precipitação, evaporação e regime de ventos),
    - Geologia e geomorfologia: caracterização geológico-geomorfológica do bloco e da bacia onde serão perfurados os poços, além de faciologia dos sedimentos de fundo oceânico, unidades estratigráficas, unidades fisiográficas existentes e falhas e fraturas,
    - Oceanografia: descrição dos principais parâmetros oceanográficos, como propriedades físico-químicas da água, distribuição das massas d'água, regime de correntes, regime de ondas, regime de marés, ressurgência e batimetria.
- Meio biótico:
    - Identificação dos ecossistemas, biota, comunidades planctônicas, bentônicas e nectônicas,
    - Destaque das espécies raras, indicadoras da qualidade ambiental, de interesse econômico e científico e endêmicas e/ou ameaçadas de extinção,
    - Identificação de eventuais unidades de conservação na área de influência, como áreas de proteção ambiental, áreas de relevante interesse ecológico ou reservas ecológicas.

- Meio sócio econômico
    - Caracterização das comunidades afetadas na área de influência, como comunidades pesqueiras,
    - Previsão de empregos diretos e indiretos gerados em função do tipo de função e escolaridade exigida,
    - Atividades turísticas desenvolvidas na região com estimativa do número médio de turistas, renda gerada e épocas de alta temporada,
    - Descrição das partes interessadas ou que possam ser afetadas pela execução da atividade.

O diagnóstico ambiental deve ser feito através de uma análise integrada dos diversos fatores envolvidos, contemplando uma síntese da qualidade ambiental, que trata-se segundo o TR de uma análise baseada na inter-relação entre os meios avaliados (físico, biótico e sócio econômico) com o objetivo de auxiliar na identificação e avaliação dos impactos ambientais.

f) Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

Neste item devem ser identificados e avaliados os impactos ambientais aos quais a região de influência ficará submetida devido ao empreendimento. Deverá ser apresentada a metodologia de identificação e avaliação utilizada, bem como os critérios para interpretação da magnitude, freqüência e importância dos impactos. O TR solicita que seja contemplada na avaliação de impactos uma análise histórica de acidentes ocorridos em atividades semelhantes.

g) Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais

Este capítulo do RCA divide-se basicamente em quatro etapas: descrição das instalações, análise histórica de acidentes ambientais, identificação dos eventos perigosos envolvidos e gerenciamento de riscos ambientais.

- Descrição das instalações:
    - Caracterização dos principais sistemas da unidade de perfuração enfocando os equipamentos mais relevantes,
    - Apresentação dos critérios de segurança e medidas preventivas adotadas na fase de planejamento da atividade.

- Análise histórica de acidentes ambientais:
    - Análise histórica contemplando a tipologia dos acidentes, causa de explosões, incêndios, vazamentos ou derrames de óleo ou produtos químicos,
    - Levantamento de acidentes com potencial ou que tenham causado danos ambientais em atividades similares anteriores ou com o tipo de plataforma que será utilizada.
- Identificação dos eventos perigosos
    - Estudo de eventos capazes de provocar acidentes que possam impactar ao meio ambiente, terceiros ou suas instalações (como explosões, incêndios, vazamentos ou derrames) durante as operações de perfuração e suas operações complementares,
    - Identificação de possíveis fontes de vazamentos tóxicos,
    - Apresentação dos cenários acidentais relevantes em função da análise histórica de acidentes ambientais, freqüência de ocorrência dos eventos acidentais, demonstração dos graus de severidade e classificação final dos riscos originais.
- Gerenciamento de riscos ambientais:
    - Caracterização das ações preventivas de gerenciamento do risco original para cada cenário acidental,
    - Elaboração de um Plano de Gerenciamento de Riscos explicitando as medidas para a redução da freqüência e conseqüência dos acidentes com conseqüências ambientais (incluindo inspeções periódicas, programas de manutenção preventiva e corretiva e capacitação técnica).

h) Plano de Emergência Individual (PEI)

O PEI é um documento que apresenta a definição dos procedimentos a serem adotados em caso da ocorrência de emergências com potencial para causar danos ambientais relacionados direta ou indiretamente à atividade. O TR solicita que o plano contemple (além do conteúdo mínimo previsto pelo Ministério do Meio Ambiente):

- Seleção e caracterização dos cenários acidentais com base na análise de risco previamente realizada,
- Descrição dos procedimentos operacionais para as ações de combate à emergência,

- Descrição dos recursos humanos (incluindo terceirizados se for o caso) e programas de treinamento de pessoal,
- Descrição dos equipamentos e materiais a serem utilizados nas ações de combate a emergências, com informações sobre estoque e reposição,
- Informações a respeito da localização das bases de apoio no litoral (apoio à atividade de perfuração marítima),
- Disponibilidade de embarcações de apoio e estimativas de tempo de transporte,
- Descrição da estrutura organizacional de controle de emergência apresentando a respectiva matriz de responsabilidade,
- Descrição do sistema interno de comunicação de emergência,
- Descrição dos meios de notificação de emergência aos órgãos oficiais e demais entidades,
- Descrição dos procedimentos operacionais da empresa para as ações de resposta à emergência,
- Utilização de dispersantes quimicamente compatíveis com o óleo vazado e em concordância com a legislação federal,
- Descrição da metodologia e técnicas de monitoramento ambiental durante e após a emergência,
- Descrição da metodologia de acompanhamento físico do deslocamento da mancha de óleo bem como previsão de sua área e volume,
- Descrição de acordos, convênios e outros tipos de associações firmadas visando apoio externo ou mútuo em situações de emergência,
- Procedimentos para teste, revisão e atualização do PEI em função de resultados de exercícios de simulação ou necessidades internas,
- Descrição dos métodos a serem empregados para limpeza dos derrames de óleo, apontando áreas destinadas a resíduos,
- Descrição dos procedimentos para ações mitigadoras para fauna e flora,
- Caracterização das atividades econômicas que possam ser afetadas nas situações de emergência.

i) Medidas Mitigadoras e Compensatórias e Projetos de Controle e Monitoramento

O TR solicita que com base na avaliação dos impactos ambientais, sejam recomendadas medidas que venham a minimizar, eliminar ou compensar os impactos negativos e

maximizar os positivos identificados no RCA. Ainda segundo o TR, tais medidas devem ser implantadas através de projetos de controle e monitoramento, cujo conteúdo será apresentado no capítulo 6 desta tese, no item relativo às medidas mitigadoras e compensatórias para impactos ambientais identificados nos empreendimentos de perfuração de poços marítimos de óleo e gás.

j) Conclusão

Apresentação da conclusão do RCA, que deverá ser apresentada através de uma avaliação consolidada de todas as interferências da atividade de perfuração com o meio ambiente, identificando as áreas de exclusão (onde a atividade não poderá ser realizada) e áreas sensíveis (realização sujeita a controle e restrição).

k) Equipe Técnica

Apresentação de toda a equipe técnica envolvida na realização do RCA.

l) Bibliografia

Apresentação da bibliografia referenciada no RCA.

m) Glossário

Definição dos termos técnicos, abreviaturas e siglas utilizadas no RCA.

O conteúdo dos Termos de Referência para as atividades de perfuração de poços marítimos de óleo e gás requisita informações que podem se repetir para blocos de uma mesma bacia sedimentar marítima, como as do diagnóstico ambiental, compreendendo a descrição dos meios físico e biótico (ou também do sócio-econômico, que freqüentemente é o mesmo para blocos de uma mesma bacia). Neste caso, há um retrabalho (ou *reanálise*) de informações por parte do ELPN, gastando-se tempo adicional na verificação do relatório, que vai de excessivos cinco a seis meses, o máximo previsto pela legislação (item 4.3). Obviamente devem ser observadas as exceções, como blocos vizinhos mas que possuam características diferentes.

4.5) Considerações Finais

Apresentado o conteúdo típico dos TR para elaboração dos RCAs das atividades de perfuração de poços marítimos de óleo e gás, e com base no Artigo 20 da Lei N.º 9.966 apresentado no item 4.3 desta tese, conclui-se que falta hoje no Brasil uma regulamentação específica para o descarte dos resíduos que caracterizam a atividade de perfuração de poços marítimos de óleo e gás, que são o cascalho e fluido de perfuração. Tal regulamentação deveria contemplar, variando o rigor de acordo com a base do fluido de perfuração utilizado (à base de água ou sintético):

- A padronização do descarte marítimo de cascalho:

Devem estar previstas em lei as condições para que ocorram os:

- Descarte na superfície do mar,
- Descarte com utilização obrigatória de duto de descarte,
- Descarte proibido.

Tais condições devem comportar para os dois primeiros casos a distância da costa e profundidade de lâmina d'água a partir das quais o descarte fica permitido, além do percentual máximo de fluido de perfuração que pode estar agregado ao cascalho. No caso da utilização de duto de descarte, deve ser estabelecida e respeitada por parte do operador, a profundidade mínima que o duto deverá penetrar dentro d'água, com base em modelagem matemática do comportamento da pluma de cascalhos. No caso da proibição do descarte, o operador deve apresentar e justificar a destinação final dos cascalhos, seja a coleta para disposição em terra ou o transporte para descarte em águas profundas.

- Controle do descarte marítimo de fluido de perfuração:

- Padronização dos procedimentos dos testes de toxicidade quanto ao método e limites de toxicidade,
- Padronização dos procedimentos dos testes de biodegradação, para fluidos de base sintética, quanto ao método e limites de biodegradação,

- Padronização dos procedimentos dos testes de bioacumulação, para fluidos de base sintética, quanto ao método e limites de bioacumulação,
- Concentração dos fluidos de perfuração descartados.

Com base nas informações dos RCAs, poderia ser constituído um banco de dados para controle e catalogação dos fluidos de perfuração que são utilizados em águas brasileiras, por bacia. Com esta documentação, após meses de ocorrido certo descarte, há como identificar os fluidos que lá foram descartados, contribuindo para a análise dos efeitos crônicos que possam se manifestar sobre a biota.

- Controle do descarte marítimo de cascalho:

  - Definição da eficiência mínima do sistema de controle de sólidos, em caso da permissão do descarte de cascalho, principalmente quando são utilizados fluidos de base sintética,
  - Definição da vazão máxima de descarte, devido à dispersão da pluma de cascalhos no mar.

Para julgar as variáveis acima na ausência de legislação específica, o ELPN se baseia nas chamadas “boas práticas”, que não são critérios de domínio público, mas de operadores que já submeteram e receberam pareceres a respeito de seus estudos, ou seja, que já participam do processo de licenciamento.

No próximo capítulo, após um breve histórico das atividades de exploração e produção na Bacia de Campos, será apresentada uma análise das consultas feitas aos Relatórios de Controle Ambiental desenvolvidos por empresas que estão hoje perfurando na Bacia de Campos. A análise apresenta a caracterização físico-química e de toxicidade dos fluidos de perfuração utilizados nos blocos, a estimativa dos volumes de fluidos de perfuração e cascalho gerados por poços e o tratamento de fluidos e cascalho dispensado nas respectivas plataformas petrolíferas prévio ao descarte.

CAPÍTULO 5

Relato da Consulta aos Relatórios de Controle Ambiental

5.1) Introdução

Este capítulo se inicia com um breve histórico das atividades de exploração e produção na Bacia de Campos, apresentando o cenário atual na Bacia formado pelas empresas que passaram a dividir com a Petrobras o papel de operadores de empreendimentos petrolíferos exploratórios na região: os blocos em exploração, os campos em produção e os em desenvolvimento da produção. Em seguida será relatada a consulta aos três Relatórios de Controle Ambiental (RCAs) de empresas que estão hoje perfurando na Bacia de Campos após terem conseguido a licença prévia de perfuração concedida pelo ELPN/Ibama. O relato caracteriza a atividade, incluindo o tipo de fluido de perfuração utilizado, organismos marinhos submetidos a testes de toxicidade, volume de cascalho gerado por poço, volume de fluido de perfuração utilizado por poço e o tratamento dispensado ao cascalho no sistema de controle de sólidos, prévio ao descarte para o mar. No próximo capítulo serão identificados os potenciais impactos ambientais destes empreendimentos, bem como as medidas mitigadoras e compensatórias implantadas pelos operadores.

5.2) Breve Histórico das Atividades de Exploração e Produção na Bacia de Campos

A Bacia de Campos situa-se no litoral norte fluminense, ocupando uma área de 115.800 km² que se estende desde Vitória (Espírito Santo) até Arraial do Cabo (Rio de Janeiro). A Bacia abriga reservas de hidrocarbonetos em lâminas d‘água que chegam aos 3.500 m de profundidade. A importância estratégica para o Brasil da exploração e produção de óleo e gás em águas profundas transparece nos números: das reservas nacionais de óleo e gás, 50% encontram-se em águas ultra profundas, 25% em águas profundas, 11% em águas rasas e 14% terra firme. As maiores reservas de hidrocarbonetos em águas profundas do mundo encontram-se no Brasil, seguido pelo Golfo do México e África Ocidental (DE FREITAS, 1999). Das concessões da Petrobras no mar, 29% encontram-se em profundidades que vão de 1000 a 2000 m, 28,7 % em profundidades de 2000 a 3000 m, 26,4% em profundidades de até 400 m, 11,3% em profundidades de 400 a 1000 m e 4,6% em profundidades superiores a 3000 m (PETROBRAS, 2002). A Bacia de

Campos responde hoje por quase 80% da produção nacional de petróleo. Dos 1,328 milhão de barris extraídos por dia no país, 1,044 milhões são provenientes da Bacia. A Bacia de Campos abriga os principais campos de petróleo marítimos do país: Albacora, Albacora Leste, Barracuda, Caratinga, Espadarte, Guarajuba, Marlim, Marlim Sul e Roncador, todos em águas profundas. O maior campo produtor é o de Marlim, responsável pela produção de 550 mil barris de óleo por dia. Em águas mais rasas, destacam-se os campos de Badejo, Bagre, Enchova, Garoupa, Namorado, Pargo e Piraúna.

A Bacia de Campos produz 17 milhões de m^3 de gás natural por dia, representando 45% dos 38 milhões produzidos pelo país (PETROBRAS, 2002).

A Bacia de Campos reúne hoje 29 Sistemas Flutuantes de Produção, 59 *manifolds* submarinos, 34 plataformas marítimas (sendo 13 fixas e 21 flutuantes), mais de 380 árvores de natal molhadas instaladas no fundo do mar, mais de 3.500 Km de linhas flexíveis e umbilicais e 4.400 Km de oleodutos e gasodutos para o transporte de óleo e gás. Já foram perfurados 1405 poços na Bacia, sendo 673 exploratórios e 732 para explotação. A Bacia está coberta por mais de 620.000 Km de linhas sísmicas (sendo quase 500.000 de sísmica 3D, e o restante de 2D) (T&N PETROLEO, 2001).

Pressionada pela necessidade de garantir o abastecimento interno reduzindo o impacto das importações de óleo na balança comercial e motivada também pelos choques do petróleo, a Petrobras decidiu a partir da década de 70 concentrar seus esforços e investir na Bacia de Campos, que começou a ser explorada no ano de 1968 (DE FREITAS, 1999). Seis anos depois, deu-se a primeira descoberta comercial na Bacia de Campos, no campo de Garoupa, a uma lâmina d'água de cerca de 100 metros. Em 1977, entrou em produção o primeiro poço no campo de Enchova a uma profundidade de 118 metros, com produção inicial de 10.000 barris por dia.

Pode-se segmentar a expansão das reservas marítimas da Petrobras em três fases distintas (considerando 400 metros de profundidade como a fronteira entre as águas rasas e profundas) (PETROBRAS, 2002):

- a fase onshore (entre 1954 e 1970),
- a fase de águas rasas (entre 1970 e 1984) e
- a fase de águas profundas (desde 1984).

Em 1984, com a descoberta do campo gigante de Albacora, o país entrou na era das águas profundas. Em 1985, foi descoberto Marlim, o segundo campo gigante do país, e em 1987, Marlim Sul, com profundidades superiores a 1.000 metros de lâmina d'água.

Em 1996, foi descoberto mais um campo gigante na Bacia de Campos, com profundidades de até 2.000 metros, denominado Roncador. Em dezembro de 1997, o Brasil atingiu a produção recorde de um milhão de barris por dia, sendo 724.842 barris (72%) provenientes da Bacia de Campos. A Bacia de Campos foi palco de muitas conquistas da Petrobras, culminando em 1992, com o reconhecimento internacional do êxito da empresa na pesquisa, exploração e produção em águas profundas através do prêmio OTC, oferecido em *Houston* pela sociedade dos engenheiros de petróleo (SPE). Em 1999 a Petrobras bateu quatro recordes mundiais na perfuração de poços exploratórios em águas profundas, culminando com a perfuração de poço exploratório em lâmina de 2.777 m na Bacia de Campos. Em 2000 a empresa bateu novo recorde mundial de produção em águas profundas na Bacia de Campos, desta vez no campo de Roncador, produzindo petróleo em lâmina d'água de 1.877 m. A Petrobras também possui o recorde mundial de ancoragem de embarcação em águas profundas, a 1.340 metros de lâmina d'água.

Hoje, a Petrobras detém concessões de 99 blocos no Brasil, sendo 72 no mar. Dos marítimos, 75% encontram-se em lâminas d'água maiores que 400 metros.

Passados três leilões de concessão de áreas realizados pela ANP, a Petrobras está compartilhando a exploração da Bacia de Campos com demais empresas de capital estrangeiro conforme exibem as Tabelas 5.1 e 5.2. A primeira operadora estrangeira a perfurar poços marítimos exploratórios no Brasil foi a anglo-holandesa Shell em setembro de 2000, no bloco BC-10 na Bacia de Campos, a uma lâmina d'água de 1.645 metros (BRASIL ENERGIA, 2000b). A Tabela 5.3 apresenta as atividades de perfuração licenciadas e em licenciamento pelo ELPN/Ibama na Bacia de Campos.

Todas as sete empresas já licenciadas da tabela foram procuradas por ocasião do desenvolvimento desta tese, a fim de contribuírem com informações sobre seus procedimentos de perfuração. Três empresas concordaram em disponibilizar as informações solicitadas, tendo sido acordada a não divulgação do nome das empresas participantes. Na medida em que algumas empresas disponibilizaram mais informações do que outras, pode haver nas descrições a seguir informações mais completas do que outras. As demais empresas informaram seus RCA continham dados sigilosos, motivo da recusa ao pedido.

TABELA 5.1 - BLOCOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO NA BACIA DE CAMPOS

BLOCO	ROUND (ANP)	CONCESSIONÁRIAS (%)
BC-2	0	Elf[1] (35) / Petrobras (35) / Enterprise Oil (15) / Shell (15)
BC-3	0	Petrobras[1] (100)
BC-4	0	Texaco[1] (42,50) / Petrobras (42,50) / / Frade Japão (12,75) / Odebrecht (2,25)
BC-7	0	Queiroz Galvão[1] (30) / Petrobras (70)
BC-8	0	Amerada Hess[1] (32) / Petrobras (35) / / Odebrecht (8) / British Borneo (25)
BC-9	0	Unocal[1] (35) / Petrobras (35) / Japex/Marubeni (20) / YPF (10)
BC-10	0	Shell[1] (35) / Petrobras (35) / Mobil (15) / Esso (15)
BC-14	0	Petrobras[1] (100)
BC-15	0	Petrobras[1] (100)
BC-20	0	Petrobras[1] (50) / Chevron (50)
BC-30	0	Petrobras[1] (100)
BC-40	0	Petrobras[1] (100)
BC-50	0	Petrobras[1] (100)
BC-60	0	Petrobras[1] (100)
BC-100	0	Petrobras[1] (100)
BC-200	0	Petrobras[1] (100)
BC-200a	0	Petrobras[1] (100)
BC-400	0	Petrobras[1] (100)
BC-500	0	Petrobras[1] (100)
BC-600	0	Petrobras[1] (100)
BM-C-3	1	Petrobras[1] (40) / Agip (40) / YPF (20)
BM-C-4	1	Agip[1] (45) / YPF (45) / Texaco (10)
BM-C-5	1	Texaco[1] (100)
BM-C-6	1	Petrobras[1] (100)
BM-C-7	2	PanCanadian[1] (100)
BM-C-8	2	SFR[1] (45) / SK (40) / Odebrecht (15)
BM-C-10	2	Shell[1] (100)

[1] Empresa Operadora

Fonte: ANP, 2001

TABELA 5.2 - CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO NA BACIA DE CAMPOS

CAMPO	CONCESSIONÁRIAS (%)
Albacora	Petrobras[1] (100)
Albacora Leste	Petrobras[1] (100)
Anequim	Petrobras[1] (100)
Badejo	Petrobras[1] (100)
Bagre	Petrobras[1] (100)
Barracuda	Petrobras[1] (100)
Bicudo	Petrobras[1] (100)
Bijupirá	Enterprise Oil[1] (55) / Odebrecht (25) / Petrobras (20)
Bonito	Petrobras[1] (100)
Carapeba	Petrobras[1] (100)
Caratinga	Petrobras[1] (100)
Cherne	Petrobras[1] (100)
Congro	Petrobras[1] (100)
Corvina	Petrobras[1] (100)
Enchova	Petrobras[1] (100)
Enchova Oeste	Petrobras[1] (100)
Espadarte	Petrobras[1] (100)
Garoupa	Petrobras[1] (100)
Garoupinha	Petrobras[1] (100)
Linguado	Petrobras[1] (100)
Malhado	Petrobras[1] (100)
Marimbá	Petrobras[1] (100)
Marlim	Petrobras[1] (100)
Marlim Leste	Petrobras[1] (100)
Marlim Sul	Petrobras[1] (100)
Moréia	Petrobras[1] (100)
Namorado	Petrobras[1] (100)
Nordeste de Namorado	Petrobras[1] (100)
Pampo	Petrobras[1] (100)
Parati	Petrobras[1] (100)

Pargo	Petrobras[1] (100)
Piraúna	Petrobras[1] (100)
Roncador	Petrobras[1] (100)
Salema	Enterprise Oil[1] (55) / Odebrecht (25) / Petrobras (20)
Trilha	Petrobras[1] (100)
Vermelho	Petrobras[1] (100)
Viola	Petrobras[1] (100)
Voador	Petrobras[1] (100)
Campos em Desenvolvimento da Fase de Produção	
Frade	Texaco[1] (42,50) / Petrobras (42,50) / / Frade Japão (12,75) / Odebrecht (2,25)

[1] Empresa Operadora

Fonte: ANP, 2001

TABELA 5.3

ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO LICENCIADAS OU

EM LICENCIAMENTO, BACIA DE CAMPOS, SETEMBRO DE 2001

BLOCO/BACIA	EMPRESAS	SITUAÇÃO
BC-10	Shell	Licenciada
BC-8	Amerada Hess	Licenciada
BC-2	Elf	Licenciada
BC-4	Texaco	Licenciada
Campo de Frade	Texaco	Licenciada
BC-9	Unocal	Licenciada
BC-7	Queiroz Galvão	Licenciada
Bijupirá/Salema	Enterprise Oil	Em Licenciamento
BMC-8	Devon	Em Licenciamento
BM-C-4	Agip Oil	Em Licenciamento
BM-C-5	Texaco	Em Licenciamento

Fonte: ENERGIAEMEIOAMBIENTE, 2001

5.3) O Relatório de Controle Ambiental No. 1

O Relatório de Controle Ambiental No. 1, o qual será referido como RCA No. 1, foi desenvolvido para obter a Licença Prévia de Perfuração numa concessão da Bacia de Campos situada a 150 Km da costa, num bloco de lâminas d'água que alcançam até 600 metros de profundidade. Está prevista no relatório a perfuração de poços exploratórios com 3.300 m de profundidade cada, empregando três tipos de fluidos de perfuração, sendo dois à base de água e um sintético à base de parafina linear (tipo de parafina sintética também conhecido como *n-parafina*). Cada fluido é específico para uma fase da perfuração do poço, que se caracteriza por sua vez por um tipo específico de formação geológica e um tipo de broca utilizada. A Tabela 5.4 apresenta o nome e a descrição química de cada fluido de perfuração a ser utilizado no bloco em questão, componentes típicos utilizados em diversas outras locações de perfuração marítima. Alguns componentes da tabela já foram listados no item 3.2 do capítulo 3 desta tese.

Na caracterização da toxicidade dos fluidos de perfuração foram realizados ensaios com o mexilhão *Perna perna*, misidáceo *Mysidopsis juniae* e ouriço do mar *lytechinus variegatus*. O organismo *Perna perna* foi o que exibiu a maior sensibilidade, seguido pelo misidáceo *Mysidopsis juniae* e do ouriço do mar *L. variegatus*. Tais organismos-teste estão em concordância com os utilizados em testes de toxicidade internacionais, como exigências da agência ambiental americana EPA e OSPAR. Para o fluido sintético foram realizados adicionalmente testes de biodegradabilidade e bioacumulação, que indicaram para o fluido base taxa de biodegradabilidade aceitável e probabilidade pequena de bioacumular. Nas estimativas dos volumes de cascalho gerado e fluido de perfuração utilizado foi incluído um fator de 20% a mais do que o volume nominal do poço, devido à ocorrência natural de desabamentos e desmoronamentos de suas paredes internas durante a perfuração. O RCA No. 1 reportou um volume de 6275 barris de fluido de perfuração utilizados por poço e 4794 barris de cascalho gerado por poço.

TABELA 5.4

CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO, RCA NO. 1

FLUIDO DE PERFURAÇÃO	NOME QUÍMICO	DESCRIÇÃO QUÍMICA
Fluido à Base de Água I	Bentonita	Mineral de ocorrência natural
	Carbonato de Sódio	Agente de controle de alcalinidade
	Combinação de polímeros	Extensor da bentonita
	Hidróxido de Sódio	Composto alcalino
Fluido à Base de Água II	Polímero polisacarídeo	Viscosificador de fluido de perf.
	Celulose polianiônica	(não apresenta descrição)
	Complexo de ácido anímico	Estabilizador de argila
	Hidróxido de Sódio	Composto alcalino
	Carbonato de Sódio	Agente de controle de alcalinidade
	Carbonato de Cálcio	Mineral de ocorrência natural
	Cloreto de Potássio	Cloreto de metal alcalino
	Sulfato de Bário, barita	Mineral de ocorrência natural
Fluido Sintético	Parafinas de destilação intermediária	Óleo altamente hidratado
	Aditivo de lama de perfuração	Argila organofílica
	Poliamido/mistura líquida sintética	Agente de umedecimento
	Cloreto de cálcio	Sal inorgânico
	Sulfato de Bário, barita	Mineral de ocorrência natural

Fonte: RCA No. 1, 2001

O Sistema de Controle de Sólidos descrito no RCA No. 1 é formado por três Peneiras de Lama, uma Unidade Secadora de Cascalhos e duas Centrifugas de Decantação, como observa-se na figura 5.1. Ao sair do poço, a mistura de cascalho e fluido de perfuração é direcionada para o sistema de Peneiras de Lama, onde será realizada uma primeira separação da mistura através de telas vibratórias. Segundo o RCA esta primeira etapa do tratamento deixa em média apenas 12% de fluido agregado ao cascalho. Como resultado do peneiramento faz-se uma divisão de modo que a fase líquida seja direcionada para uma Centrífuga de Decantação e a fase sólida encaminhada através de uma esteira de transporte para a Unidade Secadora de Cascalhos.

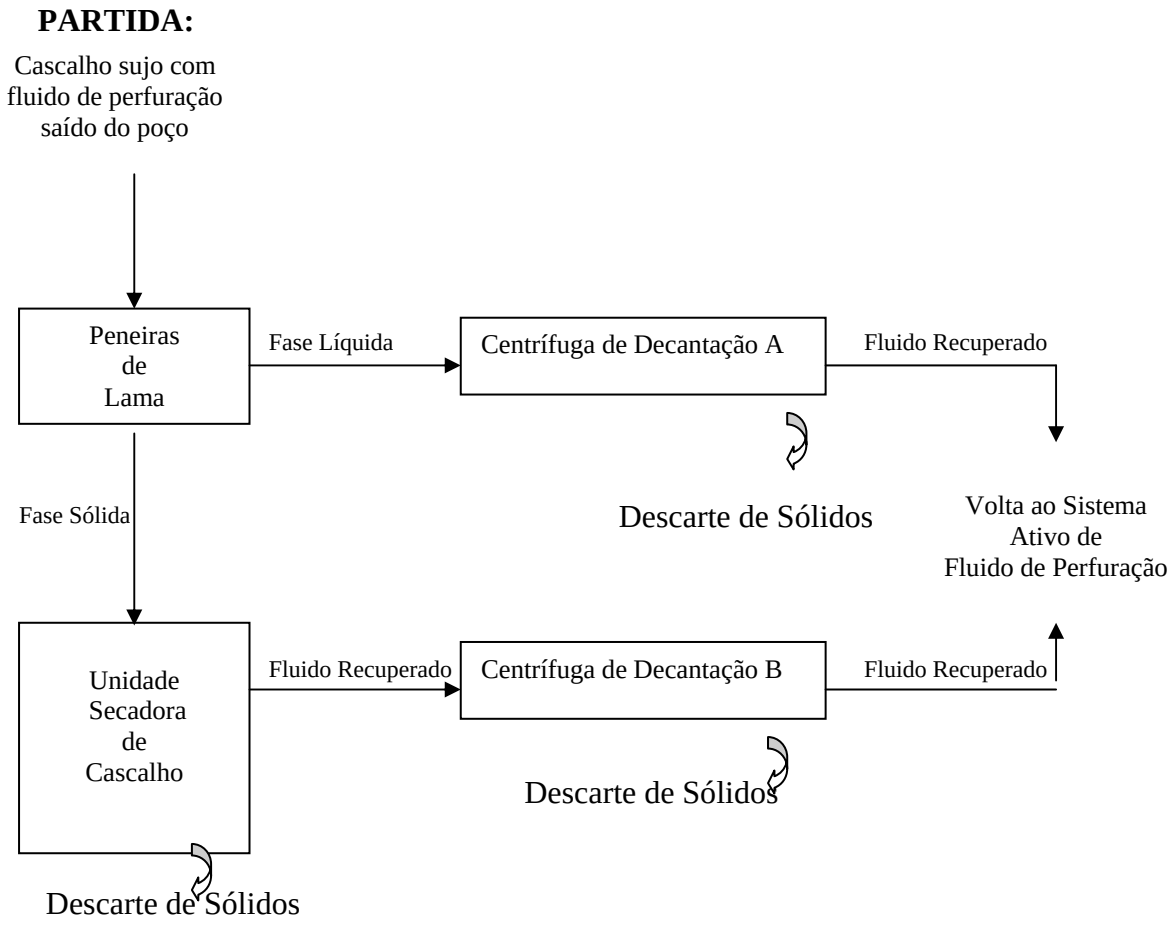
Existem duas Centrifugas de Decantação, uma para receber a fase líquida resultante da primeira separação dos cascalhos do fluido (centrífuga A), e a outra para receber a parcela de fluido recuperado na Unidade Secadora de Cascalhos (centrífuga B). Na Centrífuga de Decantação é feita uma última separação entre os fluidos e sólidos, removendo as partículas sólidas finas (de até 2 microns) que ainda possam estar agregadas ao fluido.

Na Unidade Secadora é feita uma nova separação entre o cascalho e o fluido de perfuração, onde as partículas sólidas são descartadas e a fase líquida é direcionada para uma Centrifuga de Decantação (B) de onde mais uma vez os sólidos separados são descartados ao mar e o fluido recuperado segue para ser reutilizado no poço, voltando ao sistema ativo de fluido de perfuração da plataforma. Segundo o RCA, após o cascalho passar pelo tratamento na secadora, os cerca de 12% de fluido agregado caem para apenas cerca de 4%, permitindo o descarte de um cascalho praticamente livre do fluido de perfuração além da reciclagem deste fluido de perfuração.

Importante observar que a partir dos três pontos de descarte de sólidos (cascalho) representados na Figura 5.1 o cascalho é encaminhado a uma mesma tubulação final, que consistirá em ponto único de onde o cascalho será descartado ao mar. A tubulação de descarte para o mar penetra 10 metros abaixo da linha d'água, com o objetivo de minimizar a formação de uma pluma de sedimentos próxima à superfície. Tal descarte é feito a quase 150 Km da costa, numa região cuja lâmina d'água é de quase 700 metros.
Os equipamentos que compõem o Sistema de Controle de Sólidos são inerentes à plataforma contratada para efetuar os serviços de perfuração no bloco. Portanto, tal

sistema utilizado é comum às várias locações de perfuração por onde a plataforma for contratada. No caso da perfuração deste bloco, o empreendedor aprimorou o sistema existente substituindo o sistema de peneiras da plataforma a fim de aumentar a eficiência da separação (tentando retirar ao máximo os resíduos de fluido de perfuração do cascalho, tendo em vista o descarte marinho do último). Segundo o RCA, o novo sistema de peneiras tem maior capacidade de processamento, separando as partículas mais finas, diminuindo o volume de fluidos associados ao cascalho a ser descartado, o que torna desnecessária a utilização de desareiadores, dessiltadores e *mud cleaners*. Este sistema necessita apenas de duas centrífugas para eliminar as partículas extremamente finas (até 2 microns), conforme apresentado no fluxograma da Figura 5.1.

FIGURA 5.1 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE CONTROLE DE SOLIDOS DESCRITO NO RCA No. 1



Fonte: Adaptado do RCA No. 1, 2001

5.4) O Relatório de Controle Ambiental No. 2

O Relatório de Controle Ambiental No. 2, o qual será referido como RCA No. 2, foi desenvolvido para obter a Licença Prévia de Perfuração numa concessão da Bacia de Campos situada a 150 Km da costa, em lâminas d'água de até 600 metros de profundidade. Está prevista no RCA a perfuração de 1 a 2 poços exploratórios com 3300 m de profundidade cada, com o emprego de 3 tipos de fluidos de perfuração, todos à base de água. A Tabela 5.5 apresenta o nome e a descrição química de cada fluido de perfuração a ser utilizado no bloco em questão, que são componentes típicos para o preparo de fluidos de perfuração para utilização em poços marítimos.

TABELA 5.5

CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO, RCA NO. 2

FLUIDO DE PERFURAÇÃO	COMPONENTES
Fluido Convencional	Água, argila ativada, soda cáustica e carbonato de sódio.
Fluido Salgado (NaCl/Amido)	Água, água do mar, argila ativada, soda cáustica, carbonato de sódio, amido pré-gelatinizado e carboximetilcelulose.
Fluido Polímero Catiônico	Água, carbonato de sódio, BARAZAN D Plus, BARACAT, potassa cáustica, KCl, antiespumante e carboximetilcelulose.

Fonte: RCA No. 2, 2001

Na caracterização da toxicidade dos fluidos de perfuração, foram realizados ensaios com os seguintes organismos-teste: o peixe *Poecilia Vivipara*, os misidáceos *Mysidopsis juniae e Mysidopsis gracile* e o ouriço do mar *Lytechinus variegatus*.

No cálculo do volume de cascalho a ser gerado por poço, foi considerado o volume geométrico do poço acrescido de um volume referente ao desmoronamento das paredes (este volume específico não foi divulgado nem explicada sua base de cálculo). O RCA No. 2 apresentou a taxa de descarte de cascalho ao mar, que é de 1 a 10 barris por hora. Esta vazão é um dado fundamental na modelagem do comportamento da pluma de cascalho no mar. Este RCA apresentou também as estimativas de emissões atmosféricas

oriundas de gases provenientes de geradores à *diesel* e da queima de hidrocarbonetos, organizados na Tabela 5.6.

TABELA 5.6
ESTIMATIVA DOS VOLUMES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO
E CASCALHO DESCARTADOS, RCA NO. 2

FLUIDO UTILIZADO	CASCALHO DESCARTADO	EMISSÕES ATMOSFÉRICAS
11.400 barris por poço	4000 barris por poço	15.000 Kg de CO_2 emitidos por dia, 150 Kg de CO emitidos por dia, 750 Kg de NO_x emitidos por dia, 50 a 100 Kg de SO_2 emitidos por dia.

Fonte: RCA No. 2, 2001

O Sistema de Controle de Sólidos desta plataforma é composto por três Peneiras de Lama, três Hidrociclones (Desareador, Dessiltador e *Mud Cleaner*) e um Decantador Centrífugo. Ao sair do poço, a mistura de cascalho e fluido de perfuração é direcionada para as peneiras, que são dispostas em cascata (em série). Estas apresentam sistemas de vibração independentes, com opções de seleção de tela. Segundo este sistema, a tela da peneira pode ser selecionada em função da viscosidade do fluido, do volume de cascalho ou da vazão de bombeio de fluido. Deste modo, à medida que aprofunda-se a perfuração do poço e o diâmetro da broca vai sendo reduzido, podem ser utilizadas telas mais fechadas, capturando grãos menores de cascalho e aumentando o rigor da seleção.

Das peneiras o fluido vai para o chamado Tanque de Fluido Compartimentado, enquanto os sólidos mais grossos capturados pela peneira são já descartados, ao contrário do sistema exposto no RCA No 1 onde, após passagem pela peneira, não há descarte direto, mas sim a passagem por outro equipamento para retirada do fluido de perfuração (seja a unidade secadora de cascalhos ou a centrífuga). A partir do tanque, o fluido é bombeado para um conjunto de hidrociclones, começando pelos de maior diâmetro, que são os Desareadores, e em seguida para os de menor diâmetro, que são os Dessiltadores. Nos hidrociclones ocorre a aceleração do processo natural de decantação dos sólidos agregados ao fluido de perfuração, o que se faz imprimindo um movimento de rotação ao fluido de modo a separar as duas fases. O diâmetro médio dos sólidos retirados dos hidrociclones é função do diâmetro interno de seus cones, sendo que

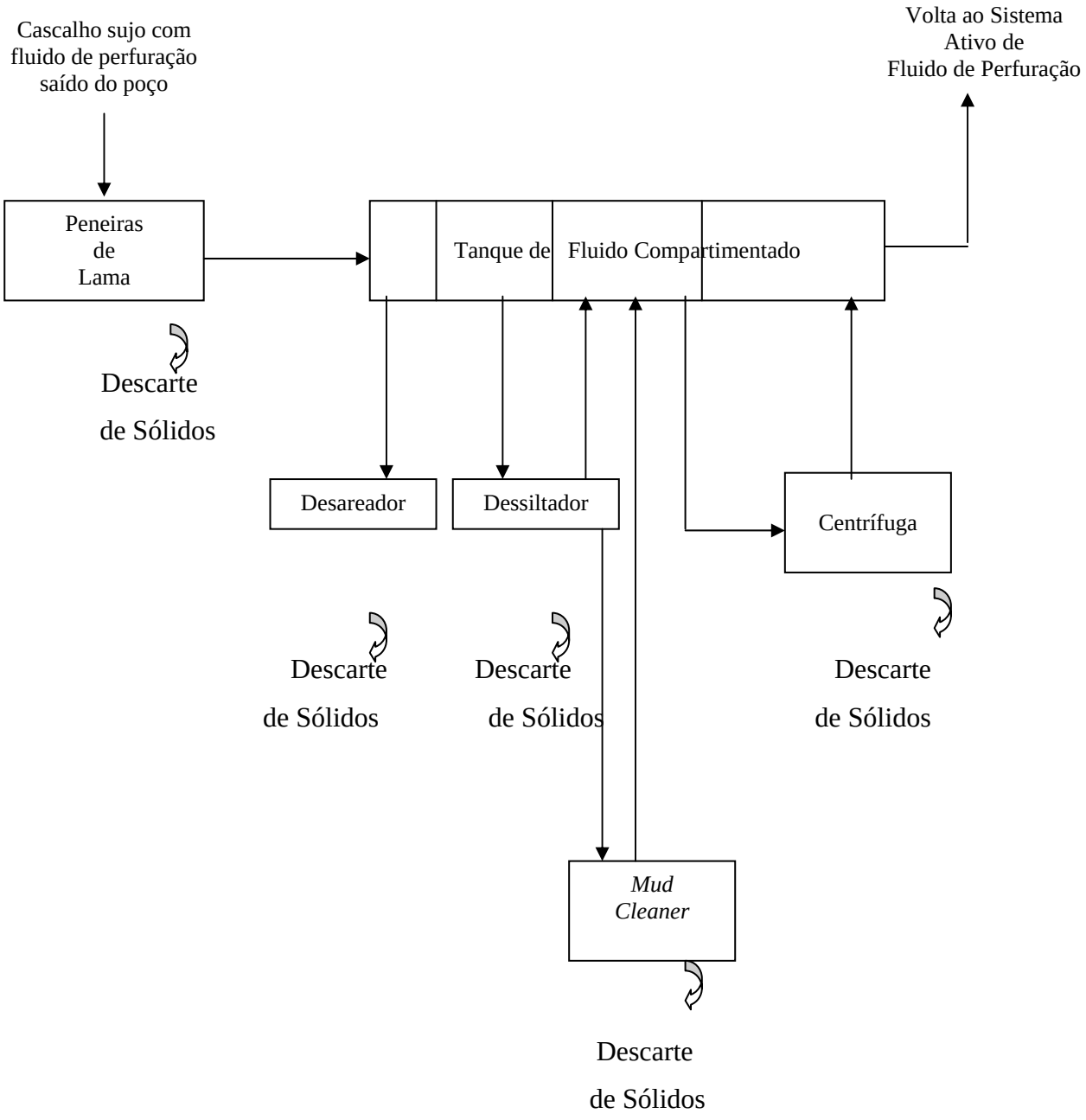
quanto menor o diâmetro menor o ponto de corte. Os desareadores utilizados no sistema em análise são formados por 12 cones de 6’’ e os dessiltadores por 10 cones de 4’’, destinados a removerem respectivamente areia e silte do fluido de perfuração. O *Mud Cleaner* é uma espécie de peneira pela qual passa o fluido ao sair do dessiltador para reter os sólidos finos, preparando o fluido para retornar ao poço.
O último equipamento pelo qual o fluido passa é a Centrífuga, para uma retirada final dos sólidos mais finos (menores do que 15 microns).

Finalmente o fluido de perfuração está pronto para ser bombeado de volta ao poço. Mas antes é feita uma checagem de suas propriedades físico-químicas para eventuais tratamentos químicos (como ajuste de pH e aumento ou redução de peso específico).

A Figura 5.2 mostra, de forma esquemática, o sistema de controle de sólidos proposto pelo RCA No 2. Assim como ressaltado no sistema do RCA No 1, os cinco pontos de descarte de sólidos que estão representados na figura são, na realidade, canalizados para uma mesma tubulação final, de onde será realizado o descarte marítimo do cascalho.

FIGURA 5.2 - ESQUEMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE CONTROLE DE SOLIDOS DESCRITO NO RCA No. 2

PARTIDA:



Fonte: Adaptado do RCA No. 2, 2001

5.5) O Relatório de Controle Ambiental No. 3

O Relatório de Controle Ambiental No. 3, o qual será referido como RCA No. 3, foi desenvolvido para obter a Licença Prévia de Perfuração numa concessão da Bacia de Campos situada a 165 km da costa, em lâminas d'água de até 2500 metros de profundidade. Está prevista no relatório a perfuração de 2 poços exploratórios com o emprego de 3 tipos de fluidos de perfuração, todos à base de água. A Tabela 5.7 apresenta os fluidos de perfuração a serem utilizados no bloco por fase, enquanto a Tabela 5.8 descreve os aditivos químicos adicionados a tais fluidos.

TABELA 5.7

CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO, RCA NO. 3

FASE	TIPO DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO
I	Gel Bentonítico Pré-hidratado com água do mar
II	NaCl Polímero à base de água
III	Polímero Catiônico
IV	Polímero Catiônico

Fonte: RCA No. 3, 2001

TABELA 5.8

CARACTERIZAÇÃO DOS ADITIVOS AOS FLUIDOS

DE PERFURAÇÃO, RCA NO. 3

COMPONENTES	NOME QUÍMICO GENÉRICO	COMENTÁRIOS
Biocidas	Glutaraldeídos e Carbamatos	Biocidas são utilizados para prevenir o crescimento de bactérias de redução sulfurosa (SRB), que atacam corrosivamente componentes de aço (são utilizados poucas vezes durante as operações de perfuração).
Estabilizadores Químicos Alcalinos	Hidróxido de Sódio e Hidróxido de Cálcio (cal)	Bases e sais bivalentes são utilizados para controlar o pH e o equilíbrio iônico nos fluidos de perfuração.
Estabilizadores Químicos Salinos	Cloreto de Sódio e Carbonato de Sódio	Os sais inorgânicos são adicionados aos fluidos de perfuração para controlar o comportamento da lama ou argila de formação.
Estabilizadores Químicos Ácidos	Ácido Cítrico	O ácido cítrico é utilizado para ajuste do pH da lama (somente nas baseadas em polímeros).
Detergentes	Silicones, Ésteres Poli-Glicol, Estearato de Alumínio	Espuma de hidrocarboneto em purgador de plataforma de perfuração. Os produtos detergentes são eficazes na faixa de 1 ppb.
Lubrificantes de Perfuração, Emulsificadores e Detergentes	Asfalto Sulfanato, Ácidos Graxos, Sais de Ácidos Graxos (sabões), Glicois (Triglicerídeos)	Lubrificantes, emulsificadores e detergentes são necessários onde há alta fricção.
Agentes Inorgânicos em Gel	Argila Bentonita	São adicionados ao fluido de perfuração para aumentar a viscosidade e resistência do gel. As argilas conferem peso à lama auxiliando também a limitar a perda de fluido na formação.
Elementos adicionados para	Conchas quebradas, fibras	Grandes quantidades de fluido de perfuração podem ser perdidas para orifícios nas

evitar a Perda de Circulação	vegetais, diatomáceas	formações. Para impedir, são injetadas partículas nos orifícios bloqueando a entrada do fluido.
Polímeros Naturais	Amido, Goma Xantham, Celulose Polianiônica	Os polímeros são adicionados para ajustar a viscosidade dos fluidos de perfuração.
Polímeros Sintéticos	Poliacrilato, Poliamida Parcialmente Hidrolisada (PHPA)	Os polímeros são adicionados para ajustar a viscosidade dos fluidos de perfuração.
Removedores Sulfídricos	Carbonato de Zinco, Óxido de Zinco	O uso de removedores sulfídricos é limitado pelo potencial de formação de gás sulfídrico, que pode ser fatal para seres humanos mesmo em baixas concentrações.
Removedores e Dispersantes	Lignosulfonados, Lignito (ácido húmico e cáusticos) e Tanino modificado (DESCO)	Estes componentes são utilizados para ajudar a desfolhar a argila.
Agentes de Peso	Barita (Sulfato de Bário)	A barita é utilizada para aumentar a densidade do fluido de perfuração, fundamental no ajuste das pressões do fundo do poço.
Lubrificantes de Tubulação	Pipe Dope	Lubrificação das tubulações.
Elementos à base de água	Não-Inibidores (argilas)	Abertura de Poço.
	Inibidores (argilas)	Prevenção à expansão da argila.
	Polímeros	Aumento da viscosidade, Estabilidade térmica, Controle das propriedades de filtragem, defloculação de sólidos, encapsulamento de sólidos.

Fonte: RCA No. 3, 2001

Na caracterização da toxicidade dos fluidos de perfuração, foram realizados ensaios com o molusco *Perna perna*, as algas *Champia Pargula*, o misidáceo *Mysidopsis juniae* e o ouriço do mar *Lytechinus variegatus*.

Quanto ao volume de cascalho gerado, foi considerado o volume do próprio poço a ser perfurado multiplicado por uma fator de segurança (não apresentado no relatório, assim como no RCA No. 2), resultando em 6250 barris de cascalho gerado por poço. Foram apresentados também valores de emissões atmosféricas dos gases provenientes de geradores à *diesel* e da queima de hidrocarbonetos (Tabela 5.9). As emissões atmosféricas apresentadas foram idênticas às do RCA anterior, o que faz pensar que tais dados foram obtidos de equipamentos comuns às duas plataformas (motores e geradores) ou estimados com base nas mesmas premissas, que não nos foram disponibilizadas.

TABELA 5.9

ESTIMATIVA DOS VOLUMES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E CASCALHO DESCARTADOS, RCA NO. 3

FLUIDO UTILIZADO	CASCALHO DESCARTADO	EMISSÕES ATMOSFÉRICAS
22500 barris por poço	6250 barris por poço	15.000 Kg de CO_2 emitidos por dia, 150 Kg de CO emitidos por dia, 750 Kg de NO_x emitidos por dia, 50 a 100 Kg de SO_2 emitidos por dia.

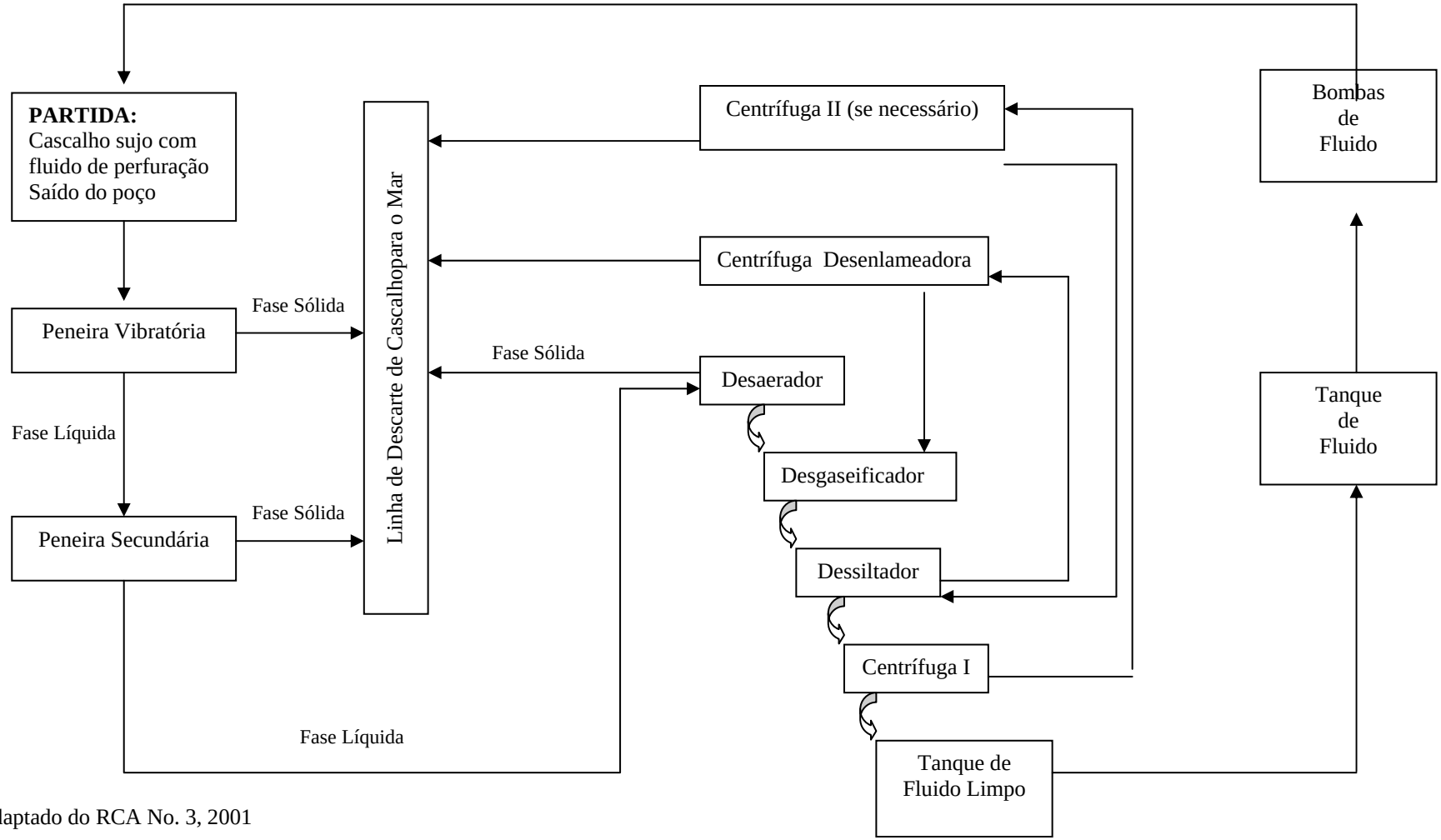
Fonte: RCA No. 3, 2001

A plataforma possui um Sistema de Controle de Sólidos composto por Peneira Vibratória, Peneira Secundária, Desareador, Desgaseificador, Dessiltador e Centrífugas, constantes da plataforma. O sistema funciona de modo que cada equipamento possui uma saída para a chamada “Linha de Descarte de Cascalho”, ao final da qual se dará o descarte para o mar. A lama de perfuração vai passando entre os equipamentos, que vão limpando ao máximo o fluido de perfuração a fim de reutilizá-lo e deixar o cascalho limpo para o descarte.

Como mostra a Figura 5.3, ao sair do poço o cascalho sujo de fluido de perfuração é direcionado para as peneiras vibratória e secundária, onde serão separados do fluido de perfuração os sólidos mais grosseiros, como o cascalho e os grãos maiores que a areia. Tais fragmentos são direcionados para a linha de descarte de cascalho e os demais para um circuito formado por desareador, desgaseificador, dessiltador e centrífugas. No desareiador, um conjunto de dois a quatro hidrociclones irá decantar as partículas do fluido do tamanho da areia, que seguirão para a linha de descarte. O líquido com as partículas menores que a areia vão para o desgaseificador, para retirada de gases que se misturam ao fluido de perfuração. Novamente os sólidos descartados seguirão para descarte e o líquido com o restante irá para o próximo equipamento, o dessiltador. Nele serão selecionadas e enviadas para descarte as partículas da ordem de grandeza do silte (de dimensões entre a argila e a areia). Do dessiltador o material pode passar à centrífuga desenlameadora para uma limpeza adicional de fluido de perfuração ou seguir para as centrífugas I e II, se necessário, para serem retiradas partículas menores que ainda não tenham sido descartadas pelos equipamentos anteriores. Após ser centrifugado o fluido de perfuração volta para o Tanque de Fluido, de onde será bombeado de volta para o poço para ser reutilizado na perfuração. O cascalho é descartado diretamente na superfície do mar.

O circuito apresenta variantes que constam da figura, como a ligação do dessiltador direto para a centrífuga desenlameadora ou a ligação direta entre as duas centrífugas.

FIGURA 5.3 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE CONTROLE DE SOLIDOS DESCRITO NO RCA No. 3



Fonte: Adaptado do RCA No. 3, 2001

5.6) Análise dos Relatórios de Controle Ambiental

Os RCAs apresentados nos itens anteriores referem-se a blocos da Bacia de Campos de distâncias da costa e lâminas d'água muito semelhantes. Em todos está prevista a utilização de fluido de perfuração à base de água, sendo que o RCA No. 1 prevê adicionalmente a utilização de fluido sintético à base de parafina. Todos os fluidos foram testados e aprovados quanto às toxidades nos organismos-teste exigidos pelo ELPN/Ibama.

Quanto ao sistemas de controle de sólidos, o original da plataforma do RCA No. 1 foi incrementado com o objetivo de descartar o cascalho o mais *limpo* (livre de fluidos de perfuração) possível, tendo em vista seu contato com o fluido sintético. Foi tomada a preocupação adicional de descartá-lo através de uma tubulação terminando a 10 metros abaixo da superfície d'água, o que extingue a pluma de sedimentos na superfície (conforme ilustrado na figura 3.3 do capítulo 3 desta tese). Nos RCAs No. 2 e 3, como só foram utilizados fluidos à base de água, não houve esta preocupação, e o descarte se deu diretamente na superfície da água. Devido à grande distância da costa, este descarte na superfície não traz problemas ambientais para a operação. O mesmo não poderia ser dito em caso de proximidade com o litoral, com probabilidade maior de as ondas e ventos transportarem a pluma de cascalho para eventuais praias, estuários ou manguezais, por exemplo.

Seguem considerações do volume de cascalho gerado e de fluido utilizado. O fluido utilizado nas operações relatadas é reciclado entre as fases ou reaproveitado para demais poços, sendo em certos casos descartado para o mar. Em todos os RCAs consultados foi reportado o descarte para o mar de todo o cascalho gerado. Os três operadores privados reportaram em seus RCAs volumes de 4794, 4000 e 6250 barris de cascalho gerado. Com base nestes volumes e na profundidade dos poços foram gerados indicadores que consistem no volume de cascalho produzido por metro perfurado :

- Para o RCA No. 1: 1,5 barris de cascalho produzidos por metro perfurado
- Para o RCA No. 2: 1,2 barris de cascalho produzidos por metro perfurado
- Para o RCA No. 3: 1,6 barris de cascalho produzidos por metro perfurado

O volume de cascalho gerado está em concordância com os valores de referência da Agência Ambiental Americana (EPA), que são de 0,6 a 6 barris de cascalho gerado por metro perfurado (EPA, 2000). Esta tese chama imediatamente a atenção para o fato de que não se podem comparar de modo absoluto entre poços diferentes, os índices de cascalho produzidos por metro perfurado. Esta comparação é complexa, já que o volume produzido depende desde de dados geológicos da rocha sedimentar perfurada, do tipo de fluido de perfuração utilizado (no RCA no. 1 foi utilizado fluido sintético e nos demais apenas à base de água) a ocorrências operacionais como o desabamento de material adicional para dentro do poço durante a perfuração, além de obviamente da profundidade dos poços e do diâmetro das seções do poço. Logo, no caso dos RCAs consultados, dada a semelhança de profundidade e características dos poços localizados em lâminas d'água próximas dentro da mesma bacia sedimentar, podemos comparar em termos relativos o volume de cascalho gerado. Esta comparação, vista acima, apresenta indicadores bem semelhantes.

O volume de fluido de perfuração a ser utilizado nos poços foi estimado nos RCAs No. 1, 2 e 3 respectivamente, como de 6275, 11400 e 22500 barris. Este volume é função em grande parte da formulação química dos componentes e das características geológicas das formações. Os fluidos são reaproveitados entre as fases e entre os poços. Mesmo em caso de descarte para o mar não constituem um passivo ambiental como o cascalho, pois diluem-se no mar, no caso dos fluidos à base de água, como são a maioria dos fluidos utilizados nas perfurações marítimas, a menos das pequeninas partículas de sólidos presentes no fluido (finos). A tabela 5.10 apresenta, à exceção dos sistemas de controle de sólidos, uma ficha dos dados obtidos dos três RCAs.

No próximo capítulo serão investigados os potenciais impactos ambientais sobre os meios físico, biótico e antrópico provenientes das atividades de perfuração de poços marítimos no blocos caracterizados neste capítulo, bem como as medidas mitigadoras e compensatórias a serem tomadas pelos operadores.

TABELA 5.10

COMPARAÇÃO RCA CONSULTADOS

CARACTERÍSTICAS	RCA NO. 1	RCA NO. 2	RCA NO. 3
Distância da costa	~ 150 Km	~ 150 Km	~ 165 Km
Lâmina d'água	~ 600 m	~ 600 m	~ 2500 m
Profundidade de cada poço	3.300 m	3.300 m	4.000 m
Base dos fluidos utilizados	Base de água e Base sintética	Base de água	Base de água
Volume de cascalho descartado por poço	4794 barris (1,5 barris/m)	4000 barris (1,2 barris/m)	6250 barris (1,6 barris/m)
Volume de fluido utilizado por poço	6275 barris	11400 barris	22500 barris
Forma de descarte de cascalho	duto de descarte penetrando 10m abaixo da linha d'água	diretamente na superfície do mar	diretamente na superfície do mar

Fonte: Com base no texto

CAPÍTULO 6

Impactos Ambientais e Medidas Mitigadoras

6.1) Introdução e Conceitos Básicos

Apresentados os três RCAs do capítulo anterior, serão avaliados e classificados os impactos ambientais aos quais estão potencialmente submetidos os meios físico, biótico e antrópico em decorrência da atividade de perfuração de poços, bem como as medidas mitigadoras e compensatórias implementadas pelos operadores.

Para facilitar a análise foi definido na Bacia de Campos um bloco marítimo imaginário em mesma situação, distante cerca de 150 Km da costa e em águas da ordem de 1000 metros de profundidade, daqui por diante referido como bloco-base (figura 6.1). A posição exata deste bloco marítimo é indiferente para a identificação e classificação dos impactos, ressaltado que os impactos ambientais e suas intensidades aos quais estarão submetidos os três blocos apresentados no capítulo anterior e o bloco-base são os mesmos.

Seguem os conceitos básicos a serem utilizados neste capítulo:

- Biota: conjunto de componentes vivos (bióticos) de um ecossistema (DE LIMA E SILVA, GUERRA, *et al.*, 1999).
- Bentos, Comunidade Bentônica: seres vivos que vivem no fundo do mar, lagos e lagoas, compreendendo a fauna e a flora de fundo (DE LIMA E SILVA, GUERRA, *et al.*, 1999).
- Nécton, Comunidade Nectônica: organismos marítimos que nadam por seus próprios meios, como os peixes (DE LIMA E SILVA, GUERRA, *et al.*, 1999).
- Plâncton, Comunidade Planctônica: plantas (fitoplâncton) e animais (zooplâncton) aquáticos microscópicos que flutuam (DE LIMA E SILVA, GUERRA, *et al.*, 1999).
- Impacto Ambiental: Esta tese considerou para impacto ambiental a definição da Resolução CONAMA No. 001 de 23 de janeiro de 1986. Segundo esta Resolução, impacto ambiental é qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas

do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultantes das atividades humanas que afetem direta ou indiretamente:

i) a saúde, a segurança e o bem estar da população,

ii) as atividades sócio-econômicas,

iii) a biota,

iv) as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente e

v) a qualidade dos recursos ambientais.

Os impactos ambientais podem se dar sobre os meios físico, biótico e antrópico da área de influência da atividade que está sob análise.

- Meio Físico: no caso deste capítulo é o fundo do mar, incluindo os sedimentos de fundo oceânico.
- Meio Biótico: meio correspondente à biota.

  No caso deste capítulo é a biota marinha, composta pelos seres que vivem na coluna d'água e no fundo do mar (assoalho marinho).
- Meio Antrópico: meio correspondente aos seres humanos. No caso deste capítulo são os seres humanos afetados direta ou indiretamente pela atividade de perfuração de poços marítimos.

6.2) Áreas de Influência

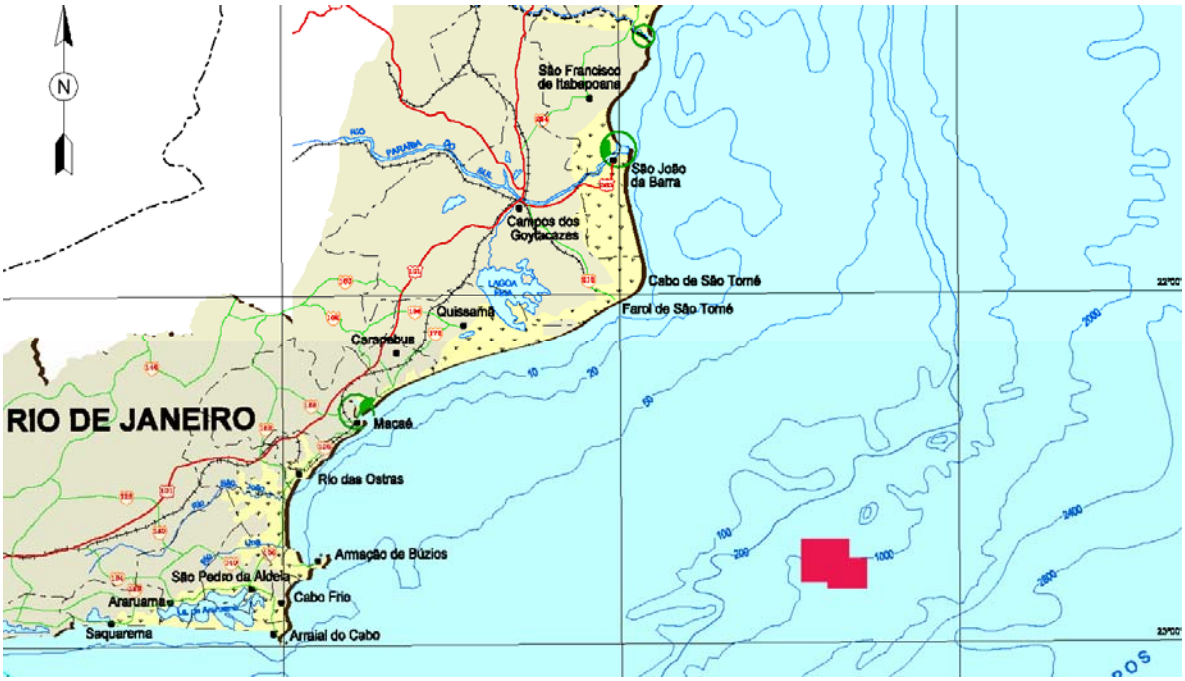
Segundo definição do ELPN/Ibama, compreendem a área de influência da atividade de perfuração de poços marítimos as partes direta e indireta, sendo (ELPN/IBAMA, 2000):

- Área de Influência Direta: área sujeita aos impactos diretos do desenvolvimento da atividade.
- Área de Influência Indireta: área real ou potencialmente ameaçada pelos impactos indiretos do desenvolvimento da atividade, abrangendo os ecossistemas e os meios físico e sócio-econômico, que podem vir a ser impactados por alterações ocorridas na área de influência direta, assim como áreas susceptíveis de serem impactadas por possíveis acidentes na atividade.

Sendo assim, foram estabelecidas as áreas de influência direta e indireta para o desenvolvimento das atividades de perfuração de poços de óleo e gás no bloco-base.

A área de influência direta da atividade de perfuração de poços marítimos foi determinada pelo próprio espaço físico ocupado pelo bloco-base, compreendendo a plataforma de perfuração e o ambiente marinho em seu entorno. A figura 6.1 ilustra a área de influência direta, onde o bloco-base está marcado em vermelho sobre a cota batimétrica de 1000 metros.

FIGURA 6.1 - LOCALIZAÇÃO DO BLOCO-BASE NA BACIA DE CAMPOS



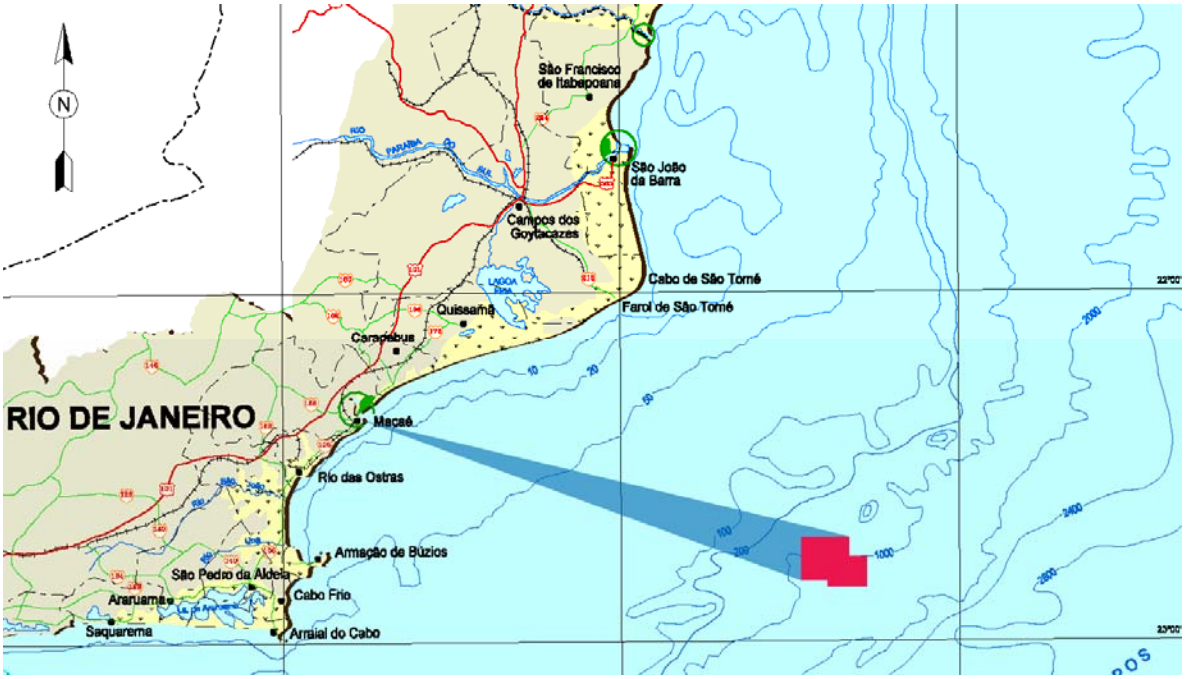
Fonte: Adaptado de PETROBRAS, 2001

Para a determinação da área de influência indireta da atividade de perfuração de poços marítimos, é necessário estipular a localização da base de apoio às atividades em terra e dos municípios da costa atingidos em caso de vazamento de óleo e impactados pelo empreendimento. Enquanto elo de ligação da terra com a plataforma marítima, a base em terra determina o percurso dos barcos de apoio (*supply-boats*), por onde podem ocorrer vazamentos de óleo e ou acidentes, além de interferirem com a pesca oceânica na região, que também está suscetível aos danos dos potenciais vazamentos acidentais. Da base de apoio em terra partem e chegam funcionários para o trabalho embarcado, são despachados

equipamentos e insumos para as atividades na plataforma e desta chegam materiais e resíduos para reciclagem. Considerou-se a base de apoio em Macaé, município que a Petrobras consagrou e associou ao petróleo, tendo lá montado, assim como outras empresas de petróleo, uma grande infra-estrutura de apoio às suas atividades exploratórias na Bacia de Campos. Foram considerados municípios impactados pelo empreendimento aqueles designados pela Petrobras área de influência da atividade petrolífera da Bacia de Campos, os dispostos ao longo do eixo Campos-Macaé-CaboFrio (PETROBRAS, 2001). Tais municípios compreendem: Campos dos Goytacazes, Quissamã, Carapebus, Macaé, Rio das Ostras, Casimiro de Abreu, Armação de Búzios, Cabo Frio e Arraial do Cabo.

Portanto, a área de influência indireta do empreendimento ficou determinada pelos supra-citados municípios e a trajetória dos barcos de apoio entre a base em Macaé e a plataforma (Figura 6.2).

FIGURA 6.2 – ÁREA DE INFLUÊNCIA INDIRETA DA ATIVIDADE



Fonte: Adaptado de PETROBRAS, 2001

Os municípios aqui considerados como área de influência indireta têm experimentado significativo crescimento de atividade econômica e demanda sobre a infra-estrutura local em conseqüência da expansão das atividades petrolíferas na região, atraindo empresas prestadoras de serviço e fornecedores de equipamentos para a indústria *offshore*. Nestes municípios são geradas expectativas com relação à geração de empregos diretos e indiretos para a indústria do petróleo e entrada de recursos financeiros por parte das prefeituras, em razão dos impostos recolhidos e *royalties* recebidos.

6.3) Metodologia de Classificação dos Impactos

A metodologia a ser adotada foi adaptada daquela utilizada pela PETROBRAS (2001) para classificação dos impactos ambientais de um empreendimento petrolífero na Bacia de Campos. Os impactos foram classificados por categoria, tipo, área de abrangência, duração, reversibilidade e significância. Segue após a classificação dos impactos, as medidas mitigadoras e potencializadoras tomadas pelos empreendedores em resposta aos impactos identificados.

CATEGORIA

- Positivo: quando o impacto é benéfico para o meio afetado (físico, biótico ou antrópico).
- Negativo: quando o impacto é adverso para o meio afetado (físico, biótico ou antrópico).

TIPO

- Direto: quando há conseqüência direta sobre o meio afetado.
- Indireto: quando há conseqüência indireta sobre o meio afetado.

ÁREA DE ABRANGÊNCIA

- Local: quando os efeitos do impacto recaem sobre a área de influência direta.
- Regional: quando os efeitos do impacto recaem sobre a área de influência direta e indireta.

DURAÇÃO

- Temporária: quando o impacto atua temporariamente na área em que se manifesta.
- Permanente: quando o impacto atua permanentemente na área em que se manifesta.

REVERSIBILIDADE

- Reversível: é possível reverter o impacto após seu início (cessando a causa, cessa o efeito).
- Irreversível: não é possível reverter o impacto após seu início.

SIGNIFICÂNCIA

- Fraca: baixa significância do impacto tendo em vista o meio em que está inserido, no caso uma região oceânica em águas profundas.
- Média: média significância do impacto tendo em vista o meio em que está inserido, no caso uma região oceânica em águas profundas.
- Forte: alta significância do impacto tendo em vista o meio em que está inserido, no caso uma região oceânica em águas profundas.

MEDIDA MITIGADORA

- Medida tomada para mitigar o impacto adverso.

MEDIDA POTENCIALIZADORA

- Medida tomada para potencializar o impacto benéfico.

6.4) Potenciais Impactos Ambientais

Este item apresenta os impactos operacionais (que ocorrem dentro da normalidade das operações) e acidentais aos quais estão potencialmente sujeitos os meios físico, biótico e antrópico em conseqüência da atividade de perfuração marítima de poços de óleo e gás no bloco-base. Cada impacto encontra-se classificado na matriz de impactos (item 6.5) segundo a metodologia de classificação apresentada no item anterior. O item 6.6 apresenta as medidas mitigadoras e potencializadoras para os impactos aqui identificados.

- Ancoragem da plataforma

Para dar início às atividades de perfuração a plataforma é rebocada (a menos que seja auto-propelida) até a locação, e em lá chegando é fixada ao fundo do mar com auxílio de amarras e âncoras adequadas. Durante a instalação dos equipamentos de ancoragem ocorre o arrasto do substrato marinho e eliminação de organismos bentônicos.

Este impacto foi classificado como negativo, direto, local, temporário, reversível e de fraca significância.

- Presença física da plataforma

A presença física da plataforma foi identificada como um impacto positivo, na medida em que constitui substrato para as comunidade bentônicas, provocando o desenvolvimento de comunidades biológicas incrustantes em sua estrutura (pernas, colunas e casco) e a atração de peixes.

Este impacto foi classificado como local, permanente, reversível e de forte significância, sendo direto para o desenvolvimento de comunidades incrustantes e indireto para a atração de peixes.

- Descarte de Cascalho e Fluido de Perfuração

Após passar pelo sistema de controle de sólidos, o cascalho gerado pela perfuração dos poços é descartado para o mar, levando sempre alguma parcela de fluido agregado. O cascalho se deposita sobre os sedimentos do assoalho marinho que constituem substrato das comunidades bentônicas, provocando alteração física no *habitat* submarino atingido pela pluma de descarte. Sua presença pode provocar impactos mecânicos (morte por asfixia e ou soterramento) e ou químicos (intoxicação por contaminação com componentes dos fluidos de perfuração) sobre as comunidades bentônicas locais. Podem também vir a existir efeitos crônicos dos componentes do fluido de perfuração sobre o bentos local, que só poderão ser identificados através de monitoramento local.

A chegada do cascalho provoca uma redistribuição de sedimentos no fundo do mar e o enterro de matéria orgânica (enriquecimento orgânico dos sedimentos) podendo levar a condições anaeróbias fatais (anoxia) conforme vá ocorrendo a biodegradação deste

material. A alteração do tamanho das partículas de sedimento impacta potencialmente o desenvolvimento larval do bentos local.

Todos estes impactos identificados pelo descarte do cascalho e fluido de perfuração atuam temporariamente na área em que se manifestam, que é localizada, ou seja: no entorno do ponto de descarte. São impactos negativos de fraca significância, diretos e irreversíveis: uma vez descartado, o cascalho permanecerá no mar.

Duas importantes considerações devem ser feitas a respeito do descarte de cascalho no meio marinho. A primeira é a respeito da concentração dos fluidos no corpo receptor, e a segunda é relativa ao tempo de exposição dos organismos marinhos aos fluidos de perfuração operacionalmente descartados. O corpo receptor no caso é a região oceânica da Bacia de Campos, distante 150 Km da costa em lâminas d'água de 1000 metros. Sujeitos ao dinamismo de mar destas condições, os fluidos de perfuração descartados no bloco-base rapidamente se diluem, logo os organismos marinhos sofrem o impacto de um fluido em concentrações muito menores do que as de teste em laboratório, que são de 1 parte de fluido para 9 de água do mar (conforme apresentado no item 3.2.5 desta tese). A segunda consideração diz respeito ao tempo de exposição dos organismos marítimos ao efluente descartado, que será bem menor do que as 96 horas estabelecidas para a realização do teste de toxicidade em laboratório (conforme apresentado no item 3.2.5 desta tese).

VEIGA (1999) e JACHNIK (1994) ressaltam que os testes de toxicidade realizados em fluidos de perfuração são ensaios restritivos e preditivos, normalmente avaliando a situação mais crítica, tentando prever e antecipar os resultados em campo. Claro que os testes preditivos são de fundamental importância para determinar os efeitos biológicos e estabelecer uma relação direta de causa-efeito entre o descarte dos fluidos e os impactos ambientais na biota local. Mas extrapolações devem ser feitas com cautela, devido às peculiaridades e complexidades de cada ecossistema, como o grande dinamismo do corpo receptor do descarte em questão, onde os fluidos rapidamente se diluem e atingem concentrações muito menores do que a realizada em testes de laboratório. Logo, a

toxicidade de um fluido comprovada em teste de laboratório não assegura que este causará impacto no corpo receptor, que ao atingi-lo chega mais disperso e diluído.

Tendo em vista o exposto, o monitoramento ambiental assume importância capital na determinação dos impactos reais do descarte de cascalho e o fluido de perfuração no mar. O monitoramento antes, durante e depois da ocorrência da perfuração dos poços é um retrato do impacto ambiental sobre a biota local. O ELPN/Ibama exige, como condicionante à concessão da LPPer para poços marítimos de exploração, a realização de monitoramento ambiental como parte das medidas mitigadoras e compensatórias tomadas pelo empreendedor, a ser apresentado no próximo item deste capítulo.

No Brasil um projeto pioneiro de Monitoramento Ambiental em Atividades de Perfuração Exploratória Marítima (MAPEM) vem sendo desenvolvido pelo Instituto de Geociências da UFRGS em parceria com o Instituto Brasileiro de Petróleo (FINEP, 2001). O monitoramento envolve a coleta de amostras de água e sedimentos do fundo do mar num raio de 2 km do poço. Ainda não foram disponibilizados resultados preliminares do projeto.

- <u>Descarte de esgoto sanitário pré-tratado</u>

O descarte de esgoto sanitário pré-tratado foi identificado como um impacto positivo, tendo em vista o enriquecimento da água marinha com nutrientes, que serão utilizados como substrato pelas comunidade bentônicas.

Este impacto foi classificado como direto, local, temporário, reversível e de fraca significância.

- <u>Descarte de água aquecida no mar</u>

Durante a atividade de perfuração é bombeada água do mar para ser usada no resfriamento de equipamentos à bordo, como motores e geradores. Esta água é denominada água de resfriamento, que é em seguida descartada de volta ao mar em temperatura mais elevada. Este impacto térmico provoca o aquecimento das águas superficiais locais, causando alteração das suas propriedades físico-químicas como um ligeiro decréscimo das taxas de oxigênio dissolvido. Não há grandes influências sobre a biota local, já que o corpo receptor

possui volume muito maior em comparação ao de água lançada. O dinamismo da região oceânica, como é o caso do bloco-base, colabora para que rapidamente a temperatura do efluente e do corpo receptor se equiparem. Importante ressaltar que a água de resfriamento descartada deve atender à Resolução CONAMA 20/86, que estabelece temperatura máxima de 40°C para o descarte de efluentes em águas salinas.

Este impacto foi classificado como negativo, direto, local, temporário, reversível e de fraca significância.

- Descarte de resíduos oleosos no mar

Durante a operação normal da plataforma de perfuração é gerada água oleosa proveniente da limpeza do convés, de equipamentos ou da água da chuva contaminada com resíduos oleosos (água de lavagem). Estas águas são conduzidas pelo sistema de drenagem a tanques de água oleosa e finalmente ao separador de água e óleo. Segundo a Resolução CONAMA 20/86 este tipo de efluente só pode ser descartado com óleos e graxas em volume inferior a 20 ppm.

Este impacto foi classificado como negativo, direto, local, temporário, reversível e de fraca significância.

- Descarte de resíduos alimentares

Os resíduos alimentares gerados à bordo devem ser triturados antes de serem descartados ao mar, segundo a regulamentação competente MARPOL. Este tipo de descarte é permitido a mais de 12 milhas náuticas da costa (aproximadamente 22 km), como é o caso, com segurança, do bloco-base.

Eis um impacto positivo pois tais resíduos orgânicos serão aproveitados como alimento para os peixes e demais organismos bentônicos locais.

Este impacto foi classificado como direto, local, temporário, reversível e de fraca significância.

- Ruído e vibração provocados pela broca

O ruído e vibração provocados pela broca ao perfurar o solo marinho interferem com a biota local desprendendo organismos fixos, causando a morte de organismos bentônicos presentes no assoalho marinho e afugentando temporariamente a fauna local.

Este foi classificado como um impacto direto, local, temporário, irreversível e de fraca significância.

- Emissões Atmosféricas

As emissões atmosféricas operacionais ocorrem com a queima de óleo combustível dos motores e durante os testes de formação, quando é permitida a queima de óleo e gás para analisar o reservatório.

O impacto foi classificado como negativo, direto, local, temporário, reversível e fraco, devido à grande distância da costa.

- Vazamentos de óleo da plataforma ou das embarcações de apoio

Vazamentos acidentais de óleo podem ocorrer tanto da plataforma de perfuração quanto das embarcações de apoio. Tais eventos acidentais causam alterações físico-químicas e biológicas na qualidade da água do mar, provocando prejuízos a organismos e *habitats* sensíveis, impactando também a pesca e o turismo. Através de modelagem computacional feita com base nas características físicas e químicas do óleo vazado, no perfil de correntes e ventos e em demais dados oceanográficos da região de ocorrência do vazamento, pode-se simular o deslocamento da mancha vazada. Os casos críticos são aqueles onde há risco do vazamento atingir a costa contaminando praias, estuários, manguezais e demais áreas costeiras sensíveis. Esta probabilidade é baixa no caso do bloco-base, devido à sua distância de 150 km da costa, dando tempo para uma reação de contenção ao vazamento. Aos 12 de dezembro de 2001 foi aprovada a proposta de resolução CONAMA com o conteúdo mínimo para elaboração dos planos de emergência individuais a incidentes com vazamento de óleo, que deve naturalmente ser obedecido pelos empreendedores das atividades de perfuração nos blocos marítimos do país.

Este impacto foi classificado como negativo, direto, temporário e irreversível. A dimensão dos impactos é função da quantidade vazada e do deslocamento da mancha, que podem transformar um impacto local em regional, alterando sua significância de fraca para forte.

- Erupção do poço (Blowout)

Conforme visto no capítulo 2 desta tese, erupção do poço *(blowout)* é a fluência descontrolada do poço podendo causar, dependendo da gravidade, vazamento de óleo para o mar, incêndios e explosões com risco de lesões e morte aos trabalhadores. A Bacia de Campos viveu uma triste e marcante experiência em 1984 quando duas erupções de gás causaram um incêndio na Plataforma Central de Enchova provocando a morte de 37 trabalhadores durante o abandono da unidade. Em 1988 ocorreu nova erupção em outro poço ligado à mesma plataforma, desta vez destruindo-a por completo, tendo o poço queimado por um mês até o incêndio ter sido debelado (SINDIPETRO, 1996). Em ambos os casos os *blowouts* ocorreram em poços de produção. Em abril de 2001 ocorreu na Bacia de Campos uma erupção num poço ligado à plataforma P-7, provocando um vazamento de 26 mil litros de óleo. A Figura 6.3 mostra o vazamento de óleo no entorno do poço por ocasião deste acidente.

FIGURA 6.3

ERUPÇÃO EM POÇO LIGADO À PLATAFORMA P-7, BACIA DE CAMPOS, 2001

Fonte: Petrobras, 2001

Para evitar acidentes do porte de uma erupção que pode evoluir para incêndio ou explosão, as sondas de perfuração dispõem de preventores (BOP) e sistemas específicos para controle e monitoramento do poço, conforme visto no capítulo 2 desta tese.

Em caso de erupção seguida de vazamento de óleo para o mar, as conseqüências recairão sobre a biota, pesca e turismo, em função da quantidade vazada e do espalhamento da mancha (caracterizando o impacto como local ou regional e atribuindo sua significância de fraca a forte).

Este impacto foi classificado como negativo, direto, de local a regional, temporário, irreversível e de forte à fraca significância.

- Acidentes na plataforma ou barcos de apoio

Na plataforma de perfuração e barcos de apoio há o risco de ocorrerem acidentes com lesão e morte aos trabalhadores. No caso específico do trabalho em plataformas marítimas, são comuns problemas de saúde ocupacional com os funcionários, que trabalham embarcados em ambiente confinado por 15 dias seguidos (ou mais na prática) em turnos de 12 horas (ou mais na prática) (DE FREITAS, DE SOUZA *et al.*, 2001).

Este impacto antrópico foi classificado como negativo, direto, regional, permanente, irreversível e de significância de fraca a forte, dependendo do acidente.

- Geração de empregos diretos e indiretos

A atividade de perfuração de poços marítimos no bloco-base gera empregos diretos na plataforma, na base de apoio em terra e nos barcos de apoio e indiretos nos municípios da área de influência. Nestes, a demanda por bens e serviços gera empregos em diversos setores, como hotelaria, comércio, lazer e transporte.

Deve ser ressaltado que a atividade petrolífera exploratória de perfuração de poços marítimos gera poucos empregos diretos. Trabalham nas plataformas de perfuração às quais se referem os RCAs No. 1, 2 e 3, de 70 a 90 trabalhadores embarcados. Quando um empreendedor aluga uma plataforma marítima de perfuração, esta normalmente já possui tripulação própria, flutuando de acordo com a região onde a unidade operará. Para cobrir esta flutuação é contratada mão de obra local, não havendo geração significativa de novos empregos com o empreendimento.

Logo, este impacto foi classificado como positivo, direto, regional, temporário, reversível e fraco.

- Aumento da arrecadação tributária nos municípios da área de influência

A atividade de perfuração demanda por produtos e serviços, gerando empregos em diversos setores dos municípios da área de influência, como por exemplo nos de hotelaria, comércio, lazer e transporte, aumentando a arrecadação de tributos municipais e estaduais.
Este impacto é positivo, direto, regional, temporário, reversível e de média significância.

6.5) Matriz de Impactos e Medidas Mitigadoras e Compensatórias

A tabela 6.1 exibe a matriz de impactos sobre os meios físico, biótico e antrópico em conseqüência da atividade operacional e acidental de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no bloco-base. Conforme se observa na matriz, esta atividade provoca impactos em sua maioria localizados, temporários e de fraca significância. A preocupação maior reside nos eventos acidentais, que são a erupção do poço e vazamentos da plataforma ou barcos de apoio próximos à costa. Logo, os esforços de mitigação devem se concentrar sobre os impactos acidentais, devendo o operador realizar simulados e treinamentos periódicos e se munir de equipamento adequado para responder a emergências e vazamentos. O termo de referência emitido pelo ELPN/Ibama apresenta um item específico contendo as exigências do órgão ambiental para o Plano de Emergência Individual a ser apresentado no RCA (apresentadas no item 4.4 do capítulo 4 desta tese), além das exigências da recente proposta de Resolução CONAMA aprovada aos 12/12/2001 pelo Ministério do Meio Ambiente.

O ELPN/Ibama exige por parte dos operadores que sejam implantados no mínimo cinco projetos de controle e monitoramento, onde devem se materializar as medidas mitigadoras e compensatórias propostas aos impactos identificados pela atividade. Estes projetos, conforme serão apresentados a seguir, possuem os objetivos de monitorar os meios físico e biótico na área de influência da atividade de perfuração, gerenciar e destinar adequadamente qualquer tipo de resíduo gerado pela plataforma, divulgar o

empreendimento de perfuração às comunidades da área de influência e instruir os trabalhadores da plataforma sobre os riscos ambientais que apresenta a atividade da qual tomarão parte.

A exigência pelo ELPN/Ibama da implantação destes projetos de controle e monitoramento é muito importante e necessária, pois como a atividade de perfuração de poços marítimos em águas profundas não apresenta impactos operacionais significativos sobre o meio ambiente, os operadores não teriam motivação espontânea para desenvolver projetos de monitoramento biótico e sociais, estando resguardados por uma matriz de impactos em sua maioria localizados, temporários e de baixa significância. Não nos referimos obviamente à Petrobras, que desenvolve desde a década de 90 monitoramentos na Bacia de Campos.

Por determinação do ELPN/Ibama, os projetos ambientais devem apresentar uma estrutura pré estabelecida pelo órgão licenciador, apresentada esta no Quadro 6.1.

(tabela 6.1 – matriz de impactos)

(tabela 6.1 – matriz de impactos)

QUADRO 6.1

ESTRUTURA DOS PROJETOS AMBIENTAIS EXIGIDOS PELO ELPN/IBAMA

a) Justificativa: descrição da situação e problemas a serem abordados, enfatizando os impactos a serem minimizados ou compensados,
b) Objetivos do projeto: descrição dos objetivos do projeto,
c) Metas: apresentação das metas vinculadas aos objetivos pré-definidos,
d) Indicadores ambientais: estabelecimento de indicadores ambientais para determinação da eficiência dos projetos ambientais durante o desenvolvimento da atividade,
e) Público alvo: identificação do público-alvo a ser atingido pelos projetos,
f) Metodologia e descrição do projeto: descrição do modo como será desenvolvido o projeto, explicitando claramente seus métodos e técnicas específicas,
g) Inter-relação com outros projetos: explicitar a inter-relação e o grau de interferência entre projetos,
h) Atendimento a requisitos legais e/ou outros requisitos: explicitar os requisitos legais, normas e procedimentos aplicáveis,
i) Etapas de execução: descrição das etapas que compõe o projeto,
j) Recursos necessários: descrição dos recursos físicos e humanos necessários à implantação do projeto,
k) Cronograma físico: detalhamento das ações a serem implementadas em cada etapa do projeto,
l) Acompanhamento e avaliação: estabelecimento dos procedimentos para acompanhamento e avaliação de desempenho no cumprimento do projeto,
m) Responsáveis pela implementação do projeto: apresentação das instituições envolvidas com as respectivas responsabilidades durante o processo de implementação do projeto,
n) Responsáveis técnicos: apresentação da equipe técnica responsável pela elaboração dos projetos,
o) Bibliografia: apresentação da bibliografia utilizada na elaboração dos projetos.

Fonte: ELPN/IBAMA, 2001

Seguem os projetos que serão implantados nos blocos correspondentes aos RCAs No. 1, 2 e 3 a título de controle, monitoramento e mitigação dos impactos ambientais identificados na matriz de impactos. A tabela 6.2 apresenta um resumo de cada projeto e seus objetivos.

TABELA 6.2

PROJETOS EXIGIDOS PELO ELPN/IBAMA

COMO MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS

PROJETO	OBJETIVOS
Projeto de Controle da Poluição	Identificar e classificar os rejeitos típicos gerados pelas atividades de perfuração indicando o tratamento e disposição final adequada para cada um.
Projeto de Monitoramento Ambiental	Monitorar os meios físico e biótico na área de influência da atividade de perfuração, antes, durante e depois de sua realização.
Projeto de Comunicação Social	Apresentar a atividade de perfuração marítima às comunidades da área de influência do empreendimento informando os cronogramas, potenciais impactos ambientais e projetos mitigadores e compensatórios.
Projeto de Treinamento dos Trabalhadores	Apresentar aos trabalhadores envolvidos os meios físico, biótico e antrópico onde estará sendo desenvolvida a atividade de perfuração, bem como os impactos ambientais decorrentes da atividade e formas de minimizá-los, gerenciamento de resíduos, noções sobre legislação ambiental e conservação de energia e detecção e contenção de vazamentos.
Projeto de Desativação da Atividade	Prever a desativação da unidade, bem como os cuidados ambientais a serem tomados para o abandono dos poços perfurados.

Fonte: ELPN/IBAMA, 2001

Projeto de Controle da Poluição

O objetivo deste projeto é estabelecer metodologias para controle, detecção da emissão e sistemas de tratamento de todos os poluentes gerados pelas atividades de perfuração de poços marítimos. O Termo de Referência solicita procedimentos específicos para:

- Minimização da produção de efluentes, emissões e resíduos,
- Minimização do consumo de recursos naturais,
- Recuperação e reciclagem de resíduos,
- Gerenciamento dos fluidos de perfuração, produtos químicos e cascalho gerados,
- Tratamento e descarte de efluentes,
- Tratamento e controle de emissões atmosféricas,
- Coleta, tratamento e disposição de resíduos,
- Elaboração de relatórios de acompanhamento.

Através do Projeto de Controle da Poluição todos os rejeitos típicos da atividade de perfuração de poços são identificados, classificados quanto à sua periculosidade e destinados para disposição final. Durante o projeto serão apresentados os volumes mensais e tratamentos aplicados aos efluentes e resíduos gerados e descartados, a localização das instalações utilizadas para o armazenamento dos resíduos e a quantidade mensal de resíduos reciclados. Deve ser apresentada documentação comprobatória do encaminhamento dos resíduos para tratamento e disposição.

Projeto de Monitoramento Ambiental

O objetivo deste projeto é monitorar, considerando os meios físico e biótico, a evolução das mudanças ambientais na área de influência da atividade de perfuração para acompanhamento, monitoramento e mitigação dos impactos ambientais identificados no RCA.

Os parâmetros a serem monitorados são escolhidos com base nos elementos da biota que possam ser afetados e na composição dos fluidos de perfuração a serem utilizados. Devem ser reportadas quaisquer não conformidades identificadas em relação à biota que venham a

ocorrer na área de influência da atividade durante a sua execução. São coletadas durante a perfuração da última fase do poço (onde se usam fluidos potencialmente mais tóxicos) amostras de fluido de perfuração para a realização de testes de toxicidade. Devem ser descritos os métodos de coleta, armazenamento e análise das amostras colhidas. São fixadas datas e freqüências para ocorrência dos monitoramentos que devem ser realizados antes, durante e depois da atividade de perfuração. Deve ser considerado o monitoramento adicional em caso de acidentes.

O monitoramento do meio biótico é feito por um especialista, que reporta todas as alterações ambientais em relação à fauna marinha decorrentes da atividade (em especial as de interesse comercial, ameaçadas de extinção e aquelas protegidas por lei), alterações na estrutura da comunidade bentônica, espécies incrustantes da plataforma e contaminação da biota por metais pesados. Para o monitoramento do meio físico serão verificados os impactos e alterações sobre a qualidade da água e sedimentos, sendo:

- Avaliados na água: toxicidade aguda e crônica nos fluidos de perfuração e água de produção, caracterização físico-química do teor de metais pesados no fluido de perfuração e água de produção descartados, sólidos em suspensão, turbidez, produtividade primária, carbono orgânico total, DBO, hidrocarbonetos poliaromáticos, hidrocarbonetos alifáticos totais, salinidade, temperatura da água e oxigênio dissolvido.
- Avaliados nos sedimentos: teor de metais pesados, textura, granulometria, carbono orgânico total, hidrocarbonetos poliaromáticos, hidrocarbonetos alifáticos totais.

Como já citado, o monitoramento ambiental na região da perfuração do bloco-base é de fundamental importância, pois além de retratar os impactos ambientais da atividade sobre a biota local, contribui para a formação de um valioso e inédito banco de dados a respeito das águas profundas da Bacia de Campos. Deste modo o ELPN/Ibama começa a armazenar um valioso banco de dados sobre as bacias sedimentares marítimas do país, auxiliando em futuras análises.

Projeto de Comunicação Social

Este projeto tem como principal objetivo identificar e informar as comunidades da área de influência a respeito da atividade de perfuração marítima que irá se iniciar, seu cronograma, impactos ambientais previstos, plano de emergência e demais projetos ambientais. O projeto deve atingir todas as partes interessadas e que possam ser afetadas pelo empreendimento que será licenciado. Por exemplo, dentro de cada município deverão ser informadas prefeituras, secretarias de meio ambiente, secretarias de turismo, associações de pescadores, colônias de pesca, indústrias pesqueiras, organizações não-governamentais, proprietários de embarcações e empresas de turismo. A divulgação de informações deve ocorrer através de material impresso, reuniões comunitárias, palestras e radiodifusão. O Ibama deverá ser informado sobre o número de entidades contatadas, quantidade de impressos distribuídos e demais comprovantes da divulgação das informações.

Projeto de Treinamento dos Trabalhadores

Este projeto deve contemplar o treinamento dos trabalhadores envolvidos direta ou indiretamente nas atividades de perfuração, enfatizando cuidados ambientais e interferências causadas ao meio ambiente.

O TR solicita a apresentação de uma proposta de projeto de treinamento de trabalhadores cujo conteúdo programático englobe:

- Descrição dos meios físico, biótico e antrópico locais,
- Descrição dos impactos ambientais decorrentes da atividade e formas de minimizá-los,
- Noções sobre legislação ambiental,
- Noções sobre conservação de energia,
- Procedimentos de contenção de vazamentos e combate a derrames de óleo,
- Gerenciamento de resíduos.

Deve ser apresentado ao Ibama o conteúdo dos treinamentos com a respectiva carga horária, cronograma, método a ser empregado, método de avaliação a ser utilizado, responsáveis e fontes bibliográficas.

Projeto de Desativação da Atividade

Este projeto deve descrever os procedimentos a serem adotados para desativação da unidade de perfuração, incluindo o abandono temporário e definitivo dos poços perfurados obedecendo à Portaria No.179/99 da ANP, informando os cuidados ambientais a serem tomados.

Segue na tabela 6.3 a correspondência entre os impactos ambientais identificados e as medidas mitigadoras e compensatórias implantadas através dos projetos acima apresentados.

TABELA 6.3

CORRESPONDÊNCIA ENTRE OS IMPACTOS AMBIENTAIS E OS PROJETOS OU MEDIDAS MITIGADORAS OU POTENCIALIZADORAS

IMPACTO AMBIENTAL	PROJETOS OU MEDIDA MITIGADORAS, POTENCIALIZADORAS OU COMPENSATÓRIAS
Ancoragem da plataforma	(não se aplica medida mitigadora)
Presença física da plataforma	Não interferência no desenvolvimento das comunidades biológicas, como limpeza de incrustações do casco da plataforma.
Descarte de Cascalho e Fluido de Perfuração	Projeto de Monitoramento Ambiental – Acompanhamento de efeitos na biota local em decorrência do descarte. Projeto de Controle da Poluição – Controle da quantidade de fluido de perfuração descartado agregado ao cascalho, que segundo considerado boa prática pelo ELPN/Ibama deve ser de no máximo 10% de fluido.
Descarte de esgoto sanitário pré tratado	Projeto de Controle da Poluição – Controle da qualidade do tratamento do efluente prévio ao descarte.
Descarte de água aquecida no mar	Projeto de Monitoramento Ambiental – Acompanhamento de efeitos na biota local em decorrência do descarte. Projeto de Controle da Poluição – Controle da temperatura do descarte, que segundo a Resolução CONAMA 20/86, deve ser 40°C no máximo.
Descarte de resíduos oleosos no mar	Projeto de Monitoramento Ambiental – Acompanhamento de efeitos na biota local em decorrência do descarte. Projeto de Controle da Poluição – Controle da concentração máxima de óleos e graxas descartados nestes resíduos após tratamento no separador de água e óleo, que segundo a Resolução CONAMA 20/86, deve ser de 20 ppm no máximo.
Descarte de resíduos alimentares	Projeto de Controle da Poluição – Trituração ou maceração

	do resíduo prévio ao descarte, de acordo com a Regulação MARPOL 73/78.
Ruído e vibração provocados pela broca	(não se aplica medida mitigadora)
Emissões Atmosféricas	Projeto de Controle da Poluição – Controle das emissões visando manutenção adequada e eficiência máxima de combustão, minimizando o consumo de combustível e consequentemente o volume das emissões atmosféricas.
Vazamentos de óleo	Projeto de Monitoramento Ambiental – Este projeto considera o monitoramento adicional em caso de vazamentos (durante e após). Programa de Comunicação Social – Informação às comunidades da área de influência sobre os riscos e medidas a serem tomadas pelo empreendedor em caso de vazamentos. Plano de Treinamento dos Trabalhadores – Informação aos trabalhadores sobre procedimentos de contenção e combate a vazamentos, bem como os riscos à biota. Projeto de Desativação – Inspeção da plataforma em busca de eventuais vazamentos antes da saída da locação. Plano de Emergência – Detalhamento dos procedimentos adotados em caso de qualquer emergência com potencial para causar danos ambientais por vazamento de óleo. O Plano deve ser periodicamente executado e aprimorado através de treinamentos e simulações.
Erupção do poço (*Blowout*)	Projeto de Monitoramento Ambiental – Monitoramento adicional em caso de erupção seguida de vazamento. Plano de Treinamento dos Trabalhadores – Informação aos trabalhadores sobre procedimentos de contenção e combate a vazamentos, bem como os riscos à biota. Plano de Emergência – Detalhamento dos procedimentos adotados em caso de erupção seguida de vazamento.

	Sistema de Controle e Monitoramento do Poço
Acidentes na plataforma ou barcos de apoio	Plano de Treinamento dos Trabalhadores – Treinamento específico para prevenção à acidentes.
Geração de empregos diretos e indiretos	Privilegiar mão de obra local. Garantia da qualidade e treinamento dos funcionários terceirizados.
Aumento da arrecadação tributária nos municípios da área de influência	Priorizar a compra de insumos nos municípios da área de influência do empreendimento.

FONTE: Com base no texto

Como já enfatizado, o monitoramento da biota possui importância basilar na avaliação do real efeito do descarte de cascalho e fluido de perfuração sobre a biota local, o que é um impacto difícil ou até impossível de ser quantificado. O resultado destes monitoramentos constitui valioso banco de dados para o Ibama a respeito da biota das bacias sedimentares marítimas do país, onde lidera por importância a Bacia de Campos, especificamente no caso do bloco-base, cujas comunidades bentônicas de águas profundas não são tão bem estudadas e conhecidas quanto as das águas rasas. Tais resultados, enquanto contribuição para a análise dos impactos ambientais decorrentes do descarte de cascalho e fluido, deveriam ser disponibilizados a todos os interessados além do ELPN/Ibama, como a universidade, os fabricantes de fluido de perfuração e a indústria do petróleo.

Finalmente, a implantação dos projetos de controle e monitoramento nas áreas de influência da perfuração marítima constituem um marco na questão ambiental na abertura da exploração de petróleo ao capital privado, na medida em que vinculam a concessão da Licença Prévia de Perfuração ao interesse ambiental e social, como o monitoramento da biota local, a apresentação do empreendimento às comunidades interessadas da área de influência e a apresentação dos impactos e cuidados ambientais decorrentes da atividade aos trabalhadores da plataforma. É o empreendimento literalmente ***pedindo licença*** ao meio ambiente e à sociedade da área de influência para ser implementado, ao mesmo tempo em que se compromete com ambos.

TABELA 6.1 – MATRIZ DE IMPACTOS SOBRE OS MEIOS FÍSICO, BIÓTICO E ANTRÓPICO

ATIVIDADE	IMPACTOS AMBIENTAIS	CATEGORIA	TIPO	ÁREA DE ABRANGÊNCIA	DURAÇÃO	REVERSIBILIDADE	SIGNIFICÂNCIA
Ancoragem da plataforma	Interferência com a Biota Marinha	(-)	Direto	Local	Temporário	Reversível	Fraca
Presença física da plataforma	Desenvolvimento de Comunidades Biológicas	(+)	Direto	Local	Permanente	Reversível	Forte
	Atração de Peixes	(+)	Indireto	Local	Permanente	Reversível	Forte
Descarte de cascalho e fluido de perfuração	Interferência com a Biota Marinha	(-)	Direto	Local	Temporário	Irreversível	Fraca
	Interferência com o Meio Físico Submarino	(-)	Direto	Local	Temporário	Irreversível	Fraca
Descarte de esgoto sanitário pré-tratado	Enriquecimento da água marinha com nutrientes	(+)	Direto	Local	Temporário	Reversível	Fraca
Descarte de água aquecida no mar	Alteração das Propriedades Físico-Químicas da Água	(-)	Direto	Local	Temporário	Reversível	Fraca
Descarte de resíduos oleosos no mar	Alteração das Propriedades Físico-Químicas da Água	(-)	Direto	Local	Temporário	Reversível	Fraca
Descarte de resíduos alimentares	Enriquecimento da água marinha com nutrientes	(+)	Direto	Local	Temporário	Reversível	Fraca
Ruído e vibração provocados pela broca	Interferência com a Biota Marinha	(-)	Direto	Local	Temporário	Irreversível	Fraca
Emissões atmosféricas	Contaminação do ar	(-)	Direto	Local	Temporário	Reversível	Fraca

TABELA 6.1 – MATRIZ DE IMPACTOS SOBRE OS MEIOS FÍSICO, BIÓTICO E ANTRÓPICO (continuação)

ATIVIDADE	IMPACTOS AMBIENTAIS	CATEGORIA	TIPO	ÁREA DE ABRANGÊNCIA	DURAÇÃO	REVERSIBILIDADE	SIGNIFICÂNCIA
Vazamento de óleo da plataforma ou dos barcos de apoio	Interferência com a Biota Marinha	(-)	Direto	De local a Regional	Temporário	Irreversível	De Fraca a Forte
	Interferência com a Pesca	(-)	Direto	De local a Regional	Temporário	Irreversível	De Fraca a Forte
	Interferência com o Turismo	(-)	Direto	De local a Regional	Temporário	Irreversível	De Fraca a Forte
Erupção do poço (*Blowout*)	Risco de Incêndio ou explosão	(-)	Direto	De local a Regional	Temporário	Irreversível	De Fraca a Forte
	Risco de lesão e morte aos trabalhadores	(-)	Direto	Local	Temporário	Reversível	De Fraca a Forte
	Interferência com a Biota Marinha	(-)	Direto	De local a Regional	Temporário	Irreversível	De Fraca a Forte
	Interferência com a Pesca	(-)	Direto	De local a Regional	Temporário	Irreversível	De Fraca a Forte
	Interferência com o Turismo	(-)	Direto	De local a Regional	Temporário	Irreversível	De Fraca a Forte
Acidentes na plataforma ou barcos de apoio	Lesão ou morte de trabalhadores	(-)	Direto	Regional	Permanente	Irreversível	Fraca a Forte
Contratação de mão de obra	Geração de empregos diretos e indiretos	(+)	Direto	Regional	Temporário	Reversível	Fraca
Arrecadação tributária	Geração de tributos	(+)	Direto	Regional	Temporário	Reversível	Média

CAPÍTULO 7

Conclusões e Sugestões

A abertura do setor de exploração e produção de petróleo evolui a pleno vapor, onde a cada ano mais blocos marítimos estão sendo concedidos ao capital privado nacional e internacional. Após a realização de três rodadas de licitações, a Agência Nacional do Petróleo concedeu um total de 67 novos blocos exploratórios, sendo 19 na Bacia de Campos, a 39 concessionários. O Escritório de Licenciamento das Atividades do Petróleo e Nuclear do IBAMA (ELPN) precisa acompanhar esta demanda, que está se avolumando a cada ano a cada nova rodada da ANP. O escritório conta hoje com menos de 30 funcionários. Resguardado pela Resolução CONAMA No. 237/97, o ELPN pode levar até seis meses para analisar cada Relatório de Controle Ambiental que é submetido pelo empreendedor para solicitação de Licença Prévia de Perfuração em sua concessão. Logo, para acompanhar o aumento crescente do volume de licenciamento ambiental para empreendimentos petrolíferos, o ELPN precisa de mais recursos humanos, a fim de agilizar o processo.

Conforme mostrou esta tese, o Artigo 20 da lei No. 9.966 de 28 de abril de 2000 - que dispõe sobre a prevenção, controle e fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional - é hoje a única referência legal para o descarte de resíduos provenientes das atividades perfuração de poços marítimos de óleo e gás, transferindo toda esta responsabilidade para o ELPN. Sem base legal específica para regulamentar o descarte de cascalho e fluido de perfuração, que são os resíduos mais importantes e que caracterizam as atividades de perfuração de poços marítimos de óleo e gás, o ELPN é obrigado a proceder ao licenciamento ambiental com base nas chamadas “boas práticas”. Esta carência legal traz também uma sobrecarga ao licenciamento, onde mesmas questões são discutidas com diferentes operadores num processo. Neste cenário, os Termos de Referência expedidos pelo ELPN para basear os empreendedores na elaboração de seus Relatórios de Controle Ambiental assumem o papel que deveria ter uma legislação a respeito, como quando solicitam os tipos de organismos-teste para realização de testes de toxicidade em fluidos de perfuração.

Conforme sugeriu esta tese, uma regulamentação brasileira específica para o descarte de cascalho e fluido de perfuração em suas águas deveria contemplar os pontos que serão apresentados a seguir, utilizando como parâmetros regulatórios:

- a sensibilidade ambiental da área analisada,
- a distância da costa da área analisada,
- a lâmina d'água da área analisada,
- a base do fluido de perfuração utilizado (água ou sintético),
- a eficiência do sistema de controle de sólidos da plataforma.

Com base nos parâmetros acima, a referida regulamentação deveria padronizar e controlar o descarte marítimo de cascalho e de fluido de perfuração em águas brasileiras, contemplando:

- A padronização do descarte marítimo de cascalho:

Devem estar previstas em lei as condições para que ocorram os:

  - Descarte na superfície do mar,
  - Descarte com utilização obrigatória de duto de descarte,
  - Descarte proibido.

Tais condições devem comportar para os dois primeiros casos a distância da costa e profundidade de lâmina d'água a partir das quais o descarte fica permitido, além do percentual máximo de fluido de perfuração que pode estar agregado ao cascalho. No caso da utilização de duto de descarte, deve ser estabelecida e respeitada por parte do operador, a profundidade mínima que o duto deverá penetrar dentro d'água, com base em modelagem matemática do comportamento da pluma de cascalhos. No caso da proibição do descarte, o operador deve apresentar e justificar a destinação final dos cascalhos, seja a coleta para disposição em terra ou o transporte do resíduo para descarte em águas profundas.

- Controle do descarte marítimo de fluido de perfuração:
  - Padronização dos procedimentos dos testes de toxicidade quanto ao método e limites de toxicidade,

- Padronização dos procedimentos dos testes de biodegradação, para fluidos de base sintética, quanto ao método e limites de biodegradação,
- Padronização dos procedimentos dos testes de bioacumulação, para fluidos de base sintética, quanto ao método e limites de bioacumulação,
- Concentração dos fluidos de perfuração descartados.

Com base nas informações dos RCAs, poderia ser constituído um banco de dados para controle e catalogação dos fluidos de perfuração que são utilizados em águas brasileiras, por bacia. Com esta documentação, após meses de ocorrido certo descarte, haveria como identificar os fluidos que lá foram descartados, contribuindo para a análise dos efeitos crônicos que possam se manifestar sobre a biota.

- Controle do descarte marítimo de cascalho:
  - Definição da eficiência mínima do sistema de controle de sólidos, em caso da permissão do descarte de cascalho, principalmente quando são utilizados fluidos de base sintética,
  - Definição da vazão máxima de descarte, devido à dispersão da pluma de cascalhos no mar.

Para aprimorar o processo de licenciamento, o ELPN deve ouvir a indústria do petróleo, como o fez em seguida ao Primeiro Seminário sobre Proteção Ambiental na Exploração e Produção de Petróleo, em outubro de 2001. Ao final deste seminário, foi promovido pelo ELPN/IBAMA e o IBP um *Workshop* sobre os termos de referência dos estudos de licenciamento ambiental para as atividades de exploração e produção. Este evento foi fechado, reservado apenas a profissionais do governo, da indústria do petróleo e consultores com envolvimento no processo de licenciamento ambiental para as atividades de exploração e produção. Enquanto executor do licenciamento ambiental de uma atividade tão técnica e específica, o ELPN deve promover encontros com a indústria para ouvir críticas, sugestões e discutir opções tecnológicas e ambientais.

Há uma polêmica crescente em torno da ausência de uma licença prévia na fase de planejamento para os blocos que são concedidos pela ANP, que culminou recentemente

com a negação das licenças ambientais para perfuração nos blocos BSEAL-3 e BSEAL-4, conforme apresentado no capítulo 4 desta tese. LA ROVERE *et* MALHEIROS (2000) já haviam chamado a atenção para este problema da ausência da variável ambiental na fase de planejamento, fase esta que é responsabilidade da ANP. As áreas indicadas pela agência não podem ir à leilão sem serem previamente submetidas a quaisquer avaliações ambientais, como ocorre hoje. Deve existir, pelo menos, a definição das áreas sensíveis e de exclusão para atividades exploratórias de óleo e gás.

O capítulo 5 desta tese apresentou três casos de Relatórios de Controle Ambiental referentes a blocos de operadores privados que perfuram hoje na Bacia de Campos. Nos foram disponibilizadas informações sobre o tipo de fluido de perfuração utilizado no bloco, os organismos marinhos submetidos a testes de toxicidade, o volume de cascalho gerado por poço, o volume de fluido de perfuração utilizado por poço e o tratamento dispensado ao cascalho no sistema de controle de sólidos antes daquele ser descartado para o mar. A comparação dos RCAs mostrou a preocupação do operador que utilizou fluido sintético à base de parafina, que aprimorou seu sistema de controle de sólidos de modo a descartar um cascalho praticamente livre do fluido de perfuração, com apenas 4% de fluido agregado. Foi utilizada uma tubulação de descarte penetrando 10 metros abaixo da linha d'água, com o objetivo de minimizar a formação de pluma de sedimentos próxima à superfície.

Foram calculados indicadores de volume de cascalho, encontrando 1,5; 1,2 e 1,6 barris de cascalho gerados por metro perfurado para os RCAs No. 1, 2 e 3, respectivamente. Feitas as restrições quanto a comparações absolutas, concluiu-se que os volumes de resíduo produzido estão em concordância com os valores de referência da Agência Ambiental Americana (EPA), que são de 0,6 a 6 barris de cascalho gerado por metro perfurado (EPA, 2000).

Como visto no capítulo 6 desta tese, a atividade operacional de perfuração de poços marítimos de óleo e gás em águas profundas e distantes da costa (da ordem de 150 km da costa e a 1000 metros de profundidade) na Bacia de Campos, como são os casos dos RCAs apresentados, não oferecem impactos ambientais adversos significativos. Estes são em sua maioria localizados, temporários e de baixa significância, como apresentado na matriz de impactos (Tabela 6.1). A preocupação maior reside em caso de eventos

acidentais, que são a erupção do poço (*blowout*) e vazamentos da plataforma ou de barcos de apoio próximos à costa. Uma erupção pode causar vazamento de óleo para o mar com conseqüências sobre a biota e, dependendo da trajetória da mancha, sobre a pesca e o turismo, principalmente no caso da mancha atingir a costa. Dependendo da gravidade, a erupção pode evoluir para incêndios e explosões, com risco de lesão e morte para os trabalhadores, além do risco da perda do poço.

Esta tese mostrou a importância dos projetos de controle e monitoramento exigidos pelo ELPN/IBAMA como condicionante à concessão da Licença Prévia de Perfuração, contribuindo para a identificação dos impactos da atividade sobre a biota local. Como já enfatizado, o monitoramento da biota possui grande importância na avaliação do real efeito do descarte de cascalho e fluido de perfuração no entorno de poço, o que é um impacto difícil e às vezes até mesmo impossível de ser quantificado. O resultado destes monitoramentos constitui valioso banco de dados para o Ibama a respeito da biota presente nas bacias sedimentares marítimas do país, especificamente no caso de águas profundas e distantes da costa, cujas comunidades bentônicas não são tão bem estudadas e conhecidas quanto as das águas rasas. Tal banco de dados deveria ser disponibilizado a todos os interessados, como as universidades, os fabricantes de fluido de perfuração e a indústria do petróleo. Há uma grande perda com o não processamento deste material, perdendo-se a oportunidade de realizar um acompanhamento sistemático dos impactos ambientais da atividade, onde indicadores auxiliariam na interpretação dos impactos crônicos, já que os agudos são em sua maioria, como demostrado na matriz de impacto, localizados, temporários e de baixa significância.

A consolidação pelo ELPN dos estudos já entregues e aprovados, permitiria ao Escritório aproveitar a experiência obtida com o licenciamento ambiental de blocos passados para o de futuros, considerando os casos freqüentes de licenciamentos de blocos vizinhos. A memória dos processos possibilitaria ao ELPN agilizar o licenciamento sem perda de qualidade.

Com base nos estudos de caso apresentados no capítulo 5, e na análise de impactos ambientais realizada no capítulo 6, esta tese conclui que o foco do licenciamento ambiental para as atividades de perfuração marítima em águas profundas deve estar direcionado para o risco ambiental e não para os impactos ambientais em si provocados

pela atividade. Estes, como já verificado, são localizados, temporários e de baixa significância para a situação particular da perfuração em águas profundas na Bacia de Campos, que é responsável hoje por cerca de 80% da produção de óleo e 45% da de gás do Brasil (PETROBRAS, 2002).

O foco no risco ambiental chama a atenção para os impactos acidentais da atividade, cujos principais foram identificados nesta tese como os vazamentos de óleo e as erupções de poço (*blowouts*). Logo, dentro das exigências do ELPN para o licenciamento da atividade em questão, os itens relativos à Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais e ao Plano de Emergência Individual assumem importância capital.

O capítulo 4 desta tese apresenta as exigências do ELPN em relação à análise e gerenciamento de riscos ambientais (divididas entre a descrição das instalações, análise histórica de acidentes ambientais, identificação dos eventos perigosos e ações preventivas de gerenciamento do risco) e ao Plano de Emergência Individual, que é o documento que possui as informações e descreve os procedimentos de resposta de determinada instalação a um incidente de poluição por óleo em decorrência de suas atividades (RESOLUÇÃO CONAMA N°. 293, 2002).

A abertura do setor petróleo ocorreu simultaneamente a graves acidentes com vazamento de óleo, chamando a atenção para a questão do risco ambiental no setor de exploração e produção de óleo e gás no Brasil, bem como para a necessidade de regulamentações para o planejamento e resposta a incidentes com derramamento de óleo (DE SOUZA Jr, 2002). Neste sentido, passos importantes têm sido dados nos últimos anos. Em janeiro de 2000 a Resolução CONAMA 265, dentre outras determinações, estabeleceu às autoridades competentes a elaboração ou revisão do plano de contingência nacional e dos planos de emergência regionais, estaduais e locais para acidentes ambientais causados pela indústria de petróleo e derivados, num prazo de 12 meses. Em abril de 2000, a Lei 9966 determinou a elaboração por instalações portuárias, plataformas e navios em águas sob jurisdição nacional de um manual de procedimento interno para o gerenciamento dos riscos de poluição, bem como a disposição de planos de emergência individuais para o combate à poluição por óleo e substâncias nocivas e perigosas.

Segundo DE SOUZA Jr (2002), em resposta aos requisitos da resolução e lei supra citadas, foram tomadas uma série de medidas pelo Ministério do Meio Ambiente, culminando em dezembro de 2001 na publicação da Resolução CONAMA N°. 293, que dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo originados em portos organizados, instalações portuárias ou terminais, dutos, plataformas e suas instalações de apoio.

É imperativa a consolidação e regulamentação da legislação brasileira relacionada ao planejamento e resposta a incidentes com derramamento de óleo (a maior parte dos requisitos da Lei 9966 ainda não foram regulamentados), auxiliando o ELPN/IBAMA no licenciamento da atividade de perfuração marítima de poços de óleo e gás no Brasil.

Concluindo, esta tese apresenta limitações com respeito ao pequeno número de casos apresentados, devido à dificuldade no acesso a tais informações, que só estão disponíveis nos Relatórios de Controle Ambiental, de posse das empresas e do ELPN. Não se pode e nem se pretende através de três casos reais chegar a conclusões definitivas. Chama-se a atenção também para a especificidade do estudo de casos, que foi desenvolvido para a situação particular da perfuração marítima em águas profundas da Bacia de Campos. Naturalmente, há regiões do país onde o desenvolvimento operacional desta atividade apresenta impactos ambientais consideráveis, como em águas rasas junto a ecossistemas sensíveis como manguezais, recifes de corais ou estuários.

Devido à importância crescente do tema, e com o aumento do número de concessões exploratórias que vêm sendo licitadas anualmente pela Agência Nacional do Petróleo, certamente virão mais trabalhos enfocando a questão ambiental na etapa da perfuração de poços marítimos de óleo e gás, contribuindo para o desenvolvimento sustentável desta atividade em águas brasileiras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, 2000, *Agência Nacional do Petróleo - Dois Anos*, 1ª Ed, Rio de Janeiro, RJ, ANP.

____, 2001, Sítio da Internet www.anp.gov.br

BELL, N.; SMITH, M.; MANNING, A., 2000, *Determination of the Physical Characteristics of the Cuttings Piles, using existing survey data and drilling information*. In: Report 1.1 for the UKOOA *Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.*

BLEIER, R., LEUTERMAN, A.J.J., STARK, C.L., 1992, "Drilling Fluids: Making Peace with the Environment". *67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, SPE 24553, Washington, DC, USA, 4-7 October.

BNDES, 1998, Cadernos de Infra Estrutura No. 10, Petróleo. Área de Projetos de Infra Estrutura. Rio de Janeiro, RJ, dezembro de 1998.

_____, 2000, *Os Novos Agentes na Exploração e Produção de Petróleo no Brasil*. In: Informe Infra-Estrutura No. 49, Área de Projetos de Infra-Estrutura, Rio de Janeiro, RJ, agosto de 2000.

BOURGOYNE Jr, A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E., YOUNG Jr, F.S., 1991, *Applied Drilling Engineering*. 2 ed. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers.

BRASIL ENERGIA, 1999 "Lições do Leilão da ANP", *Brasil Energia*, No. 224, julho de 2000.

_____, 2000a "O Controle Ambiental no Novo Cenário do Petróleo no Brasil", *Brasil Energia*, No. 230, janeiro de 2000.

_____, 2000b "Shell começa a perfurar no Brasil", *Brasil Energia*, No. 239, outubro de 2000.

_____, 2001a "O Custo do Pioneirismo", *Brasil Energia*, No. 250, setembro de 2001.

_____, 2001b "Muito Barulho por Nada", *Brasil Energia*, No. 246, maio de 2001.

CAMPBELL, J.A., 1998, "An E&P Industry Perspective on Acceptability Criteria for the Marine Discharge of Cuttings Drilled with Synthetic Based Drilling". *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil*

and Gas Exploration and Production, SPE 46704, Caracas, Venezuela, 7-10 june.

CANTARINO, A.A.A., 2001, "Utilização de Indicadores Biológicos para Avaliação dos Impactos Ambientais das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo", 1° Seminário sobre Proteção Ambiental na Exploração e Produção de Petróleo, 29 e 30 outubro 2001, Rio de Janeiro, Brasil.

CAREY, J. 2001 Comunicação Pessoal.

CLINE, J. T., PIPER, W. A., 1994, "Drilling Waste Controls". *Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration & Production*, Jakarta, Indonesia, 25-27 January.

CLODFELTER, C.L., RATLIFF, M.D. 2001, "Environmental Issues Affecting Deepwater Gulf of Mexico Development". *SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environment Conference*, SPE 66576, San Antonio, Texas, 26-28 February.

DE FREITAS, A.G., 1999, *Processo de Aprendizagem da Petrobras: Programas de Capacitação Tecnológica em sistemas de Produção Offshore*. Campinas, São Paulo: UNICAMP, 1999. (Tese de Doutorado)

DE FREITAS, C.M., DE SOUZA, C.A.V, MACHADO, J.M.H., PORTO, M.F.S, 2001, "Acidentes de Trabalho em Plataformas de Petróleo da Bacia de Campos, Rio de Janeiro, Brasil", *Cadernos de Saúde Pública*, 17(1):117-130, jan-fev, 2001.

DE LIMA E SILVA, P.P., GUERRA, A.J.T., MOUSINHO, P., BUENO, C. *et al.*, 1999, *Dicionário Brasileiro de Ciências Ambientais*, 1ª Ed, Rio de Janeiro, Thex Editora.

DE SOUZA Jr, A.B., 2002, *Planejamento de Emergência para Acidentes Industriais com Conseqüências Externas: Experiência Internacional e a Situação Brasileira*. Rio de Janeiro: UFRJ, 2002. (Tese de Doutorado)

DOU, 1997, Lei no. 9478, de 06/08/1997, Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional do Petróleo e a Agência Nacional do Petróleo.

DOU, 2000, Lei 9966, de 28/04/2000, Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional.

DURRIEU, J., ZURDO, C., BENAISSA, S., CLARK, D., 2000, "Environmentally Friendly Invert Fluid Systems with Enhanced Rate of Biodegradation". *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61212, Stavanger, Norway, 26-28 June.

ECONOMIDES, M.J., WATTERS, L.T., DUNN-NORMAN, S., 1998, *Petroleum Well Construction*. 1 ed., New York, John Wiley & Sons.

ELPN/IBAMA, 2001. Dados obtidos em visita e consulta aos Termos de Referência do Escritório de Licenciamento para as Atividades de Petróleo e Nuclear (ELPN/IBAMA) para as Atividades de Perfuração Marítima de Poços de Óleo e Gás.

ENERGIAEMEIOAMBIENTE, 2001, Sítio Internet www.energiaemeioambiente.org

EPA, 1999, 40 CFR Part 435, Effluent Limitation Guidelines and New Source Performance Standards for Synthetic-Based and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Proposed Rule, February 3, EPA.

EPA, 2000, 40 CFR Part 435, Effluent Limitation Guidelines for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Proposed Rule, April 21, EPA.

EPA, 2000, *Profile of the Oil and Gas Extraction Industry.* In: Sector Notebook Project, EPA/310-R-99-006, October 2000, EPA.

FAULDS, E.C., 1999, "The U.K. Offshore Operators Drill Cuttings Initiative: New Ways of Seeking Solutions", *1999 Offshore Europe Conference*, SPE 56966, Aberdeen, Scotland, 7-9 September.

FINEP, 2001, "Aumento da Produção de Petróleo Exige Controle Ambiental", *Folha da Inovação*, FINEP, No. 9, 2001.

FRIEDHEIM, J.E., CONN, H.L., 1996, "Second Generation Synthetic Fluids in the North Sea: Are They Better?". *IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 35061,* New Orleans, USA, 12-15 March.

FRIEDHEIM, J.E., SHINNIE, J.R., 1991 "New Oil-Base Mud Additive Reduces Oil Discharged on Cuttings". *IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 21941,* Amsterdam, 11-14 March.

GESAMP, 1993, "Impact of Oil and Related Chemicals and Wastes on the Marine Environment". *In: IMO/FAO/UNESCO/WMO/IAEA/UN/UNEP Joint*

Group of Experts on the Scientific Aspects of Marine Pollution (GESAMP), Report and Studies No. 50, London.

GETLIFF, J.M; BRADBURY, A.J., SAWDON, C.A, 2000, "Can Advances in Drilling Fluids Design Further Reduce the Environmental Effects of Water and Organic-Phase Drilling Fluids?", *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61040, Stavanger, Norway, 26-28 June.

HALL, J.A., 2001, *Ester Based Drilling Fluids – Still the Best Environmental Option?,* Baroyd Discussion Paper, Aberdeen, United Kingdom.

HALLIBURTON, 2001, Figuras cedidas pelo Sr. Newton Greco, HALLIBURTON DO BRASIL.

HENDRIKS, R.V., 1994, "Monitoring of Atmospheres Associated With Oil-Based Drilling Fluids", *Second International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 27212, Jacarta, Indonesia, 25-27 January.

HUSDAL, G., 1994, "Air Emissions from Offshore Oil and Gas Production". *Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration & Production*, SPE 27127, Jakarta, Indonesia, 25-27 January.

IBP, 1999, *Environmental Effects of Cuttings Associated with Non-Aqueous Fluids: Technical Background*, IBP SHE Technical Committee, December 1999.

JACHNIK, R.P. 1994, *"Variance in environmental legislation. Cause and effect on Drilling Fluid Research and Use". SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico,* SPE 28740, Veracruz, Mexico, 10-13 October 1994.

KHONDAKER, A. N., 2000, "Modeling the Fate of Drilling Waste in Marine Environment – an Overview", *Computers & Geosciences,* 26 (2000) pp. 531-540.

LA ROVERE, E. L., MALHEIROS, T.M.M., 2000 "Activités déxploration et de Procuction du Pétrole dans le Nouveau Scénario de Flexibilité du Monopole d'État au Brésil", *Oil & Gás Science and Technology, Rev. IFP*, v. 55, n. 5, pp. 563-576.

LA ROVERE, E. L., DE SOUZA Jr, A.B, MARIANO, J.B., SCHAFFEL, S.B., 2001, *Capacitação Institucional Sobre Análise e Gerenciamento de Riscos*

Ambientais das Atividades do Setor Petrolífero no Brasil, LIMA/MMA, Setembro 2001.

LOUISIANA SECRETARY OF STATE MUSEUMS, 2001, The Caddo-Pine Island Oil and Historical Society Museum. Louisiana, USA.

LUMMUS, J.L., AZAR, J.J, 1986, *Drilling Fluids Optimization, A Practical Field Approach*. 1 ed., Tulsa, Oklahoma, USA, Penn Well Books.

MCFARLANE, K., NGUYEN, V.T., 1991, "The deposition of Drill Cuttings on Seabed", *First International Conference on Health, Safety and Environment*, SPE 23372, The Hague, Netherlands, 10-14 November.

MEINHOLD, A.F., 1999, "Framework for a Comparative Environmental Assessment of Drilling Fluids Used Offshore". *SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference*, SPE 52746, Austin, Texas, USA, 28 Feb- 3 March.

MELTON, H.R., SMITH, J.P., MARTIN, C.R., 1999, "Offshore Discharge of Drilling Fluids and Cuttings – A Scientific Perspective on Public Policy". *Rio Oil & Gas Conference*, IBP44900, Rio de Janeiro, Brasil, 16 – 19 October.

MITCHELL, D.; SWANNEL, R; KJEILEN, G. *et al.*, 2000, *Acceleration of Natural Degradation.* Rogaland Research. In: Report 4.1 for the UKOOA *Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.*

MMS, 2000 *Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids.* In: OCS Study MMS 2000-064, U.S. Department of Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, L.A..

MMS, 2001, *Offshore Stats, Year end 2000*. In: U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Engineering & Operations Division, Operations Analysis Branch, Washington, D.C.

MMS, 2002, Sítio da Internet www.mms.gov.

NAS, S., 2000, *Introduction to Underbalanced Drilling*, 1st Ed., Leading Edge Advantage Ltd., Aberdeen, U.K.

NAVARRO, A., 1995, *Environmentally Safe Drilling Practices* Tulsa, Oklahoma, Penn Well Books.

NICOLLI, D., SOARES, C.B.P., 2000, "Avaliação da Dispersão do Cascalho de Perfuração Lançado em Águas Profundas", *T&N Petróleo*, No. 15, pp. 64-67.

OLIVEIRA, J., 2001, "Cascalhos e Fluidos de Perfuração – Impactos ambientais e Medidas Mitigadoras" 1º Seminário sobre Proteção Ambiental na Exploração e Produção de Petróleo, 29 e 30 outubro 2001 Rio de Janeiro, Brasil

PATIN, S., 1999, *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry.* 1ª ed., New York, EcoMonitor.

PAMPHILI, C, 2001. "Disposição de Cascalhos e Fluidos" 1º Seminário sobre Proteção Ambiental na Exploração e Produção de Petróleo, 29 e 30 outubro de 2001 Rio de Janeiro, Brasil.

PETROBRAS, 1997, O Petróleo e a Petrobras em Perguntas e Respostas. PETROBRAS, Serviço de Comunicação Institucional, Dezembro de 1997, Rio de Janeiro, Brasil.

_____, 2000, *O Petróleo e a Petrobras.* PETROBRAS, Serviço de Comunicação Institucional, Fevereiro de 2000, Rio de Janeiro, Brasil.

_____, 2001, *Atividade de Produção de Óleo e Gás no Campo de Marlim Sul, Bacia de Campos.* In: CPM RT 046/00, Volume I/I, Revisão 03, Março de 2001, Rio de Janeiro, Brasil.

_____, 2002, Sítio da Internet www.petrobras.com.br.

PRASTHOFER, P.H., 1998, "Platform Decommissioning – Finding the Right Balance", *17th International Conference on Offshore Mechanics and Artic Engineering*, OMAE98-1432.

RCA No. 1, 2001, Relatório de Controle Ambiental submetido ao ELPN/IBAMA para obtenção da Licença Prévia de Perfuração em respectivo bloco da Bacia de Campos.

RCA No. 2, 2001, Relatório de Controle Ambiental submetido ao ELPN/IBAMA para obtenção da Licença Prévia de Perfuração em respectivo bloco da Bacia de Campos.

RCA No. 3, 2001, Relatório de Controle Ambiental submetido ao ELPN/IBAMA para obtenção da Licença Prévia de Perfuração em respectivo bloco da Bacia de Campos.

REIS, J., 1996, *Environmental Control in Petroleum Engineering*, 1st Ed, Houston, Texas, Gulf Publishing.

RESOLUÇÃO CONAMA No. 23, de 7 de dezembro de 1994.

RESOLUÇÃO CONAMA No. 237, de 19 de dezembro de 1997.

RESOLUÇÃO CONAMA No. 239, de 12 de dezembro de 2001.

RESOLUÇÃO CONAMA No. 265, de 27 de janeiro de 2000.

SAASEN, A., BERNTSEN, M., LOKLINGHOLM, H., IGELTJORN, H., ASNES, K., 2000, "The Effect of Drilling Fluid Base Oil Properties on the Occupational Hygiene and the Marine Environment". *SPE International Conference on Health, Safety & Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61261, Stavanger, Norway, 26-26 June.

SANTOS, H., 2000, Comunicação Pessoal.

SCHACKNE, S., DRAKE, N.D., 1950, *Petróleo para o Mundo.* 1ª Ed, Edições Melhoramentos.

SINDIPETRO, 1996, *Dossiê do Acidente Enchova-84 Petrobras.* In: Primeira Jornada de Saúde do Trabalhador, 25 a 29 Nov, Rio de Janeiro, RJ.

SUSLICK, S., 2001, *Regulação em Petróleo e Gás Natural.* 1 ed. Campinas, Editora Komedi.

SJGS, 2001, The History of the Oil Industry. San Joaquin Geological Society. www.sjgs.com

T&N PETROLEO, 2001, Encarte "Facilidades e Logística no Setor de Óleo e Gás no Brasil", *T&N Petróleo*, No. 18, Rio de Janeiro, RJ.

THOMAS, J. E., 2001, *Fundamentos de Engenharia do Petróleo*. 1ª ed., Rio de Janeiro, Interciência.

TRANSOCEAN SEDCO FOREX, 2001, Sítio da Internet www.deepwater.com.

UKOOA, 2001, UKOOA Drilling Cuttings Initiative, Research and Development Programme. Bell, N., Smith, M., Manning, A.. In: Report 1.1, Revision 2, for the UKOOA Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.

_____, 1999, UKOOA Drilling Cuttings Initiative, Research and Development Programme. Dames & Moore. In: Report 2.1 for the UKOOA Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.

VAN DYKE, 2000, *Drilling Fluids*. Rotary Drilling Series, Unit II, Lesson 2. First Edition, Austin, Texas.

VEIGA, L.F., 1998, *Estudo da Toxicidade Marinha de Fluidos de Perfuração de Poços de Óleo e Gás*. Niterói, Rio de Janeiro: UFF, 1998. (Tese de Mestrado)

WILLS, J.M.A., 2000, *Muddied Waters, A Survey of Offshore Oilfield Drilling Wastes and Disposal Techniques to Reduce the Ecological Impact of Sea Dumping.* In: Ekologicheskaya Vahkta Sakhalina, Shetland Marine Safety

Sub-committee for the UK Department of Transport Shetland, Shetland, UK.

YERGIN, 1994, *O Petróleo, Uma História de Ganância, Dinheiro e Poder*, 2ª Ed, São Paulo, SP, Scritta.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, 2000, *Agência Nacional do Petróleo - Dois Anos*, 1ª Ed, Rio de Janeiro, RJ, ANP.

____, 2001, Sítio da Internet www.anp.gov.br

BELL, N.; SMITH, M.; MANNING, A., 2000, *Determination of the Physical Characteristics of the Cuttings Piles, using existing survey data and drilling information*. In: Report 1.1 for the UKOOA *Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.*

BLEIER, R., LEUTERMAN, A.J.J., STARK, C.L., 1992, "Drilling Fluids: Making Peace with the Environment". *67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, SPE 24553, Washington, DC, USA, 4-7 October.

BNDES, 1998, Cadernos de Infra Estrutura No. 10, Petróleo. Área de Projetos de Infra Estrutura. Rio de Janeiro, RJ, dezembro de 1998.

_____, 2000, *Os Novos Agentes na Exploração e Produção de Petróleo no Brasil*. In: Informe Infra-Estrutura No. 49, Área de Projetos de Infra-Estrutura, Rio de Janeiro, RJ, agosto de 2000.

BOURGOYNE Jr, A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E., YOUNG Jr, F.S., 1991, *Applied Drilling Engineering*. 2 ed. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers.

BRASIL ENERGIA, 1999 "Lições do Leilão da ANP", *Brasil Energia*, No. 224, julho de 2000.

_____, 2000a "O Controle Ambiental no Novo Cenário do Petróleo no Brasil", *Brasil Energia*, No. 230, janeiro de 2000.

_____, 2000b "Shell começa a perfurar no Brasil", *Brasil Energia*, No. 239, outubro de 2000.

_____, 2001a "O Custo do Pioneirismo", *Brasil Energia*, No. 250, setembro de 2001.

_____, 2001b "Muito Barulho por Nada", *Brasil Energia*, No. 246, maio de 2001.

CAMPBELL, J.A., 1998, "An E&P Industry Perspective on Acceptability Criteria for the Marine Discharge of Cuttings Drilled with Synthetic Based Drilling". *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil*

and Gas Exploration and Production, SPE 46704, Caracas, Venezuela, 7-10 june.

CANTARINO, A.A.A., 2001, "Utilização de Indicadores Biológicos para Avaliação dos Impactos Ambientais das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo", 1° Seminário sobre Proteção Ambiental na Exploração e Produção de Petróleo, 29 e 30 outubro 2001, Rio de Janeiro, Brasil.

CAREY, J. 2001 Comunicação Pessoal.

CLINE, J. T., PIPER, W. A., 1994, "Drilling Waste Controls". *Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration & Production*, Jakarta, Indonesia, 25-27 January.

CLODFELTER, C.L., RATLIFF, M.D. 2001, "Environmental Issues Affecting Deepwater Gulf of Mexico Development". *SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environment Conference*, SPE 66576, San Antonio, Texas, 26-28 February.

DE FREITAS, A.G., 1999, *Processo de Aprendizagem da Petrobras: Programas de Capacitação Tecnológica em sistemas de Produção Offshore*. Campinas, São Paulo: UNICAMP, 1999. (Tese de Doutorado)

DE FREITAS, C.M., DE SOUZA, C.A.V, MACHADO, J.M.H., PORTO, M.F.S, 2001, "Acidentes de Trabalho em Plataformas de Petróleo da Bacia de Campos, Rio de Janeiro, Brasil", *Cadernos de Saúde Pública*, 17(1):117-130, jan-fev, 2001.

DOU, 1997, Lei no. 9478, de 06/08/97, Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional do Petróleo e a Agência Nacional do Petróleo.

DOU, 2000, Lei 9966, de 28.04.2000, Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional.

DURRIEU, J., ZURDO, C., BENAISSA, S., CLARK, D., 2000, "Environmentally Friendly Invert Fluid Systems with Enhanced Rate of Biodegradation". *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61212, Stavanger, Norway, 26-28 June.

ECONOMIDES, M.J., WATTERS, L.T., DUNN-NORMAN, S., 1998, *Petroleum Well Construction*. 1 ed., New York, John Wiley & Sons.

ELPN/IBAMA, 2001. Dados obtidos em visita e consulta aos Termos de Referência do Escritório de Licenciamento para as Atividades de Petróleo e Nuclear (ELPN/IBAMA) para as Atividades de Perfuração Marítima de Poços de Óleo e Gás.

ENERGIAEMEIOAMBIENTE, 2001, Sítio Internet www.energiaemeioambiente.org

EPA, 1999, 40 CFR Part 435, Effluent Limitation Guidelines and New Source Performance Standards for Synthetic-Based and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Proposed Rule, February 3, EPA.

EPA, 2000, 40 CFR Part 435, Effluent Limitation Guidelines for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Proposed Rule, April 21, EPA.

EPA, 2000, *Profile of the Oil and Gas Extraction Industry.* In: Sector Notebook Project, EPA/310-R-99-006, October 2000, EPA.

FAULDS, E.C., 1999, "The U.K. Offshore Operators Drill Cuttings Initiative: New Ways of Seeking Solutions", *1999 Offshore Europe Conference*, SPE 56966, Aberdeen, Scotland, 7-9 September.

FINEP, 2001, "Aumento da Produção de Petróleo Exige Controle Ambiental", *Folha da Inovação*, FINEP, No. 9, 2001.

FRIEDHEIM, J.E., CONN, H.L., 1996, "Second Generation Synthetic Fluids in the North Sea: Are They Better?". *IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 35061*, New Orleans, USA, 12-15 March.

FRIEDHEIM, J.E., SHINNIE, J.R., 1991 "New Oil-Base Mud Additive Reduces Oil Discharged on Cuttings". *IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 21941*, Amsterdam, 11-14 March.

GESAMP, 1993, "Impact of Oil and Related Chemicals and Wastes on the Marine Environment". *In: IMO/FAO/UNESCO/WMO/IAEA/UN/UNEP Joint Group of Experts on the Scientific Aspects of Marine Pollution (GESAMP)*, Report and Studies No. 50, London.

GETLIFF, J.M; BRADBURY, A.J., SAWDON, C.A, 2000, "Can Advances in Drilling Fluids Design Further Reduce the Environmental Effects of Water and Organic-Phase Drilling Fluids?", *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61040, Stavanger, Norway, 26-28 June.

HALL, J.A., 2001, *Ester Based Drilling Fluids – Still the Best Environmental Option?*, Baroyd Discussion Paper, Aberdeen, United Kingdom.

HALLIBURTON, 2001, Figuras cedidas pelo Sr. Newton Greco, HALLIBURTON DO BRASIL.

HENDRIKS, R.V., 1994, "Monitoring of Atmospheres Associated With Oil-Based Drilling Fluids", *Second International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 27212, Jacarta, Indonesia, 25-27 January.

HUSDAL, G., 1994, "Air Emissions from Offshore Oil and Gas Production". *Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration & Production*, SPE 27127, Jakarta, Indonesia, 25-27 January.

IBP, 1999, *Environmental Effects of Cuttings Associated with Non-Aqueous Fluids: Technical Background*, IBP SHE Technical Committee, December 1999.

JACHNIK, R.P. 1994, "*Variance in environmental legislation. Cause and effect on Drilling Fluid Research and Use". SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico*, SPE 28740, Veracruz, Mexico, 10-13 October 1994.

KHONDAKER, A. N., 2000, "Modeling the Fate of Drilling Waste in Marine Environment – an Overview", *Computers & Geosciences*, 26 (2000) pp. 531-540.

LA ROVERE, E. L., MALHEIROS, T.M.M., 2000 "Activités déxploration et de Procuction du Pétrole dans le Nouveau Scénario de Flexibilité du Monopole d'État au Brésil", *Oil & Gás Science and Technology, Rev. IFP*, v. 55, n. 5, pp. 563-576.

LA ROVERE, E. L., DE SOUZA Jr, A.B, MARIANO, J.B., SCHAFFEL, S.B., 2001, *Capacitação Institucional Sobre Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais das Atividades do Setor Petrolífero no Brasil*, LIMA/MMA, Setembro 2001.

LOUISIANA SECRETARY OF STATE MUSEUMS, 2001, The Caddo-Pine Island Oil and Historical Society Museum. Louisiana, USA.

LUMMUS, J.L., AZAR, J.J, 1986, *Drilling Fluids Optimization, A Practical Field Approach*. 1 ed., Tulsa, Oklahoma, USA, Penn Well Books.

MCFARLANE, K., NGUYEN, V.T., 1991, "The deposition of Drill Cuttings on Seabed", *First International Conference on Health, Safety and Environment*, SPE 23372, The Hague, Netherlands, 10-14 November.

MEINHOLD, A.F., 1999, "Framework for a Comparative Environmental Assessment of Drilling Fluids Used Offshore". *SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference*, SPE 52746, Austin, Texas, USA, 28 Feb- 3 March.

MELTON, H.R., SMITH, J.P., MARTIN, C.R., 1999, "Offshore Discharge of Drilling Fluids and Cuttings – A Scientific Perspective on Public Policy". *Rio Oil & Gas Conference*, IBP44900, Rio de Janeiro, Brasil, 16 – 19 October.

MITCHELL, D.; SWANNEL, R; KJEILEN, G. *et al.*, 2000, *Acceleration of Natural Degradation.* Rogaland Research. In: Report 4.1 for the UKOOA *Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.*

MMS, 2000 *Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids.* In: OCS Study MMS 2000-064, U.S. Department of Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, L.A..

MMS, 2001, *Offshore Stats, Year end 2000*. In: U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Engineering & Operations Division, Operations Analysis Branch, Washington, D.C.

NAS, S., 2000, *Introduction to Underbalanced Drilling*, 1st Ed., Leading Edge Advantage Ltd., Aberdeen, U.K.

NAVARRO, A., 1995, *Environmentally Safe Drilling Practices* Tulsa, Oklahoma, Penn Well Books.

NICOLLI, D., SOARES, C.B.P., 2000, "Avaliação da Dispersão do Cascalho de Perfuração Lançado em Águas Profundas", *T&N Petróleo*, No. 15, pp. 64-67.

OLIVEIRA, J., 2001, "Cascalhos e Fluidos de Perfuração – Impactos ambientais e Medidas Mitigadoras" 1° Seminário sobre Proteção Ambiental na Exploração e Produção de Petróleo, 29 e 30 outubro 2001 Rio de Janeiro, Brasil

PATIN, S., 1999, *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*. 1ª ed., New York, EcoMonitor.

PAMPHILI, C, 2001. “Disposição de Cascalhos e Fluidos” 1º Seminário sobre Proteção Ambiental na Exploração e Produção de Petróleo, 29 e 30 outubro de 2001 Rio de Janeiro, Brasil.

PETROBRAS, 1997, O Petróleo e a Petrobras em Perguntas e Respostas. PETROBRAS, Serviço de Comunicação Institucional, Dezembro de 1997, Rio de Janeiro, Brasil.

_____, 2000, *O Petróleo e a Petrobras.* PETROBRAS, Serviço de Comunicação Institucional, Fevereiro de 2000, Rio de Janeiro, Brasil.

_____, 2001, *Atividade de Produção de Óleo e Gás no Campo de Marlim Sul, Bacia de Campos.* In: CPM RT 046/00, Volume I/I, Revisão 03, Março de 2001, Rio de Janeiro, Brasil.

_____, 2002, Sítio da Internet www.petrobras.com.br.

PRASTHOFER, P.H., 1998, “Platform Decommissioning – Finding the Right Balance”, *17th International Conference on Offshore Mechanics and Artic Engineering*, OMAE98-1432.

RCA No. 1, 2001, Relatório de Controle Ambiental submetido ao ELPN/IBAMA para obtenção da Licença Prévia de Perfuração em respectivo bloco da Bacia de Campos.

RCA No. 2, 2001, Relatório de Controle Ambiental submetido ao ELPN/IBAMA para obtenção da Licença Prévia de Perfuração em respectivo bloco da Bacia de Campos.

RCA No. 3, 2001, Relatório de Controle Ambiental submetido ao ELPN/IBAMA para obtenção da Licença Prévia de Perfuração em respectivo bloco da Bacia de Campos.

REIS, J., 1996, *Environmental Control in Petroleum Engineering*, 1st Ed, Houston, Texas, Gulf Publishing.

RESOLUÇÃO CONAMA No. 23, de 7 de dezembro de 1994.

RESOLUÇÃO CONAMA No. 237, de 19 de dezembro de 1997.

SAASEN, A., BERNTSEN, M., LOKLINGHOLM, H., IGELTJORN, H., ASNES, K., 2000, “The Effect of Drilling Fluid Base Oil Properties on the Occupational Hygiene and the Marine Environment”. *SPE International Conference on Health, Safety & Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61261, Stavanger, Norway, 26-26 June.

SANTOS, H., 2000, Comunicação Pessoal.

SCHACKNE, S., DRAKE, N.D., 1950, *Petróleo para o Mundo.* 1ª Ed, Edições Melhoramentos.

SINDIPETRO, 1996, *Dossiê do Acidente Enchova-84 Petrobras.* In: Primeira Jornada de Saúde do Trabalhador, 25 a 29 Nov, Rio de Janeiro, RJ.

SUSLICK, S., 2001, *Regulação em Petróleo e Gás Natural.* 1 ed. Campinas, Editora Komedi.

SJGS, 2001, The History of the Oil Industry. San Joaquin Geological Society. www.sjgs.com

THOMAS, J. E., 2001, *Fundamentos de Engenharia do Petróleo*. 1ª ed., Rio de Janeiro, Interciência.

T&N PETROLEO, 2001, Encarte "Facilidades e Logística no Setor de Óleo e Gás no Brasil", *T&N Petróleo*, No. 18, Rio de Janeiro, RJ.

UKOOA, 2001, UKOOA Drilling Cuttings Initiative, Research and Development Programme. Bell, N., Smith, M., Manning, A.. In: Report 1.1, Revision 2, for the UKOOA Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.

_____, 1999, UKOOA Drilling Cuttings Initiative, Research and Development Programme. Dames & Moore. In: Report 2.1 for the UKOOA Drill Cuttings Joint Industry Project, U.K.

VAN DYKE, 2000, *Drilling Fluids*. Rotary Drilling Series, Unit II, Lesson 2. First Edition, Austin, Texas.

VEIGA, L.F., 1998, *Estudo da Toxicidade Marinha de Fluidos de Perfuração de Poços de Óleo e Gás*. Niterói, Rio de Janeiro: UFF, 1998. (Tese de Mestrado)

WILLS, J.M.A., 2000, *Muddied Waters, A Survey of Offshore Oilfield Drilling Wastes and Disposal Techniques to Reduce the Ecological Impact of Sea Dumping.* In: Ekologicheskaya Vahkta Sakhalina, Shetland Marine Safety Sub-committee for the UK Department of Transport Shetland, Shetland, UK.

YERGIN, 1994, *O Petróleo, Uma História de Ganância, Dinheiro e Poder*, 2ª Ed, São Paulo, SP, Scritta.