

Fluidos de perfuração usados na construção de poços marítimos e requisitos ambientais para descarte

Drilling fluid used on offshore oil and gas wells construction and environmental requirements for discharge

Wilker Marcolongo Vieira da Silveira*
Pedro Mello Paiva**
Letícia Ferraço de Campos***
Jader Lugon Junior****

Este trabalho apresenta uma descrição das etapas de perfuração de poços de óleo e gás, tratando especificamente da geração de resíduos e dos fluidos de perfuração utilizados. São discutidas as limitações e a possibilidade do descarte de fluido de perfuração na proximidade da plataforma levando em consideração a minuta de 2014 do IBAMA, órgão ambiental que regulamenta o descarte de resíduos. Foram também pesquisados os resultados de trabalhos utilizando modelagem computacional para estudar o descarte dos resíduos das atividades de perfuração e cimentação durante a construção de poços de óleo e gás. Assim pôde-se analisar a área de dispersão levando em consideração as correntes marítimas, temperaturas e profundidade, bem como seus efeitos ambientais.

Palavras-chave: Cimentação de poços. Fluidos de perfuração. Disposição de resíduo.

This study describes the stages of oil and gas wells drilling, dealing specifically with waste production and the fluids used in drilling. It discusses the limitations and the possibility of disposing drilling fluid waste near the platform based on the 2014 draft by IBAMA, the Brazilian environmental agency that regulates waste disposal. We reviewed results of works applying computational modeling to study the waste disposal from drilling and cementing activities during construction of oil and gas wells. We analyzed the dispersal area taking into account ocean currents, temperature and depth, as well as its environmental effects.

Keywords: Cementing wells. Drilling fluids. Waste disposal.

1 Introdução

O Brasil possui mais de 20 bacias com diferentes histórias e idades de formação que compõem um complexo terreno sedimentar com muitos desafios exploracionistas (LUCCHESI, 1998). A busca pelo “ouro negro” vem desde os tempos coloniais, mas a primeira jazida de petróleo do país foi descoberta em 1939, no bairro de Lobato, em Salvador (O PETRÓLEO NO BRASIL, 2009). Segundo a mesma referência, antes, o Marquês de Olinda concede a José de Barros

*Mestre em Engenharia Ambiental pelo IFFluminense. Químico Industrial, Schlumberger, Macaé/RJ – Brasil. E-mail: wilkermvs10@gmail.com.

**Mestre em Engenharia Ambiental pelo IFFluminense. Engenheiro de Petróleo, Petrobrás, Macaé/RJ – Brasil. E-mail: pedromellopaiva@gmail.com.

***Mestre em Engenharia Ambiental pelo IFFluminense. Engenheira Química, Doutoranda em Engenharia Química na UERJ, Rio de Janeiro/RJ –Brasil. E-mail: leticiaferraco@hotmail.com.

****Doutor em Modelagem Computacional (UERJ). Engenheiro Mecânico, Professor do Instituto Federal Fluminense campus Macaé/RJ – Brasil. E-mail: jlugonjr@gmail.com.

Pimentel o direito de extrair betume em terrenos na Bahia (1858) e, em Bofete, São Paulo, através da sondagem que atinge 488 m de profundidade; apesar de encontrar apenas água sulfurosa, é inaugurada a prática da exploração no Brasil. A primeira descoberta de petróleo em mar dá-se em 1968, no campo de Guaricema, Sergipe. Foi a primeira plataforma de perfuração flutuante construída no país equipada com uma sonda capaz de perfurar poços de até 4 mil metros. Em 1974, foi descoberto petróleo também em Garoupa, na Bacia de Campos – RJ. Mais tarde, Enchova permitiu que o país produzisse, pela primeira vez, a 120 m de lâmina de água, o que se considerava uma grande profundidade. Segundo a MBP/COPPE/UFRJ (2014), os primeiros indícios de petróleo no pré-sal datam de 2005, na Bacia de Santos – SP. Após análises concluídas no campo de Tupi, em 2007, a Petrobras anunciou, oficialmente, a descoberta desse tipo de reserva. Já foram perfurados 37 poços exploratórios no pré-sal na Bacia de Santos, com índice de 90% de sucesso.

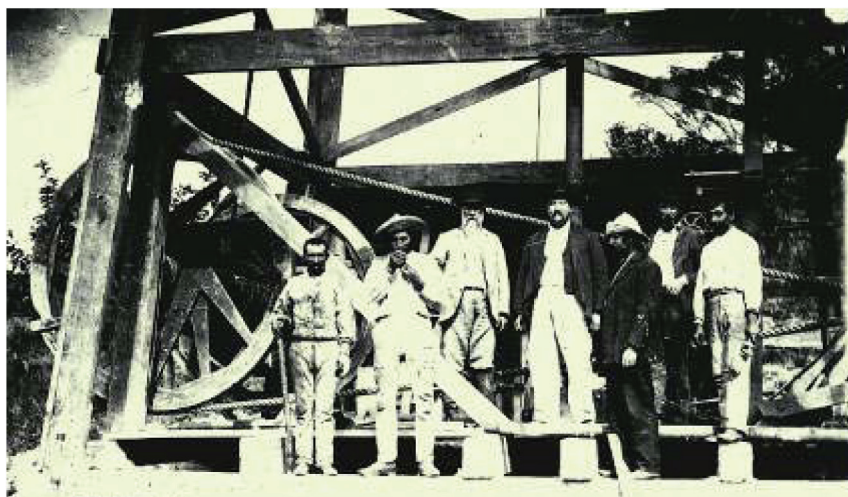


Figura 1: Primeira sondagem profunda 1858-1892 em Bofete-SP

Fonte: O PETRÓLEO NO BRASIL (2009)

2 Revisão da literatura

O processo de construção de poços de petróleo e gás gera uma variedade de tipos de resíduos. Alguns desses resíduos são subprodutos naturais de perfurar a formação geológica, por exemplo, os cascalhos de perfuração; e alguns vêm de materiais utilizados para perfurar o poço, por exemplo, o fluido de perfuração não reutilizável (REIS, 1996a).

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) proveu a Nota Técnica N° XXX/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA devido à necessidade de reformulação dos procedimentos para a regulação do uso e descarte de fluidos e cascalhos gerados durante a atividade de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás. A Nota Técnica ainda está em fase de consulta pública e por isso ainda não tem definição de número.

Na Resolução CONAMA n° 237, está descrito que fiscalização e licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás é de responsabilidade

do IBAMA, e a divisão interna do órgão, DILIC (Diretoria de Licenciamento Ambiental), por meio da Coordenação-Geral de Petróleo e Gás (CGPEG), é a responsável pelo licenciamento ambiental dentro do IBAMA (GAMA, 2014; POLLIS, 2008).

No Quadro 1 são apresentadas as definições dos tipos de fluidos utilizados na exploração de petróleo conforme seus diferentes usos.

Tipos	Características
Fluidos de Perfuração	Formulações utilizadas na perfuração de poços para promover a remoção do cascalho gerado, resfriar e lubrificar broca e coluna, e manter equilibradas as pressões de subsuperfície.
Fluidos Complementares	Denominação genérica dada a todos os demais fluidos utilizados durante a perfuração, cimentação e completação de poços.

Quadro 1: Definições de tipos de fluidos

Fonte: Adaptação de Brasil, 2014

As novas diretrizes implicam a gestão responsável por parte das empresas perante o controle de diversos fatores. Entre eles está o monitoramento contínuo de todas as fases de operação na sonda e de restrições de descarte de efluentes baseado em toxicidade e presença de contaminantes, a partir de avaliação feita pela empresa no momento da operação.

No Quadro 2 apresentam-se os tipos de resíduos gerados nas operações de perfuração de poços de petróleo e gás, e seus volumes residuais.

| 173 |

Operação	Resíduo	Descrição
Perfuração	Fluidos de Perfuração	Volume não reaproveitável de fluido de perfuração de base aquosa (FPBA) e de base não aquosa (FPBNA).
	Fluidos Complementares	Volume não reaproveitável de fluido complementar de base aquosa (FCBA) e de base não aquosa (FCBNA).
	Cascalhos	Cascalhos associados ao fluido de perfuração de base aquosa (cascalhos + FPBA) e ao fluido de base não aquosa (cascalhos + FPBNA).

Quadro 2: Resíduos da Operação de Perfuração

Fonte: Adaptação de Brasil, 2014

O IBAMA, nessa Nota Técnica, proíbe o descarte no mar de fluidos de perfuração e complementares de base não aquosa, efluentes gerados a partir da limpeza dos tanques de cimentação (água de lavagem) e pasta de cimento excedente nos tanques da unidade de perfuração. O descarte é permitido para os demais resíduos, mas respeitando determinadas exigências.

O descarte de fluidos de perfuração de base aquosa, bem como do cascalho associado, durante as fases com retorno a plataforma, será permitido se não for

detectada a presença de óleo livre, através do Teste de Iridescência Estática em amostra coletada em momento pré-descarte, conforme descrito em “Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA” (Dezembro, 2011). (BRASIL, 2014).

Não será permitido o descarte em águas marinhas, de cascalho e fluidos de perfuração de base aquosa, cujo resultado da CL50-96h, pelos métodos NBR 15308 e NBR 15469, realizada com amostra de fluido coletada no momento pré-descarte, for inferior a 30.000 ppm da FPS. Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA No XXX/2014. (BRASIL, 2014).

2.1 Operação de perfuração

Na etapa de perfuração de um poço de petróleo, a rocha é perfurada pela ação de rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração (THOMAS, 2001). Para Schaffel (2002), a perfuração rotativa consiste de uma torre de perfuração apoiada sobre uma superestrutura, onde se localiza a mesa rotativa. Essa 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. Os tubos serão conectados à medida que a broca se aprofunda. 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, chamado lama ou fluido de perfuração.

Nas atividades petrolíferas, os fluidos de perfuração são de uma importância ímpar, sendo responsáveis por resfriar a broca, retirar os cascalhos gerados na perfuração e manter a pressão hidrostática do poço para garantir a sua integridade. São também responsáveis por facilitar a contenção do cascalho quando da ocorrência de interrupções na operação, permitindo a retomada sem comprometer ou causar perturbações no espaço anular.

A maioria desses fluidos de perfuração agregam constituintes que em maior ou menor grau, têm características perigosas (tóxicas, corrosivas ou mesmo agressivas ao meio ambiente), mas também têm características boas como, por exemplo, retardar a formação de hidrato, sendo denominadas assim de inibidores de formação de hidratos.

O custo da operação é extremamente dependente do tipo do fluido de perfuração utilizado. O custo do fluido em si não é tão alto, mas o tempo necessário para cada operação depende das propriedades de lubrificação, desse modo o custo aumenta proporcionalmente ao número de dias necessários para alcançar a profundidade desejada e concluir o objetivo da operação. (CAENN et al., 2011a).

Segundo Veiga (2010), a classificação dos fluidos de perfuração se divide em 2 tipos principalmente: fluidos de base aquosa (FBA) e fluidos de base não aquosa (FBNA). Os fluidos aquosos têm em sua composição basicamente de 90% a 100% de água por volume, com a adição de componentes tais como barita, argila, lignosulfonatos, soda cáustica, polímeros e outros aditivos

especiais. A água utilizada na formulação dos fluidos pode ser água industrial, água do mar ou soluções salinas saturadas. O poço, em sua primeira fase, utiliza água como fluido de perfuração em menor escala, mas pode também utilizar fluidos com formulações compostas de viscosificantes e alcalinizantes, chamados de fluidos convencionais, e que são de base água. Apesar de o fluido de perfuração ser mais caro do que o de base água, ele ainda é mais vantajoso devido uma melhor resistência térmica e estabilidade química (KHONDAKER, 2000).

2.2 Resíduos gerados durante a operação de perfuração

Em todos os projetos de empreendimentos deve-se considerar a questão da sustentabilidade, visando atender todos os parâmetros ambientais. Na atividade de exploração e produção não é diferente, mas a grande dificuldade é seguir as diretrizes ambientais juntamente com a imensa necessidade do mercado em gerar recursos a uma velocidade cada vez maior (DIAS, 2005).

ATIVIDADE	PRODUTO UTILIZADO	EMISSIONES
EXPLORAÇÃO	LAMAS DE PERFURAÇÃO	CASCALHOS
PERFURAÇÃO		
CONSTRUÇÃO		
PRODUÇÃO	ADITIVOS QUÍMICOS	ÁGUA DE PRODUÇÃO
MANUTENÇÃO		
ABANDONO		

Quadro 1: Visão das fases de produção de petróleo e suas respectivas emissões

Fonte: Dias, 2005

Segundo Engelhardt (1994), os seguintes impactos devem ser considerados nos estudos, pelos aspectos de probabilidade de ocorrência e pela severidade: derrames de petróleo devido a ruptura de dutos, descarga de rejeitos de perfuração (fluido de perfuração e cascalho), descarte de água de produção e geração de ruídos.

Em virtude da grande geração de rejeitos decorrentes das atividades exploratórias, há a carência de uma correta destinação final, ou seja, uma diminuição da quantidade produzida, bem como o aproveitamento dos efluentes para reúso, reciclagem e disposição final.

É necessário considerar o gasto com a operação de descarte, pois todo o material recolhido na sonda após os trabalhos (resíduos da perfuração) é encaminhado para tratamento e disposição final. Ele segue por transporte marítimo e, quando chega a terra, geralmente é encaminhado, após tratamento, para aterros industriais. Cada tipo de resíduo tem um tratamento específico, dependendo de sua composição e tipo, e dos padrões da empresa de resíduos que está gerenciando o processo. Esse material pode também ser utilizado na fabricação de material asfáltico ou de construção civil em um método de reciclagem (PIRES, 2009; REIS, 1996b).

Segundo Gama (2014), os principais rejeitos gerados durante a perfuração de poços são: fluidos gastos de base aquosa e não aquosa, que não podem ser reutilizados; e cascalhos associados

ao fluido de perfuração de base aquosa e não aquosa. O cascalho é lançado ao mar antes da instalação do *riser* e o fluido utilizado é de base aquosa de composição simplificada para que se tenha o mínimo possível de impacto ambiental e não se afetem a flora e a fauna marinhas.

O fluido é circulado e retorna do poço pelo anular, que é o espaço que se encontra entre o revestimento e a coluna de perfuração em operações com *riser*. O fluido passa por uma série de peneiras para separá-lo do cascalho agregado durante a perfuração. Ainda há as etapas do desareizador, dessiltador e centrífuga, caso ainda esteja difícil a separação. Segundo Veiga (2010), o fluido permanece ainda com partículas coloidais e argilas finas, mantendo assim suas propriedades normais.

De acordo com Campos et al. (2016), as opções para os fluidos de perfuração são: descarte no mar, dependendo da natureza e dos resultados dos testes submetidos; reutilização ou disposição em tanques para tratamento em terra juntamente com os cascalhos oriundos da operação.

Em relação à inutilização do fluido de base aquosa, o fato ocorre quando o mesmo é diluído durante a operação, quando há a decisão de troca de sistema para específicas manobras no poço e quando se chega ao final da operação. A reutilização consiste na recuperação dos componentes do fluido logo após a conclusão da perfuração, visando à possível utilização em outros poços. O fluido pode ser recuperado em tratamento na sonda ou pode ser reencaminhado para o fornecedor desde que a infraestrutura necessária para sua recuperação esteja disponível em terra (AYRES JR., 1982; CAMPOS et al., 2016).

Além do cascalho e do fluido de perfuração, há outro grande agente poluente que é extremamente significativo chamado *água de produção* proveniente da produção e dos tratamentos utilizados sobre o óleo bruto. A poluição marinha, a contaminação de subsolo e a degradação da água e do solo superficial são impactos ambientais, muitas das vezes irreversíveis, causados por uma disposição inadequada de fluidos de perfuração e cascalhos.

As quantidades de fluidos de perfuração que não serão mais reutilizados (de base aquosa) e cascalhos misturados com esse mesmo tipo de fluido, na grande maioria dos países podem ser lançados no mar após o tratamento com controles de sólidos (OGP, 2003). Há proibição no mundo todo, se for por descarte contínuo ou em batelada de fluidos de base não aquosa, com exceção do fluido associado a cascalho, mas obedecendo os limites máximos de base orgânica aderida, conforme a regulamentação específica.

A Tabela 1 elaborada a partir do trabalho de Engelhardt em 1994 (apud DIAS, 2005) mostra uma estimativa de rejeitos típicos gerados nas atividades de exploração de produção de petróleo no mar.

Tabela 1: Quantidades típicas de rejeitos gerados pela atividade petrolífera no mar

Atividade de Produção	Quantidades aproximadas (ton)
Poços Exploratórios	
Lama de perfuração- periodicamente	15-30
- global no final	150-400
Cascalho de perfuração – massa seca	200-1.000
Fluido base aderido sobre cascalhos	30-120
Poços de Produção	
Lama de perfuração	45.000*
Cascalho de perfuração	50.000*
Água de produção	1.500 (por dia)

Fonte: Dias, 2005

(*) Estimativa baseada na perfuração de 50 poços em uma única plataforma de produção.

A ação física no ambiente pode se processar de duas maneiras: a primeira consiste no soterramento da comunidade; e a segunda, na modificação da textura do sedimento devido à introdução de sólidos com granulometria e composição diferentes da amostra original que é encontrada na parte superficial dos sedimentos na área local. A relação entre a composição química dos fluidos de perfuração aderida ao cascalho com a ecotoxicidade está diretamente ligada aos efeitos adversos para a fauna marinha, causando alterações fisiológicas, mudanças no comportamento e até a morte dos indivíduos afetados (CAPP, 2001; GERRARD et al., 1999; MONAGHAN et al., 1980; VEIGA, 2010).

A toxicidade aguda indica a quantidade para dose letal de um determinado produto químico, após a realização de ensaios de acordo com a metodologia especificada na norma NBR 15.308 (ABNT, 2011), expondo o microcústáceo *Mysidopsis juniae* a determinado produto a ser testado por 96 horas, checando sua mortandade a cada 24 horas. É determinado o CL50 96h, que é a concentração letal para a morte de 50% dos organismos (GAMA, 2014; RAND, 1995; VEIGA, 2010).

2.3 Operação de revestimento e cimentação

O poço é perfurado em fases, cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final prevista. Geralmente o número de fases de um poço é de três ou quatro, podendo chegar a oito, em certos casos, como pode ser observado na Figura 2. Cada uma das fases é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e sua cimentação (SCHAFFEL, 2002).



Figura 2: Poço exibindo os tipos de revestimento

Fonte: Manual de cimentação CEM 6 – Schlumberger

Segundo Schaffel (2002), o revestimento de superfície serve para isolar as zonas de produção no caso de um vazamento de uma tubulação específica que é colocada dentro do revestimento para levar o óleo e o gás até a superfície. Esse revestimento contribui para prevenir desmoronamentos de formações não consolidadas e serve como base de apoio para equipamentos de segurança.

Segundo Ilyas et al. (2012), o objetivo da operação de cimentação é proporcionar isolamento, criar uma vedação hidráulica para impedir, assim, o fluxo de fluidos do poço como óleo, água ou gás entre as formações ou à superfície. Assim que cada revestimento é assentado, inicia-se a operação de cimentação. O bombeio da pasta de cimento é feito para ocupar o espaço anular entre o revestimento e as paredes do poço, fixar a tubulação e selar o espaço anular, sendo a vida útil do poço diretamente dependente da qualidade desse selo hidráulico, fazendo do trabalho de cimentação uma operação vital. O isolamento incompleto pode impedir a conclusão do poço e posterior perda do poço produtor. A importância da operação de cimentação se dá devido a o cimento ter que resistir à vida completa do poço, podendo variar de um a cinquenta ou mais anos.

A operação de cimentação de forma simplificada é feita pelo bombeio da pasta de cimento, precedida por um colchão espaçador para separá-lo do fluido de perfuração. Tal separador é necessário, pois o contato do fluido de perfuração com a pasta pode modificar as propriedades reológicas e tornar a operação inviável e possivelmente irreversível, pois poderia ser formada uma mistura tão viscosa que as bombas não conseguiriam deslocá-la para o poço. A pasta de cimento é formada por adição de cimento em pó à água de mistura, que é composta de aditivos químicos líquidos ou sólidos dissolvidos ou suspensos em água doce, água do mar ou em Brine que é um composto feito de água + NaCl (cloreto de sódio) ou água + KCl (cloreto de potássio). Os aditivos darão à pasta de cimento o comportamento ideal para o sucesso da operação de cimentação. O colchão espaçador compõe-se basicamente de agentes tensoativos, viscosificantes e adensantes, segue na frente da pasta com função de limpar o poço e evitar o contato da pasta com o fluido de perfuração de modo a permitir o melhor posicionamento da pasta de cimento.

A água de mistura é composta por aditivos com determinadas funções:

- Aceleradores - Para diminuir o tempo de pega da pasta de cimento.
- Retardadores - Prolongam o tempo de pega do cimento.
- Dispersantes - Aditivos que facilitam a mescla das pastas e determinadas interações com outros aditivos.
- 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 antiespumante - Aplicados para alterar a tensão superficial do cimento.
- Agentes antimigração de gás - Responsáveis por bloquear o gás se nas zonas perfuradas tiver a presença do mesmo (SCHAFFEL, 2002).

A cimentação primária é realizada logo após a descida de cada coluna de revestimento no poço. Seu objetivo é basicamente preencher o espaço anular de modo a se obter fixação e vedação eficiente e permanente deste (THOMAS, 2001). A cimentação secundária é o nome dado às operações que se destinam à correção das anteriores, sendo necessárias quando o topo do cimento não alcança a altura prevista, podendo-se efetuar uma recimentação quando esta não é possível, assim é realizada a compressão de cimento ou *squeeze* (para correção de uma cimentação malfeita).

Cimentação de revestimentos intermediários, de produção e *liners* são exemplos de cimentação primária, cujos objetivos são: isolar as formações incompetentes e sensíveis ao contato com o fluido de perfuração; proteger as zonas portadoras de hidrocarbonetos para evitar redução da produtividade devido a uma possível sensibilidade da formação aos fluidos contidos no poço; e isolar as formações com pressões anormalmente baixas ou anormalmente altas. Os *liners* são utilizados em operações de cimentação em zonas com profundidades altas e são acoplados diretamente no último revestimento descido; distinguindo-se dos outros revestimentos, que são instalados presos ao revestimento de superfície (THOMAS, 2001).

As pastas de cimento utilizadas pela indústria do petróleo devem passar por diversos testes padronizados, que simulem o comportamento da pasta em função das condições previstas dentro do poço, tais como pressão, temperatura, tempo de operação e regime de fluxo durante o deslocamento. Os principais testes realizados são reologia, água livre, resistência a compressão, perda de filtrado (perda de água sob pressão), densidade e consistometria (tempo de espessamento).

As operações com fluidos de completação são realizadas na etapa posterior à perfuração e cimentação dos poços, dando prosseguimento à construção do poço. Seu objetivo é estabelecer a comunicação física entre a formação produtora e o poço. Acontece a substituição dos fluidos de perfuração pelos de completação, apresentando composições específicas para evitar danos às zonas de interesse. Ao término da operação, o fluido de completação é recolhido do poço, recebido em tanque específico na unidade marítima e submetido à sua destinação apropriada,

que em alguns casos pode ser o descarte direto no mar. De maneira geral, as operações com os fluidos de completção são simplificadas e consistem no bombeio adequado do fluido preparado para o poço, segundo Schaffel (2002).

2.4 Definição dos fluidos de perfuração

Existem várias definições para fluidos de perfuração. De acordo com o API (Instituto Americano de Petróleo), são qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável. Conforme Thomas et al. (2001), os fluidos são como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e até gases, podendo assumir aspectos de suspensão, emulsão ou dispersão coloidal, dependendo do estado químico dos componentes. No aspecto físico do fluido, assumem comportamentos não newtonianos, definidos por não ser constante a taxa de deformação e de cisalhamento (MACHADO, 2002). Os fluidos de perfuração possuem como funções e características secundárias, o objetivo de resfriar e limpar pequenas impurezas, ter baixo custo de operação, otimizar as leituras geológicas do resíduo retirado do poço, entre outras.

2.5 Principais funções e propriedades dos fluidos de perfuração

Diversos fatores afetam as características dos fluidos de perfuração durante uma operação de perfuração: variações de profundidade, interações com a formação rochosa do poço, temperatura e variações de pressão. O fluido deve ser estável quimicamente, otimizar a separação dos cascalhos na superfície, não reagir com rochas produtoras, ser apto a receber tratamento químico e/ou físico, ser bombeável, pouco abrasivo e corrosivo (esfoliamento) com a coluna de perfuração e não prejudicial ao meio ambiente (THOMAS et al., 2001). Conforme Duarte (2004), os fluidos de perfuração devem ainda realizar as funções operativas, a saber, controle de pressão, flutuabilidade, estabilidade das formações e resfriamento da broca.

As propriedades dos fluidos que devem ser estudadas, segundo Caenn et al. (1995), para classificá-los são: peso, viscosidade, reatividade e controle de perda de fluido, a ser específico em cada item a reologia, parâmetros de filtração, teor de sólidos, PH, sólidos ativos e lubricidade (em caso de reatividade). São de extrema importância os itens citados, pois os estudos dos parâmetros reológicos podem ajudar no cálculo de perdas e carga na tubulação e determinação da velocidade em que os cascalhos são transportados, força de géis em caso de gelificação, fornecendo informações sobre resistência quando se dá o reinício de seu escoamento depois de um determinado período de repouso. As forças géis e a viscosidade têm o poder de subir a probabilidade de desgaste de equipamentos e fraturas das formações rochosas. São muito significantes tanto as características de pH, devido à capacidade de promover a corrosão de equipamentos, quanto o teor de sólidos no fluido, que pode influenciar outras propriedades como, por exemplo, a densidade.

Os fluidos de perfuração são divididos em dois grupos: WBFs (Water Based Fluids – Fluido

base água) e NAFs (Non Aqueous Fluids – Fluido base não aquosa). Embora existam os fluidos à base de ar, eles são muito pouco utilizados. Os fluidos base água são divididos em classes, de acordo com o seu desempenho, com o objetivo de facilitar sua especificação.

- não inibidos (onde não há tratamento químico do fluido)
- inibidos (fluidos que passam por tratamentos físicos e/ou químicos)
- fluidos com baixo teor de sólidos
- fluido emulsionados em óleo

Os chamados NAFs são ainda subdivididos em 3 grupos, englobando os fluidos não dispersáveis em água e os de base não aquosa (MAIRS, H. et al., 2000; THOMAS, 2001).

- Grupo I corresponde aos fluidos com elevado conteúdo aromático.
- Grupo II corresponde aos fluidos com conteúdo aromático médio.
- Grupo III corresponde aos fluidos com baixo ou desprezível conteúdo de aromáticos.

Os principais compostos do grupo I são óleo diesel e óleos minerais. Constituem um conjunto de vários compostos, dentre eles citam-se os hidrocarbonetos, as parafinas, os PAHs (hidrocarbonetos aromáticos policíclicos) e os aromáticos e são produzidos a partir do refino do petróleo bruto.

A característica principal desses fluidos é a manutenção da estabilidade dos poços, o fato de serem capazes de formar uma membrana semipermeável ideal, evitando a passagem de íons do fluido para a rocha e da rocha para o fluido. Podem ser emulsões inversas (com o teor de água variando entre 10% e 45%, em volume) ou emulsões água/óleo (com teor de água <10%, em volume).

O grupo II, constituído principalmente pelo óleo diesel, apresenta, em termos de impacto ambiental, uma grande vantagem em relação ao grupo I: o fato de esse tipo de fluido ser menos tóxico e agressivo ao meio ambiente por apresentar menor toxicidade. Os processos de destilação são controlados para que os hidrocarbonetos totais e os PAHs fiquem abaixo dos valores estabelecidos para o grupo I. Fazem parte do grupo III os fluidos de base sintética produzidos por reações químicas de compostos puros e grupamentos químicos como (hidrocarbonetos sintéticos, acetais, ésteres e éteres). Esses são fluidos de perfuração à base de compostos sintéticos. Eles foram criados devido à necessidade de fluidos que possuíssem características semelhantes aos fluidos à base de óleo, mas com menos impacto ambiental, menos toxicidade e mais biodegradabilidade (MAIRS et al., 2000).

2.6 Potencial de danos dos resíduos descartados em mar aberto

O IBAMA permite o descarte em mar aberto de resíduo de fluido de perfuração de base aquosa, fluido de perfuração complementar, cascalho associado a fluido de perfuração aquoso e não aquoso quando todos os critérios definidos são atendidos (Quadros 4 e 5). Os sistemas de gestão adotados para contornar os impactos ambientais decorrentes de emissões, lançamentos e disposição de efluentes no meio ambiente, em geral recaem na minimização do volume de rejeitos gerados, na maximização do reúso e da reciclagem. Os fatores operacionais influenciam diretamente nas características e volumes de cada um, uma vez que esses fatores também influenciam na reciclagem, reutilização, redução e até mesmo no descarte dos resíduos (VEIGA, 2010).

CONDIÇÕES PARA DESCARTE EM ÁGUAS MARINHAS	
FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE AQUOSA	Não deve ser detectada presença de óleo livre, através do Teste de Iridescência Estática em amostra do fluido coletada em momento pré-descarte.
	O resultado da CL50-96h, pelos métodos NBR 15308 e NBR 15469, realizada com amostra de fluido coletada no momento pré-descarte, deve ser superior a 30.000 ppm da FPS.
FLUIDOS COMPLEMENTARES DE BASE NÃO AQUOSA	Não será permitido o descarte de fluidos de perfuração e complementares de base não aquosa em águas marinhas.
FLUIDOS COMPLEMENTARES DE BASE AQUOSA	Não deve conter óleo diesel, lignosulfonato de ferrocromo, lignosulfonato de cromo, ligas de ferrocromo ou brometo de zinco (ZnBr ₂).
	Não deve conter óleo diesel, lignosulfonato de ferrocromo, lignosulfonato de cromo, ligas de ferrocromo ou brometo de zinco (ZnBr ₂).
	O resultado da CL50-96h, pelos métodos NBR 15308 e NBR 15469, realizada com amostra de fluido coletada no momento pré-descarte, deve ser superior a 30.000 ppm da FPS.

Quadro 4: Critérios para descarte de fluidos de perfuração

Fonte: Adaptação de Brasil, 2014

A abrangência do impacto ambiental potencial de um eventual descarte dos resíduos da construção de poços está diretamente dependente das características ambientais específicas do corpo receptor, bem como das propriedades intrínsecas do material descartado. O potencial impacto depende principalmente do material, sua concentração após a liberação e da comunidade biótica a que está sendo exposto. Alguns riscos ambientais podem ser significativos, enquanto outros são muito baixos. (BRANDSMA, 2004; FINK, 2012; REIS, 1996c; VEIGA, 2010).

CONDIÇÕES PARA DESCARTE EM ÁGUAS MARINHAS	
CASCALHO ASSOCIADO A FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE AQUOSA	Não deve ser detectada presença de óleo livre, através do Teste de Iridescência Estática em amostra do fluido coletada em momento pré-descarte.
	O resultado da CL50-96h, pelos métodos NBR 15308 e NBR 15469, realizada com amostra de fluido coletada no momento pré-descarte, deve ser superior a 30.000 ppm da FPS.
CASCALHO ASSOCIADO A FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE NÃO AQUOSA	Não deve ser detectada presença de óleo livre, através do Teste de Iridescência Estática em amostra do fluido coletada em momento pré-descarte.
	O resultado da CL50-96h, pelos métodos NBR 15308 e NBR 15469, realizada com amostra de fluido coletada no momento pré-descarte, deve ser superior a 30.000 ppm da FPS.
	Não deve ser detectada contaminação por óleo da formação, conforme o método <i>Reverse Phase Extraction</i> (RPE) em amostra do fluido coletada em momento pré-descarte.
	Não deverá exceder o limite de 6,9% de n-parafinas, olefinas internas, olefinas alfa lineares, polialfa olefinas e fluidos a base de óleo mineral, tratados ou de 9,4% de base orgânica de ésteres, éteres e acetais no Teste de Retorta de Massa.

Quadro 5: Critérios para descarte de cascalho associado a fluidos de perfuração

Fonte: Adaptação de Brasil (2014)

Segundo (VEIGA, 2010), a presença de várias substâncias tóxicas em vários ecossistemas e em diferentes compartimentos (ar, água, sedimentos ou biota) expõe os organismos vivos a riscos todo o tempo. Nenhum organismo está totalmente livre do perigo, apesar de se adotarem medidas preventivas como seleção de insumos de baixa toxicidade e tecnologias de tratamento mais eficientes. Porém, tais práticas contribuem sobremaneira para a redução de impactos ambientais decorrentes dos lançamentos de substâncias químicas tóxicas em concentrações críticas.

Outros aspectos caracterizam a preocupação ambiental no que tange aos descartes dos rejeitos das operações da perfuração no ambiente marinho além do volume gerado de resíduo. Segundo Lam et al. (2001), Reis (1996c) e Veiga (2010) são:

- efeito toxicológico sobre os organismos presentes na coluna d'água
- destino e persistência do material sólido e dos produtos químicos presentes nos resíduos no assoalho oceânico
 - alteração da granulometria dos sedimentos marinhos
 - soterramento das comunidades marinhas bentônicas
 - depleção de oxigênio no sedimento, devido à biodegradação de compostos orgânicos presentes, notadamente nos fluidos de base não aquosa.

Segundo Dias (2005) e Schaffell (2002),

Os impactos ambientais devido ao descarte de fluidos de perfuração e cascalho atuam temporariamente na área onde é feito o mesmo, ou seja: no entorno do ponto de descarte. O processo de dispersão destes sólidos depende amplamente das condições ambientais (correntes, densidade, temperatura), e das propriedades do material (granulometria, densidade) e será muito importante para a caracterização da área de impacto.

É importante notar que apenas os aspectos físicos relacionados ao deslocamento em mar aberto da parte sólida do resíduo descartado foram tratados neste trabalho. Todos os outros inúmeros processos (químicos, biológicos e ecológicos) que contribuem para a destinação final dos resíduos lançados no ambiente marinho estão fora do escopo deste trabalho.

2.7 Uso de modelos matemáticos para estudo dos impactos

O emprego de métodos computacionais de última geração pode permitir o cálculo mais adequado e completo das equações matemáticas que representam os fenômenos físicos relacionados ao transporte de resíduos lançados no ambiente marinho (DIAS, 2005). A modelagem numérica do transporte de poluentes é baseada nas equações de conservação da massa, da quantidade de movimento e da energia, acopladas às equações de transporte das espécies químicas, que são uma combinação dos fenômenos de advecção, difusão, fontes e/ou sumidouros.

O MOHID é uma plataforma de simulação hidrodinâmica e transporte de constituintes em suspensão e solução. A filosofia do novo MOHID (MIRANDA et al., 2000) permite a utilização do modelo em suas abordagens uni, bi e tridimensional, com aplicação em diversas regiões costeiras e estuários. O modelo tem sido aplicado tanto como projetos de consultoria quanto como ferramenta de pesquisa. Foi utilizado em diversas regiões costeiras em Portugal como estuário de Minho, Lima e Mondego e lagoas como Rio Aveiro e Rio Formosa (INAG, 2001; MARTINS et al., 2000), assim como em regiões costeiras da Península Ibérica como Gironde na França (CANCINO; NEVES, 1999). O modelo anteriormente também já foi testado em mar aberto como geração interna de ondas de maré (NEVES et al., 1998) e simulação do descarte em mar aberto do resíduo da limpeza de unidades de cimentação de operações de petróleo e gás (CAMPOS et al., 2016) e simulação computacional de deriva oceânica de petróleo na bacia de Campos (JULIANO et al., 2012).

Segundo o estudo de Dias (2005), é notório o efeito da dispersão turbulenta atuando sobre as partículas, sobretudo aquelas de menor tamanho, que chegam a migrar para camadas superiores do fluxo, superando a diferença de densidade com a fase contínua, notando-se uma dispersão maior devido à interação com o meio (Figura 3). Quando se utilizou o fluido não aquoso, a trajetória é mais concentrada, devido à dificuldade de interação com o meio.

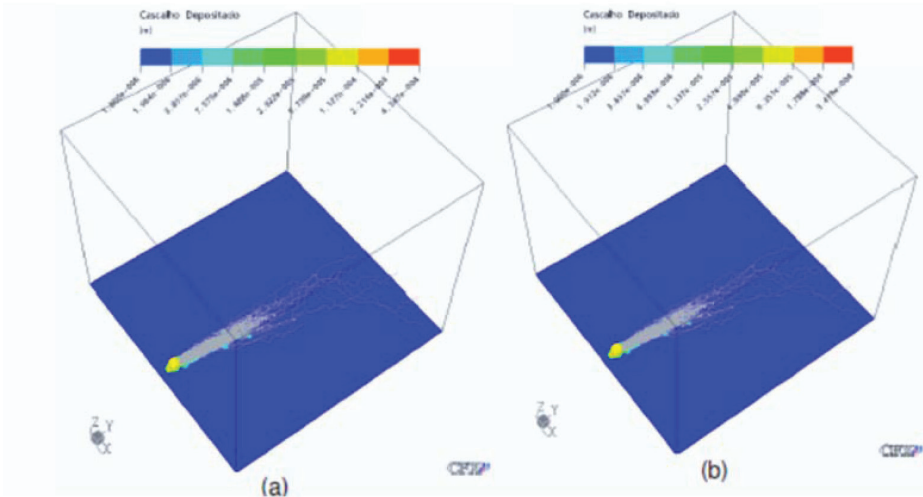


Figura 3: Perfuração com fluido aquoso
Fonte: Dias, 2005

As figuras 4, 5 e 6 representam a trajetórias de partículas para a etapa de perfuração empregando fluido de base não aquosa.

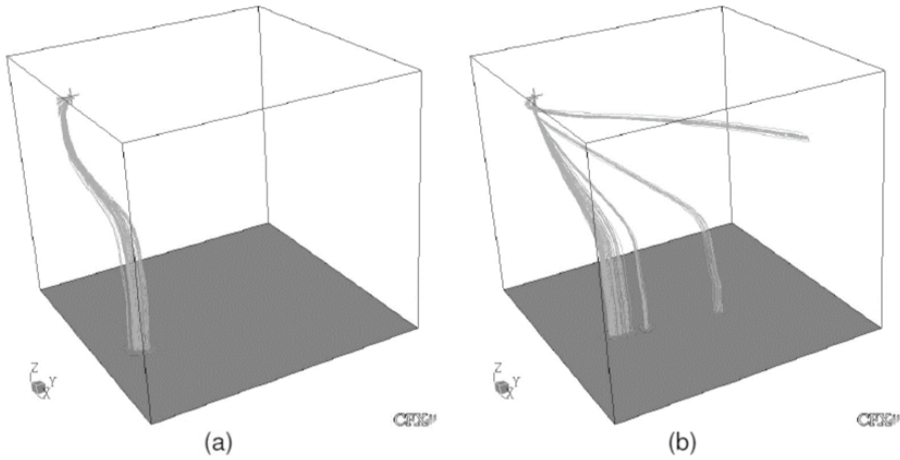


Figura 4: Perfuração com fluido não aquoso
Fonte: Dias, 2005

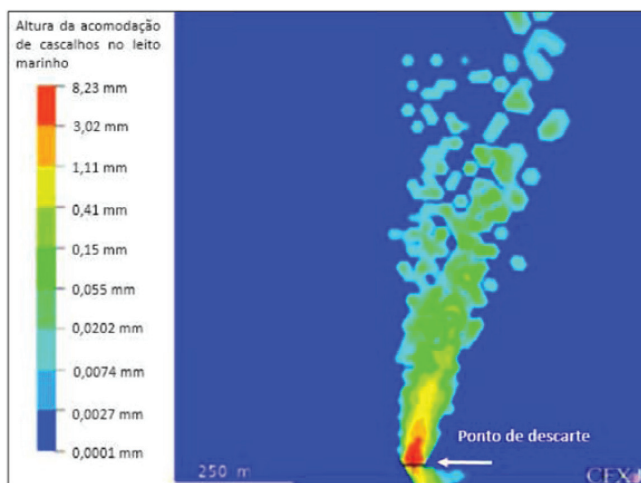


Figura 5: Espessura do cascalho aderido a fluido aquoso acumulado no leito marinho

Fonte: Adaptação de Dias, 2004

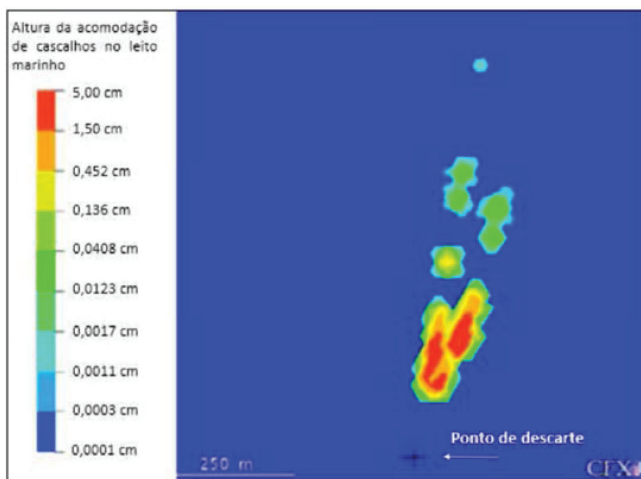


Figura 6: Espessura do cascalho aderido a fluido não aquoso acumulado no leito marinho Fonte: Adaptação de Dias (2004)

3 Conclusão

O Brasil pode ser considerado um mercado ainda em desenvolvimento em comparação a outros países, cuja atividade de Exploração e Produção de petróleo possui mais de um século de existência. O estabelecimento de um marco regulatório, no que tange aos controles da poluição dessa atividade, definiu novas diretrizes, que incentivarão a redução dos quantitativos gerados, bem como a adoção de melhores formas para tratamento e disposição dos resíduos. Contudo, o crescimento das atividades de exploração, produção e escoamento de petróleo deverá estar alinhado com o desenvolvimento e ampliação do mercado nacional voltado ao transporte,

tratamento e disposição final de resíduos, de forma a reduzir ao máximo o impacto ambiental causado por essas atividades.

A partir do que foi exposto no presente trabalho, é possível observar que as soluções adotadas para as atividades de perfuração e cimentação de poços de petróleo e gás são bem definidas e controladas pelo órgão ambiental através de monitoramento constante junto ao gerador, tanto durante a opção de descarte em mar aberto quanto no recolhimento para destinação em terra, uma vez que o órgão regulador (IBAMA) é claro na destinação final dos rejeitos das operações de perfuração de poços de petróleo e gás. Existem oportunidades de melhoria no que diz respeito à fundamentação técnica para as diretrizes impostas aos empreendedores.

Referências

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 15.308: Ecotoxicologia Aquática – Toxicidade Aguda – Método de ensaio com misidáceos (Crustacea)*. Rio de Janeiro, 2011. 25 p.

BAKKE, T. from the Norwegian offshore petroleum industry. *Marine Environmental*

BRANDSMA, M. G. Automatic validation of the Offshore Operators Committee Discharge Model and application to predicting drilling solids accumulation on the sea floor. *Environmental Modelling & Software*. Durango, 2004. v. 19, p. 617–628.

| 187 |

BRASIL, 2014. Ministério do Meio ambiente. IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. *Minuta para Consulta Pública da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº XX/14*. Novas diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Disponível em: <<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/petroleo/procedimentos>>. Acesso em: 25 jul. 2015.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Introduction to Drilling Fluids. In: _____. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. 6. ed. Waltham: Gulf Professional Publishing, 2011a. cap. 1.

CAMPOS, L. F.; LUGON JR, J.; TELLES, W. R.; RODRIGUES, P. P. G. W. Estudo da geração de resíduos nas operações de perfuração e cimentação durante a construção de poços marítimos de óleo e gás. *Boletim do Observatório Ambiental Alberto Ribeiro Lamego*, Campos dos Goytacazes/RJ, v. 10, n. 1, p. 119-138, jan./jun. 2016.

CAPP - CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS. *Offshore drilling waste management review*. Canadian Association of Petroleum Producers. Calgary, Alberta, 2001. Technical Report. 289 p.

DIAS, G. J.; COUTINHO, A. L. G. A.; MARTINS, R. P. Modelagem Tridimensional do lançamento de cascalhos de perfuração de poços de petróleo em águas profundas. *Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. Salvador, 2004.

DIAS, G. J. *Modelagem Tridimensional do Lançamento de Rejeitos das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo em Águas Profundas*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Programa de Engenharia Civil. Rio de Janeiro, 2005. 123 p.

ENGELHARDT, E. R. Limitations and Innovations in the Control of Environmental Impacts from Petroleum Industry Activities in the Arctic, *Marine Pollution Bulletin*, Vol. 29, Nos 6-12, pp. 334-341, 1994.

FINK, J. K.; Waste Disposal. In: FINK, J. K. *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*. Waltham: Elsevier, 2012. cap. 20.

GAMA, M. C. G. F. *Avaliação de uma unidade embarcada de tratamento de fluidos de perfuração de base não aquosa contaminados com interface de deslocamento e águas residuárias oriundos da perfuração marítima*. Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental do Departamento de Engenharia Civil. Rio de Janeiro, 2014. 104 p.

GERRARD, S.; GRANT, A.; MARSH, R.; LONDON, C. *Drill cutting piles in the North Sea: management options during platform decommissioning*. Centre for Environmental Risk. School of Environmental Sciences of University of East Anglia. Norwich, 1999. research report n. 31.

ILYAS, M.; SADIQ, N.; MUGHAL, M. A.; PARDAWALLA, H.; NOOR, S. M.; SPE-163128 - Improvement of Cementing in Deep Wells. *SPE/PAPG Annual Technical Conference*. Paquistão, 2012.

KHONDAKER, A. N. Modelling the fate of drilling waste in marine environment - an overview. *Computers & Geosciences*, Dhahran, n. 26, p. 531-540, 2000.

LAM, P. K. S.; GRAY, J. S. Predicting effects of toxic chemicals in the marine environment. *Marine Pollution Bulletin*, Oxford, v. 42, n. 3, p. 169-173, 2001.

LUCCHESI, C. F. *Petróleo. Estud. av.*, São Paulo, v. 12, n. 33, p. 17-40, ago. 1998. ISSN 1806-9592.

MAIRS, H.; SMITH, J.; MELTON, R.; PASMORE, F.; MARUCA, S. Efeitos Ambientais dos Cascalhos Associados a Fluidos Não Aquosos: Fundamentos Técnicos. Novembro 2000.

MBP/COPPE/UFRJ – Pós-graduação em Petróleo e Gás. *A história do petróleo*. Fev. de 2014. Disponível em: <<http://www.petroleo.coppe.ufrj.br/historia-do-petroleo/>>. Acesso em: 19 ago. 2015.

MONAGHAN, P. H.; MCAULIFFE, C. D.; WEISS, F. T.; Environmental aspects of drilling muds and cuttings from oil and gas operations in offshore and coastal waters. In: GEYER, R. A. *Marine Environment Pollution I*. 1. ed. New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1980. cap. 15.

OGP, INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. *Environmental aspects of the use and disposal of non-aqueous drilling fluids associated with Offshore Oil & Gas Operations*. London, 2003. 114 p. Report n. 342.

O PETRÓLEO NO BRASIL. Ago. 2009. Disponível em: <<http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil/#1930>>. Acesso em: 19 ago. 2015.

PIRES, P. J. M. *Utilização de cascalho de perfuração de poços de petróleo para a produção de cerâmica vermelha*. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2009.

POLLIS, A. M. *Avaliação das emissões de gases de efeito estufa através da comparação dos métodos de destinação final de resíduos gerados na atividade de produção de petróleo offshore*. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão). Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Gestão da Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, 2008.

RAND, G. M. *Fundamentals of Aquatic Toxicology: Effects, Environmental Fate and Risk Assessment*. 2. ed. Boca Raton, Florida: CRC Press, 1995. p. 30.

REIS, C. J. Drilling and Production Operations. In: _____. *Environmental Control in Petroleum Engineering*. 1. ed. Texas: Gulf Professional Publishing, 1996a. cap. 2.

REIS, C. J. *Environmental control in petroleum engineering*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1996b. p. 19-20.

REIS, C. J. The Impact of Drilling and Production Operations. In: _____. *Environmental Control in Petroleum Engineering*. 1. ed. Texas: Gulf Professional Publishing, 1996c. cap. 3.

SCHAFFEL, S. B. *A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil*. Tese (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Programa de Planejamento Energético. Rio de Janeiro, 2002. 147 p.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2001. 271 p.

VEIGA, L. F. *Avaliação de risco ecológico dos descartes da atividade de perfuração de poços de óleo e gás em ambientes marinhos*. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Programa de Engenharia Civil. Rio de Janeiro, 2010. 254 p.