



**Estudo da Aplicação da Tecnologia de
Slurrification para o Gerenciamento Eficaz
de Resíduos em Cenários Ambientalmente
Sensíveis**

Claudia Spector

Una Pessoa Ramos Pereira das Neves

Projeto de Final de Curso

Orientador

Carlos André Vaz Junior, D. Sc

Fevereiro de 2012

**ESTUDO DA APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA DE
SLURRIFICATION PARA O GERENCIAMENTO EFICAZ
DE RESÍDUOS EM CENÁRIOS AMBIENTALMENTE
SENSÍVEIS**

Claudia Spector

Una Pessoa Ramos Pereira das Neves

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenharia Química.

Aprovado por:

Alex de Andrade, M. Sc

Andressa Nakao, M. Sc

Fabiana Fonseca Araújo, D. Sc

Orientado por:

Carlos André Vaz Junior, D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Fevereiro de 2012

Spector, Cláudia, das Neves, Una Pessoa Ramos Pereira.

Estudo da aplicação da tecnologia de *Slurrification* para o gerenciamento eficaz de resíduos em cenários ambientalmente sensíveis / Cláudia Spector, Una Pessoa Ramos Pereira das Neves, Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2012.

xiv, 93 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2012.

Orientador: Carlos André Vaz Junior

1. *Slurrification*. 2. Reinjeção. 3. Resíduos. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Carlos André Vaz Junior. I. Estudo da aplicação da tecnologia de *Slurrification* para o gerenciamento eficaz de resíduos em cenários ambientalmente sensíveis.

Dedicatória

Aos nossos pais, irmã e namorados.

Citação

“Cogito ergo sum”

AGRADECIMENTOS

Aos nossos pais, Daniel, Nelson, Perla e Rowena pelo amor incondicional em todos os momentos. Vocês são a nossa força e motivação para ultrapassar as barreiras que enfrentamos e o exemplo que queremos seguir como seres humanos.

À minha irmã, Verona, por dividir comigo todos os meus melhores e piores momentos sempre me incentivando e divertindo. Por ser a melhor amiga que alguém pode ter, o meu amor incondicional.

Aos nossos namorados, Felipe e Bernardo que sempre nos tranquilizaram nos momentos de maior angústia e cujo amor foi essencial para que mais esta conquista fosse possível.

À nossa família e agregados pelo carinho, amizade e palavras ou gestos de apoio que nos estimularam a sempre seguir em frente.

Ao nosso orientador Carlos André por ter aceitado nos auxiliar nesse desafio e nos guiado, com paciência, à conclusão de mais esta etapa do nosso processo de aprendizado.

À Escola de Química da UFRJ, seus alunos e funcionários, por terem nos proporcionado crescimento pessoal e profissional.

Aos nossos amigos, responsáveis pela nossa essência e diversas trocas de carinho. Estejam longe ou perto, vocês sempre estarão em nossos corações.

Aos amigos e colegas de trabalho da Baker Hughes, obrigada por todo apoio e aprendizado constante.

Resumo do Projeto de Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenharia Química.

ESTUDO DA APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA DE *SLURRIFICATION* PARA O GERENCIAMENTO EFICAZ DE RESÍDUOS EM CENÁRIOS AMBIENTALMENTE SENSÍVEIS

Claudia Spector

Una Pessoa Ramos Pereira das Neves

Fevereiro, 2012

Orientador: Prof. Carlos André Vaz Junior

O petróleo é atualmente a maior fonte de energia em todo o planeta e as tecnologias para sua exploração vem avançando desde sua descoberta. Apesar de o fator de maior relevância na escolha de um processo ser o lucro; hoje se faz necessário ponderar ainda a questão ambiental.

Como todo processo, a perfuração produz resíduos que precisam ser tratados dentro dos requisitos ambientais. O presente trabalho analisou a forma de disposição *Offshore*, que consiste em descarregar os resíduos tratados ao mar; a forma de disposição *Onshore*, que transporta os resíduos para a costa, e o processo integrado *Slurrification* e reinjeção, que transforma os resíduos em pasta para posterior reinjeção por uma bomba de alta potência. Sendo o último o nosso maior enfoque.

Foi realizada uma descrição detalhada do processo de *Slurrification* e seus equipamentos, assim como uma avaliação de investimento necessário para sua implementação. Desenvolveu-se, então, comparação deste em relação aos gastos com o processo *Onshore*. Descartou-se o processo *Offshore*, por esse não ser viável ambientalmente na maioria dos cenários.

Independente do método de disposição final escolhido para o processo *Onshore*, o processo de *Slurrification* seguido de reinjeção se apresenta como mais dispendioso. Apenas quando é considerado o método incineração o investimento necessário para o método *Onshore* praticamente se iguala ao método *Slurrification*.

Abstract of a Final Project presented to Escola de Química as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineering.

**SLURRIFICATION TECHNOLOGY APPLICATION STUDY FOR CUTTINGS
EFFECTIVE MANAGEMENT ON ENVIRONMENTALLY SENSITIVE SCENARIOS**

Claudia Spector

Una Pessoa Ramos Pereira das Neves

February, 2012

Supervisor: Prof. Carlos André Vaz Junior

Petroleum is the major energy source on earth. Since the beginning of exploration, it has frequently developed new technologies. On the early exploration years, the most relevant factor was the profit; today, a balance between the economic factor and the environmental matter is necessary.

The drilling process produce cuttings that need to be treated considering the environmental issue. This study analyses the *Offshore* disposal form, that consist of the discharging of the treated cuttings directly into the ocean, the *Onshore* disposal form, that transports the cuttings to coast for aftermost treatment, and the integrated method of *Slurrification* and re-injection, that transforms the cuttings into a slurry for further reinjection with a high power pump. The last disposal method described is the focus here.

For the comprehension of *Slurrification* process, a detailed description of its processes and equipments was made, as well as an evaluation of the needed investment for its implementation. Afterwards, a comparison was made between this process the *Onshore*. The *Offshore* process was discarded because it is not environmentally viable on most scenarios.

Regardless the disposal method chosen for the *Onshore* process, the *Slurrification* process followed by re-injection is the most expensive one. Only when considering the incineration method, the investment is equivalent to the *Slurrification* process.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	XI
CAPÍTULO 2 – INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	4
2.1 – RELEVÂNCIA NO CONTEXTO MUNDIAL.....	5
2.2 – RELEVÂNCIA NO BRASIL	6
2.3 – <i>ONSHORE/OFFSHORE</i>	7
2.4–UNIDADES DE PRODUÇÃO	9
CAPÍTULO 3 – PERFURAÇÃO	14
3.1 – TIPOS DE PERFURAÇÃO	14
3.1.1 – <i>Perfuração a Cabo ou por Percussão</i>	14
3.1.2 – <i>Perfuração Rotativa</i>	16
3.2 – SISTEMAS DA PERFURAÇÃO ROTATIVA.....	17
3.2.1 – <i>Sistemas de Superfície</i>	17
3.2.2 - <i>Sistema de Subsuperfície</i>	19
CAPÍTULO 4 - FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	23
4.1 - PRINCIPAIS FUNÇÕES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	24
4.2 - CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	27
4.2.1 - <i>Fluidos base água ou Water Base Fluid (WBF)</i>	28
4.2.2 - <i>Fluidos base óleo ou Oil-Base Fluids (OBF)</i>	28
4.2.3 - <i>Base Sintética ou Synthetic-Based Fluids (SBF)</i>	29
4.3 - PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	31
4.3.1 - <i>Controle de Perdas</i>	31
4.3.2 - <i>Controle de pH</i>	31
4.3.3 - <i>Lubrificantes</i>	32
4.3.4 - <i>Inibidores de Corrosão</i>	32
4.3.5 - <i>Controle de Danos à Formação</i>	32
4.3.6 - <i>Adensantes</i>	32
4.3.7 - <i>Viscosificantes</i>	33
4.3.8 - <i>Afinantes e Dispersantes</i>	33
4.3.9 - <i>Metais</i>	33
4.3.10 - <i>Emulsificantes</i>	34
4.3.11 - <i>Salmouras</i>	34
4.3.12 - <i>Alcalinizantes</i>	34
4.4 - EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE SÓLIDOS	35
CAPÍTULO 5 - QUESTÃO AMBIENTAL	38
5.1 - PRINCIPAIS IMPACTOS AMBIENTAIS DA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO:	38
5.2 - IMPACTOS DO CASCALHO E DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	38
5.3 - EFEITOS NO MEIO AMBIENTE.....	42
5.4 - REGULAMENTAÇÃO AMBIENTAL	43
5.5 - ESTRATÉGIAS DE TRATAMENTO E DEPOSIÇÃO.....	45
CAPÍTULO 6 - FORMAS DE DISPOSIÇÃO DOS RESÍDUOS DA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO.....	46
6.1 – PARÂMETROS PARA DISPOSIÇÃO	47

6.1.1 – Parâmetros do cenário ambiental	47
6.1.2 - Parâmetros do processo	47
6.1.3 - Parâmetros para análise econômica.....	48
6.2 –DISPOSIÇÃO <i>OFFSHORE</i>	48
6.3 –DISPOSIÇÃO <i>ONSHORE</i>	51
6.3.1 - Espalhamento em terra.....	54
6.3.2 - Aterros sanitários	54
6.3.3 - Compostagem.....	55
6.3.4 - Dessorção térmica.....	56
6.3.5- Incineração.....	57
6.4 - <i>SLURRIFICATION</i> SEGUIDO DE REINJEÇÃO <i>OFFSHORE</i>	58
CAPÍTULO 7 – DESCRIÇÃO DO PROCESSO	61
CAPÍTULO 8 – ANÁLISE ECONÔMICA	72
8.1 – GERAÇÃO DE CASCALHO	72
8.2 – ESTIMATIVA DE CUSTOS E DE INVESTIMENTO DO PROCESSO DE <i>SLURRIFICATION</i> SEGUIDO DE REINJEÇÃO	75
8.3 – ESTIMATIVA DE CUSTOS E DE INVESTIMENTO DO PROCESSO DE DISPOSIÇÃO <i>ONSHORE</i>	81
8.4 – COMPARATIVO DE CUSTO.....	85
CAPÍTULO 9 - CONCLUSÃO	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Segmentos básicos da indústria do petróleo	5
Figura 2.2 – Ilustração de Plataforma Fixa	9
Figura 2.3 – Ilustração de Plataforma FPSO	10
Figura 2.4 – Ilustração de Navios de Perfuração	11
Figura 2.5 – Ilustração de Plataforma Semi-submersíveis	12
Figura 2.6 – Ilustração de Plataforma Auto-Eleváveis	13
Figura 3.1 - Esquema de Perfuração a Cabo	15
Figura 3.2 - Esquema geral de uma sonda rotativa	16
Figura 3.3 – Sistema <i>Top Drive</i>	18
Figura 3.4 – <i>Blow Out Preventer</i>	19
Figura 3.5 – Comparação da estrutura da coluna de perfuração	20
Figura 3.6 – Exemplo de brocas de arraste	21
Figura 3.7 – Exemplo de broca tricônica	22
Figura 4.1 - Fluido de perfuração proveniente do sistema de tratamento de sólidos	24
Figura 4.2 - Trajetória dos cascalhos dentro do poço	25
Figura 4.3 - Jatos de fluidos provenientes dos orifícios da broca	26
Figura 4.4 - Controle de pressão e formação de reboco	27
Figura 5.1 - Formas de dispersão dos cascalhos	40
Figura 6.1- <i>Downcomer</i>	50
Figura 6.2 - Secador de cascalho horizontal e centrífuga	51
Figura 6.3 - Guindastes e recipientes de resíduos	53
Figura 6.4 - Guindaste e embarcação auxiliar para remoção dos resíduos <i>Offshore</i>	53
Figura 6.5 - Pilhas de resíduos	56
Figura 6.6 - Unidade de dessorção térmica	57
Figura 6.7 - Unidade esquemática do processo de incineração	59
Figura 7.1 – Exemplo de Secador de Cascalhos	63
Figura 7.2 – Flashblend Powder/Liquid Mixer	65
Figura 7.3 – Conjunto Funil Venturi, corrente externa de entrada e bomba	65

Figura 7.4 – ISO-PUMP_____	66
Figura7.5 – Esquema da reinjeção da lama_____	68
Figura 7.6 - Planta representativa da unidade de <i>Slurrification</i> na plataforma_____	69
Figura 7.7 - Vista B-B e C-C da unidade de <i>Slurrification</i> _____	70
Figura 7.8 - Foto de uma unidade <i>Slurrification</i> já operando em plataforma_____	71
Figura 7.9 - Planta da Plataforma com unidade <i>Slurrification</i> em destaque_____	72
Figura 8.1 – Perfil do poço com exibição dos revestimentos_____	73
Figura 8.2 – Exemplo de Navio para disposição <i>Onshore</i> _____	83
Figura 8.3 – Distância média das plataformas até a costa_____	85
Figura 8.4 – Custos Operacionais de disposição_____	86

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1 - Principais aditivos e suas respectivas funções_____	36
Tabela 5.1 - Diferenças entre descartes de fluidos aquosos e não aquosos_____	41
Tabela 5.2 - Taxa de deposição dos cascalhos_____	44
Tabela 8.1 – Fases da Perfuração_____	74
Tabela 8.2 – Valores de densidades relacionadas aos materiais da perfuração_____	75
Tabela 8.3 – Cálculo do Investimento Total_____	76
Tabela 8.4 – Ajuste do <i>Chemical Engineering Index</i> _____	78
Tabela 8.5 – Custo de alguns equipamentos típicos_____	79
Tabela 8.6 – Capacidade de armazenagem e velocidade do <i>supply boat</i> _____	84

ÍNDICE DE FLUXOGRAMAS

Fluxograma 6.1 - Trajetória dos cascalhos de perfuração até disposição final	47
Fluxograma 7.1 - Processo <i>Slurrification</i>	62

Capítulo 1 - Introdução

O Petróleo é atualmente a fonte de energia mais importante. Sua exploração modificou a economia de muitos países, e hoje, a Indústria do Petróleo é a base das maiores potências mundiais.

É um óleo bruto extraído de reservatórios encontrados nas camadas subterrâneas da Terra, constituído por uma complexa mistura de moléculas, compostas principalmente de carbono e hidrogênio, além de algumas impurezas. Para que o aproveitamento do petróleo seja adequado, deve-se submetê-lo ao refino, que permitirá sua utilização como fonte de energia e como matéria-prima para síntese de polímeros, por exemplo.

A exploração do petróleo pode ser realizada em dois tipos de bacias petrolíferas: *Onshore* ou *Offshore*, sendo aquela a primeira a ser instituída. Neste trabalho, no entanto, foi dada maior ênfase à perfuração *Offshore*, que vem ganhando maior destaque atualmente, especialmente no Brasil, com os poços do Pré-Sal.

Para a perfuração em poços de petróleo, uma broca é usada para atingir reservas de óleo e gás. Essas brocas são suportadas por guindastes que auxiliam no encaixe de todos os revestimentos do poço. Os revestimentos são encaixados em sequencia formando a trajetória do óleo e gás até a superfície, comumente chamados de coluna de perfuração.

Em adição à broca e todos os outros equipamentos de suporte das estruturas, a perfuração é desenvolvida usando os chamados fluidos de perfuração, que são bombeados a partir da plataforma através da coluna de perfuração. O fluido apresenta diversas funções, das quais pode-se citar lubrificar a broca e a carregar os detritos gerados na perfuração até a superfície. Nesse processo, o fluido é contaminado com pequenos pedaços de argila e rocha, provenientes da formação perfurada, conhecidos como cascalhos de perfuração.

Uma vez que os cascalhos em conjunto com o fluido chegam à plataforma, uma sequência de peneiras vibratórias é usada como sistema primário de controle de sólidos que remove o excesso de fluido aderido ao cascalho, para que o este possa ser reutilizado.

A disposição do cascalho e do fluido de perfuração é um problema ambiental complexo. Em algumas situações, fluidos aquosos podem ser descartados ao mar, enquanto os fluidos base óleo e sintéticos não devem nunca ser despejados. Os cascalhos de perfuração, mesmo depois de passar pelas peneiras vibratórias para a retirada de excesso

de fluido, ainda podem conter óleo e outros resíduos que são particularmente perigosos para o ambiente marinho.

No Brasil, até o presente momento, não exige uma legislação específica a respeito do descarte de resíduos da perfuração, apenas algumas normas estabelecidas pelos órgãos ambientais que servem como diretriz. Portanto, há necessidade de uma solução simples, porém viável para o problema de eliminação de cascalho, ou outros resíduos nos ambientes marinhos. Foi pensando neste problema de disposição final dos resíduos de perfuração que este projeto foi desenvolvido.

Existem diversos métodos de deposição final de resíduos. No presente trabalho, foi realizada breve abordagem a respeito de deposição *Onshore*, deposição *Offshore* e, mais detalhadamente, a respeito do sistema integrado *Slurrification* e reinjeção.

Deposição *Onshore* é um método que exige a movimentação de muitos equipamentos, espaço disponível na plataforma e muita logística. Consiste em armazenar os cascalhos provenientes do sistema primário de tratamento até que atinjam um volume considerável para serem transferidos a uma embarcação de apoio, que realiza o trajeto até o porto. Uma vez no porto, esses resíduos necessitam ainda de uma forma final de deposição *Onshore*, que pode ser o método de compostagem, incineração, desorção térmica dentre outros.

Outra técnica empregada é a deposição *Offshore*, muito mais simples e menos custosa, porém com altas restrições ambientais. Consiste na análise dos cascalhos provenientes do sistema primário de tratamento de sólidos, e caso estejam aptos a serem descartados, esses são enviados ao fundo do mar através de um sistema transportador, constituído por um parafuso sem fim e um duto de descarga (*downcomer*).

O método que mereceu aqui maior enfoque é o sistema integrado *Slurrification* e reinjeção. Apesar de usados em conjunto, são duas técnicas distintas. A técnica de *Slurrification* consiste na passagem dos cascalhos por diversos equipamentos responsáveis pela sua moagem e também pela adição de fluidos (água, água do mar, e goma xantana), criando uma pasta bombeável. Já a reinjeção, recolhe essa pasta criada pelo sistema *Slurrification* e por meio de bombas de alta pressão injeta-a na formação. Ambas as técnicas exigem muito controle dos parâmetros e das características do ambiente.

Devido ao espaço limitado, estas operações podem ser modularizadas, no qual os módulos podem ser trocados quando não forem necessários ou quando o espaço é necessário para outro tipo de equipamento ou operação.

O presente trabalho tem como objetivo avaliar, através de análise econômica e ambiental, se o método *Slurrification* seguido de reinjeção oferece uma alternativa com bom custo benefício e com condições adequadas ao meio ambiente quando comparado aos processos de deposição *Onshore* e *Offshore* anteriormente citados.

Capítulo 2 – Indústria do Petróleo

O Petróleo tornou-se a fonte de energia mais importante do mundo. Como consequência, a maior parte dos países de economia forte apresenta pelo menos parte de seu sistema calcado na Indústria do Petróleo.

O petróleo, no estado em que é extraído do solo, tem pouquíssimas aplicações. É uma complexa mistura de moléculas, compostas principalmente de carbono e hidrogênio – os hidrocarbonetos, além de algumas impurezas. Para que o aproveitamento do petróleo seja adequado, deve-se submetê-lo a processos de separação, conversão e tratamentos (Abadie, 2002).

O Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute - API*) divide a indústria do petróleo em cinco setores: *Upstream*, *Downstream*, *Pipeline*, *Marinha* e *Serviços & Suprimentos*; sendo que os dois primeiros podem ser divididos ainda em um terceiro, o *Midstream*.

O setor de *Upstream* ou E&P (Exploração e Produção) está relacionado com a exploração, o desenvolvimento e a produção para recuperação do óleo cru e do gás natural encontrados nas reservas. O processo, armazenagem e transporte das commodities é responsabilidade do setor de *Midstream*; enquanto o termo *Downstream* se refere ao refino, venda e distribuição dos diversos derivados obtidos. As etapas acima podem ser observadas na Figura 2.1.

O setor de *Pipeline* compreende a tubulação existente para o transporte do óleo cru dos poços ou plataformas para as refinarias e então, para terminais onde o combustível é distribuído. O segmento de *Marinha* envolve toda a transação realizada por água, incluindo operações portuárias, marítimas e de combate a incêndios como resposta a vazamento de óleo. Por último, *Serviços & Suprimentos* corresponde a toda a estrutura que dá suporte à indústria de petróleo, seja fornecendo equipamentos, design ou engenharia.



Figura 2.1 - Segmentos básicos da indústria do petróleo. Fonte: Neto & Gurgel, 2005

A etapa mais importante de todo o processo é o refino do óleo cru. Nas refinarias, o óleo é processado e transformado com o intuito de produzir combustíveis e matérias-primas petroquímicas e/ou lubrificantes básicos e parafinas. Apesar dos lubrificantes apresentarem maior valor agregado e, conseqüentemente, maior rentabilidade por litro, a demanda mundial por combustíveis compensa seu menor valor unitário.

2.1 – Relevância no Contexto Mundial

Apesar de o petróleo ter sido inicialmente encontrado ao acaso, logo surgiram diferentes aplicações e novas técnicas de perfuração de poços, o que proporcionou um aumento considerável no número de poços explorados. Até 1945 praticamente todo o petróleo produzido provinha dos Estados Unidos, seguido da Venezuela, México, Rússia, Irã e Iraque (Thomas *et al*, 2001).

Os anos 50 e 60 foram marcados por abundância do petróleo disponível no mundo aliada a baixos preços, o que estimulou um consumo desenfreado do mesmo. Foi nesse período de crescimento que se tornou necessária a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), composta pelos países com as maiores reservas de

petróleo do mundo. Seu objetivo era unificar a política petrolífera mundial, de modo a controlar preços e volume de produção.

Não obstante, as décadas de 70, 80 e 90 foram mais ríspidas com aqueles já dependentes do petróleo e exigiram cada vez mais avanços tecnológicos para redução dos custos de exploração e produção. Nessa época, o petróleo já havia se imposto como principal fonte de energia do planeta.

Até o final de 2006, o mundo já havia produzido cerca de 1.039 bilhões de barris de óleo cru (Vassiliou, 2009). Isso é praticamente a quantidade de reservas globais remanescentes, sugerindo que o mundo já produziu cerca de metade de seu óleo.

O relatório internacional de energia do Órgão Administrativo de Informações sobre Energia Americano (*U.S. Energy Information Administration - EIA*) de 2011 mostra, como projeção, um consumo mundial de energia com forte aumento, de quase 50% entre 2009 e 2035. Segundo o órgão, a maior parte deste crescimento deverá ser ocasionada por economias emergentes fora da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD), especialmente na Ásia.

2.2 – Relevância no Brasil

Poucos registros existem sobre os primeiros poços perfurados no Brasil, apesar de serem facilmente encontradas informações sobre buscas de petróleo em estados como Bahia, São Paulo, Alagoas e Pará. Até o final de 1939, aproximadamente 80 poços haviam sido perfurados (Thomas *et al*, 2001).

A Lei nº2.004, de outubro de 1953, criou a Petróleo Brasileiro (Petrobras), responsável por executar todas as atividades relacionadas ao setor de petróleo no Brasil em nome do governo federal (Vassiliou, 2009). Foi, com isso, instituído um monopólio estatal.

Em 1997, a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478) instituiu o Conselho Nacional de Política Energética que abriu o mercado para a competição no *Upstream*. No ano seguinte, a Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2011) iniciou suas atividades como responsável pelo setor, tendo como principais atribuições definir e licitar blocos, supervisionar as atividades de Exploração e Produção e regular o transporte, as atividades de refino, importações e exportações de petróleo e seus derivados.

Com a quebra do monopólio, novos *players* surgiram no mercado brasileiro, intensificando a atividade exploratória. Os grandes operadores concentraram suas atividades nos grandes campos *Offshore* enquanto os médios e pequenos costumam preferir a exploração em terra. Desde então, a ANP realizou 10 *rounds* de leilões de áreas exploratórias concedendo cerca de 860 blocos a 191 empresas (Matos, 2008).

As reservas brasileiras provadas de petróleo saltaram de 7,1 bilhões de barris no início de 1998 para 14,2 bilhões de barris em fins de 2010 e as de gás natural passaram de 227,7 bilhões de m³ para 423 bilhões de m³ no mesmo período (ANP, 2011).

Já a produção anual de petróleo cresceu de 1 milhão de barris diários, em 1998, para 2,13 milhões de barris diários, em 2010, e a de gás natural mais que duplicou no mesmo período, passando de 29,6 milhões de m³/dia para 63 milhões de m³/dia – volume que resulta em mais autonomia do Brasil em petróleo e gás natural (ANP, 2011).

A capacidade de refino nacional tem crescido ao longo dos anos, desde que instituída a Lei do Petróleo (Tavares, 2005). O atual consumo nacional, que é da ordem de 1,85 milhão de barris/dia, demanda uma importação de aproximadamente 550 mil barris/dia. Caso a taxa de crescimento da demanda se mantenha no atual patamar de 5% a.a. persistirá o *gap* que só poderá ser compensado pelo aumento da produção. Prevalendo esta lógica e sendo mantida a atual política de licitações de blocos é provável que até 2020 a indústria do petróleo no país alcance a auto-suficiência (Araújo & Fernandes, 2002).

2.3 – *Onshore/Offshore*

A exploração do petróleo pode ser realizada em dois tipos de bacias petrolíferas: *Onshore* – quando a bacia é terrestre originada de antigas bacias sedimentares marinhas – ou *Offshore*, quando a bacia está na plataforma continental ou ao longo da margem continental (Laercio, 2008).

O processo *Onshore* foi o primeiro a ser desenvolvido quando, em 1859 foi descoberto o primeiro poço de petróleo na Pensilvânia (EUA) a 21m de profundidade e com uma capacidade de produção de 25 barris ao dia (Thomas *et al*, 2001). Atualmente, esses sistemas podem atingir até 6.000m de profundidade e produzir cerca de 85 bilhões de barris por dia.

Quando *Onshore*, perfura-se um poço sobre o local onde está situada a reserva de petróleo. A sonda de perfuração é ligada a uma coluna de perfuração composta por elementos tubulares que é suspenso e manipulado a partir da torre, a área de trabalho da plataforma.

O processo *Offshore*, por sua vez, apresenta diversas características similares ao processo em terra além de restrições adicionais como a profundidade da água, condições climáticas e afastamento da base logística. As principais diferenças, porém, entre os dois sistemas de perfuração são a maneira como o equipamento de exploração é suportado e o tempo do processo.

Diferentemente da perfuração *Onshore*, que leva 30 a 45 dias para perfurar um poço e as plataformas são contratadas por dias, no processo *Offshore* esse decurso pode se estender por meses ou até anos. Além disso, no caso da perfuração em águas profundas são necessários equipamentos mais avançados e trabalhadores mais experientes.

A perfuração *Offshore* pode ocorrer a milhões de metros da costa, apresentando diversos desafios a mais que a perfuração *Onshore*. No oceano, a superfície de perfuração pode se encontrar muito abaixo do nível do mar. Portanto, enquanto na perfuração *Onshore* o solo proporciona uma plataforma fixa, no mar é preciso construir uma plataforma artificial para dar suporte à atividade (Sadeguil, 2007).

No início de 1980, a perfuração em águas profundas correspondia a um processo a pouco mais de 200m de profundidade e as principais descobertas no Mar do Norte ocorriam a menos de 150m. Atualmente, essa classificação passou a considerar “águas rasas” com profundidade entre 6 e 61m, e “águas profundas” como sendo de 450m ou mais. Acima de 2.000m são frequentemente chamadas de “águas ultraprofundas”.

O óleo *Offshore* tornou-se um componente importante da produção global. Ao final de 1972, ele respondia por menos de 5% de todo o óleo cru mundial, já em 1984 sua proporção passou para 27% e então para 35% em 2000. A produção global de óleo cru proveniente das atividades *Onshore*, entre 1982 e 2006, ficou praticamente achatada em aproximadamente 40 milhões de barris por dia. O aumento na quantidade de óleo, que ultrapassou 73 milhões de barris por dia em 2006 veio todo da perfuração *Offshore* (Vassiliou, 2009).

2.4–Unidades de Produção

Os principais tipos de plataformas utilizados no Brasil para Exploração e Produção do petróleo e gás natural estão descritos abaixo.

Plataformas Fixas

Plataforma com estrutura de sustentação fixa sobre o solo marinho, cujas pernas são estaqueadas no fundo do mar. Foram as primeiras unidades utilizadas e têm sido preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300m. Sua estrutura pode ser metálica ou de concreto, como exemplificado na Figura 2.2.

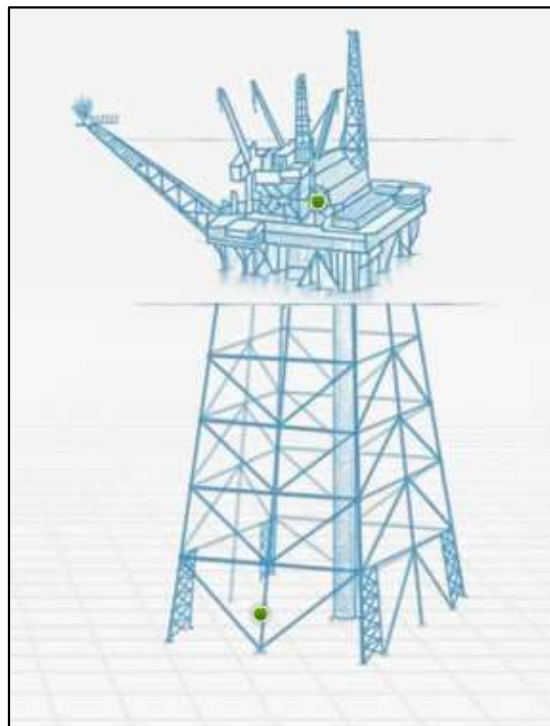


Figura 2.2 – Ilustração de Plataforma Fixa. Fonte: Petrobras, 2011

As plataformas fixas são projetadas para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços.

Plataformas FPSO

Os FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) são plataformas flutuantes em um casco modificado de um navio composto de unidades processamento, de armazenamento e de transbordo do petróleo e/ou gás natural.

No convés do navio, é instalada uma planta de processo para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços. Depois, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio, sendo transferido para um navio aliviador. O gás comprimido é enviado para terra através de gasodutos e/ou reinjetado no reservatório.

Os maiores FPSOs têm sua capacidade de processo em torno de 200 mil barris de petróleo por dia, com produção associada de gás de aproximadamente 2 milhões de metros cúbicos por dia (Petrobras, 2010). Uma estrutura tradicional de FPSO pode ser observada na Figura 2.3.

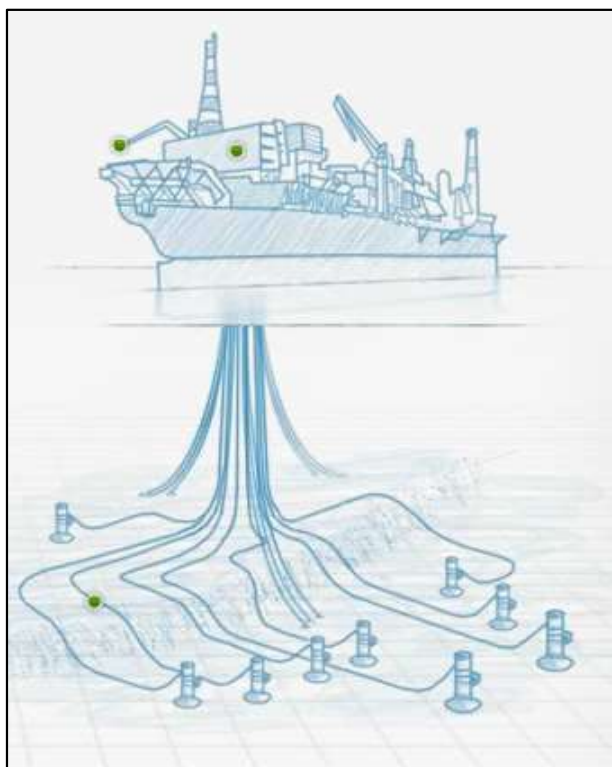


Figura 2.3 – Ilustração de Plataforma FPSO. Fonte: Petrobras, 2011

Navios de Perfuração

Um navio de perfuração é projetado para realizar a perfuração de poços submarinos, objetivando verificar a existência de hidrocarbonetos, delimitar o campo, dentre outros.

Sua torre de perfuração, que pode ser observada na Figura 2.4, localiza-se no centro no navio, onde uma abertura no casco permite a passagem da coluna de perfuração.

O sistema de posicionamento do navio-sonda, composto por sensores acústicos, propulsores e computadores, anula os efeitos do vento, ondas e correntes que tendem a deslocar o navio de sua posição.

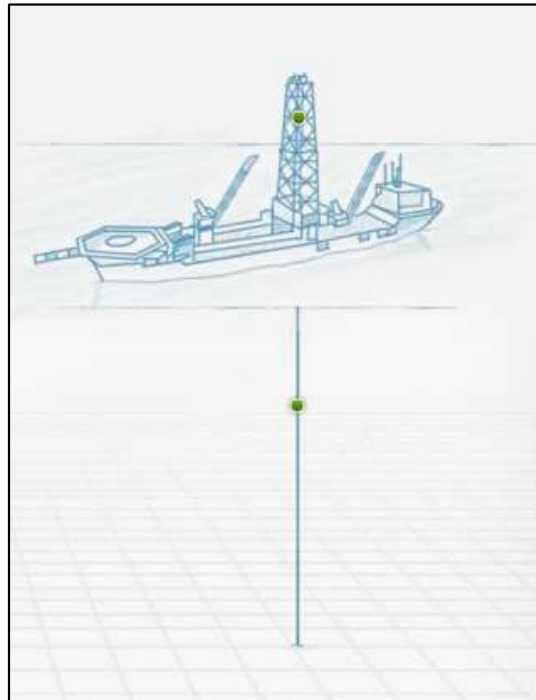


Figura 2.4 – Ilustração de Navios de Perfuração. Fonte: Petrobras, 2011

Plataformas Semi-submersíveis

As plataformas semi-submersíveis são compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos. Uma unidade flutuante (Figura 2.5) sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço.

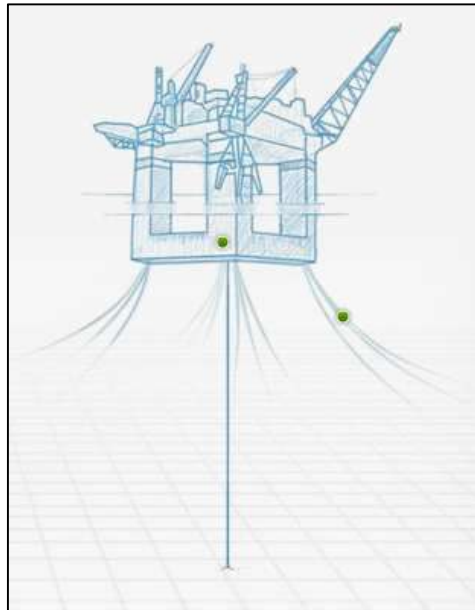


Figura 2.5 – Ilustração de Plataforma Semi-submersíveis. Fonte: Petrobras, 2011

Dois tipos de sistema são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico. Capazes de realizar a produção de hidrocarbonetos, o processamento e o *offloading* – porém não a armazenagem - as plataformas semi-submersíveis podem não ter propulsão própria. De qualquer forma, apresentam grande mobilidade, sendo as preferidas para a perfuração de poços exploratórios.

Plataformas Auto-elevatória (PAs ou Jack-UpRig)

São constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estrutura de apoio, ou pernas, que acionadas mecânica ou hidráulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas.

Como pode ser visto na Figura 2.6, as plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Seu limite de profundidade é dado pelo comprimento das pernas de sustentação. Destinam-se à produção e/ou perfuração de poços exploratórios na plataforma continental.

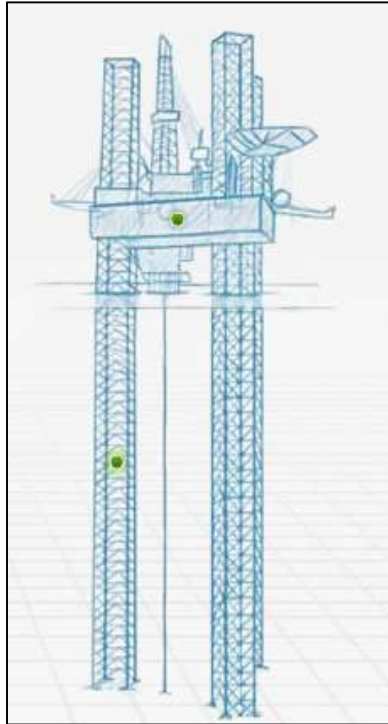


Figura 2.6 – Ilustração de Plataforma Auto-Eleváveis. Fonte: Petrobras, 2011

Neste capítulo detalhou-se o desenvolvimento da Indústria, sua importância mundial e nacional, os modelos de exploração das bacias petrolíferas e os exemplos de unidade de perfuração. Após o entendimento de como a indústria do petróleo se estabeleceu e tornou-se a principal geração de energia no Brasil e no mundo, é possível passar ao entendimento dos possíveis tipos de perfuração.

Capítulo 3 – Perfuração

O processo de perfuração apresenta-se como a segunda etapa da indústria do petróleo, seguindo somente a etapa de exploração. Enquanto esta tem como objetivo a descoberta e identificação de jazidas, a perfuração de poços é responsável pelo conjunto de atividades e operações destinadas a projetar, programar e realizar a abertura dos poços (Vidal, 1999).

A perfuração de um poço de petróleo tem diversos objetivos, dentre eles a retirada do material fragmentado gerado; que é realizado através de um fluido de perfuração, e a garantia de sustentação e vedamento do poço (Schaffel, 2002).

3.1 – Tipos de Perfuração

Os primeiros poços explorados utilizavam a técnica de perfuração por percussão, baseada inicialmente na força motriz humana e posteriormente substituída por uma fonte de energia a vapor.

O primeiro sistema de perfuração rotativa surgiu em 1863, na França e em 1887, foi desenvolvido o sistema de roto percussão na Alemanha. Ao longo dos anos, ambos os sistemas foram sendo aprimorados com o intuito de aumentar sua eficiência e reduzir custos (Ribeiro, 2000).

3.1.1 – Perfuração a Cabo ou por Percussão

Baseada no princípio da alavanca, o sistema evoluiu de um tronco de madeira posicionado sobre uma forquilha cravada no solo com propulsão humana para um com biela-manivela e balancim com motores de combustão interna.

Uma sonda de perfuração a cabo consiste, basicamente, de três partes: a geração de energia, a percussão e a sub superfície. Um motor fornece energia à sonda através de polias/correias que acionam a roda propulsora do balancim, como pode ser observado na Figura 3.1. O sistema de balancim confere a ação percussiva da ferramenta no fundo do poço.

Ao perfurar a formação, os cascalhos são removidos do orifício junto com o fluido, por uma estrutura em espiral ao longo do eixo. Esse processo funciona em perfurações rasas, porém não em um poço profundo (Souza, 2009).

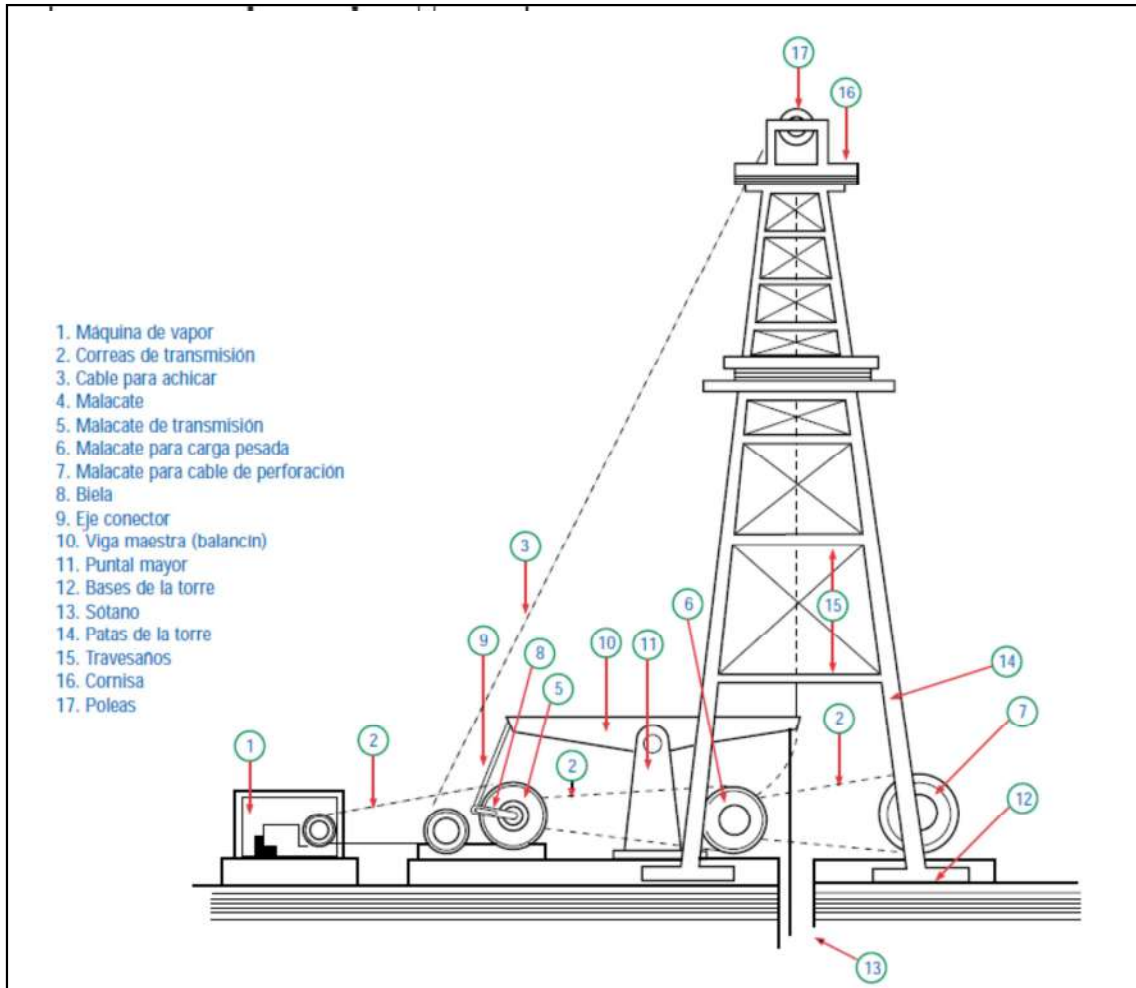


Figura 3.1 - Esquema de Perfuração a Cabo. Fonte: FONCIED, 1998

O sistema de perfuração a cabo foi gradativamente substituído pelo de perfuração rotativa devido à sua maior automação e eficiência econômica.

3.1.2 – Perfuração Rotativa

A perfuração rotativa foi utilizada pela primeira vez em 1901, no campo de Spindletop, perto de Beaumont, Texas. Este novo método trazia inovações que o diferenciavam radicalmente do sistema de perfuração por percussão e, não obstante, apesar de algumas atualizações tecnológicas, o princípio básico de seu funcionamento é utilizado até hoje (FONCIED, 1998).

Este sistema, utiliza uma broca para a perfuração das rochas através da ação de rotação e peso aplicados. Os fragmentos são removidos através de um fluido de perfuração ou lama, que é injetado por bombas através de cabeça de injeção (Thomas, 2001).

Segundo Couto (2008), os sistemas de uma sonda rotativa podem ser segregados em dois: os sistemas de superfície e os de subsuperfície. Como pode ser observado na Figura 3.2, o primeiro deles é responsável pelos instrumentos da sonda localizados sobre a plataforma, enquanto o sistema de subsuperfície corresponde às coluna de perfuração e broca.

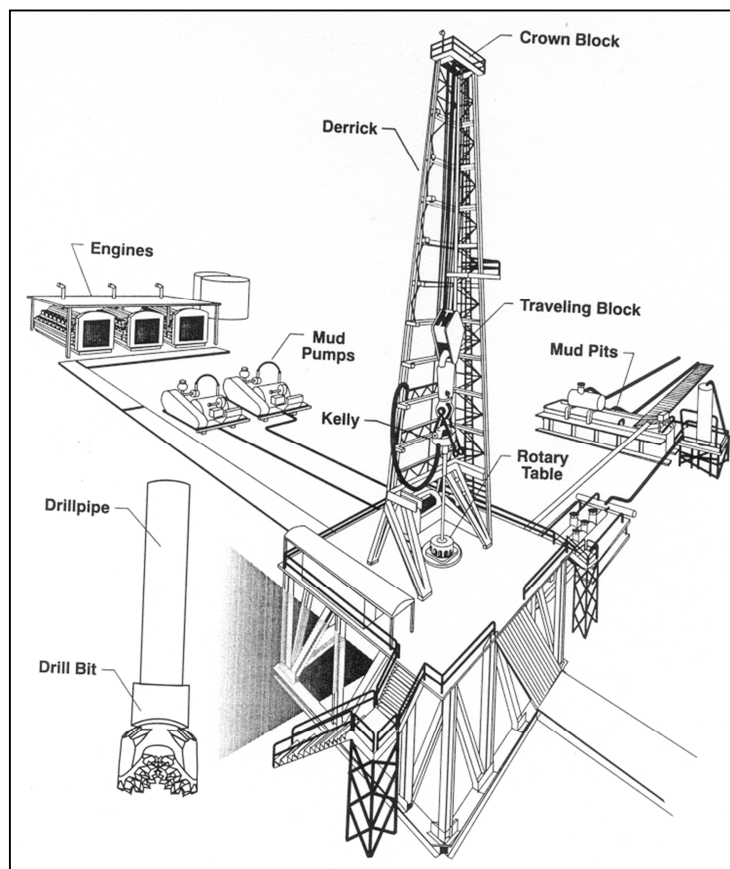


Figura 3.2 - Esquema geral de uma sonda rotativa. Fonte: Couto, 2008

A perfuração rotativa desenvolveu-se e progressivamente substituiu a perfuração pelo método de percussão. A melhoria dos projetos, da qualidade do aço, das brocas e das novas técnicas de perfuração possibilitaram que este processo passasse a ser utilizado em águas ultra-profundas.

3.2 – Sistemas da Perfuração Rotativa

A seguir serão descritos os componentes da perfuração rotativa, que conforme mencionado, podem ser subdivididos em sistema de superfície e sistema de subsuperfície. Os componentes que constituem o sistema sob a plataforma são coluna de perfuração e broca, enquanto aqueles do sistema de superfície serão subdivididos em sistemas menores, para facilitar seu entendimento.

3.2.1 – Sistemas de Superfície

O sistema de Geração e Transmissão de Energia é responsável pelo fornecimento da energia de uma sonda, indispensável para o acionamento dos equipamentos da mesma. Normalmente suprido por motores a diesel, esse sistema pode ser mecânico ou diesel-eletrônico (Ribeiro, 2008).

O Sistema de Sustentação de Cargas é composto pelo Mastro ou Torre, pela subestrutura e pelo estaleiro. Responsável por prover a altura necessária ao içamento de uma seção de tubos a serem descidos ou retirados do poço, o Mastro deve suportar toda a carga da sonda e dos ventos. A subestrutura e o estaleiro devem ser instaladas de forma a prover condições para garantir segurança e facilitar o manuseio das cargas.

O sistema de Movimentação de Cargas é responsável pelo levantamento/descida da coluna de perfuração e de revestimento, bem como de outros equipamentos como ferramenta para conexão de tubos (chave flutuante), de perfuração direcional (sensores), de perfilagem, conjunto de válvulas (preventor de erupções – BOP), entre outras funções. Seus principais componentes são o guincho, o bloco de coroamento, a catarina, o cabo de perfuração, o gancho e o elevador.

O sistema Rotativo é responsável pela aplicação de torque e rotação à coluna de perfuração, que por sua vez gira a broca na sua extremidade. Na sonda convencional, os principais componentes deste sistema são a mesa rotativa, a haste quadrada (*kelly*) e a

cabeça de injeção (*swivel*). Nas sondas modernas, utiliza-se o sistema *Top Drive* (Figura 3.3) que dispensa a mesa rotativa e a haste quadrada e permite perfurar o poço de três em três tubos.

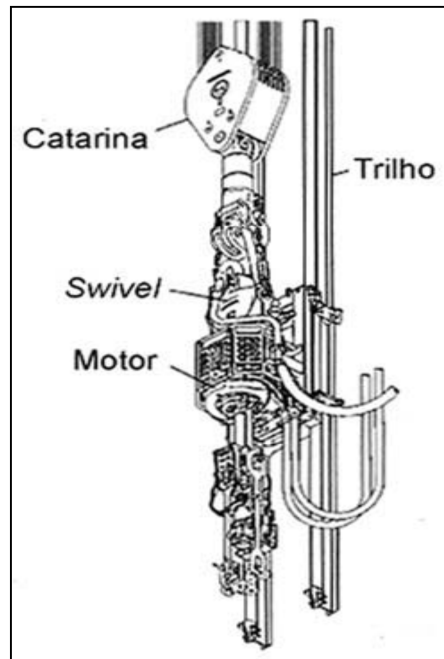


Figura 3.3 – Sistema *Top Drive*. Fonte: Thomas, 2001

Em uma Circulação normal, o fluido de perfuração é bombeado através da coluna de perfuração até a broca, retornando pelo espaço anular até a superfície, trazendo os cascalhos cortados pela broca. Na superfície, o fluido permanece dentro de tanques, após receber o tratamento adequado (Thomas, 2001).

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

O sistema de Segurança de Poço é composto por um conjunto de válvulas que fecham o poço caso haja um influxo de fluidos da formação para dentro do poço, podendo gerar perda material e/ou humana. A principal função do BOP (*Blow Out Preventer*) identificado na Figura 3.4 é impedir que os fluidos das formações atinjam a superfície de maneira descontrolada.

Não menos importante que os anteriores, o sistema de Monitoramento do Poço registra e controla parâmetros que auxiliam na análise da perfuração, possibilitando detectar rapidamente possíveis problemas relativos à perfuração.

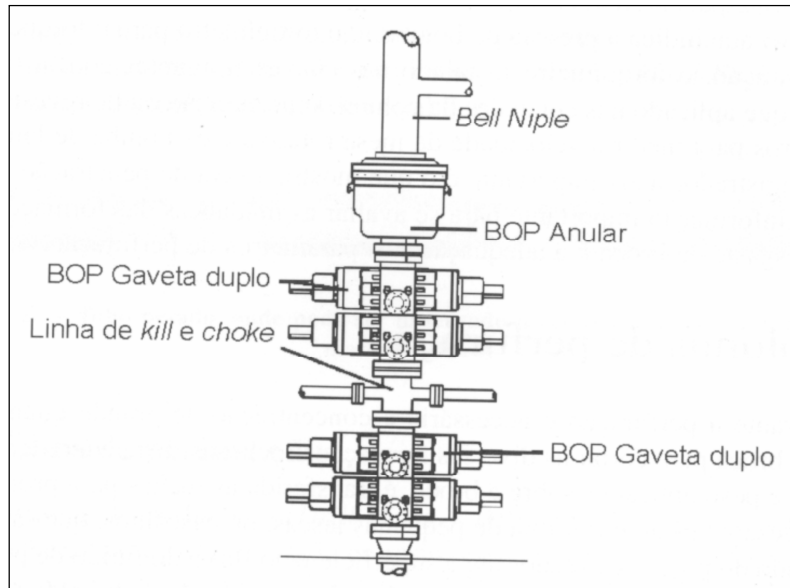


Figura 3.4 – *Blow Out Preventer* Fonte: Mansano, 2004

3.2.2 - Sistema de Subsuperfície

Conforme mencionado anteriormente, o sistema de subsuperfície é composto pela coluna de perfuração e pela broca, ambos os equipamentos realizam contato direto com o poço e promovem efetivamente a perfuração.

A Coluna de Perfuração transmite torque/rotação da mesa rotativa ou *top drive* à broca, servindo de conduíte para circulação do fluido de perfuração até o fundo do poço. Segundo Thomas (2001), sua estrutura é composta pelos tubos de perfuração (*drill pipe*), tubos intermediários (*heavy weight drill pipe*), e comandos (*drill collars*).

Os comandos são tubos de parede grossa instalados logo acima da broca para aplicar peso e garantir que não haja movimentação da parte inferior da coluna submetida à compressão. Os tubos intermediários (*heavy weight*) são conectados entre os tubos de perfuração e os comandos, de forma a se garantir uma transição mais amena em termos de rigidez estrutural.

A Figura 3.5 mostra a estrutura física dos comandos e como a estrutura do poço deve estar alinhada para receber o mesmo, de forma a evitar que eles fiquem soltos e instáveis por toda sua extensão.

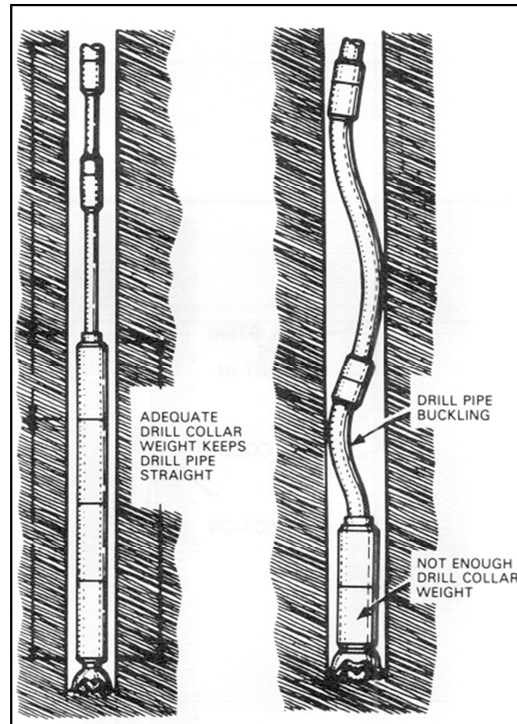


Figura 3.5 – Comparação da estrutura da coluna de perfuração. Fonte: Couto, 2008

A broca é a ferramenta mais básica do processo de perfuração e têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas. Seu estudo, considerando desempenho e economia, é um dos fatores mais importantes na perfuração de poços de petróleo.

O fluido de perfuração será bombeado para o espaço anular passando pelo interior da coluna de perfuração e, em seguida, pela broca. Sendo assim, conforme Halliburton (2012) além de apresentarem uma estrutura cortante devem ter orifícios em sua extremidade, por onde o fluido de perfuração deverá sair.

As brocas podem ser classificadas utilizando um critério de mobilidade de suas partes em dois tipos: as brocas de arraste e as tricônicas (Schaffel, 2002). A primeira se caracteriza por apresentar um corpo fixo, onde a inexistência de partes móveis e rolamentos diminui a possibilidade de falhas. Como pode ser observado na Figura 3.6

elas podem apresentar diferentes modelos como lâmina, diamante natural ou PCD (*Polycrystalline Diamond Compact*).



Figura 3.6 – Exemplo de brocas de arraste. Fonte: Ribeiro, 2008

Já as brocas com partes móveis podem ter de um a quatro cones, sendo as mais utilizadas as tricônicas (Figura 3.7) pela sua eficiência e menor custo inicial em relação às demais. Apresentam cones girantes fixos ao corpo da broca, permitindo ação de impacto e raspagem (Ribeiro, 2008).

É possível observar que a escolha da broca é consequência do tipo de formação a ser perfurada e do objetivo que se busca em cada trecho do processo. Assim, durante o processo de perfuração de um poço, podem ser utilizados diferentes brocas, sejam elas do mesmo tipo ou não.



Figura 3.7 – Exemplo de broca tricônica. Fonte: Couto, 2008

Conforme mencionado, a estrutura mais importante do processo de perfuração rotativa é a broca, que irá esmerilhar e fragmentar a rocha gerando cascalhos. Estes fragmentos são recuperados do poço por meio do fluido de perfuração, ao qual o cascalho se mistura e facilitando seu bombeamento para a superfície. Os tipos e funções dos fluidos de perfuração serão abordados no próximo capítulo.

Capítulo 4 - Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração citados no capítulo anterior merecem maior atenção, por serem de extrema importância e essenciais na atividade de perfuração. São constituídos por substâncias que formam a base (aquosa, oleosa ou parafínica) e aditivos, conferindo as propriedades específicas de cada projeto de perfuração, pois cada cenário exige condições diferentes.

Durante a perfuração de um poço, a rocha (formação) é triturada pela broca, gerando fragmentos (“cascalhos”) que por sua vez são trazidos à superfície misturados ao fluido de perfuração. O fluido é injetado por bombas pelo interior da coluna de perfuração e sai pelos orifícios das brocas e incide diretamente sobre a formação, perfurando-a. Ele retorna à superfície carregando os cascalhos. Uma vez na superfície, este fluido passa por uma sequência de equipamentos e tratamentos para retirada dos sólidos e volta a ser reutilizado. O fluido proveniente da sequência de equipamentos de tratamento pode ser visto na Figura 4.1.

No início, a composição dos fluidos de perfuração era basicamente água misturada com a própria argila da formação, daí a denominação “lama de perfuração”, que tinha como principal função resfriar a broca. Atualmente, sabe-se que sua importância e aplicação são muito mais extensas e seu desenvolvimento permanece até hoje como um grande desafio, na busca pelo ponto ótimo entre custo, na performance técnica e no atendimento às exigências ambientais. A eficiência da perfuração de um poço depende em grande parte que haja a escolha correta do tipo de fluido e aditivos a serem incorporados (Souza & Lima, 2002).

Segundo Neff (2005), os principais fatores que afetam a escolha do fluido incluem: formação litológica, design do poço, pressão da formação, temperatura, logística, tipo de sonda e considerações ambientais.

As formulações foram sendo desenvolvidas ao longo do tempo e diversos aditivos foram acrescentados à base do fluido para melhorar seu desempenho operacional. Dessa forma os fluidos foram evoluindo ao longo dos anos e passaram a ter formulações mais específicas e características para cada tipo de poço e formação a ser perfurado.



Figura 4.1 - Fluido de perfuração proveniente do sistema de tratamento de solidos.

Fonte: Baroid, 2001

4.1 - Principais funções dos Fluidos de Perfuração

a) Limpar e transportar os cascalhos cortados pela broca

Com o objetivo de impedir que os pedaços de rocha triturados impeçam a passagem da broca, os fluidos devem ser capazes de abrir caminho para a broca retirando os pedaços de cascalho remanescentes. O cascalho é carregado para a superfície pelo espaço anular situado entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, como exemplificado na Figura 4.2.

b) Refrigerar, limpar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração

O peso e rotação sobre a broca são muito elevados, assim como a fricção entre a broca e as paredes do poço também é muito elevada, gerando atrito e conseqüentemente calor. Por isso, é necessário resfriamento para assegurar sua performance.

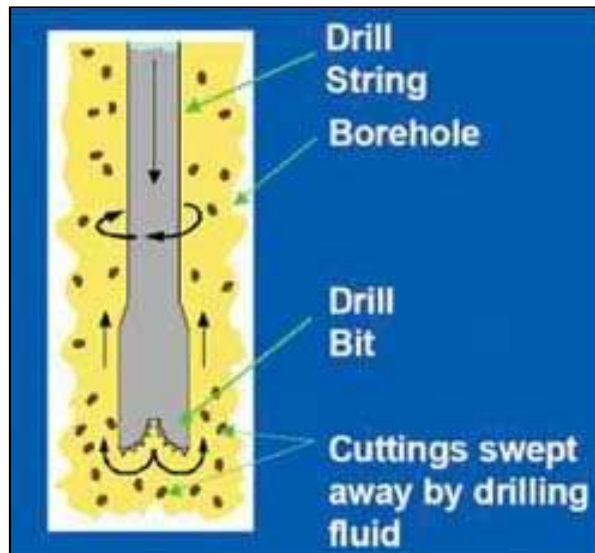


Figura 4.2 - Trajetória dos cascalhos dentro do poço. Fonte: Battelle, 2012

c) Transmitir potência hidráulica à broca, melhorando a taxa de penetração

A maior eficiência da perfuração é permitida devido à ação do movimento de rotação adicionada à pressão hidráulica exercida pelo fluido de perfuração que sai do orifício da broca.

d) Prevenir contra a corrosão da coluna e dos demais equipamentos de circulação

Os fluidos em sua grande maioria possuem aditivos anticorrosivos para impedir que haja danos a broca, aos revestimentos e todos os outros equipamentos de perfuração.

e) Reduzir ao mínimo os danos às formações produtoras

O fluido não deve contaminar os detritos nem ser contaminado por eles. Deve manter suas propriedades constantes durante a perfuração, sendo eventualmente necessária a adição de aditivos para manter essas propriedades.



Figura 4.3 - Jatos de fluidos provenientes dos orifícios da broca. Fonte: Melo, 2008

f) Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso (sem circulação)

Quando em repouso o fluido gelifica e mantém os detritos em suspensão. Ao iniciar o bombeamento, o gel se quebra e começa a fluir transportando os detritos à superfície.

g) Proteger e suportar as paredes dos poços estabilizando-as mecânica e quimicamente pela formação de reboco

O fluido de perfuração é responsável por estabelecer a pressão hidrostática necessária para evitar o desmoronamento das paredes do poço. Para isso, é necessária uma geração de pressão superior à pressão das formações cortadas pela broca. Quando a pressão que o fluido exerce se torna menor do que a da formação, pode ocorrer o fluxo de fluido de formação para o interior do poço que, se não controlado, pode se transformar numa erupção (*blowout*).

Quando o fluido exerce pressão sobre as paredes do poço, uma parcela de suas partículas sólidas penetra nos poros da formação. Estas preenchem as falhas presentes no entorno do poço até a formação de uma fina camada impermeável (reboco) que então estabiliza a formação, como evidenciado na Figura 4.4.

Existem diferentes tipos de fluidos de perfuração, estes podem ser classificados conforme sua base principal; onde os componentes podem ser água, óleo ou gás. Frequentemente dois, ou às vezes todos eles, estão presentes durante a perfuração de um mesmo poço.

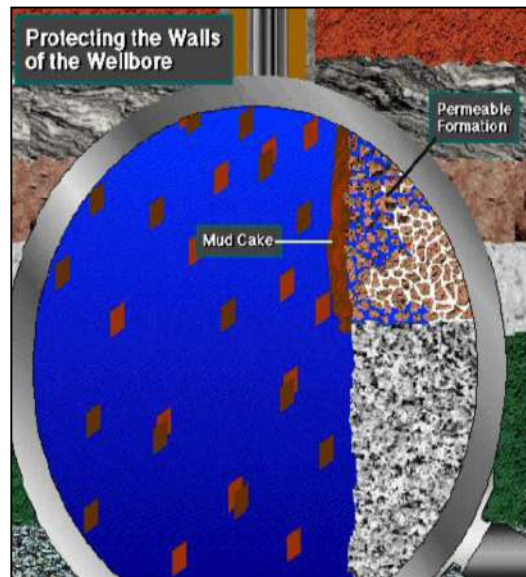


Figura 4.4 - Controle de pressão e formação de reboco. Fonte: SWACO, 2011

4.2 - Classificação dos Fluidos de Perfuração

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição, da natureza das fases dispersante e dispersa, bem como os componentes básicos e as suas quantidades.

Conforme sugerido por Marco (2010), pode-se dividir os fluidos em quatro tipos básicos:

- Base Água ou *Water-Based Fluids* (WBF);
- Base Óleo ou *Oil-Based Fluids* (OBF);
- Base Sintética ou *Synthetic-Based Fluids* (SBF);
- Base Gás.

4.2.1 -Fluidos base água ou *Water Base Fluid* (WBF)

Segundo Neff (2005), este foi o primeiro tipo de fluido utilizado nas perfurações. Sua formulação foi sofrendo modificações de acordo com testes de desempenho realizados, ou seja, diversas substâncias dissolvidas e em suspensão foram sendo adicionadas e seu desempenho operacional foi sendo testado.

A partir da década de 80, houve um aumento na preocupação quanto ao impacto ambiental causado pelos fluidos de perfuração. O uso das substâncias com elevada toxicidade passou a sofrer restrições e, como se vê atualmente, os novos fluidos já vêm sendo desenvolvidos com o intuito de serem ambientalmente menos poluentes.

Um outro ponto a ser considerado é que, ao longo dos anos, a profundidade média de perfuração dos poços tem aumentado consideravelmente e os fluidos aquosos têm dificuldades em atingir os parâmetros necessários em perfurações muito profundas, principalmente relacionadas à elevada pressão hidrostática exercida. Sendo assim, o desenvolvimento de novos tipos de fluidos visou melhorar as condições de operação e a estabilização da broca e da coluna de perfuração em elevadas profundidades.

Segundo Schafell (2002), os WBF são uma suspensão de partículas minerais, sais dissolvidos, e componentes orgânicos em água fresca, água do mar ou salmoura concentrada. Contém aproximadamente 80% de água por volume. Seus componentes podem ser divididos em 18 categorias, e dentre elas destacam-se: agentes adensantes, redutores de filtrado, viscosificantes, floculantes, afinantes, dispersantes, bactericidas, redutores de cálcio, inibidores de argila, inibidores de corrosão, agentes surfactantes, estabilizantes de temperatura, emulsificantes e lubrificantes.

4.2.2 - Fluidos base óleo ou *Oil-Base Fluids* (OBF)

Segundo Veiga (2011), nas décadas de 40 e 50 houve a tentativa de criação de novos fluidos que atendessem a novas demandas. Surgiram então os fluidos de base oleosa.

No início de sua aplicação em operações de perfuração, os fluidos base óleo tinham como principais obstáculos uma menor taxa de penetração e os riscos de incêndio. Primeiramente foi empregado o asfalto como fase contínua, evoluindo para a utilização de óleo diesel e petróleo.

Ukooa (1999) se refere à utilização de um baixo teor de água, pois um alto teor (acima de 10%) causava um espessamento indesejável do fluido. Para superar esse problema foram desenvolvidos os sistemas “invertidos” (ou as denominadas emulsões inversas), que contêm entre 5% e 50% de água emulsionada como agente de suspensão e o óleo como fase contínua.

O custo de tratamento e processamento dos fluidos de base oleosa é bem maior, visto que o óleo, por si só, é bem mais poluente do que a água quando descartado inadequadamente.

Esse tipo de fluido é especialmente utilizado para perfurações onde são necessárias a estabilidade e inibição do inchamento das formações rochosas, tais como em seções profundas de poços submetidos a altas pressões, poços submetidos a altas temperaturas e em casos onde o poço é perfurado em um ângulo (perfuração direcional) onde existe um aumento da probabilidade do tubo de perfuração ficar preso nas formações.

Os OBF são similares aos WBF, com exceção da fase contínua, que é óleo diesel. Os OBF têm várias vantagens operacionais, pois provêm excelente estabilidade do poço em formações com argila reativa, boa lubricidade, estabilidade de temperatura e reduzem o potencial de danos a formação. Eles são eficazes em poços longos ou desviados, entretanto são pouco utilizados devido a sua toxicidade e alto custo.

Apesar das inúmeras vantagens oferecidas, os fluidos a base de óleo diesel logo se tornaram alvo de intensos estudos de avaliação quanto aos impactos ambientais, devido aos altos teores de hidrocarbonetos aromáticos. A necessidade de se utilizar fluidos de alto desempenho e adequados do ponto de vista ambiental conduziu ao aparecimento de fluidos de base óleo mineral e de outras bases não aquosas. Outra fonte de preocupação reside nos metais associados a barita ($BaSO_4$) usada como adensante.

4.2.3 - Base Sintética ou *Synthetic-Based Fluids* (SBF)

Os fluidos sintéticos são uma evolução dos fluidos base óleo. Foram desenvolvidos com o objetivo de alcançar desempenhos comparáveis aos dos fluidos de base oleosa, com menor impacto ambiental por possuírem menor toxicidade e maior biodegradabilidade (UKOOA, 1999).

Os fluidos sintéticos, apesar de caros, são indicados para aplicações nas quais a utilização dos fluidos de base aquosa é totalmente impraticável, ou quando não é permitido o descarte marítimo dos fluidos de base oleosa e de seus resíduos, o que já ocorre em diversas partes do mundo.

Segundo Marco (2010), o desenvolvimento dos fluidos sintéticos é recente. O primeiro poço comercialmente perfurado com um fluido a base de éster foi na costa da Noruega na década de 90. A primeira geração de fluidos sintéticos foi composta por ésteres, éteres, poli alfa-olefinas (PAOs) e acetatos. Na segunda metade da década de 90, pesquisas originaram a segunda geração dos fluidos sintéticos, compostas pelos alquil-benzenos lineares (LABs), alfa-olefinas lineares (LAOs), olefinas internas (IOs) e parafinas lineares (LPs).

Os SBF costumam conter barita, argila, emulsificantes, água, cloreto de cálcio, lignito e cal em sua composição. Essas composições são estáveis por causa do pequeno tamanho das gotículas de água e por causa dos emulsificantes. São chamadas de “emulsões inversas” porque a água é dispersa na fase orgânica (Neff, 2005).

As emulsões são formadas quando um líquido é disperso na forma de pequenas gotas em um outro líquido. O líquido predominante na emulsão é chamado de fase contínua, enquanto que o líquido em gotas é chamado de fase dispersante ou descontínua. Existem basicamente dois tipos de emulsões empregadas como fluidos de perfuração: a emulsão óleo em água, onde a água é a fase contínua e o óleo a fase dispersante; e a emulsão água em óleo, onde o óleo é a fase contínua e a água é a fase dispersante.

4.2.4 - Base Gás

Segundo Silva (2003), os fluidos de perfuração de base gasosa, também conhecidos como fluidos leves, ainda não possuem grande aplicação na perfuração *Offshore*. Ainda são necessários esforços de desenvolvimento para sua viabilização em cenários de águas profundas, onde é imprescindível o uso de sondas flutuantes.

As principais vantagens do emprego dos fluidos leves são para as formações estruturalmente frágeis e para os poços depletados devido à possibilidade de aumento da pressão de operação sem intensificar o dano às rochas do reservatório, o que implica em aumento da vazão de produção e do fator de recuperação do fluido. Esses benefícios tornam-se mais significativos no caso de poços horizontais, mais suscetíveis aos danos

do que os demais tipos de poços. Adicionalmente às vantagens de produção, relata-se um aumento da vida útil das brocas, e de sua taxa de penetração quando da utilização desse tipo de fluido.

4.3 - Propriedades dos fluidos de perfuração

O controle das propriedades dos fluidos de perfuração é de extrema importância, uma vez que o desempenho da perfuração depende da adequação das mesmas ao cenário encontrado.

Pode-se dividir essas propriedades em físicas e químicas. As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas plataformas são densidade, parâmetros reológicos, forças géis, os parâmetros de filtração e teor de sólidos, resistividade elétrica, índice de lubrificidade e estabilidade elétrica, concentração hidrogeniônica (pH), teor de cloretos e salinidade (Pamphili, 2010).

4.3.1 - Controle de Perdas

Para controlar e minimizar a perda de fluido para dentro da formação, fenômeno conhecido como perda de circulação, são adicionadas ao fluido de perfuração partículas sólidas que irão penetrar na formação e formar um reboco de baixa permeabilidade, que dificultará a passagem do fluido para o interior da formação.

Na maioria dos casos, as partículas de argila adicionadas para controlar a viscosidade de um fluido são bem sucedidas no controle das perdas de fluido para a formação. Segundo Neto (2002) existem, entretanto, formações com poros muito grandes que necessitam de outros materiais para a formação do reboco, tais como: mica, plástico, enxofre, bentonita, lignita e polímeros.

4.3.2 - Controle de pH

Um alto pH impede a corrosão do equipamento de perfuração. Para manter o pH no nível desejado (9.5 a 10.5), hidróxido de sódio (NaOH) é adicionado ao fluido (UKOAA, 1999).

4.3.3 - Lubrificantes

Durante a perfuração, pode ocorrer bastante atrito entre a broca de perfuração e a formação e entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. Para reduzir este atrito, lubrificantes são adicionados ao fluido de perfuração. Lubrificantes comumente utilizados são óleo diesel, óleos vegetais/minerais, pérolas de vidro, grafite, ésteres e gliceróis (Schaffel, 2010).

4.3.4 - Inibidores de Corrosão

A corrosão é causada por gases que se encontram dissolvidos no fluido, por exemplo, oxigênio, gás carbônico, ou ácido sulfídrico. A melhor proteção contra corrosão para os equipamentos de perfuração deve incluir a eliminação destes gases. Se esta eliminação não for possível, a taxa de corrosão deve ser reduzida, utilizando inibidores de corrosão. Eles não previnem a corrosão, mas reduzem sua taxa para níveis aceitáveis. Os inibidores mais comuns utilizam um surfactante que protege o metal com uma camada de óleo (Schaffel, 2010).

4.3.5 - Controle de Danos à Formação

Muitas formações contêm argilas que incham em contato com a água. Estas argilas ao sofrerem expansão, podem obstruir os poros do reservatório diminuindo sua permeabilidade. Para evitar que ocorram estas reações, são adicionados sais ao fluido de perfuração. Estes sais evitam que ocorram trocas entre as moléculas de água e os cátions nas argilas. Segundo Ukooa (1999), os sais mais usados são cloreto de potássio (KCl) e de sódio (NaCl). Acetato de potássio ou carbonato de potássio (K_2CO_3) também podem ser usados, outros componentes usados são os poliglicóis e poliglicerois e aspoliamidas (com alto peso molecular), sulfato de alumínio, silicatos, poliaminassintéticas e cationicas.

4.3.6 - Adensantes

São adicionados para aumentar o peso do fluido, para que este possa manter a pressão adequada no poço. O agente adensante é normalmente o maior componente do sistema. O agente mais comum é a barita ($BaSO_4$), que pode conter traços de metais pesados.

Pode-se citar também carbonato de cálcio e hematita. O mesmo tipo de agente adensante pode ser utilizado em todos os tipos de fluidos (Schaffel, 2010).

4.3.7 - Viscosificantes

Segundo (Silva 2002) são usados em todos os tipos de fluidos. Em fluidos de emulsão inversa, os viscosificantes criam viscosidade através de interações complexas com as emulsões. São comumente utilizados a Bentonita e Goma Xantana como agentes viscosificantes.

Segundo Marco (2010), fluidos contendo esses polímeros geralmente são tratadas com biocidas para inibir a degradação microbiana dos polissacarídeos. O biocida mais utilizado para esta finalidade é o glutaraldeído, que se degrada rapidamente e não é agressivo ao meio ambiente.

4.3.8 - Afinantes e Dispersantes

Quando ocorre a adição de substâncias que aumentam a viscosidade, dependendo da temperatura e pressão da perfuração, é necessário adicionar substâncias afinantes para garantir e aumentar a capacidade de bombeamento dos fluidos.

Segundo Marco (2010), os primeiros diluentes, como o cloreto de sódio e polifosfatos inorgânicos foram eficazes apenas em fluidos com a fase aquosa de água doce. Lignosulfonates, lignitos, e taninos foram introduzidos na década de 1950 e por muitos anos foram os diluentes mais usados para WBM.

4.3.9 - Metais

Segundo Neff (2005), os metais de maior preocupação, devido ao seu potencial de toxicidade e/ou abundância em fluidos de perfuração, são: bário, arsênico, cromo, cádmio, cobre, ferro, chumbo, mercúrio, níquel e zinco. Alguns desses metais são adicionados intencionalmente nos fluidos de perfuração como sais de metal ou compostos organo-metálicos. Outros estão presentes como impurezas nos ingredientes principais, especialmente baritae argila. A Agência de Proteção Ambiental dos EUA

(EPA, 1993) impôs restrições sobre a quantidade máxima de mercúrio na barita destinada aos fluidos de perfuração que serão eliminados no oceano.

4.3.10 - Emulsificantes

Segundo UKOOA (1999) são utilizados para estabilizar emulsões inversas. Tipos de emulsificantes primários incluem ácidos graxos e derivados. Tipos de emulsificantes secundários incluem: aminas, amidas, ácidos sulfônicos, lignosulfatos, alcoois e copolímeros. Estes são utilizados para melhorar a estabilidade da emulsão, especialmente em altas temperaturas, e para molhar os sólidos perfurados.

4.3.11 - Salmouras

Soluções concentradas de sais inorgânicos são utilizadas como parte da fase aquosa em fluidos aquosos tanto como na fase de emulsão nos fluidos sintéticos e base óleo. Segundo Schaffel (2010) as salmouras são adicionadas aos SBF para:

- 1) equilíbrio das interações do fluido de perfuração com argila e sais solúveis na formação;
- 2) porque é mais denso que o óleo/fase de óleo sintético, aumentando assim o peso significativamente;
- 3) porque a emulsão formada tem uma viscosidade mais elevada do que qualquer das duas fases sozinhas.

4.3.12 - Alcalinizantes

Segundo Schaffel (2010), são normalmente adicionados para controlar o pH, o que beneficia a redução da corrosão. Cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) é normalmente usado para fluidos base óleo e fluidos sintéticos, enquanto a soda caustica e outros compostos inorgânicos incluindo: NaOH, KOH, $\text{Ca}(\text{OH})_2$, K_2CO_3 , são usados em fluidos base água.

A Tabela 4.1 resume os aditivos mais comuns e suas respectivas funções.

Tabela 4.1 - Principais aditivos e suas respectivas funções. Fonte: Adaptação de MI-SWACO

Fluidos de Perfuração	
Aditivos	Função
Argila ativada e polímeros	Viscosificante e gelificante
Lignosulfato e lignitos , poliamidas e tanatos	Dispersantes e afinantes
Amidos e Polímeros	Controladores de filtrado
Hidróxido de Sódio e Hidróxido de Potássio	Alcalinizantes
Sulfato de Bário e hematitas	Adensantes
Detergente	Detergente
Lubrificantes	Lubrificantes
Poliacrilamidas	Inibidor de hidratação de argilas
Bactericidas	Bactericidas
Antiespumante	Antiespumante
Materiais granulares e laminares (Mica, raspas de coco e casca de noz)	Obturantes, controladores de perda de circulação
Cloreto de Potássio e Cloreto de Sódio	Inibidor de hidratação de argilas

4.4 - Equipamentos de controle de sólidos

Os sistemas de controle de sólidos consistem em equipamentos de diferentes tecnologias dispostos em sequência para remover os sólidos contidos nos fluidos de perfuração, para que este possa ser reutilizado.

O desafio enfrentado é conseguir remover os sólidos da formação (cascalhos) aderidos ao fluido sem que, ao mesmo tempo, sejam retirados produtos importantes para a reologia do fluido, como por exemplo, barita e bentonita.

Segundo Neff (2005), cascalhos de perfuração têm tamanhos variados, desde partículas de argila de aproximadamente 2mm até cascalhos mais grosseiros de 30mm. A eficiência da separação dos cascalhos depende principalmente de manter o tamanho destes constante até a superfície, que por sua vez, é definido inicialmente pelo tipo de broca, pelo peso nesta broca, e pelo tipo de formação.

Alguns cascalhos se desintegram em pequenos pedaços chamados “finos” e acabam se integrando aos componentes do próprio fluido aumentando o conteúdo de sólidos, o que degrada as propriedades do fluido e dificulta sua separação. Se esses finos não forem retirados de maneira eficiente, uma diluição com fluido novo pode ser necessária, aumentando dessa forma o volume de fluido e conseqüentemente havendo desperdício e gasto desnecessário.

Os componentes do sistema de controle de sólidos podem ser divididos em duas etapas principais e vai depender de diversos fatores dentre os quais pode-se citar: tipo de fluido utilizado, formações que estão sendo perfuradas, equipamentos disponíveis na plataforma, opções de descarte e regulamentações vigentes.

Na primeira etapa do tratamento os cascalhos, estes são processados em equipamentos desenhados para retirar os cortes com maiores diâmetros. Depois, passam por uma série de peneiras vibratórias com aberturas sequencialmente menores, que por sua vez servem para retirar os cortes com diâmetros menores. As peneiras vibratórias são o primeiro passo no controle de sólidos. Cada passo do processo produz uma parte líquida e outra de sólidos parcialmente secos.

Onde o tratamento secundário é utilizado, os cascalhos parcialmente secos são submetidos a equipamentos especializados como centrifugas e hidrociclones. Os sólidos que passam através das peneiras devem passar para hidrociclones e ocasionalmente para centrífugas de decantação, onde as partículas mais finas são removidas.

Segundo Neff (2005) o sistema de controle de sólidos remove aproximadamente 75% dos cascalhos do fluido aquoso. Os 25% remanescentes, tendem a aumentar a viscosidade do fluido, o que torna necessária uma diluição do mesmo.

Uma vez que os cascalhos passaram pelo sistema de controle de sólidos (primeira e/ou segunda etapas), eles são encaminhados para a próxima fase do processo de eliminação, que por sua vez é o foco do nosso projeto. A eliminação dos cascalhos, conforme já mencionado, merece uma preocupação especial quando se trata do impacto ambiental que este pode causar nos locais de deposição. Esta questão será tratada no próximo capítulo.

Capítulo 5 - Questão Ambiental

As empresas de Petróleo e Gás são responsáveis por gerenciar seus resíduos, dentre eles, aqueles gerados durante as atividades de perfuração. O gerenciamento deve ser feito de forma segura e ambientalmente aceitável, de modo a cumprir com os requisitos da regulamentação. As regulamentações ambientais estão se tornando cada vez mais rigorosas em todo o mundo, e com isso reduzindo as opções de gestão de resíduos de perfuração.

5.1 - Principais Impactos Ambientais da atividade de perfuração:

- Emissões: descartes (efluentes e resíduos sólidos) e vazamentos
- Efeitos ao ecossistema:
 - Deterioração de recifes e corais, manguezais, rios, lagos, solos e subsolos
 - Interferência em áreas de alimentação e procriação, e em rotas migratórias
 - Desenvolvimento de novo habitat artificiais nas estruturas das plataformas e arredores
- Riscos ao homem no consumo de frutos do mar contaminados
- Impactos socioeconômicos, como mudanças na estrutura da comunidade humana

Na atividade de perfuração existem fontes poluidoras nas formas líquidas, sólidas e gasosas, que normalmente exigem formas distintas de gerenciamento. Neste estudo foi dado ênfase aos efeitos potenciais causados pelos fluidos e cascalhos provenientes da atividade de perfuração.

5.2 - Impactos do cascalho e dos fluidos de perfuração

Durante a perfuração há a geração de cascalhos, como descrito anteriormente, e após passarem pelo sistema de tratamento primário, os sólidos que restam compõem os resíduos da perfuração. Estes precisam ser descartados de alguma forma. No presente

estudo, serão apresentadas três técnicas: deposição *Onshore*, deposição *Offshore* e *Slurrification* integrada a reinjeção.

As formas de deposição *Onshore* e *Slurrification* com reinjeção, se bem aplicadas, não proporcionam contato dos resíduos com o mar. Apenas na deposição *Offshore* esse contato deve ser levado em consideração.

Quando despejados ao mar, a forma como os cascalhos se dispersam depende de qual tipo de fluido ele é proveniente. Para cascalhos originados de fluidos base água há a tendência de se dispersarem com maior facilidade. O fato da fase da base do fluido ser a base água permite uma maior facilidade de desprendimentos dos cascalhos. De forma inversa, quando a base do fluido é o óleo há uma tendência dos cascalhos se manterem aderidos, o que impossibilita sua dispersão. Neste cenário, observa-se maior impacto ambiental, propiciado pela formação de um conglomerado de cascalho no leito marinho próximo à região do descarte. A Figura 5.1 demonstra de forma bem clara essa diferença.

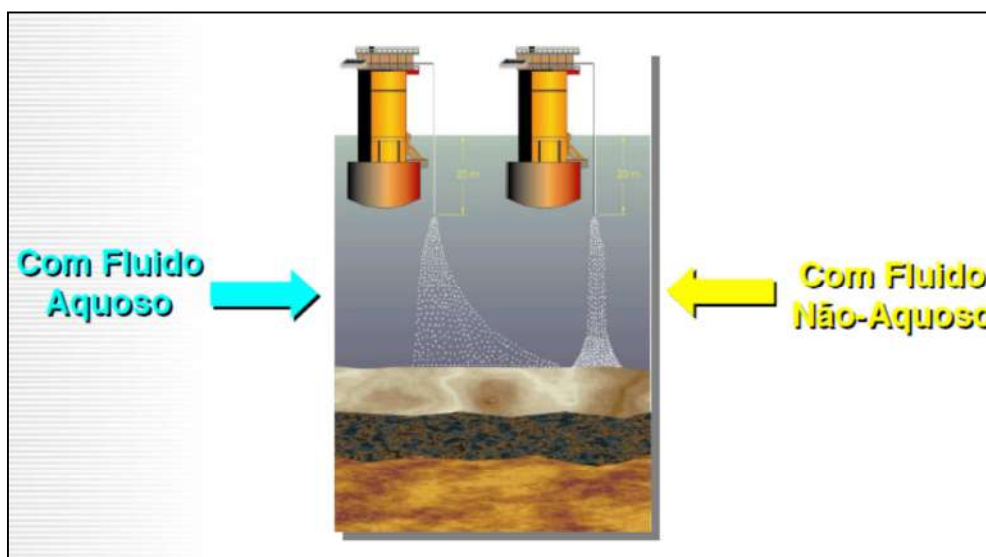


Figura 5.1 - Formas de dispersão dos cascalhos. Fonte: Adaptado de UKOOA, 1999

Não é difícil de entender que, quando disperso, o fluido provoca menos impacto na coluna de água devido à sua dispersão facilitada pela corrente marinha, formando uma camada fina no leito marinho. Quando ocorre a conglomeração do cascalho em uma única área ou região é possível ocorrer o aumento da sensibilidade dos microrganismos

ao material descartado. As diferenças mais relevantes entre a dispersão de fluidos aquosos e não aquosos está disposta na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Diferenças entre descartes de fluidos aquosos e não aquosos. Fonte: Pamphili, 2001

Descarte de Cascalho com fluido Aquoso X Não Aquoso	
Fluido Aquoso	Fluido Não Aquoso
Pluma de descarte aberta	Pluma de descarte estreita
Não há tendência ao acúmulo de cascalho	Tendência ao acúmulo de cascalhos
Ecotoxicidade para organismos da coluna d' água	Ecotoxicidade, Biodegradabilidade e Bioacumulação

Alguns parâmetros devem ser estudados antes da escolha do tipo de fluido e forma de descarte dos cascalhos remanescentes:

- Bioacumulação/ Bioconcentração

Segundo Schaffel, (2002), a bioacumulação é a absorção e retenção de uma substância química no tecido de um organismo. Diferentemente, a bioconcentração é a absorção e retenção de uma substância química na própria água.

De acordo com Marco (2010), o potencial de bioacumulação é avaliado pelo coeficiente de partição entre o octanol e a água, denominado Log Pow (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. Estudos têm mostrado que substâncias com Log Pow superior a 3 e peso molecular inferior a 600 possuem maior tendência de acumulação. Entretanto substâncias com um Log Pow superior a 7 não mais bioacumulariam em espécies aquáticas, pois neste caso as moléculas do composto são demasiadamente grandes, não sofrendo difusão entre a água e as brânquias (Schaffel, 2002).

- Biodegradabilidade

Segundo Schaffel (2002), a biodegradação é a decomposição de um material em componentes mais simples. As taxas de biodegradação de um fluido de perfuração dependem da base e concentração do fluido, sua 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 leito marinho.

Biodegradação é uma importante característica dos fluidos de perfuração para assegurar que estes não irão persistir no meio ambiente por longos períodos de tempo. A persistência e extensão da pilha de cascalho e sua degradação são de grande preocupação no descarte de cascalhos de perfuração.

Embora muitos modelos busquem explicar e descrever o comportamento real do processo, a persistência e efeitos só podem ser devidamente determinados caso por caso, preferencialmente com estudos de campo.

- Ecotoxicidade

A toxicidade é quantificação de como uma substância prejudica a saúde dos seres vivos. É determinada através de inúmeras técnicas, incluindo bioensaios, expondo animais de laboratório a diferentes quantidades da substância em questão. Vários índices de toxicidade, como CL50 (Concentração Letal para 50% da população), podem ser usados como meios de medir a toxicidade.

O procedimento do teste de toxicidade, com base em Marco (2010), será descrito a seguir. Faz-se uma diluição do fluido de perfuração que está sendo testado de 1:9

(fluido: água do mar). Tal mistura é agitada por 5 minutos e descansa por cerca de uma hora. O microorganismo padrão utilizado nesse teste é o crustáceo denominado Misidáceo (tipo de camarão), de nomenclatura científica *Mysidopsis*, que é exposto por 96 horas à parte sobrenadante da mistura. O teste tem como resultado final a CL50 dentro de um período de 96 horas, expresso em partes por milhão. O valor do CL50 é inversamente proporcional à toxicidade: quanto menor for o seu valor, mais tóxica é determinada amostra. Este teste é até hoje utilizado como controle de toxicidade em fluidos de perfuração no Brasil. É importante ressaltar que o teste CL50 avalia apenas a toxicidade sobre organismos presentes na coluna d'água.

5.3 - Efeitos no meio ambiente

Segundo Veiga & Pereira (2011), o foco do impacto depende do tipo de fluido que está utilizado. Quando são utilizados fluidos de base água, como estes se dispersam melhor, o maior impacto ocorre na coluna d'água. Já quando são utilizados fluidos base óleo ou sintéticos, o foco maior é no fundo do mar, uma vez que tendem a se acumular no leito marinho.

De acordo com Pulgati *et al* (2005), a maneira como ocorre a deposição dos cascalhos no fundo do mar se dá através de uma pluma, que por sua vez pode ser estudada por modelos matemáticos. Os modelos matemáticos devem levar em consideração parâmetros como densidade, tamanho e forma das partículas descartadas, assim como a temperatura e a densidade da água. Os resultados de uma modelagem feita por Veiga & Pereira (2011), trazem como informação que os cascalhos se depositam em um raio de 300 a 3000 metros do local de lançamento, a uma taxa máxima de cerca de 20 Kg/m². Como pode ser visto na Tabela 5.2.

Uma observação interessante é que quanto maior a lâmina d'água, 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 (Marco, 2010).

Tabela 5.2 - Taxa de deposição dos cascalhos. Fonte: Baseado em Schaffel, 2002

Taxa de deposição do cascalho e diâmetro 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
1000	1	3,7
3000	< 100	1

5.4 - Regulamentação Ambiental

No início, os resíduos de perfuração eram descarregados a partir das plataformas diretamente para o oceano. Esta prática continuou acontecendo até algumas décadas atrás. Nesta época, ainda não eram conhecidos os impactos provenientes dessa atividade e os oceanos eram tidos como fontes ilimitadas de despejo dos rejeitos.

Desde então, muito estudos foram desenvolvidos e, no final de 1970, a Agência de Proteção Ambiental dos EUA (*US Environmental Protection Agency - EPA*) começou a colocar restrições mais fortes sobre as descargas de fluidos de perfuração e cascalhos ao mar, através do Sistema Nacional de Eliminação de Poluentes Descartados (*National Pollutant Discharge Elimination System - NPDES*). Entre as restrições iniciais foram feitas proibições sobre o despejo de fluidos a base óleo ao mar. Como sua utilização continuava ganhando força dentre as atividades de perfuração, a EPA adotou requisitos adicionais, que se encontram resumidos abaixo.

Não é permitida a descarga de óleo livre (utilizando um teste de brilho) ou óleo diesel.

- A toxicidade aguda deve em 96 horas apresentar CL50 > 30.000 ppm (usando o teste estabelecido pela EPA).

- A concentração de metais na barita adicionada ao fluido de perfuração, não deve exceder, 1 mg / kg para o mercúrio e 3 mg / kg para o cádmio.
- Não é permitida a descarga de resíduos de perfuração dentro de 3 milhas de distância da costa (exceto para as instalações do Alasca na subcategoria *Offshore*).

Requisitos adicionais para Fluidos de Base Sintética (SBFs)

- SBFs em si não pode ser descarregado.
- Cascalhos com até 6,9% de SBM aderidos podem ser descarregados e o teor de ésteres pode ser de até 9,4% nos cascalhos.
- A taxa mássica de hidrocarbonetos aromáticos polinucleares (HPA) na base, não pode ser superior a 1×10^{-5} .
- Taxa de biodegradação de fluido escolhido não deve ser mais lenta do que a taxa paraolefinas internas.
- A base do fluido deve ser testada por 10 dias, usando o *Marine Anaerobic Closed Bottle Test*.
- Os cascalhos descartados são testados em um teste de toxicidade aguda por 4 dias utilizando anfípodes (*Leptocheirus plumulosus*).
- Todos os fluidos devem ser testados *Onshore* usando análises CG/MS.

É de extrema importância saber que, no Brasil, ainda não existe uma legislação, ou Norma específica para reger o descarte de fluidos e cascalhos de perfuração. Existem sim, critérios que são adotados, pela CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) e IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente), por exemplo, que tem como base a EPA de 2011, resumida acima e servem de guia para o descarte. Qualquer rejeito proveniente da atividade de perfuração, deve estar enquadrado nos critérios descritos pela EPA, antes de ser descartado ao mar.

5.5 - Estratégias de tratamento e deposição

Segundo Seabra (2002), existem algumas estratégias a serem seguidas durante a atividade de perfuração de forma a facilitar e minimizar o tratamento dos cascalhos e fluidos, conforme abaixo:

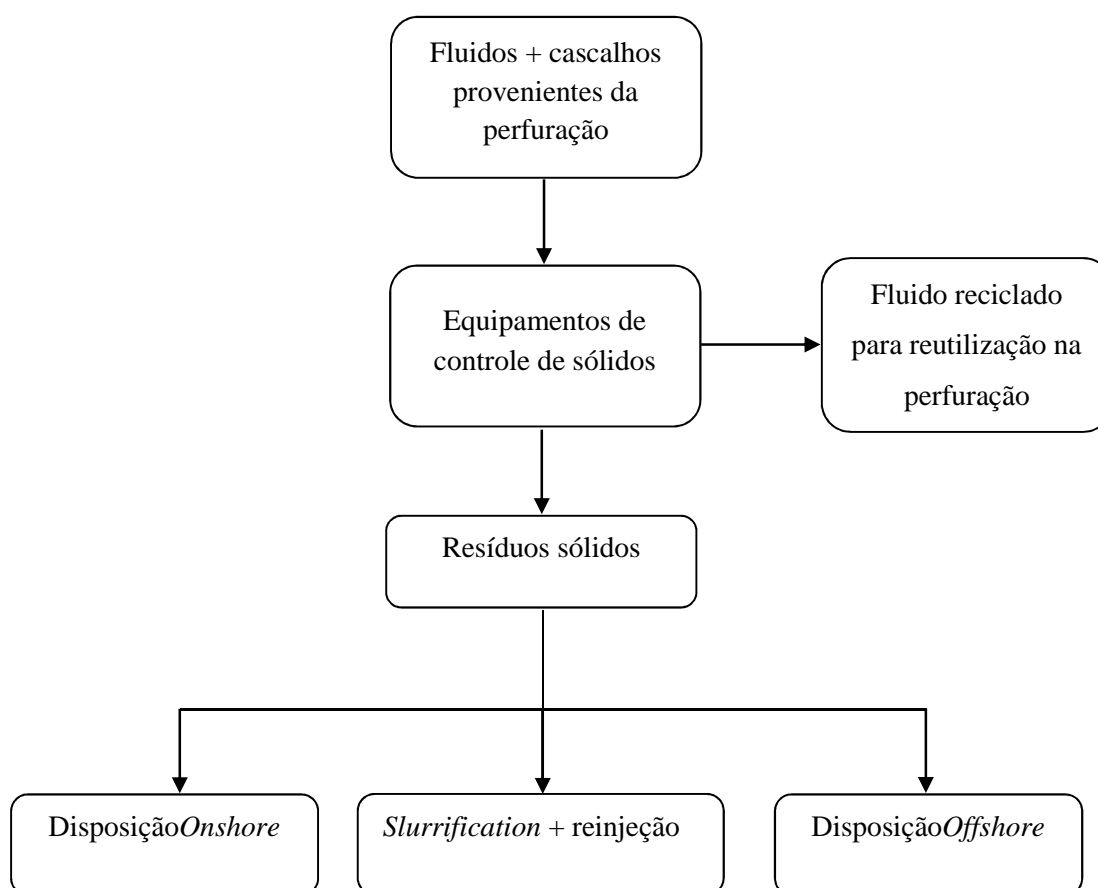
- a) Redução dos volumes de descarte pelo aumento do reciclo de fluidos e produtos químicos.
- b) Redução da toxidade nos cascalhos pelo uso de melhores equipamentos de separação de sólidos para remoção de OBM e SBM (que podem ser reciclados). Por redução do teor de hidrocarbonetos no cascalho por processos de limpeza mecânicos (centrífuga) ou térmicos (incineração) antes do descarte.
- c) Redução da toxicidade dos fluidos de perfuração, pelo desenvolvimento e uso de produtos químicos com menor toxicidade e menores níveis de metais pesados.
- d) Redução do uso de biocidas.
- e) Troca de OBF e SBF por WBF quando for tecnicamente possível.
- f) Gerenciamento efetivo dos resíduos de perfuração, utilizando um método de disposição confinada, como por exemplo a rejeição.
- g) Evitar perfuração em áreas sensíveis usando técnicas de perfuração direcional (poços horizontais, entre outras técnicas) para acessar o reservatório.

O presente trabalho trata da análise de custo benefício do Gerenciamento Efetivo dos Resíduos de Perfuração pela técnica integrada *Slurrification* e reinjeção. Seus métodos e possibilidades serão descritos nos capítulos que seguem.

Capítulo 6 - Formas de disposição dos resíduos da atividade de perfuração

Conforme descrito no Capítulo 4, como parte da recuperação dos fluidos de perfuração, os cascalhos passam através do sistema de controle de sólidos que visa proporcionar máxima recuperação de fluido, permitindo sua reutilização. Os sólidos restantes, também conhecidos como “resíduos da perfuração”, seguem para a opção de disposição final escolhida.

São inúmeras as formas de disposição possíveis, foi dada ênfase ao sistema integrado *Slurrification* e reinjeção. Serão também expostos, de forma resumida, os processos de disposição *Onshore* e *Offshore*, conforme exemplificado no Fluxograma 6.1.



Fluxograma 6.1 - Trajetória dos cascalhos de perfuração até disposição final.

Fonte: Adaptado de OGP, 2003

6.1 – Parâmetros para disposição

Para a escolha da forma mais adequada de disposição final, é necessária a avaliação de alguns parâmetros importantes, tais como a análise do cenário e dos impactos ambientais, o custo econômico e a análise do próprio processo.

6.1.1 – Parâmetros do cenário ambiental

Como parâmetros importantes para a análise do cenário ambiental podem ser considerados os itens:

- Emissões aéreas do processo de perfuração
- Energia necessária
- Redução do volume de resíduos
- Subprodutos do processo
- Adequação a legislação local
- Remoção dos hidrocarbonetos
- Remoção dos metais pesados
- Potenciais estressores ambientais
- Espécies marinhas potencialmente em risco
- Impacto potencial nas águas subterrâneas e superficiais.

6.1.2 - Parâmetros do processo

A análise do processo deve ser realizada considerando os parâmetros:

- Segurança operacional e ocupacional
- Taxa de processamento
- Espaço disponível
- Energia requerida
- Condições climáticas
- Tamanho e portabilidade das unidades
- Disponibilidade de instalações adequadas.

6.1.3 - Parâmetros para análise econômica

Os parâmetros abaixo apresentam grande importância e devem ser considerados quando da análise econômica do processo.

- Custo imediato
- Custo por metro cúbico de resíduo
- Custo energético
- Custo no transporte
- Custo de laboratório
- Custo da disposição final dos resíduos
- Custo dos equipamentos
- Custode manutenção
- Custodo trabalho

Os parâmetros descritos acima são os requisitos básicos quando da análise do processo a ser desenvolvido, porém é importante ressaltar que cada método apresentará um conjunto de fatores específicos. Sendo assim, faz-se necessário o conhecimento aprofundado da técnica escolhida, de forma que sejam considerados os parâmetros adequados à cada análise.

A seguir estão descritos os diferentes sistemas de disposição final, dentre eles a disposição *Onshore*, a disposição *Offshore* e o método integrado de *Slurrification* e reinjeção.

6.2 –Disposição *Offshore*

É um método operacionalmente simples e não necessita de equipamento adicional. Ao contrário das outras opções de eliminação, não necessita de armazenamento temporário. Os cascalhos e o fluido passam inicialmente por equipamentos de separação de sólidos. Os cascalhos residuais são então misturados com água do mar e transportados por um parafuso sem fim ou bombeador para serem descartados ao mar através de um tubo conhecido como *downcomer* (Figura 6.1). O final do *downcomer* normalmente está localizado a poucos metros abaixo da superfície da água.



Figura 6.1- *Downcomer*. Fonte: Prestadora de serviço do setor de Oléo e Gás, 2011

Os cascalhos descartados com alguma quantidade de fluido adsorvido caem no fundo do mar e se acumulam em diferentes graus. A maneira como ocorrerá a acumulação dependerá do volume e características do líquido aderido e das características do local de recepção. Como descrito no capítulo 5, cascalhos provenientes de fluidos aquosos tendem a se dispersar mais, uma vez que a sua base é a mesma do meio onde está se dispersando. Já os fluidos sintéticos e/ou a base óleo, reagem de forma diferente, justamente por sua base não se dispersar tão bem na água do mar.

Nos processos que utilizam fluidos não aquosos, a concentração destes será maior imediatamente após a descarga, e conseqüentemente, a biota poderá ser mais afetada. Normalmente, essa concentração irá diminuir com o tempo e a biota se recuperar, mas as escalas de tempo variam dependendo do tipo de fluido aderido, da espessura da acumulação, e das características do meio receptor, tais como profundidade da água, temperatura, ondas e correntes. A recuperação da biota marinha para acumulações mais espessas é normalmente lenta.

Diferentemente do que ocorre com os fluidos não aquosos, os impactos na biota marinha com fluidos aquosos aderidos são considerados desprezíveis. Isso acontece principalmente pela forma com que o fluido se dispersa e permite que os cascalhos se depositem de forma mais espaçada no assoalho marinho.

Apesar de parecer a opção mais barata e simples, a disposição *Offshore* é muitas vezes descartada pela questão ambiental. Como visto anteriormente, os requisitos ambientais estão cada vez mais restritos tornando-se limitantes na escolha do método de disposição.

Como vantagens desse tipo de processamento de resíduos é possível mencionar:

- Custo baixo por volume tratado
- Processo simples, poucos equipamentos envolvidos
- Ausência de custos de transporte
- Baixo requisito de energia
- Baixo risco operacional
- Não há necessidade de espaço adicional para armazenamento
- Sem restrições em relação as condições climáticas
- Não há aumento nas emissões atmosféricas

Como desvantagens tem-se:

- Procedimento com potencial para causar danos ambientais futuros
- Custosa análise das descargas e impactos potenciais (testes de conformidade, modelagem de descarga, programas de monitoramento de campo, etc)
- Potencial para causar impactos de curto prazo localizado na biota do fundo do mar

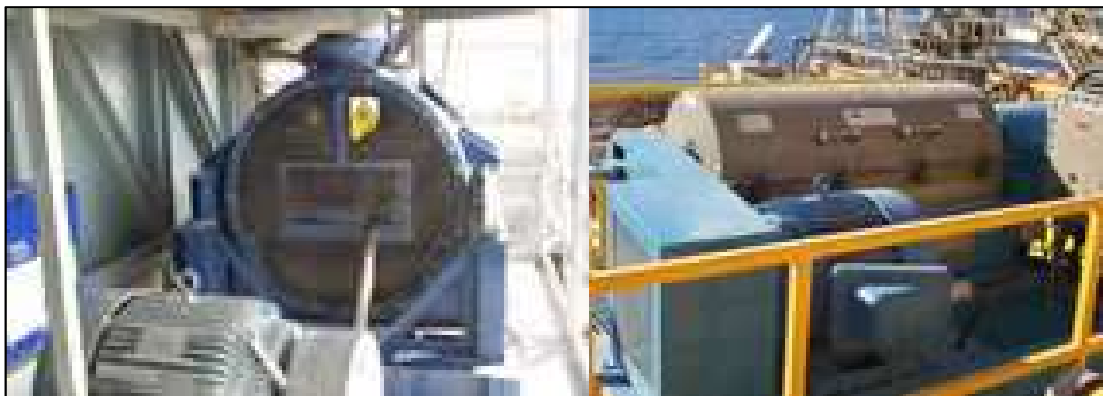


Figura 6.2 - Secador de cascalho horizontal e centrífuga. Fonte: Prestadora de serviço do setor de Óleo e Gás, 2011

Vale ressaltar que os cascalhos só podem ser despejados ao mar se estiverem dentro dos requisitos para serem descartados. Caso contrário, estes devem ser tratados ainda por secadores de cascalhos ou centrífugas, como indicado na Figura 6.2.

Observa-se que, geralmente, o custo do tratamento e descarga de resíduos de perfuração é menor do que o custo do transporte de volta para a praia ou a aplicação de outras opções de gerenciamento. Assim, onde a descarga *Offshore* é uma opção aprovada pela agência reguladora local, a maioria dos operadores escolhe essa opção.

6.3 –Disposição *Onshore*

Após passarem pelo equipamento de separação de sólidos, os cascalhos remanescentes, considerados resíduos, são então armazenados. Quando atingem determinada quantidade, são transportados para a costa, onde então seguem para disposição em local apropriado. Alguns fatores devem ser considerados quando essa opção de disposição final é cogitada como a necessidade de transporte marítimo e de espaço disponível para armazenamento.

Essa metodologia não é uma opção complicada tecnicamente, contudo, envolve o uso de inúmeros equipamentos e maiores custos quando comparada à deposição *Offshore*, além de possuir logística complexa.

Os cascalhos residuais provenientes dos equipamentos de separação de sólidos são armazenados na própria plataforma, em sacos, tanques ou caixas. Daí ocorre a necessidade de espaço disponível para armazenagem. Quando atingem certo volume, os recipientes de armazenamento são descarregados através de um guindaste, como visto na Figura 6.3, para outra embarcação auxiliar.

A embarcação auxiliar transporta os cascalhos para a costa. Os recipientes de armazenagem são descarregados desta para o cais no porto. Após chegarem ao porto, são direcionados para caminhões ou outros veículos de transporte terrestres. Tais recipientes de armazenagem, quando vazios, devem regressar ao porto e, finalmente, à plataforma.



Figura 6.3 - Guindastes e recipientes de resíduos. Fonte: MI-SWACO, 2011

Os cascalhos tratados podem ser colocados em aterros sanitários, incinerados, espalhados no solo, por exemplo.

Como é possível notar, esta opção também envolve aumento do uso de equipamento localizado na plataforma, como o guindaste e equipamentos terrestres. Essa necessidade aumenta o custo de operação, pois além de todos os equipamentos (guindastes, bombas, caixas de armazenagem) necessita também de aluguel de barcos, uso das instalações portuárias, aluguel de caminhões etc. Um esquema simplificado dos equipamentos necessários está representado na Figura 6.4.

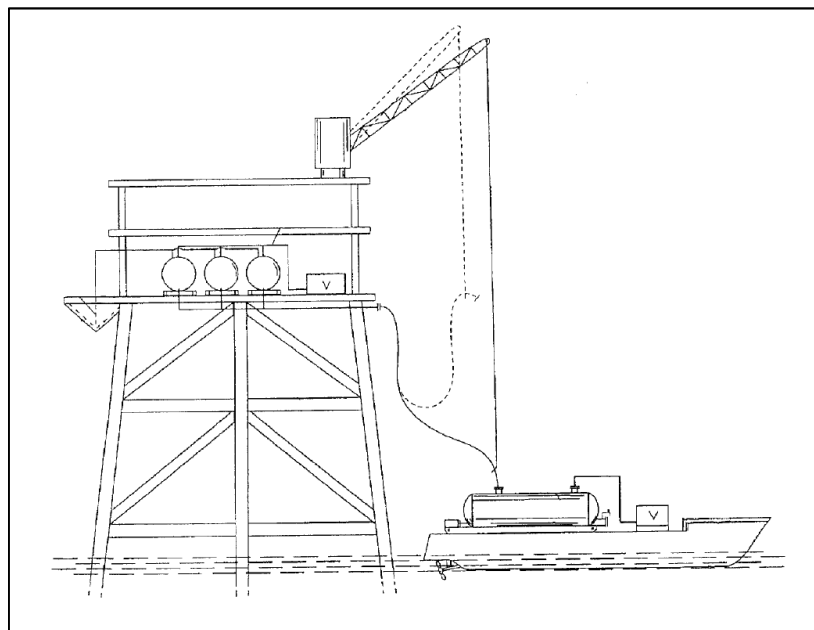


Figura 6.4 - Guindaste e embarcação auxiliar para remoção dos resíduos *Offshore*.

Fonte: Simpson -Patente US 2004/0011562A1, 2004

Como vantagens desse processo pode-se citar:

- Resíduos podem ser removidos da plataforma para um local apropriado, evitando responsabilização futura;
- Evita impactos nas áreas marítimas ambientalmente sensíveis.

O processo apresenta, porém, algumas desvantagens, dentre as quais citam-se:

- Custo de transporte: aluguel de navios têm custo proporcional com a distância do porto até o local de perfuração;
- Transporte pode exigir afretamento de embarcações de suprimento adicional;
- Custos adicionais associados a equipamentos de transporte (aspiradores, brocas, caixas ou recipientes a granel), e pessoal capacitado para operar;
- Riscos de segurança associados com carga e descarga de armazenadores de resíduos no porto;
- Pessoal adicional necessário;
- Risco de exposição do pessoal aos hidrocarbonetos aromáticos é maior, uma vez que os resíduos ficam armazenados na própria plataforma;
- Coleta eficiente e transporte de resíduos são necessários no local de perfuração;
- Pode ser difícil lidar com a logística exigida quando ocorre a necessidade de perfurações com alta taxa de penetração ou poços com grande diâmetro;
- Condições meteorológicas podem impedir o carregamento e transporte de resíduos, podendo ocasionar paradas na sonda por falta de lugar para alocar os resíduos;
- Consumo de combustível e emissões atmosféricas associadas com consequente transferência de resíduos para uma base em terra;
- Aumento do risco de derrame;
- Potencial interferência com transporte e pesca de tráfego de navios e ao aumento do tráfego no porto.

Uma vez trazidos para a costa, é necessária a escolha de um destino final para os cascalhos gerados na perfuração. Dentre as diversas formas disponíveis para a disposição *Onshore*, abaixo segue uma breve descrição de alguns destes métodos utilizados na indústria.

6.3.1 - Espalhamento em terra

Consiste em espalhar cascalhos não tratados uniformemente sobre uma área, seguido por adição de nutrientes para estimular a biodegradação natural das bactérias. São feitas diversas deposições graduais para que dessa forma os microorganismos do solo consigam degradar os resíduos e absorver os nutrientes necessários.

Esse sistema é mais eficiente em climas tropicais quentes, e pode ser inaplicável em áreas onde o chão está congelado parte do ano.

Vantagens:

- Praticamente não há custo se houver terras disponíveis
- Processo simples, com poucos equipamentos necessários
- Degradação de hidrocarbonetos

Desvantagens:

- Não pode ser usados para resíduos com alto teor de sais sem terem sido pré-tratados
- Requer clima quente o ano todo
- Requer monitoramento constante durante muito tempo
- Pode contaminar águas profundas e superficiais
- Pode ser limitado por leis ambientais.

6.3.2 - Aterros sanitários

São amplamente utilizados para conter resíduos. Nesta opção, os cascalhos, tratados ou não, são colocados em uma unidade de confinamento com um forro e uma cobertura projetados para conter os resíduos. A capacidade do aterro para conter resíduos dependerá da qualidade do *design*, de materiais da estrutura geológica do local. Aterros

devem ser continuamente mantidos e monitorados para sustentar a sua eficácia na contenção de resíduos.

6.3.3 - Compostagem

Na compostagem, a combinação da disposição do material em pilhas (Figura 6.5), da adição de nutrientes e da alta temperatura aumentam ainda mais as taxas de biodegradação e volatilização. Como vantagem sobre o método de espalhamento em terra, esta pode ser utilizada em climas frios.



Figura 6.5 - Pilhas de resíduos. Fonte: EMBRAPA, 2012

Vantagens:

- Mais barata que desorção térmica, incineração e reinjeção;
- Redução do espaço e equipamentos necessários;
- Biodegradação mais rápida que em utilização no espalhamento em terra;
- Mais eficiente em climas frios;
- Biodegradação de hidrocarbonetos;
- Mínimo potencial de contaminação de águas do subsolo.

Desvantagens:

- Mais custoso que aplicação em terras cultiváveis;
- Emissão de gases provenientes do uso de equipamentos de degasificação;
- Escoamento em áreas de muita chuva pode causar contaminação de outras áreas;
- Podem ter restrições regulatórias dependendo da região.

6.3.4 - Dessorção térmica

Os cascalhos são colocados em uma unidade de tratamento que aquece e rotaciona a amostra, como representado na Figura 6.6. Os compostos líquidos são volatilizados e recondensados, formando as chamadas “águas residuais”, que necessitam de tratamento prévio antes do descarte. O restante dos resíduos sólidos não apresenta quantidade significativa de hidrocarbonetos, porém podem reter sais e metais pesados.



Figura 6.6 - Unidade de dessorção térmica. Fonte: Essencis Soluções Ambientais, 2012

Vantagens:

- Possibilidade de recuperação do fluido de perfuração;
- Remoção efetiva e reciclo dos hidrocarbonetos dos sólidos.

Desvantagens:

- Alto custo inicial de equipamentos;
- Alto custo no tratamento dos gases;
- Requer muitos operadores;
- Parâmetros de processo devem ser altamente controlados;
- Altíssimas temperaturas de operação;
- Altas concentrações de sais e metais pesados no sólido remanescente;
- Emissão dos gases de combustão dos hidrocarbonetos;
- Resíduos sólidos necessitam de outra forma de disposição final.

6.3.5- Incineração

É um processo onde a parcela orgânica dos resíduos sólidos sofre o que denomina-se decomposição térmica, que por sua vez ocorre sob altas temperaturas e com tempo de residência controlado, para assegurar a degradação dos resíduos. Uma unidade esquemática do sistema pode ser encontrada na Figura 6.7 (Carvalho, 2008).

Vale ressaltar que o processo de incineração transforma os resíduos, muitas vezes perigosos, em substâncias menos nocivas e menos volumosas como águas residuais, gases e principalmente cinzas. Logo, esse processo só está finalizado quando equipamentos de limpeza de gases e sistemas de incorporação de cinzas são utilizados para dar destino apropriado aos produtos da incineração.

Vantagens segundo Souza& Lima (2002):

- Tempo de operação curto;
- Destruição dos hidrocarbonetos;
- Redução do volume de resíduos;
- Redução da toxicidade dos resíduos;
- O procedimento de aquecimento pode ser recuperado em forma de energia para uso posterior.



Figura 6.7 - Unidade esquemática do processo de incineração. Fonte: Essencis Soluções Ambientais, 2011

Desvantagens

- Alto custo de processamento por volume;
- Alto número de operadores;
- Alto custo com energia;
- Condições inseguras devido à alta temperatura ;
- Necessita de controle de emissões gasosas;
- Necessidade de disposição das cinzas remanescentes;
- A altas temperaturas os sais podem ser transformados em componentes ácidos.

6.4 - *Slurrification* seguido de reinjeção *Offshore*

A técnica de *Slurrification* seguida de reinjeção de cascalhos de perfuração de petróleo vem atraindo atenção considerável por parte das empresas como um meio rentável de cumprir a legislação ambiental sobre descargas de resíduos oleosos. Seus equipamentos, assim como seu funcionamento, serão melhor detalhados no capítulo seguinte.

Embora trate-se de duas técnicas integradas, faz-se a seguir descrição resumida de cada uma delas separadamente, para melhor entendimento.

O processo *Slurrification* recolhe os cascalhos provenientes do sistema primário de tratamento de sólidos que são direcionados a um secador de cascalho. Sua principal função é recuperar a maior quantidade possível de fluido de perfuração remanescente nos fragmentos de rocha. Como função secundária, tem-se uma redução na granulometria dos cascalhos por atrito com as palhetas do próprio secador de cascalhos.

Após essa passagem pelo secador de cascalhos, os sólidos com adição de um fluido (água, água do mar ou goma xantana) seguem para a bomba de mistura, que tem como função, submeter a mistura fluido-sólido a um cisalhamento mecânico e hidráulico, para criar uma pasta.

Essa pasta é armazenada em um tanque até que o processo de reinjeção seja liberado. A reinjeção é realizada por bombas de alta potência que têm sua vazão controlada para que os parâmetros especificados sejam atendidos.

Os cascalhos podem ser reinjetados nas formações geológicas de locais próximos à zona de perfuração, em poços abandonados ou em poços apropriados para receber o despejo. A escolha do tipo de reinjeção depende de análises técnicas, econômicas e ambientais.

Alguns problemas operacionais, como o bloqueio no anular, devem ser levados em consideração na escolha do procedimento de reinjeção. Outro fator que deve ser levado em conta é que uma plataforma móvel perfurando apenas um poço exploratório, na maioria das vezes, não possui espaço suficiente para alocação de todos os equipamentos necessários para esta técnica.

De acordo com Souza & Lima (2002), pode-se citar as principais vantagens:

- Não necessita de transporte para fora da plataforma;
- Os cascalhos podem ser injetados sem serem pré-tratados;
- Eliminação de impacto do fundo do mar;
- Limita possibilidade de contaminações nas águas de superfície e subterrâneas;
- Um método de eliminação permanente no local que permite cumprir plenamente com descarga zero para o meio ambiente;
- Não dependente de cultivo da terra, tratamento de solidificação, ou encapsulamento, ou mesmo o movimento de cascalhos para outro local, aliviando o operador de futuros problemas ambientais.

- Um método que retorna o cascalho ao seu ambiente nativo
- Um método que não há descarga de hidrocarbonetos no ar, ao contrário de operações térmicas, que aumentam o efeito estufa;

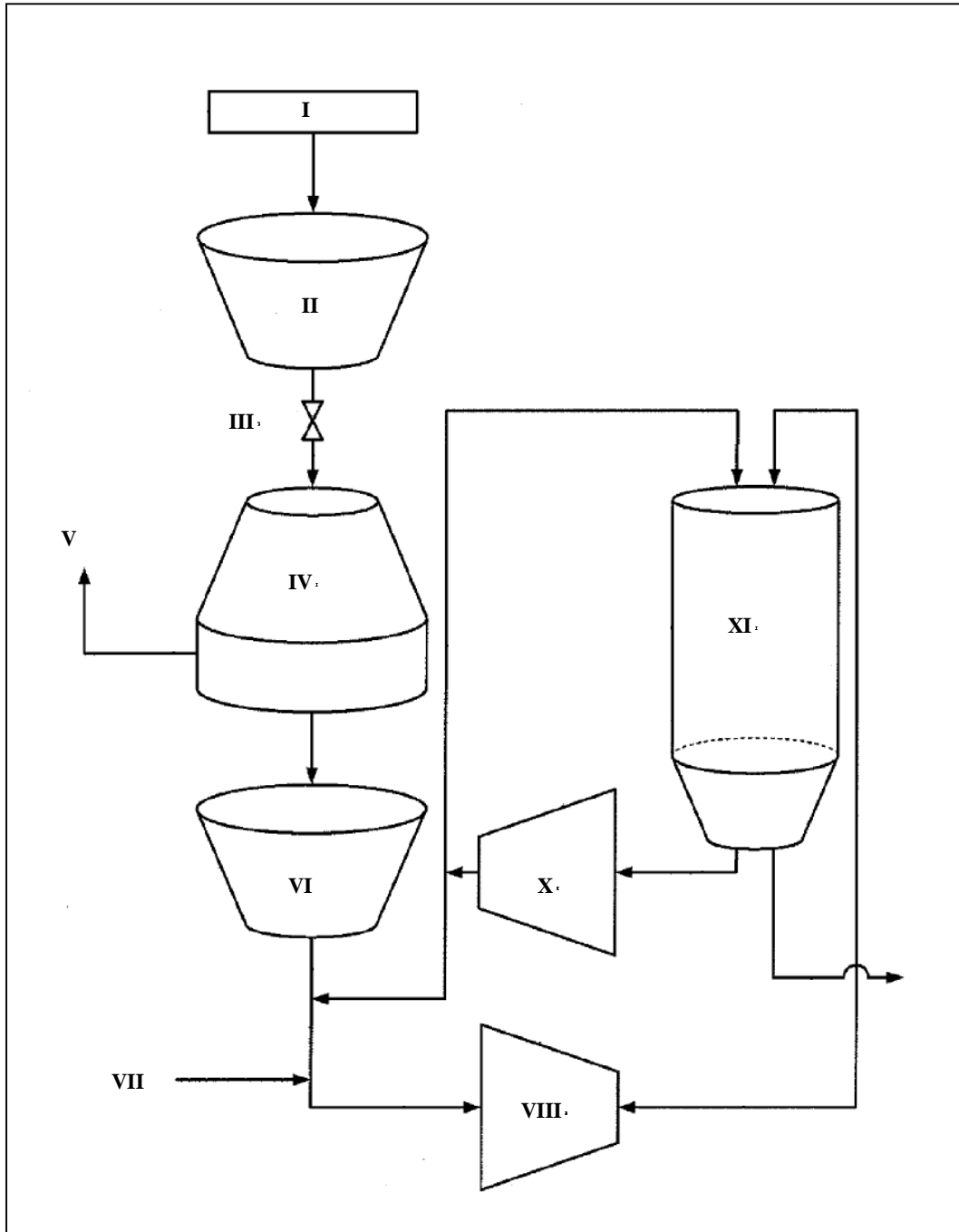
Desvantagens

- Desligamento ou pane de equipamento pode parar as atividades de perfuração;
- Equipamento extenso e com exigências de trabalho, ou seja, necessita de pessoal especializado na operação;
- Eficiência variável dependendo do tipo de formação perfurada;
- Difícil para os poços de exploração, devido à falta de conhecimento de formações;
- Aumento da poluição do ar devido a exigências de grande potência;
- Possível violação ao fundo do mar se não for projetado corretamente.

Neste capítulo foram descritos alguns métodos conhecidos de disposição dos resíduos sólidos provenientes da atividade de perfuração de poços de petróleo. Os processos *Onshore* e *Offshore* são amplamente conhecidos na indústria enquanto o de *Slurrification* seguido de reinjeção é menos difundido, apesar de já implementado.

Capítulo 7 – Descrição do Processo

Os cascalhos provenientes da atividade de perfuração passam inicialmente por um sistema primário de tratamento, conforme descrito no capítulo 4, identificado no Fluxograma 7.1, como I, e são, então, direcionados por uma linha de transferência para um tanque de armazenagem.



Fluxograma 7.1 - Processo *Slurrification*.

Fonte: Eia - Patente: US 2008/0283295A1, 2008

O tanque de armazenagem (Fluxograma *Slurrification* - II) atua compensando flutuações no fluxo de cascalhos, de forma que a corrente de cascalhos apresente uma taxa de fluxo contínuo.

Para auxiliar no controle do fluxo, uma válvula (Fluxograma *Slurrification* - III) pode ser instalada na linha de transferência, após o tanque de armazenamento, para controlar a velocidade de entrada no secador de cascalho (Fluxograma *Slurrification* - IV). Essa transferência pode ser efetuada por ação da gravidade, por transferência pneumática, por transferência à vácuo ou por transportadores mecânicos.

Após o tanque, os cascalhos são direcionados pela linha de transferência para o secador de cascalhos (Figura 7.1). A função do secador é recuperar a maior quantidade possível de fluido de perfuração remanescente nos fragmentos de rocha proveniente do tratamento primário.

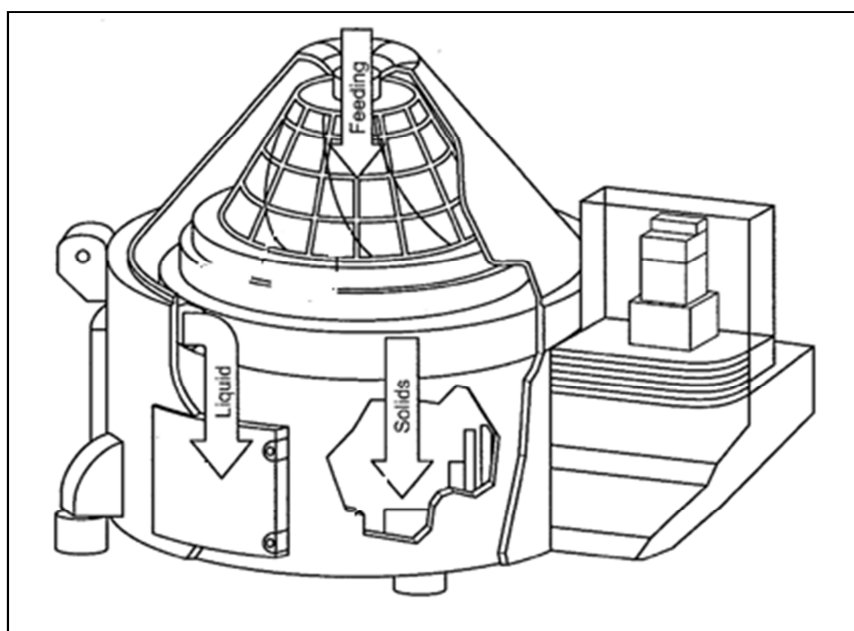


Figura 7.1 – Exemplo de Secador de Cascalhos.

Fonte : Eia - Patente: US 2008/0283295 A1, 2008

Esse equipamento é uma centrífuga projetada para separação dos cascalhos e utiliza força gravitacional para separação entre líquido e sólido. Indicado por Eia (2008), o equipamento VERTI-G CUTTINGS DRYER da M-I LLC Houston Tex., pode processar grandes quantidades de sólidos e fluidos. Sua capacidade máxima supera as

60 toneladas por hora. Após saírem do secador, os sólidos apresentam teor de óleo menor que 5% em peso úmido.

Podendo ser utilizado com qualquer tipo de fluido de perfuração (base água, óleo ou sintético), o VERTI-G é controlado por um CLP (Controlador Lógico Programável) e deve ser continuamente alimentado para produzir uma ótima separação entre líquidos/sólidos.

Sob alta força gravitacional criada pelo diâmetro do cone, a separação líquido/sólido ocorre instantaneamente quando os cascalhos são pressionados, pelas palhetas, contra a malha fina da tela presente na superfície do aparelho. A corrente de entrada passa por um funil de carga que auxilia no direcionamento do fluido à superfície da tela.

As palhetas do secador, revestidas de carbetto de tungstênio para redução do desgaste, criam uma ação de rotação que promove uma maior separação e evita entupimento da tela. Esse movimento de alta velocidade gera, ainda, atrito mecânico do cascalho com a tela e reduz progressivamente sua granulometria. Isso garante o retorno de um fluido mais limpo e a descarga de sólidos mais secos.

O líquido separado passa pela tela e é recolhido através de uma das duas aberturas de efluentes. Este é, então, bombeado para a centrífuga de decantação (Fluxograma *Slurrification* - V). Esse resíduo líquido, que pode incluir aditivos químicos, agentes adensantes e outros agentes adicionados durante o processo de perfuração, será reciclado e reutilizado no sistema ativo de fluidos.

Os sólidos secos e de granulometria reduzida são descarregados na parte inferior da tela e caem por gravidade na calha. São então direcionados para o funil Venturi (Fluxograma *Slurrification* - VI). Este equipamento garante a coleta e descarga contínua dos cascalhos para a bomba.

O bombeamento dos cascalhos é auxiliado pela entrada de uma corrente externa de fluido (Fluxograma *Slurrification* - VII). Este pode ser água, água do mar, solução salina, goma xantana, agentes surfactentes, dispersantes e até polímeros líquidos. Esses fluidos e aditivos ficam armazenados em tanques, tambores, *bags* e linhas de transferência exteriores ao processo.

Eia (2008), indica o uso da bomba FLASHBLEND POWDER/LIQUID MIXING da Silverson Machines, Inc. (Figura 7.2), capaz de receber os cascalhos secos e promover o bombeio juntamente com o fluido.



Figura7.2 – Flashblend Powder/Liquid Mixer.

Fonte: Eia - Patente : US 2008/0283295 A1,2008

No momento inicial de funcionamento da bomba (Fluxograma *Slurrification* - VIII), é criado vácuo que leva à abertura da válvula existente na saída do filtro de Venturi. Dessa forma, os cascalhos seguem em direção à bomba onde se misturam com a corrente externa de fluido e aditivos, entrando na bomba em alta velocidade (Figura7.3).

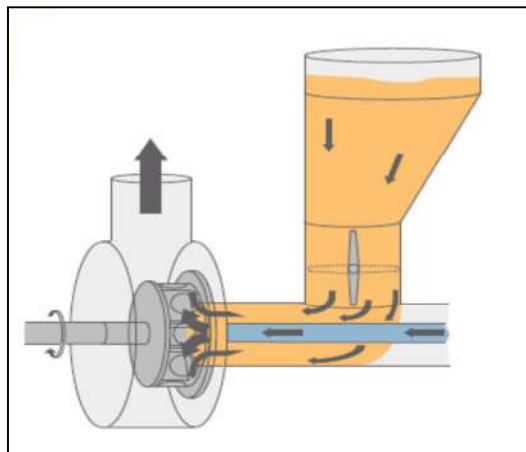


Figura 7.3 – Conjunto Funil Venturi, corrente externa de entrada e bomba.

Fonte: Eia- Patente: US 2008/0283295 A1, 2008

Sem os aditivos químicos, o óleo remanescente nos cascalhos provenientes de uma perfuração com fluido oleoso, cria uma camada viscosa em torno dos cascalhos, que impede o contato com a água, e como resultado, os cascalhos tendem a aderir uns aos

outros e formar uma massa, que por sua vez exigiria excessiva pressão para ser bombeada.

Além disso, quando a formação é suscetível a hidratação, a argila da formação acaba absorvendo água e inchando, podendo ocasionar dificuldades operacionais nos equipamentos de superfície e/ou bloqueio de fundo de poço. Por isso, é essencial o estudo da formação para a escolha dos aditivos corretamente (Tehrani – Patente: US 2010/0298174 A1, 2010).

A mistura constituída pelos sólidos, fluido e aditivos é submetida a um cisalhamento mecânico e hidráulico exercido pela própria bomba, criando uma pasta. Essa pasta por sua vez é direcionada por uma linha de transferência, sendo alocada em um segundo tanque de armazenamento.

Indicado por Eia (2008), o ISO-PUMP da M-I LLC Houston Tex., conforme Figura 7.4 abaixo, o tanque de armazenagem pode apresentar estrutura de suporte para proteção e transporte.



Figura 7.4 – ISO-PUMP. Fonte: MI-SWACO, 2012

Uma vez no segundo tanque de armazenamento (Fluxograma *Slurrification* - IX), existem algumas possibilidades de destino para a lama. A opção proposta neste estudo é a reinjeção da lama. Esta opção encontra-se representada no diagrama da Figura 7.5.

Como medida alternativa, o tanque de armazenamento pode armazenar a lama para uso futuro. Inclusive, sua estrutura permite que o próprio tanque possa ser transferido para

uma embarcação auxiliar e tratado em terra. Na condição de uso futuro, a lama passa ainda por outra bomba centrífuga (Fluxograma *Slurrification* - X) com a finalidade de diminuir ainda mais a granulometria dos cascalhos. Esse bombeio tem como objetivo manter o material sólido em constante movimento dentro do tanque de armazenamento, evitando que a suspensão decante. O bombeio não precisa ser intermitente, deve apenas ser utilizado quando a lama produzida ainda não tiver destino certo, e precisar permanecer durante muito tempo no tanque de armazenamento.

A bomba supracitada possui um compartimento cilíndrico que gira impelido pelo rotor. Esse rotor dispõe de palhetas, que por sua vez giram no sentido contrário ao cilindro externo. Dessa forma, quando a corrente de alimentação entra com a mistura sólido-fluido, o rotor tem uma ação de corte e diminuição do tamanho dos cascalhos em suspensão. As palhetas da bomba também são revestidas com carbetto de tungstênio, para suportar o atrito e os choques.

A atividade de exploração e perfuração é complexa e exige diversos tipos de equipamentos e tratamentos. Quando a perfuração é *Offshore*, todos esses equipamentos precisam ficar alocados em um mesmo espaço, limitado pelo tamanho da plataforma. O custo da plataforma é diretamente proporcional ao seu peso e suas dimensões. Dessa forma é imprescindível que cada um destes equipamentos seja o mais compacto possível para que possam coabitar em harmonia dentro de uma plataforma.

Apesar do processo de *Slurrification* ser integrado por diversos equipamentos, sua construção foi projetada de forma a ocupar o menor espaço possível, se tornando uma unidade compacta. Segundo Eia (2008), essa unidade projetada mostrou-se viável e já se encontra implementada em algumas plataformas no Mar do Norte, onde o ambiente marinho é considerado sensível. Conforme as plantas baixas indicadas mais adiante neste capítulo, sua instalação pode ser feita de forma consideravelmente compacta atendendo aos requisitos de espaço da plataforma.

A Figura 7.6, representa a forma como a unidade de *Slurrification* pode ser instalada em uma plataforma, comprovando que apesar de ser constituída por equipamentos de alto porte, sua compactação é eficiente e reduz o espaço ocupado. Essa compactação fica mais evidente quando comparamos a unidade com o operador na unidade de controle. A planta também oferece as medidas em milímetros.

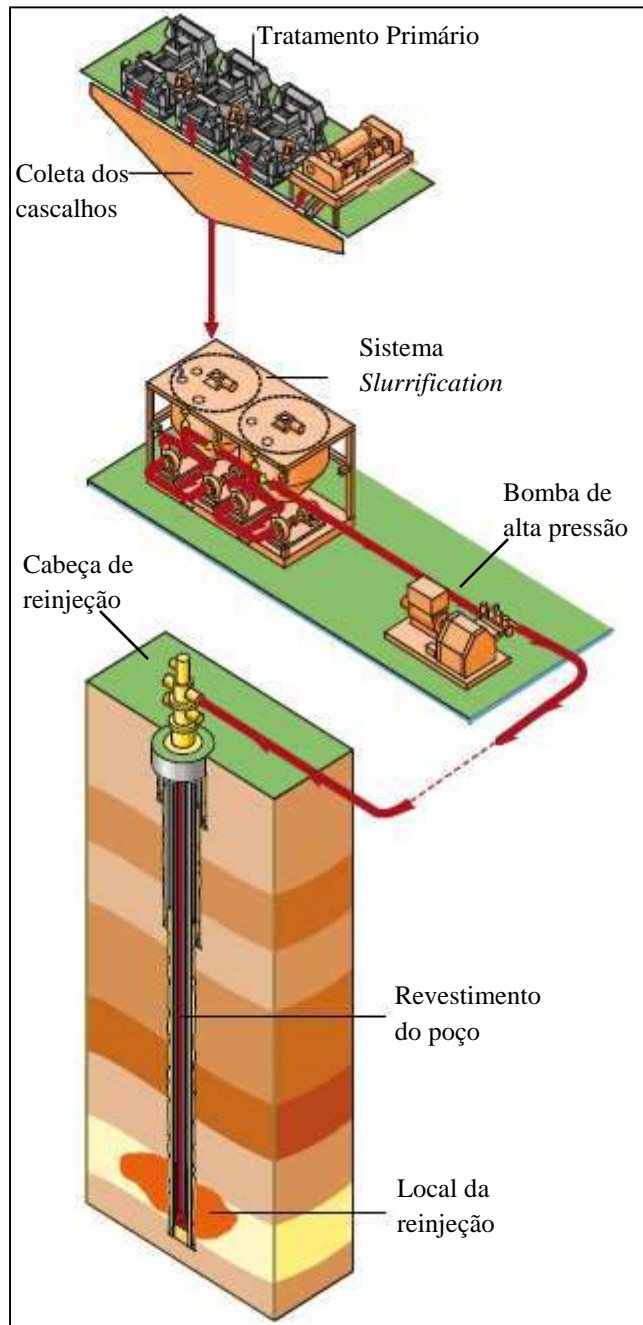


Figura 7.5 – Esquema da reinjeção da lama. Fonte: M-I SWACO, 2012

Os equipamentos são dimensionados e construídos de forma a suportar o empilhamento. O material de construção é resistente a intempéries e ao peso do módulo superior, se tornando uma unidade extremamente compacta. A Figura 7.7, mostra uma outra vista dos constituintes da unidade de *Slurrification*, demonstrando como os equipamentos estão dispostos e o espaço disponível para a movimentação do operador.

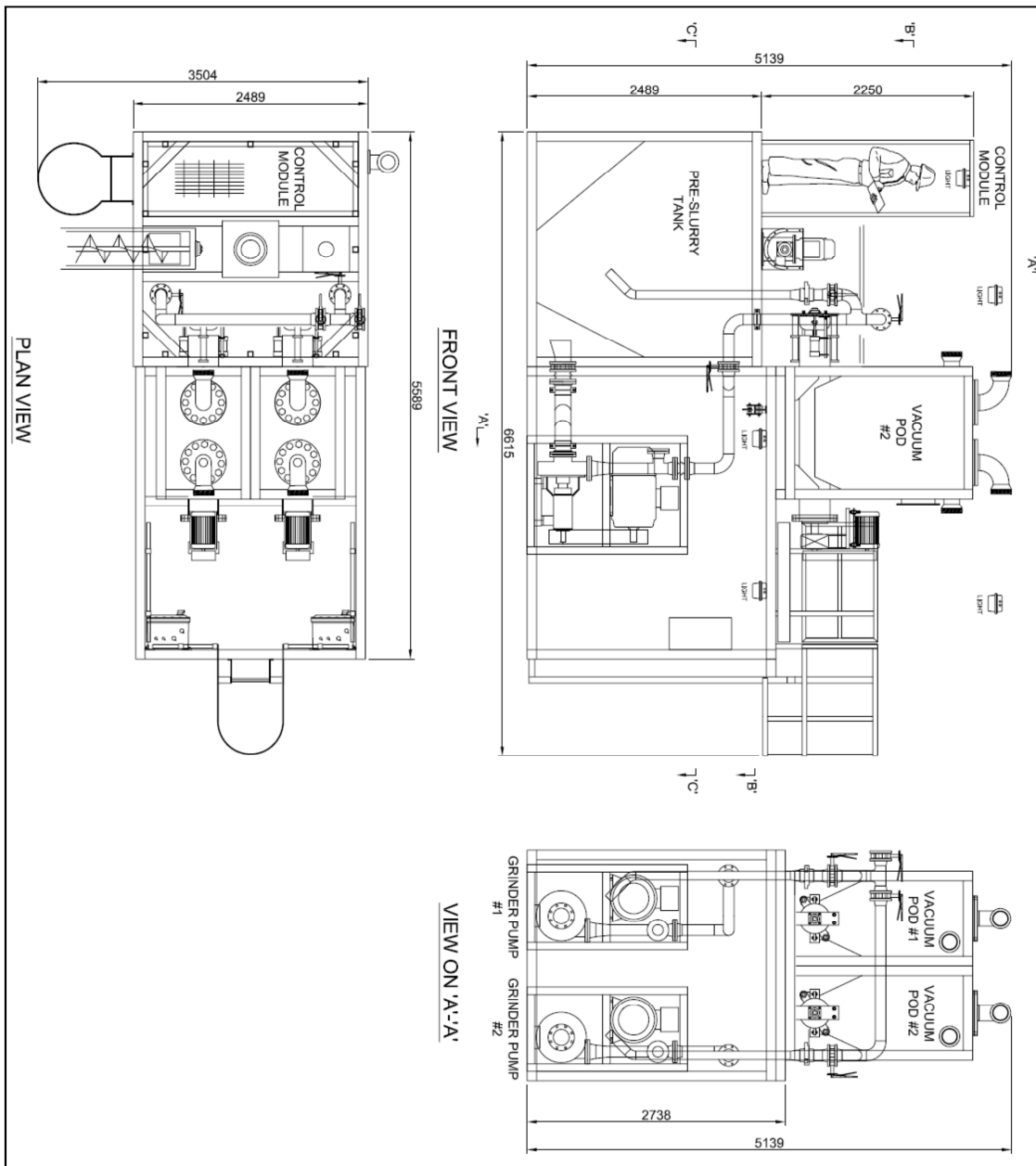


Figura 7.6 - Planta representativa da unidade de *Slurrification* na plataforma. Fonte: Prestadora de serviço do setor de Petróleo e Gás, 2011

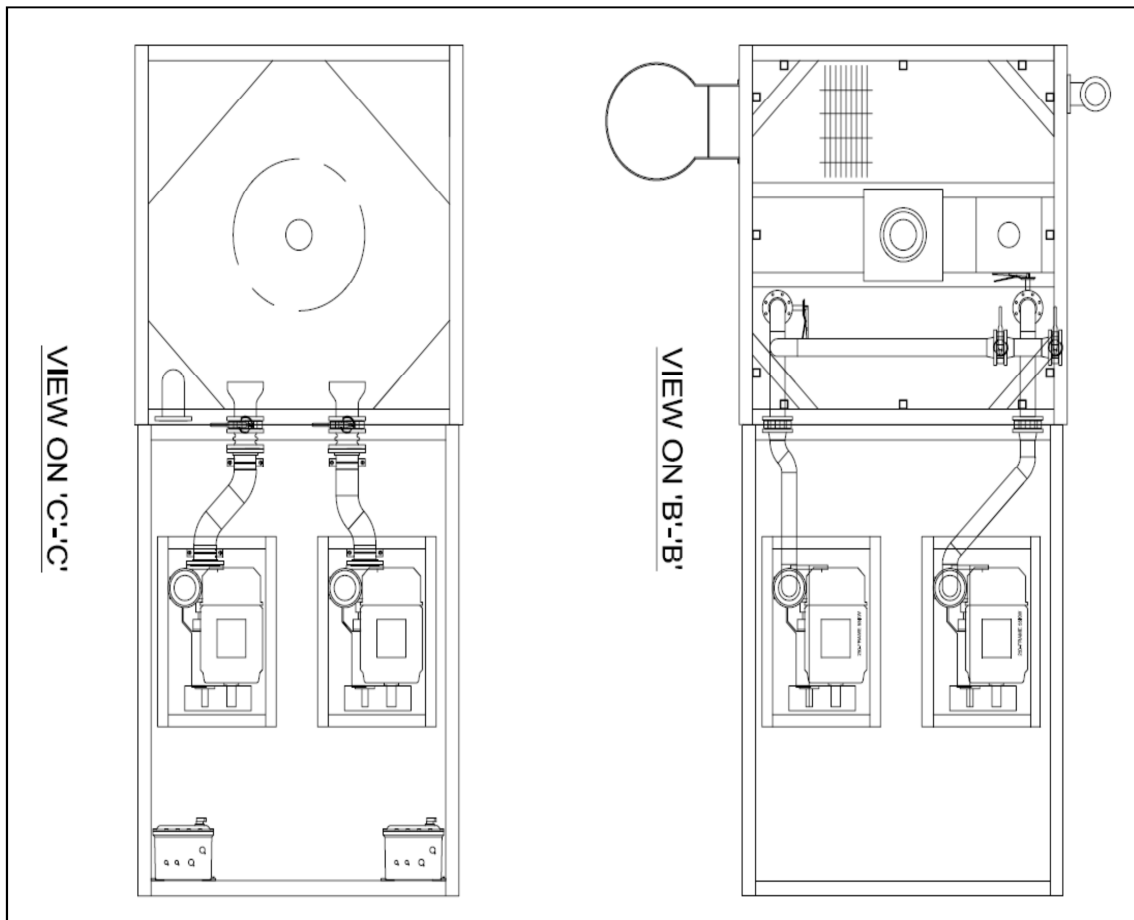


Figura 7.7 - Vista B-B e C-C da unidade de *Slurrification*.

Fonte: Prestadora de serviço do setor de Petróleo e Gás, 2011

A Figura 7.8 mostra uma unidade já implementada em uma plataforma em operação. Nesta, também é possível a comparação das dimensões com dois operadores que podem ser vistos na foto.

A Figura 7.9, por sua vez, mostra a planta de uma plataforma real e o espaço físico que a unidade de *Slurrification* ocupa na mesma (circulado em vermelho).



Figura 7.8 - Foto de uma unidade *Slurrification* já operando em plataforma.

Fonte: Prestadora de serviço do setor de Petróleo e Gás, 2011

A unidade pode exercer plenamente suas funções sem que seja necessário aumentar de forma relevante dimensões e peso da plataforma. Dessa forma, o processo de *Slurrification* tem como ponto positivo o pouco espaço ocupado na plataforma, uma vez que, como dito anteriormente, isso impacta diretamente no custo da plataforma e também na sua viabilidade.

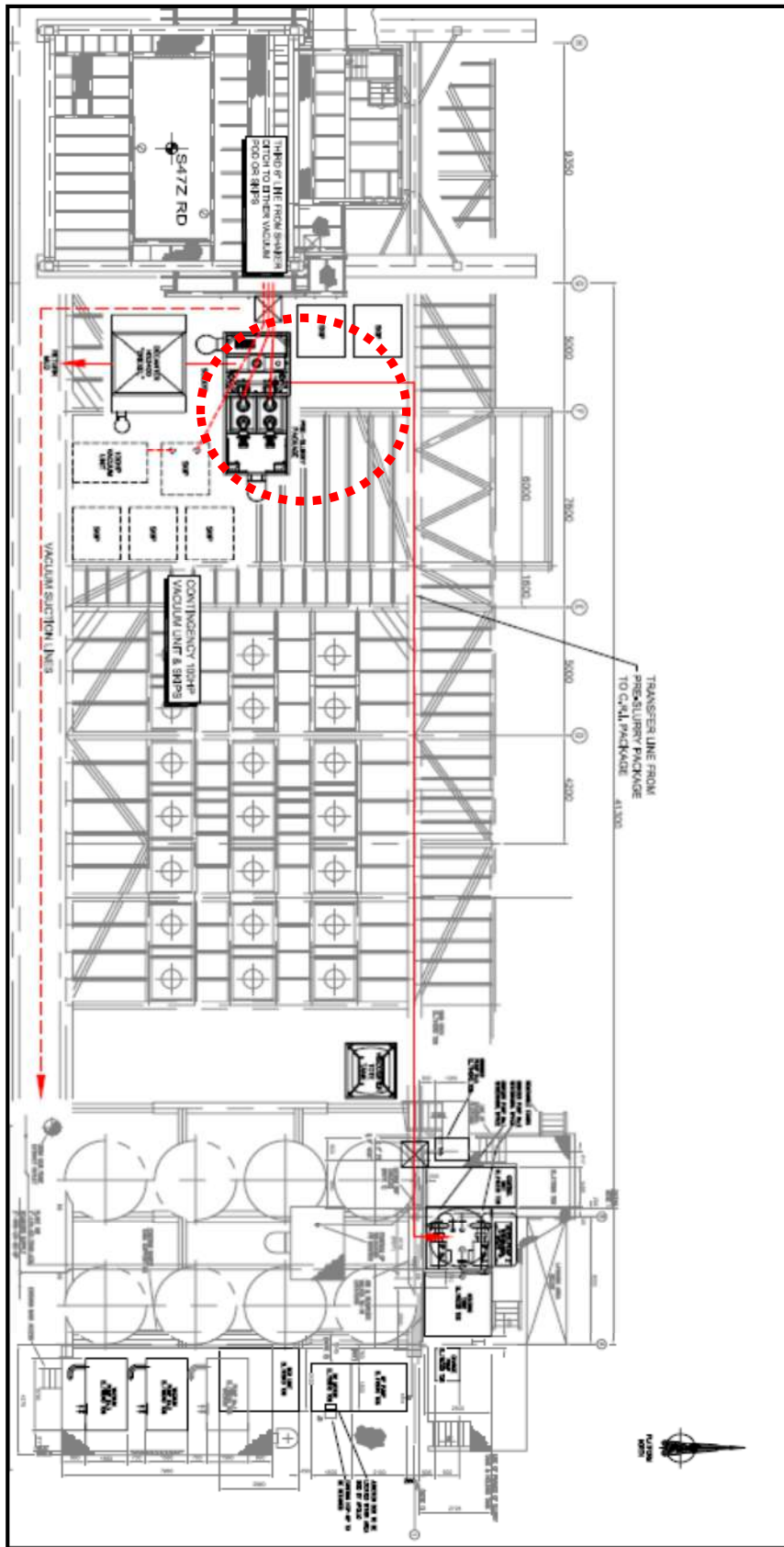


Figura 7.9 - Planta da Plataforma com unidade *Slurrification* em destaque.

Fonte: Prestadora de serviço do setor de Petróleo e Gás, 2011

Capítulo 8 – Análise Econômica

Neste capítulo será realizada uma análise econômica do processo proposto no capítulo 7 de forma a avaliar o mesmo financeiramente, comparando a outras alternativas. A seguir serão descritos os métodos e considerações utilizados para o cálculo do investimento dos projetos.

Segundo Belli *et al* (1998), a análise econômica pode prover ferramentas para diversas questões sobre o impacto do projeto para o desenvolvedor ou para a sociedade, sobre os riscos e sustentabilidade do mesmo. Em particular, ela pode ajudar na determinação da eficiência e equitatividade de recuperação dos custos.

Inicialmente foi realizado estudo sobre a taxa de geração de cascalhos de um poço de perfuração, para então ser iniciado o cálculo do Investimento no Processo de *Slurrification*. Após estas etapas, este investimento será confrontado contra uma estimativa de custo do processo *Onshore*.

No presente estudo não será realizada a estimativa de custo do processo de disposição *Offshore*, uma vez que este tem sua aplicação limitada a algumas áreas devido a questões ambientais anteriormente mencionadas.

8.1 – Geração de Cascalho

Para poder realizar a análise de custo do investimento do processo de *Slurrification*, se faz necessário estimar, inicialmente, a taxa de produção de cascalho gerada durante a perfuração de um poço. Este cascalho será tratado no sistema primário para retirada de praticamente todo o fluido de perfuração, que é o responsável pela retirada dos fragmentos de dentro do poço e que será reciclado posteriormente.

Conforme mencionado nos capítulos anteriores, a perfuração de um poço é desenvolvida com revestimentos e brocas de diâmetros sequencialmente menores. Como pode ser observado na Tabela 8.1, o processo pode ser iniciado com um revestimento de 30 in e seu término ocorrer a 7 in.

De forma a facilitar o entendimento da descida dos revestimentos a Figura 8.1 mostra outra série de etapas de perfuração de um poço. Nela, é possível observar a ordem na qual ocorre o processo, normalmente iniciado pela penetração da broca seguida da

colocação do revestimento. Por apresentar essa sequência, o diâmetro da broca costuma ser maior do que do revestimento, numa mesma etapa do processo.

Tabela 8.1 – Fases da Perfuração. Fonte: Halliburton, 2012

Fase	Poço Aberto		Revestimento	
	Profundidade (m)	Diâmetro da Broca	Profundidade (m)	Diâmetro
1	-	-	1164	30"
2	2194,00	17 ½"	2186	13 3/8"
3	3223,00	12 ¼"	3119,00	9 5/8"
4	3818,00	8 ½"	3800,00	7"

Apesar de o processo de perfuração ser composto por diversos revestimentos, decidiu-se considerar somente um diâmetro para simplificar o desenvolvimento dos cálculos. Com base na Tabela 1, o diâmetro de 17 ½ in para a broca foi escolhido, considerando que nesta condição haverá maior produção de cascalhos e, portanto, exigirá a maior capacidade do processo.

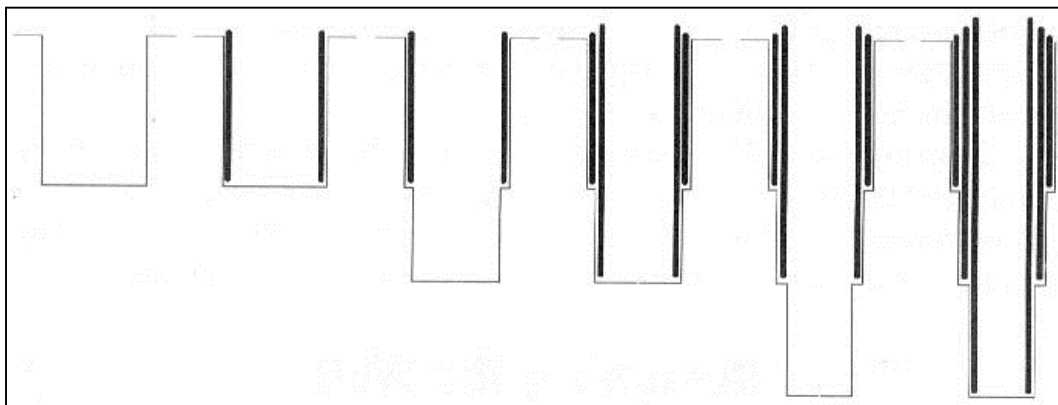


Figura 8.1 – Perfil do poço com exibição dos revestimentos.

Fonte - Adaptado de Vidal, 1999

Segundo Alex de Andrade, engenheiro do setor de petróleo e gás, a taxa média de perfuração de uma broca é obtida levando em consideração o tipo de formação que está sendo perfurada. Para fins de cálculo, entretanto, o mesmo revelou que para uma broca de 17 ½ in de diâmetro, pode-se considerar taxa de 15 metros/h. Com estas informações, é possível realizar cálculos para obtenção da taxa de produção de cascalho, conforme abaixo.

Para perfurar todo o poço, que terá profundidade 3818 metros e um diâmetro de 17 ½ in (0,4445 m), o volume de cascalho gerado é de 592,17 m³. Para obter este valor foi considerado um poço cilíndrico, assim,

$$\pi * \frac{d^2}{4} * h = 3,14 * \frac{(0,4445)^2}{4} * 3818 = 592,17 m^3$$

Conforme a Tabela 8.2, a densidade do cascalho é de 2,4 g/cm³ (2.400 kg/m³) e, portanto, a massa de cascalho obtida nas condições descritas acima é de 1.421.216,86 kg ou 1,42 Ton.

Tabela 8.2 – Valores de densidades relacionadas aos materiais da perfuração. Fonte: Freitas *et al*, 2003

Densidades	
Fluido base	0,78 g/cc
Barita	4,2 g/cc
Água do mar	1,026 g/cc
Fluido de perfuração	1,09 g/cc
Cascalhos	2,4 g/cc

Em relação à taxa de perfuração, foi considerado que a cada hora seriam perfurados 5 metros de profundidade, totalizando os 3818 m do poço em aproximadamente 32 dias ou 764h, para uma perfuração realizada 24 horas por dia sem interrupções. Nessa taxa, seriam produzidos 0,8 m³/h de cascalho ou 1.860 kg/h.

Nessa análise está sendo desconsiderado o volume de fluido de perfuração aderido aos sólidos, uma vez que a maior parte deste será recuperada durante o tratamento primário.

8.2 – Estimativa de custos e de investimento do processo de *Slurrification* seguido de reinjeção

O Investimento Total de um projeto se refere ao custo de todos os recursos compreendidos no empreendimento e, corresponde à soma dos Custos Fixos, Custos com Engenharia, Custos com Construção e Custo de Partida. Destes, o Custo Fixo pode ainda ser subdividido no ISBL (*Inside Battery Limits*) e no OSBL (*Outside Battery Limits*) conforme a Tabela 8.3 abaixo:

Tabela 8.3 – Cálculo do Investimento Total. Fonte: Lessa, 2008

ISBL	I_1
OSBL	$I_2 = 0,23 I_1$
Total de Custos Fixos	$I_1 + I_2$
Custo com Engenharia	$I_3 = 0,10 (I_1 + I_2)$
Custos com construção	$I_4 = 0,10 (I_1 + I_2)$
Custo de Partida	$I_5 = 0,5 (I_1 + I_2)$
Investimento Total	$I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5$

O ISBL está relacionado ao investimento feito na compra, transporte e instalação dos equipamentos diretamente associados ao processo. Seu valor pode ser calculado pelo somatório de uma referência de preço de equipamentos, adicionando a três fatores experimentais, conforme equação abaixo (Perlingeiro, 2005):

$$ISBL = fL * fD * fT * \sum I_{eq}$$

Ainda de acordo com a Tabela 8.3, é possível observar que os outros custos para o cálculo do Investimento Total da planta são diretamente associados ao valor do ISBL, identificados como uma fração deste.

Segundo Perlingeiro (2005) é possível utilizar um conjunto de dados proposto por Rudd & Watson na estimativa de custos e investimentos. Este cálculo baseia-se em custos do ano de 1961, o que exige que seja utilizado um fator de atualização de preços (f_D) para o ano vigente dado por:

$$f_D = \frac{ICa}{ICb}$$

Onde ICa é o valor do índice no ano a e ICb é o valor do índice no ano base, ou seja, 1961. Para a atualização dos preços foi utilizado o *Chemical Engineering Index* que foi estabelecido com valor 100 em 1958. Para que seja utilizada a mesma base de comparação, o valor do índice para 1961 foi corrigido para 100 conforme a Tabela 8.4.

Com um valor ajustado para o *Chemical Engineering Index* obteve-se o fator de atualização $f_D = 5,427$ para 2010, sendo este o valor mais atual do índice.

O próximo passo na estimativa dos custos é encontrar uma correlação para os equipamentos utilizados no processo. A partir da Tabela 8.5 é possível estimar o IE_i , preço de compra do equipamento i para o ano de 1961 utilizando a equação abaixo:

$$IE_i = IE_{bi} * \left(\frac{Q_i}{Q_{bi}} \right)^{M_i}$$

Onde IE_i é o preço do equipamento i para uma dimensão ou capacidade de referência Q_{bi} , M_i é um fator experimental de escala para o equipamento i e Q_i capacidade do equipamento i .

Tabela 8.4 – Ajuste do *Chemical Engineering Index*. Fonte: Revista Chemical Engineering

Ano	índice base 1958	índice base 1961	Ano	índice base 1958	índice base 1961
1961	101,5	100,0	1986	318,4	313,7
1962	102	100,5	1987	323,8	319,0
1963	102,4	100,9	1988	342,5	337,4
1964	103,3	101,8	1989	355,4	350,1
1965	104,2	102,7	1990	357,6	352,3
1966	107,2	105,6	1991	361,3	356,0
1967	109,7	108,1	1992	358,2	352,9
1968	113,6	111,9	1993	359,2	353,9
1969	119	117,2	1994	368,1	362,7
1970	125,7	123,8	1995	381,1	375,5
1971	132,3	130,3	1996	381,7	376,1
1972	132,3	130,3	1997	386,5	380,8
1973	144,1	142,0	1998	389,5	383,7
1974	164,4	162,0	1999	390,6	384,8
1975	182,4	179,7	2000	394,1	388,3
1976	192,1	189,3	2001	394,3	388,5
1977	204,1	201,1	2002	395,6	389,8
1978	218,8	215,6	2003	401,7	395,8
1979	238,7	235,2	2004	442,2	435,7
1980	261,2	257,3	2005	468,2	461,3
1981	297	292,6	2006	499,6	492,2
1982	314	309,4	2007	525,4	517,6
1983	316,9	312,2	2008	575,4	566,9
1984	322,7	317,9	2009	521,9	514,2
1985	325,3	320,5	2010	550,8	542,7

Tabela 8.5 – Custo de alguns equipamentos típicos. Fonte: Perlingeiro, 2005

Equipamento	IE _b (\$, 1961)	Q _b	Faixa de Q	M
Sopradores				
1 psi	360	70 cfm	70 - 1400	0,46
7 psi	6900	1400	1400 - 6000	0,35
Caldeira	9800	4000	4000 - 20000	0,67
Centrífugas				
Aço carbono	28700	40 in.(cesta)	40 - 66	0,81
Aço inoxidável	43000	40 in.	40 - 66	0,63
Compressor de ar	80000	240 hp	240 - 2000	0,29
Cristalizador	22100	10 t/d	10 - 1000	0,63
Evaporadores (película)				
	9200	4 ft2	4 - 9	0,24
	11200	9 ft2	9 - 33	0,36
	17900	33 ft2	33 - 66	0,55
Filtros-prensa	800	10 ft2	10 - 300	0,85
Trocadores de Calor				
casco-e-tubo	1350	50 ft2	50 - 300	0,48
tubos aletados	5400	700	700 - 3000	0,58
refervedor	4070	400	400 - 600	0,25
Misturador	3900	15 hp	15 - 25	0,19
Vasos de pressão (aço carbono)				
	1060	3000 lb	3000 - 6000	0,60
	4830	30000 lb	30000 - 100000	0,80
Bombas centrífugas (ligas)				
	1300	10 hp	10 - 25	0,68
	2480	25 hp	25 - 100	0,86
Tanques				
Aço carbono	240	300 gal	300 - 1400	0,66
Aço inoxidável	730	150	150 - 500	0,69

Conforme o processo descrito no capítulo anterior, os principais equipamentos são: um secador de cascalho que aqui será aproximado por uma centrífuga de aço inoxidável (I), duas bombas centrífugas (II) trabalhando com a mistura sólido-líquido, e dois tanques de aço inoxidável (III). A partir destas considerações é possível realizar o cálculo do preço de cada equipamento, conforme abaixo:

Cálculo do custo de uma centrífuga de aço inoxidável

$$IE(I) = 43.000 * \left(\frac{53}{40}\right)^{0,63} = 51.341 \$$$

Cálculo do custo de duas bombas centrífugas

$$IE(II) = 2 * 1.300 * \left(\frac{17,5}{10}\right)^{0,68} = 3.804 \$$$

Cálculo do custo de dois tanques de armazenamento de aço inoxidável

$$IE(III) = 2 * 730 * \left(\frac{325}{150}\right)^{0,69} = 2.489 \$$$

Para o valor capacidade do equipamento i (Q_i), foram considerados os valores medianos à faixa indicada na Tabela 8.5. É importante ressaltar que os valores relatados ao longo deste capítulo estão em dólares americanos (US\$).

Por último, antes de finalizar o cálculo do ISBL, deve ser calculado o Fator de Lang, f_L , responsável por considerar aqueles acréscimos que sejam referentes aos itens de natureza física (f_i) ou relativos a despesas adicionais associadas à instalação dos equipamentos (f_j). O fator corresponde a um valor percentual do custo total do processo e é calculado pela equação abaixo:

$$fL = \left(1 + \sum_i f_i\right) * \left(1 + \sum_j f_j\right)$$

Seguindo o conhecimento e entendimento do processo, conforme indicado por Perlingeiro (2005), foram considerados os fatores empíricos indicados abaixo para o cálculo do Fator de Lang, sendo $f_i = 0,425$, $f_j = 0,7$ e finalmente $f_L = 2,4225$:

(a) Fatores empíricos como frações do custo

f_{i1} , tubulações misto: 0,2 → O processo apresenta sólidos e fluidos.

f_{i2} , alguma instrumentação: 0,075 → São necessários controles de vazão de entrada, do volume dos tanques, entre outros, de forma a regular os equipamentos. Embora o processo não seja intensivo em automação e controle.

fi3, construções exteriores: 0,125 → O equipamento deve ser capaz de suportar o peso realizado pelo empilhamento dos módulos.

fi4, instalações auxiliares: → Não foram consideradas

fi5, linhas externas entre instalações existentes: 0,025 → O processo precisa estar conectado com as outras unidades de processamento dentro da plataforma.

(b) Fatores empíricos como frações do custo físico

fj1, engenharia e montagem: 0,35 → De média complexidade.

fj2, fator de escala: 0,1 → Considerada uma unidade comercial pequena pois costuma estar instalada numa plataforma e, conforme visto na Figura 7.9 do capítulo 7, é somente uma pequena parte do universo mostrado.

fj3, eventuais: 0,25 → Processo sujeito a modificações devido à sua característica modular, conforme já citado anteriormente.

Utilizando o mesmo método de Q_i , os fatores empíricos aqui selecionados encontram-se na média da faixa observada para cada circunstância.

Neste momento, é possível realizar o cálculo final do ISBL baseado na fórmula apresentada no início do capítulo. É importante ressaltar que foi desconsiderado o termo f_T , fator experimental de transferência da região na qual foi estimado o preço.

$$ISBL = 2,4225 * 5,427 * (51.341 + 3.804 + 2.489) = 757.109 \$$$

Conforme indicado na Tabela 8.3, após o conhecimento do valor do ISBL poderemos obter o valor estimado do Investimento Total deste processo seguindo a memória de cálculo abaixo, conforme descrito anteriormente:

Cálculo do *OSBL*:

$$OSBL = 0,23 * ISBL = 174.135 \$$$

Cálculo do Custo Fixo Total:

$$C_{Fixo} = OSBL + ISBL = 931.244 \$$$

Cálculo dos outros Custos:

$$C_{Engenharia} = 0,1 * (OSBL + ISBL) = 93.124 \$$$

$$C_{Construção} = 0,1 * (OSBL + ISBL) = 93.124 \$$$

$$C_{Partida} = 0,5 * (OSBL + ISBL) = 465.622 \$$$

Cálculo do Investimento Total:

$$I_{Total} = C_{Fixo} + C_{Engenharia} + C_{Construção} + C_{Partida} = 1.583.114 \$$$

Sendo assim, é possível concluir que o Investimento Total a ser realizado para utilização deste processo, considerando-o instalado numa plataforma e operando em sincronia com outras unidades ali presentes, é de aproximadamente US\$ 1,6 milhões.

8.3 – Estimativa de custos e de investimento do processo de disposição *Onshore*

Por ser um dos processos mais utilizados e relativamente simples de ser implementado, quando comparado a outros métodos de disposição de resíduos da atividade de perfuração, aqui será realizada uma breve análise de custo para a disposição *Onshore*.

A opção de transporte dos cascalhos da plataforma de volta para a costa apresenta atrativos como a versatilidade, a simplicidade e a confiabilidade dos equipamentos necessários, além de ser um bom método para disposição ambientalmente correta do material. Por outro lado, o processo se torna desvantajoso nos casos em que a quantidade de fragmentos é muito grande, devido ao espaço limitado na plataforma para seu armazenamento, tornando a logística mais complexa.

Como descrito no capítulo 6, o transporte dos cascalhos é realizado através de embarcações especiais (*supply boats*). Para efeitos de cálculos, utilizou-se o navio *Multipurpose Field Support Vessel* da empresa Havila Fortune, apresentado na Figura 8.2.



Figura 8.2 – Exemplo de Navio para disposição *Onshore*.

Fonte: Havila, 2012

De acordo com as especificações técnicas, o navio possui 1.600 toneladas de capacidade útil e velocidade média de 14,5 nós (aproximadamente 27 km/h), conforme indicado pela Tabela 8.6. Levando em consideração a taxa de produção de cascalho de 1,9 Ton/h e a capacidade do navio acima mencionada, seriam necessárias 860 horas ou 36 dias para gerar a quantidade de cascalho capaz de completar a área disponível para carga do navio.

Esse processo seria o método ideal de disposição, porém ressalta-se a dificuldade de armazenar toda a carga na plataforma. O custo da plataforma é diretamente proporcional ao seu tamanho e peso, tornando inviável dispor de espaço disponível para armazenar todo o cascalho produzido até que a capacidade do *supply boat* seja alcançada. Deste modo, são necessárias diversas viagens da plataforma ao porto durante o período de perfuração, mesmo que isso implique em uma mínima utilização da capacidade do navio. Outra abordagem possível, embora também complexa em termos logísticos, é o atendimento a várias plataformas pelo mesmo navio.

Tabela 8.6 – Capacidade de armazenagem e velocidade do *supply boat*. Fonte: Havila, 2012

CARGO CAPACITIES	
Deck cargo	1600 t
Deck area max	51,0 x 13,4 m = 683 m ²
Deck area useable	45,0 x 13,4 m = 603 m ²
Deck strength	5 t/m ²
Fuel oil	1228 m ³
Liquid Mud	SG 2.5 651 m ³ / 4094 bbls. 6 x dedicated tanks + 431 m ³ / 2711 bbls. 4 x multi-use tanks
Brine	SG 2.5 221 m ³ / 1390 bbls. In dedicated tanks + 221 m ³ / 1390 bbls. In multi-use tanks
Base oil	143 m ³ / 902 bbls. In dedicated tanks + 203 m ³ / 1280 bbls in multi-use tanks
Pot water	639 m ³
Ballast/Drillwater	1121 m ³ / 948 m ³
Methanol	2 x 102,8 m ³ . Total: 205,6 m ³ / 1293 bbls
Nitrogen bottle rack system + Nitrogen Compressor	
Glycol	102 m ³ / 640 bbls. in dedicated tanks + 1186 m ³ / 7460 bbls in multi-use tanks
Dry bulk	310 m ³ / 10947 t3 in 5 vertical tanks each 62 m ³
PERFORMANCE / CONSUMPTION at 4.5 m draft	
Max. speed	approx. 14,5 knots / 16,0 t/day
Econ. speed	10,0 knots / 5,6 t/day
Stand by at rig	2,5 t/day
Port consumption	0,8 t/day

Destaca-se ainda que na maioria dos casos, as operadoras do setor de petróleo não possuem suas próprias embarcações para remoção de resíduos. Essa tarefa é realizada por empresas terceirizadas que cobram o serviço por aluguel diário.

Para estimar o tempo necessário de aluguel, serão utilizadas as informações da Figura 8.3, que evidencia a distância entre os principais campos de petróleo do litoral do Brasil. Supondo o pior cenário para o cálculo, ou seja, a distância considerada será a distância entre a costa e o campo Tupi, que está a 320 km.

$$t = \frac{dS}{V} = \frac{320}{26,8} = 11,94 \text{ h}$$

Logo, seriam necessárias aproximadamente 12 horas para alcançar a plataforma, mais 12 horas no trajeto de volta. Considerando atrasos devidos as condições de maré e o tempo relativo ao carregamento seriam necessários 2 dias de aluguel.



Figura 8.3 – Distância média das plataformas até a costa.

Fonte: TN Petróleo n° 67, 2012

O custo diário de aluguel de um *supply boat*, é estimado em US\$ 10.000 (*Business News America*). Considerou-se o aluguel do navio a cada 15 dias e que este será carregado em um dia e descarregado em outro. Assim, o custo mensal é estimado em US\$ 40.000.

De acordo com Lima & Ferreira (2007), uma empresa prestadora de serviços de tratamento de resíduos de São Paulo cobra os valores indicados na Figura 8.4 para alguns dos processos mencionados como opção para a disposição *Onshore*. Estes custos unitários foram empregados para estimar o custo do processo, utilizando uma taxa de dólar de R\$ 1,80, média anual de 2011.

- Aterro classe I, para disposição do resíduo pastoso é de R\$ 0,52/g e para o sólido é de R\$ 0,35/kg;
- Co-processamento, para resíduos líquidos o valor é de R\$ 0,90/kg, e para sólidos é de R\$ 1,20/kg.

Figura 8.4 – Custos Operacionais de disposição. Fonte: Lima & Ferreira, 2007

Para uma taxa de produção de cascalho de 1.860 kg/h, tem-se uma geração de 1.428.480 kg de cascalhos durante o período de operação da perfuração (32 dias). No caso da disposição final mencionada na Tabela 8.4, o custo unitário seria US\$ 0,19 por kg de resíduo e teria-se um gasto total, já considerado o navio, de US\$ 311.411,2. Já para o método de co-processamento dos resíduos sólidos, utilizando o mesmo raciocínio explicitado acima, o custo total do processo seria de US\$ 992.320.

Conforme citado no capítulo 6, o método mais eficiente na redução do volume e da toxicidade dos resíduos é a incineração; o que torna esta abordagem ainda mais custosa. De acordo com Carvalho (2009), o preço médio deste tratamento oscila entre R\$1,50 e R\$ 3,00. Considerando o menor valor indicado anteriormente, e mais uma vez utilizando o racional acima, obtém-se um total de US\$ 1.230.400 como despesa.

8.4 – Comparativo de custo

Após a análise independente dos processos *Offshore* e *Slurrification* seguido de reinjeção, será realizado abaixo a análise dos custos, com o intuito de concluir qual destes é mais economicamente viável.

Para tal, foi desconsiderado o custo de operação (mão de obra, gasto energético, etc) para ambos os processos, de forma que estes pudessem ser equivalentemente comparados. Além disso, é importante lembrar que o processo de *Slurrification* com reinjeção é modular e, portanto, poderá ser reutilizado na perfuração de diversos poços.

Vale ressaltar ainda que, na análise do processo de disposição *Onshore*, apenas foram considerados os custos que representam o maior montante do mesmo. Em uma análise mais aprofundada seria necessário, por exemplo, considerar o custo proveniente do transporte em terra.

Os valores obtidos para Investimento de ambos os processos foram calculados para o período de perfuração do poço obtido inicialmente na análise, de 32 dias. É possível observar que, independentemente do método de disposição dos resíduos escolhido para o processo *Onshore*, o processo *Slurrification* seguido de reinjeção se apresenta como mais dispendioso.

Contudo, se considerado o método de incineração, o investimento necessário para o método *Onshore* praticamente se iguala ao método escolhido como foco deste trabalho. Uma análise mais profunda das questões ambientais e territoriais garantiria maior embasamento para a decisão do processo a ser escolhido.

Capítulo 9 - Conclusão

Este trabalho visa analisar a técnica de *Slurrification* com reinjeção para o gerenciamento dos resíduos sólidos obtidos através do processo de perfuração de poços, quando comparada a outros processos mais tradicionais de disposição.

Após a análise econômica realizada no capítulo anterior, foi possível observar que o processo que apresenta enfoque neste trabalho necessita de um alto investimento total, principalmente quando comparado com o processo *Onshore* com disposição de resíduos em aterros sanitários. Quando são considerados processos mais dispendiosos, e portanto mais eficientes, de disposição, o custo financeiro torna-se menos discrepante.

Sendo assim, a decisão da escolha do método deixa de ser influenciada quase que exclusivamente pela questão econômica e passa a ter que considerar outras influências como o aspecto ambiental ou social. No âmbito social, é preciso considerar que a maioria dos processos de disposição de resíduos sólidos *Onshore* utiliza enormes áreas territoriais que poderiam servir para outro destino que não receber e armazenar resíduos por um longo período de tempo. Além disso, é importante ressaltar que, dependendo do grau de periculosidade dos resíduos não são somente os locais dos aterros que não podem ser ocupados pela população humana, mas sim um terreno maior de forma a evitar exposição.

A questão ambiental apresenta-se como pilar indispensável nesta análise. Com o intuito de proteger os ecossistemas marinhos, as leis ambientais estão se tornando cada vez mais rígidas no que diz respeito à quantidade de produto tóxico que pode ser exposto ao ambiente. Acredita-se que em poucos anos todos os processos exijam tratamentos primários ou até secundários para redução do nível de toxicidade dos componentes a serem dispostos.

No caso da perfuração de poços que utilizam fluidos não aquosos, estes possuem composição química complexa e, conseqüentemente, de difícil biodegradação. Nestes casos, os cascalhos recuperados por meio do fluido precisam passar por processos capazes de separar o resíduo sólido com baixa taxa de periculosidade do fluido. Este, então, poderá ser recuperado e reutilizado em outros poços.

Devido ao motivo mencionado acima, neste trabalho não foi realizada uma análise econômica para o processo *Offshore*. Consideramos que uma metodologia que rejeita os resíduos obtidos no processo de perfuração diretamente no mar, após breve

tratamento, não terá espaço num meio de grandes restrições e preocupação com o ambiente.

Considerando as questões ponderadas anteriormente, e visando um cenário mundial consideravelmente mais focado nas questões ambientais, o processo proposto neste estudo apresenta-se como uma alternativa economicamente viável e interessante para a disposição dos resíduos provenientes da atividade de perfuração.

Referências Bibliográficas

- Abadie, E.; *Processos de Refino*; Equipe Petrobras; Curitiba; 2002
- Araújo, R.S.B & Fernandes E.; Disponível em www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2002_TR70_1079.pdf; 2002
- BAROID; *Baroid Industrial Drilling Products*; Disponível em www.baroididp.com/; Acessado em Janeiro 2012
- Battelle; *The Business of Innovation*; Disponível em www.battelle.org ; Acessado Janeiro 2012
- Belli, *et al*; *Handbook on Economic Analysis of Investment Operations; Operational Core Services Network; Learning and Leadership Center*; 1998.
- Carvalho, D.D; *Apostila de Resíduos Sólidos; Engenharia do Meio Ambiente*; UFRJ; 2008
- CETESB; *Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental*; Disponível em www.cetesb.br ; Acessado em Novembro 2011
- CONAMA; *Conselho Nacional do Meio Ambiente*; Disponível em www.mma.gov.br/conama ; Acessado em Janeiro 2012
- Couto, P; *Fundamentos da Engenharia do Petróleo; Perfuração e Completação de Poços*; UFRJ; 2008.
- Eia, J.T.; *Slurrification Process*; Patente N°: US 2008/0283295 A1; 2008.
- EMBRAPA; *Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária*; Disponível em <http://hotsites.sct.embrapa.br/diacampo/programacao/2006/compostagem-manejo-e-utilizacao-na-agricultura-organica> ; Acessada em Janeiro 2012
- ESSENCIS; *Soluções Ambientais*; Disponível em <http://www.essencis.com.br/solucoes-ambientais/tratamento-e-destinacao-de-residuos/incineracao>; Acessada em Janeiro 2012
- Exploration and Production of hydrocarbons*; Disponível em : www.Brighthub.com/engineering/mechanical/articles/4705.aspx#ixzzlauXASLad; Acessado em Novembro 2011
- FONCIED, Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo; *El Pozo Ilustrado*; Caracas, 1998.

Freitas, et al; *Modelagem do Descarte de Cascalhos e Fluido de Perfuração*; CECO. Projeto Monitoramento Ambiental em Atividades de Perfuração Exploratória Marítima; 2001 a 2003.

H. Pulgati et al; *Identificação da Área Alterada pela Presença de Fluidos de Perfuração na Atividade Exploratória Marítima*; 2005.

Halliburton; *PetroleumWellConstruction; Curso Prático e Objetivo Perfuração*, UFPR; Disponível em www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/; Acessado em Janeiro 2012

IBAMA. *Intituto do Meio Ambiente*. Disponível em www.ibama.com.br; Acessado em Novembro 2011

International association of oil & gas producers, OGP - Report N° 342; *Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations*; 2003

Laercio; *Guia do Estudante TN Petróleo*; Petróleo; 2008

Lessa, J. H. P.; *Análise Técnico-Econômica do Processo BTL pela Síntese Fischer-Tropsch no Brasil*; UFRJ; Escola de Química; 2008.

Lima, R. F. C. & Ferreira, O.M.; *Resíduos Industriais – Métodos de Tratamento e Análise de Custos*; UCG, 2007.

Mansano, R.B.; *Engenharia de Perfuração e Completação em Poços de Petróleo*; UFSC; 2004.

Marco, V.F.L.; *Avaliação de Risco Ecológico dos Descartes da Atividade de Perfuração de Poços de Óleo e Gás em Ambientes Marinhos*; 2010

Matos, R.M.D.; *Exploração de Óleo e Gás no Brasil: A visão de uma empresa independente*; 2008

Melo, C.K.; *Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração base água*; UFRN; 2008

MI-SWACO; *Product Catalog*; Disponível em www.slb.com/services/miswaco/newsroom/catalogs.aspx; Acessado em Janeiro 2012

Neff, M.J.; *Composition, environmental fates, and biological effects of water based drilling muds and cuttings discharged to the marine environment: a synthesis and annotated bibliography*; 2005.

Neto, A. A. D & Gurgel, A.; *Refino de Petróleo e Petroquímica*; Curso Refino UFRN; 2005

Pamphili, C.; *Aspectos Ambientais da Engenharia de Poços*; Pós Graduação IBP; 2010

Perlingeiro, C.A.G.; *Engenharia de Processos: análise, simulação, otimização e síntese de processos químicos*; São Paulo: Edgard Blücher; 2005.

Petrobras; Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás ; Disponível em www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/atividades/exploracao-producao-petroleo-gas/; Acessado em Dezembro 2011

Petróleo & Gás Brasil; *Análise da Conjuntura das Indústrias do Petróleo e do Gás*; Instituto de Economia da UFRJ; Disponível em http://infopetro.files.wordpress.com/2010/02/2001_ago_petrogas.pdf ; 2008

Ribeiro, P. R.; *Engenharia de Perfuração; Apostila de perfuração*; Faculdade de Engenharia Mecânica; UNICAMP; 2000

Roddie B. et al; *UKOOA Drill Cuttings Initiative Research and Development Programme; Cuttings Pile Toxicity Environment & Resource Technology Ltd*; 1999

Sadeguil, K.; *An Overview of Design, Analysis, Construction and Installation of Offshore Petroleum Platforms Suitable for Cyprus Oil/Gas Fields*; 2007; Turquia

Schaffel, S.B.; *A Questão Ambiental Na Etapa De Perfuração De Poços Marítimos De Óleo E Gás No Brasil*; COPPE, UFRJ; 2002

Seabra P. N.; *Impactos Ambientais das Atividades de Exploração, Produção e Perfuração de Óleo e Gás*;MBA IBP; 2002

SEED; *Schumberger Excellence in Educational Development*; Disponível em www.planetseed.com/pt-br/node/15840; Acessado em Janeiro 2012

Silva Neto, A.M.; *Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleos vegetais para fluidos de perfuração*; 2002

Silva T. C.; *Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base óleo vegetais*. UFRN; 2003

Silva, A.C.M.; *Modulo 1: Perfuração de poços*; Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais, UFBA; 2001

Silverson Machines, Inc; *Flashblend Powder-liquid Mixer*; Disponível em www.silverson.com ; Acessado em Janeiro 2012

Simpson, *et al.*; *Methods and Apparatus for Disposing of Deleterious Materials from a Well*; Patente N°: US 2004/0011562 A1; 2004.

Souza & Lima; *Avaliação das técnicas de disposição de rejeitos da perfuração terrestre de poços de petróleo*; 2002

Souza, A. F; *Perfuração*; 2009

Tavares, M.E.E; Disponível em www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/mtavares.pdf; 2005

Tehrani, M.A.; *Chemical Treatment of Cuttings for Re-injection into Subterranean Formations*; Patente N°: US 2010/0298174 A1; 2010.

Thomas *et al*; *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*; Rio de Janeiro: Interciência PETROBRAS; 2001.

Trabalhando em Plataformas Petrolíferas; Disponível em www.trabalhoemplataformas.com/onshore-trabalho-em-plataformas-petroliferas/; Acessado Dezembro 2011

TSC; Glossary; Disponível em www.thestreet.com/tsc/basics/tscglossary/onshoreoffshore.html; Acessado em Janeiro 2012

U.S. Environmental Protection Agency (EPA); Disponível em www.epa.gov ; Acessada em Dezembro 2011

Vassiliou, M.S; *The A to Z of the Petroleum Industry*; *The Scarecrow Press, Inc.*; 2009

Veiga, L. F.; *Análise de Biodegradabilidade em Amostra de Bases Orgânicas de Fluidos não Aquosos*; 2011

Veil A. J. & Dusseault M. B.; Argonne National Laboratory; *Evaluation of Slurry Injection Technology for Management of Drilling Wastes*; 2003

Vidal, J.R.D.; *Uma visão das atividades de exploração e perfuração de poços de petróleo*; UFRN; 1999.