



**Segurança de Processos em Operações
Offshore: Estudo de Caso do Acidente
Deepwater Horizon**

João Paulo de Souza Ferreira

Monografia em Engenharia Química

Orientadores

Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc.

Helena Patti Mund Mattos, Eng. Quí.

Agosto de 2015

**SEGURANÇA DE PROCESSOS EM OPERAÇÕES
OFFSHORE: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE
DEEPWATER HORIZON**

João Paulo de Souza Ferreira

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Carlos Augusto Guimarães Perlingeiro, Ph.D.

Príamo Albuquerque Melo Junior, D.Sc.

Yasmin Soares Gavioli, Eng. Quí.

Orientador por:

Carlos André Vaz Junior, D.Sc.

Helena Patti Mund Mattos, Eng. Quí.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Agosto de 2015

Ferreira, João Paulo de Souza.

Segurança de processos em operações *offshore*: estudo de caso do acidente Deepwater Horizon / João Paulo de Souza Ferreira. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2015.

viii, 74 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2015.

Orientadores: Carlos André Vaz Junior e Helena Patti Mund Mattos.

1. *Offshore*. 2. Segurança *Offshore*. 3. Deepwater Horizon. 4. Macondo 5. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 6. Carlos André Vaz Junior e Helena Patti Mund Mattos. I. Segurança de processos em operações *offshore*: estudo de caso do acidente Deepwater Horizon.

“Treinamento difícil, combate fácil”

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais, Lydia Cristina e Márcio, que me criaram e me deram apoio incondicional em todos os momentos da minha vida. Sou eternamente grato pelo suporte, confiança e carinho mesmo nas horas difíceis. Também agradeço pelas broncas, que me fizeram evoluir como pessoa.

Agradeço aos meus avós, Genoveva, Manoel, Julieta e Sylvio, os quais tenho o imenso prazer em dizer que sou neto. Às minhas avós corujas por todos os conselhos de vida, carinhos e também pelas receitas culinárias feitas especialmente para mim. Aos meus avôs por todos os conselhos e exemplos de responsabilidade, determinação e principalmente de caráter.

Em especial, agradeço ao meu avô Sylvio pela genética de engenharia transmitida.

Aos meus tios e tia, Ana Cláudia, Alexandre e Hélder, que foram como pais e mãe extras em muitos momentos da minha vida. Aos meus primos e primas, que foram os irmãos que não tive.

Aos meus amigos e professores do Colégio Pedro II, que me fizeram enxergar a vida por um outro lado, mais humilde e mais justo.

Aos meus amigos que conheci na época da faculdade por todos os bons momentos vividos em sala, nos grupos de estudos, no DAEQ, em choppadas, nos congressos e no restante. Em especial, aos amigos do EQ Resenha pela camaradagem e parceria ao longo desses anos, dentro e fora da UFRJ.

Aos meus orientadores Carlos André e Helena, por toda a ajuda na construção desta monografia mesmo com a dificuldade da distância.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

SEGURANÇA DE PROCESSOS EM OPERAÇÕES *OFFSHORE*: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DEEPWATER HORIZON

João Paulo de Souza Ferreira

Agosto, 2015

Orientadores: Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc.

Helena Patti Mund Mattos, Eng. Quí.

O petróleo lidera a matriz energética mundial há mais de cinquenta anos, tornando a indústria petrolífera peça chave na economia de diversos países. A incessante busca pela exploração deste recurso ao longo do período histórico, acompanhada pelo desenvolvimento tecnológico, levou as empresas do setor a buscarem campos cada vez mais complexos. Neste cenário, a exploração e produção de poços em ambientes *offshore* torna-se cada vez mais comum, viabilizada pelas unidades marítimas.

Mesmo com todos os recursos disponíveis a bordo, as operações envolvendo poços petrolíferos lidam com altas pressões e temperaturas, além do próprio produto extraído – hidrocarbonetos – possuir características inflamáveis. A combinação destes fatores, somada a problemas com o gerenciamento na segurança de processos, já ocasionou consideráveis acidentes na atividade *offshore* ao redor do mundo. Alguns destes acidentes comprometeram seriamente a vida e o meio ambiente. O evento na plataforma Piper Alpha no Reino Unido, em 1988, foi determinante para uma mudança radical na percepção de risco e preocupação com a segurança neste tipo de operação. Apesar disso, o recente acidente no Golfo do México com a sonda Deepwater Horizon, em 2010, colocou novamente a prova toda a cultura de segurança da indústria do petróleo.

Este estudo foi realizado com o objetivo de compreender as modificações ocorridas em resposta a acidentes de grandes proporções. Após contextualizada a perfuração de poços, estão detalhados os acontecimentos nas horas finais na sonda Deepwater Horizon. Ao final, evidencia-se que comissões de investigação, órgãos reguladores, empresas e instituições de renome internacional reconheceram e apontaram deficiências em normas e padrões em vigor na época do acidente. Baseado em diferentes recomendações, foram promovidas mudanças para moldar uma nova e mais consistente cultura de segurança de processos *offshore*. Contudo, mostra-se necessário o constante envolvimento de todas as partes para garantir que a manutenção destas questões seja feita na prevenção de acidentes em detrimento da remediação dos mesmos.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 2 - A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	4
2.1. RELEVÂNCIA NO CENÁRIO MUNDIAL.....	5
2.2. RELEVÂNCIA NO CENÁRIO BRASILEIRO.....	7
2.3. TIPOS DE EMPRESAS ENVOLVIDAS.....	8
2.4. <i>ONSHORE/OFFSHORE</i>	9
2.5. UNIDADES MARÍTIMAS.....	10
2.6. ACIDENTES OFFSHORE DE GRANDES PROPORÇÕES.....	16
2.6.1. PLATAFORMA FIXA PIPER ALPHA.....	18
2.6.2. PLATAFORMA SEMISSUBMERSÍVEL P-36.....	19
2.6.3. NAVIO PLATAFORMA CIDADE DE SÃO MATEUS.....	20
CAPÍTULO 3 - PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO.....	21
3.1. MECANISMOS DA PERFURAÇÃO ROTATIVA.....	21
3.2. SISTEMA DE SEGURANÇA DO POÇO.....	25
3.3. OPERAÇÕES NORMAIS DE PERFURAÇÃO E TECNOLOGIA ATRELADA.....	27
3.3.1. ALARGAMENTO E REPASSAMENTO.....	27
3.3.2. CONEXÃO, MANOBRA E CIRCULAÇÃO.....	27
3.3.3. REVESTIMENTO.....	27
3.3.4. CIMENTAÇÃO.....	29
3.3.4.1. CIMENTAÇÃO ESPUMADA.....	32
3.3.5. PERFILAGEM.....	32
3.3.6. MOVIMENTAÇÃO DA SONDA.....	32
CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO: ACIDENTE DE DEEPWATER HORIZON.....	33
4.1. PARTES ENVOLVIDAS E CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS.....	34
4.2. CRONOLOGIA DOS ACONTECIMENTOS.....	37
4.3. CIMENTAÇÃO FINAL DO POÇO.....	45
4.4. RESULTADOS DOS TESTES DE PRESSÃO NEGATIVA.....	47
4.5. <i>O BLOWOUT PREVENTER</i>	51
4.6. CONTENÇÃO DO VAZAMENTO E RETOMADA DE CONTROLE DO POÇO.....	54
4.7. IMPACTO AMBIENTAL.....	56
4.8. MULTAS E IMPACTOS ECONÔMICOS.....	57
CAPÍTULO 5 – EFEITOS SOBRE O GERENCIAMENTO DA SEGURANÇA NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	60
5.1. ÓRGÃOS REGULAMENTADORES.....	60
5.2. COMISSÕES DE INVESTIGAÇÃO E AGÊNCIAS INDEPENDENTES.....	63
5.3. INSTITUIÇÕES DE RENOME INTERNACIONAL.....	64
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO.....	66
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Segmentos e etapas básicas resumidas da Indústria do Petróleo.....	5
Figura 2.2 - Consumo Energético Mundial entre 1965 e 2014.....	7
Figura 2.3 - Evolução do recorde mundial de produção na plataforma continental.....	11
Figura 2.4 - Plataforma fixa de Mexilhão operando na Bacia de Santos.....	12
Figura 2.5 - Plataforma auto elevável P-5 operando no litoral do Rio Grande do Norte.....	13
Figura 2.6 - Plataforma semissubmersível Gold Star.....	14
Figura 2.7 - Plataforma TLWP P-61 sendo movimentada.....	15
Figura 2.8 - FPSO P-50 em atividade.....	16
Figura 2.9 - FPSO monocoluna Sevan Piranema.....	17
Figura 2.10 - Navio sonda NS-16 operando no campo de Congro, Bacia de Campos.....	17
Figura 3.1 - Ilustração esquemática do sistema de mesa rotativa.....	24
Figura 3.2 - Sistema de top drive.....	25
Figura 3.3 - Broca de arraste.....	26
Figura 3.4 - Broca tricônica.....	26
Figura 3.5 - Sistema de circulação de fluidos de uma sonda de perfuração.....	27
Figura 3.6 - Esquema de um BOP e suas gavetas.....	28
Figura 3.7 - Esquema de revestimento de um poço.....	31
Figura 3.8 - Cimentação primária, esquema simplificado.....	32
Figura 3.9 - Acessórios de cimentação.....	34
Figura 4.1 - Deepwater Horizon em chamas.....	36
Figura 4.2 - Relações das principais empresas envolvidas no acidente da Deepwater Horizon.....	37
Figura 4.3 - Localização da sonda Deepwater Horizon, última a operar no Macondo.....	38
Figura 4.4 - Esquema do poço Macondo após o fim da perfuração.....	39
Figura 4.5 - Teoria do queijo suíço para acidentes.....	40
Figura 4.6 - Árvore de decisões da BP na operação do Macondo.....	41
Figura 4.7 - Leituras de fluxo de saída normal versus anormal do poço durante o desligamento das bombas.....	43
Figura 4.8 - Sensores de fluxo de saída do poço.....	44
Figura 4.9 - Dados em tempo real indicando anormalidades na operação da Deepwater Horizon.....	46

Figura 4.10 - Esquema simplificado do separador de lama e gás da Deepwater Horizon.....	47
Figura 4.11 - Resultados dos modelos simulados no software de cimentação.....	49
Figura 4.12 - Deslocamento da lama de perfuração para a preparação do TPN.....	52
Figura 4.13 - Conjunto do BOP da Deepwater Horizon.....	55
Figura 4.14 - Modelo utilizado em uma simulação do acionamento da BSR durante as investigações da DNV sobre o BOP.....	57
Figura 4.15 - Ilustração da tampa selante utilizada no LMRP com a injeção de metanol para controle da formação de hidratos.....	58
Figura 4.16 - Dispersão do óleo vazado no Macondo em 4 de agosto.....	60
Figura 4.17 - Preço das ações fechadas da BP na bolsa de Nova York entre 2010 e 2011.....	61
Figura 4.18 - Receita anual das atividades de pesca e turismo na região do Golfo do México.....	62

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Desde o primeiro poço de petróleo perfurado, ainda no século XIX, a indústria do petróleo vem evoluindo a passos largos. O constante avanço permitiu que o óleo bruto pudesse ser transformado em compostos e produtos finais de elevado valor agregado. A exploração e produção ocorre com cada vez mais eficiência e economia.

Devido à complexidade do setor, o caminho que o óleo percorre desde o poço até o consumidor final fez com que a indústria se organizasse em setores distintos. Os segmentos *upstream*, *midstream* e *downstream* são responsáveis pela exploração e produção, transporte e, por fim, o processamento e posterior distribuição dos produtos finais, respectivamente.

O petróleo esteve presente no cotidiano de sociedades antigas de diversas maneiras, sendo útil na pavimentação de estradas ou mesmo na construção de pirâmides. Nos tempos modernos, após a invenção do motor a combustão interna, sua grande utilidade passou a ser a produção de combustíveis para geração de energia.

O século XX foi marcado por uma crescente busca por novas áreas exploratórias, grandes conflitos geopolíticos e crises econômicas envolvendo o petróleo. Liderado pelos Estados Unidos, o panorama de produção mundial começou a mudar com as novas descobertas no Oriente Médio. Com a criação da OPEP, iniciou-se uma maior gerência sobre as políticas do mercado de petróleo a partir da década de 60.

No Brasil, a relevância dessa indústria aumentou após a criação da Petrobras, em 1953. Após esse marco, o aumento das atividades exploratórias e de produção foi considerável. Até 1997 o mercado nacional de exploração e produção era de domínio único e exclusivo dessa empresa estatal. A partir do ano de 1997, com a criação da Lei do Petróleo, outras empresas iniciaram as atividades no segmento de *upstream* no país.

Por ser uma atividade que apresenta muitas particularidades e diferentes necessidades operacionais, é comum que diversas empresas atuem em conjunto. As empresas operadoras detêm os direitos de exploração e comercialização do óleo e do gás, enquanto empresas prestadoras de serviço são contratadas para fornecerem tecnologia necessária para todas as etapas necessárias até a produção.

A atuação dessas empresas acontece tanto nos poços em terra (*onshore*) quanto em mar (*offshore*). Naturalmente, devido as questões de logística e adversidades climáticas, as operações *offshore* são de maior complexidade, apresentando desafios em termos de segurança, tecnologia e custos. Esse tipo de operação se tornou viável graças ao desenvolvimento de unidades marítimas, que permitem a atuação até mesmo em águas ultra profundas.

Os equipamentos envolvidos e o trabalho realizado, lidando com altas pressões, vazões e temperaturas, faz com que esse tipo de ambiente tenha seus fatores de risco ampliados. Falhas já ocasionaram diversos acidentes *offshore* ao longo da história. Tais acidentes motivaram transformações na indústria em geral, sendo alguns deles profundamente impactantes.

Além do aumento da preocupação com segurança em geral, após acidentes de grandes proporções muitos investimentos foram realizados em sistemas que garantissem maior integridade dos processos. O acontecimento destes eventos indesejados gerou mudanças de legislação e procedimentos, criando lições aprendidas pela indústria.

O caso ocorrido na plataforma de Piper Alpha, no Mar do Norte da Grã-Bretanha, foi um dos mais severos de todo segmento *offshore*. Este evento levou a justiça inglesa a fazer contundentes mudanças do setor no país, que posteriormente foram espelhadas para o resto do mundo. No Brasil, alguns eventos acidentais ocorridos em plataformas, como a P-36 e o FPSO Cidade de São Mateus, também causaram impactos nas regras de segurança desse tipo de operação no país.

Em abril de 2010 a sonda de perfuração Deepwater Horizon entrou para a lista dos grandes acidentes do setor. A perda de controle do poço resultou em um fluxo descontrolado de hidrocarbonetos para o *deck*, o que causou explosões e incêndio generalizado. O resultado deste acontecimento catastrófico foi o naufrágio da sonda, a perda de onze vidas e o maior acidente ambiental ocasionado por vazamento de óleo da história dos Estados Unidos.

A impressionante sequência de falhas que levou ao acidente colocou a prova toda a cultura de segurança da indústria do petróleo a nível mundial. Empresas, associações e órgãos governamentais se mobilizaram para investigar as causas do problema e tentar se reestruturar.

Quase 5 milhões de barris de óleo foram liberados para o mar durante três meses, até que finalmente foi possível selar o poço e controlar o vazamento. Em decorrência desse enorme volume de óleo nas águas do Golfo do México, graves danos a fauna marinha e costeira, bem como fortes impactos na economia local, puderam rapidamente ser sentidos.

Além dos prejuízos financeiros das empresas envolvidas com as pesadas multas aplicadas pela justiça americana, fortes impactos econômicos puderam ser sentidos em suas ações no mercado. Certamente o envolvimento neste evento causou prejuízos também na imagem destas companhias, que ficaram associadas ao acidente.

As graves consequências do caso Deepwater Horizon promoveram inúmeras mudanças na estrutura organizacional da indústria nos Estados Unidos – como a dissolução do órgão regulamentador da época – e motivaram diversas modificações em leis e padrões

operacionais internacionalmente seguidos. A forte mudança foi necessária para que as atividades *offshore* no Golfo do México voltassem a ter a confiança do governo americano e continuassem a desempenhar seu importante papel na produção de óleo dos Estados Unidos, sendo responsável por cerca de 20% da produção total do país (EIA, 2015).

Este estudo tem como objetivo compreender as modificações ocorridas a partir de um acidente de grandes proporções. Após a contextualização da perfuração de poços, foram estudados os acontecimentos das horas finais na sonda Deepwater Horizon com o intuito de exemplificar a complexidade de operações dessa natureza. Ao final, é evidenciado como um acidente influencia em expressivas mudanças de cultura na indústria. Sendo assim, mostra-se como essencial o contínuo desenvolvimento de métricas, normas e sistemas de segurança, assim como o total envolvimento das empresas e órgãos regulamentadores, de modo a garantir que acidentes similares não voltem a ocorrer.

CAPÍTULO 2 - A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

O início da moderna indústria petrolífera remete ao Século XIX, quando o primeiro poço foi perfurado na Pensilvânia, nos Estados Unidos, em 1859 (BOMMER, 2008). A partir desta época, o desenvolvimento desta indústria foi crescente e impactou, ou foi impactado, por grandes descobertas da humanidade, dando ao petróleo novas demandas e utilidades.

Apesar de tamanha importância do petróleo para a sociedade moderna, o estado como este composto se encontra ao ser retirado do poço não possui aplicabilidade economicamente rentável se não sua comercialização para posterior processamento e transformação. Há então uma série de etapas em que o óleo deve passar antes de chegar ao final da cadeia produtiva – o consumidor – na forma de produtos com maior valor agregado ou grande consumo, como o caso dos combustíveis.

Segundo a *American Petroleum Institute* (API), baseado nessas etapas de serviços, a indústria do petróleo pode ser dividida nas seguintes grandes áreas: *upstream*, *midstream* e *downstream*. Cada uma destas áreas movimenta ramos da economia distintos, demandando por tecnologia e profissionais diferentes. A interligação destas etapas pode ser descrita como visto na Figura 2.1.

O segmento de *upstream*, também conhecido como E&P (Exploração e Produção), é constituído pelos serviços que envolvem a parte de exploração, perfuração, desenvolvimento e produção, por meio da recuperação do óleo e do gás, dos campos petrolíferos – os poços de petróleo (API, 2015).

O *midstream* consiste em toda a parte de logística de transporte e armazenagem do óleo produzido para os locais onde este será processado: no segmento de *downstream*. Este último tem por atribuição não só a transformação do óleo cru em produtos de valor agregado, mas também todo o serviço atrelado à comercialização e distribuição desses derivados (API, 2015).

Os derivados de petróleo estão amplamente presentes no cotidiano das grandes sociedades. Além da gasolina e outros combustíveis, existem inúmeros produtos oriundos desta indústria presentes em roupas, embalagens para alimentos, medicamentos, móveis, brinquedos, eletrodomésticos, dentre outros. Isso é possível em função das ramificações da indústria petroquímica, transformando o petróleo em insumos básicos para abastecer a indústria química (PETROBRAS, 2014).

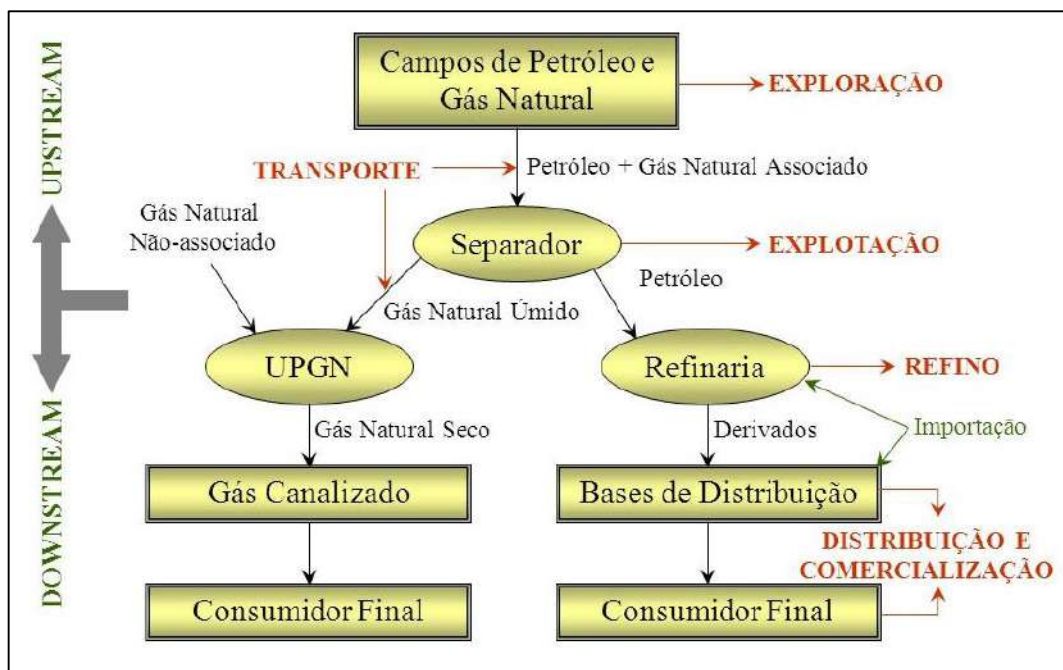


Figura 2.1 – Segmentos e etapas básicas resumidas da Indústria do Petróleo. Fonte: Dantas e Gurgel, 2005.

2.1. RELEVÂNCIA NO CENÁRIO MUNDIAL

Inicialmente encontrado ao acaso, as primeiras aplicações do petróleo remetem a tempos de civilizações antigas. Pavimentação de estradas, iluminação ou até construção de pirâmides foram algumas das ultrapassadas utilidades do petróleo. Posteriormente, foram implementadas novas aplicações, mais amplas e que, por consequência, motivaram a criação de novas técnicas de perfuração de poços para a obtenção da matéria-prima. A descoberta dos derivados de petróleo obtidos por meio da destilação de petróleo mudou em definitivo a curva de demanda do óleo. Esses derivados substituíam, de maneira economicamente satisfatória, o carvão e o óleo de baleia. Juntamente com a invenção dos motores a combustão interna operados com diesel ou gasolina, estes foram fatos marcantes para o início da era do petróleo (THOMAS *et al*, 2001).

A crescente busca por óleo promoveu significantes descobertas nos Estados Unidos, Venezuela, Trinidad, Argentina, Bornéu, e no Oriente Médio. Até a Segunda Guerra Mundial, o maior produtor de petróleo do mundo era os Estados Unidos, seguidos de Venezuela, México, Rússia, Irã e Iraque. Nos anos 50, os americanos continuam dominando a produção mundial, porém inicia-se a afirmação do Oriente Médio como grande polo produtor (THOMAS *et al*, 2001).

A década de 50 é marcada pela crescente atividade exploratória e, com o desenvolvimento de novas tecnologias, começam também as buscas por petróleo no leito

marinho. Diversas estruturas marítimas foram construídas ao longo dos anos permitindo que poços cada vez mais profundos pudessem ser perfurados em alto mar. Atualmente, estas estruturas conseguem perfurar poços com mais de 2.900 metros de lâmina d'água (PETROBRAS, 2015).

Com o crescimento do consumo mundial de derivados do petróleo, a transição para os anos 60 é marcada pela criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) durante a Conferência de Bagdá, em setembro de 1960 (OPEP, 2015). Composta pelos países com as maiores reservas de óleo do mundo naquela data, o objetivo da organização era coordenar e unificar as políticas relativas ao petróleo entre os países membros.

O crescente consumo foi interrompido com um duro golpe na indústria do petróleo na década de 70, em decorrência de uma série de guerras desencadeadas no Oriente Médio. O preço do barril de petróleo se descontrolou e fez com que esse período exigisse ainda mais desenvolvimento tecnológico para baratear custos relacionados à exploração e produção.

Desde a metade do século XX, o petróleo é um dos principais componentes da matriz energética mundial. A exploração e produção do óleo bruto e a posterior transformação em produtos de interesse são parte significativa do sistema econômico da maioria das grandes potências, e conseqüentemente de toda economia global. O último relatório anual da BP mostra que o consumo mundial de petróleo supera o uso das demais fontes de energia por mais de cinquenta anos, como mostrado na Figura 2.2.

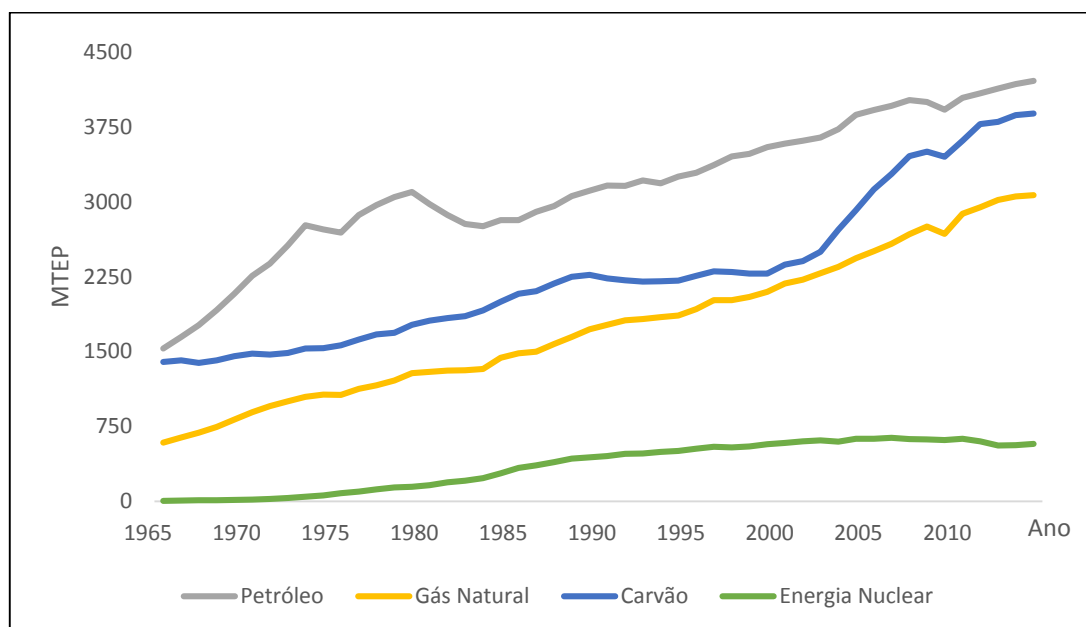


Figura 2.2 – Consumo Energético Mundial entre 1965 e 2014. Apenas as quatro fontes mais utilizadas. Valores em MTEP (mega tonelada equivalente de petróleo). Fonte: BP *Statistical Review of World Energy* 2015.

2.2. RELEVÂNCIA NO CENÁRIO BRASILEIRO

A história da indústria do petróleo no Brasil remonta ao final do século XIX, com registros dos primeiros poços perfurados no país (TRINDADE, 2005). Os estados da Bahia, Alagoas e São Paulo marcaram o início das tentativas de exploração no país. Mais tarde, com a criação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, em 1919, Pará, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul também entraram na lista dos estados com atividades de exploração. A instituição perfurou cerca de 60 poços sem obter sucesso em nenhum (THOMAS *et al*, 2001).

O primeiro poço brasileiro perfurado com êxito foi o de Lobato, na Bahia, sob a jurisdição do Departamento Nacional de Produção Mineral durante os anos 30 (TRINDADE, 2005). Até o final da década, já haviam sido perfurados aproximadamente 80 poços, porém, só em 1941 o primeiro campo comercial foi descoberto, na cidade de Candeias, Bahia (THOMAS *et al*, 2001).

Em 1953, com a Lei nº 2.004, foi criada a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), sendo a empresa responsável pela total execução da atividade do setor de petróleo no Brasil. As atribuições incluíam pesquisa, exploração, refino do produto nacional e estrangeiro, transporte marítimo e sistema de dutos, conduzindo a um monopólio nacional deste setor no país (PLANALTO, 2015).

A produção brasileira de petróleo cresceu enormemente desde então, indo de 750 m³/dia na época da criação da Petrobras, para mais de 182.000 m³/dia no final dos anos 90 (THOMAS *et al*, 2001).

Durante o governo Fernando Henrique Cardoso, com a criação da Lei do Petróleo (nº 9.478) em 1997, foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética, abrindo o mercado brasileiro para a competição no segmento *Upstream* (PLANALTO, 2015). Em seguida, no ano de 1998, o decreto nº 2.455 implantou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), com a finalidade de regular o setor petrolífero no Brasil (PLANALTO, 2015). Suas principais atribuições eram definir e licitar blocos exploratórios, supervisionar as atividades de Exploração e Produção e as atividades de refino, assim como as importações e exportações de petróleo e seus derivados. Atualmente a ANP também regula o gás natural e os biocombustíveis (ANP, 2015).

Com o fim do monopólio da Petrobras, novos *players* surgiram no mercado brasileiro de *upstream*, aumentando consideravelmente a atividade exploratória no país. As maiores empresas direcionaram suas atividades para os grandes campos *offshore*, enquanto as médias e pequenas preferiram a exploração em terra, por demandar menos custos de logística e equipamentos (SHECAIRA *et al*, 2002).

Desde sua criação, a ANP já realizou doze rodadas para licitação de blocos exploratórios sob o regime de concessão, e uma rodada para blocos sob o regime de partilha (ANP, 2015). No regime de concessão, a empresa ganhadora da licitação é proprietária do óleo e gás extraídos, pagando royalties ao governo. O regime de partilha, por sua vez, utilizado no polígono do Pré-Sal, o que é produzido é dividido entre a empresa e a União, tendo ainda a obrigatoriedade da Petrobras ser operadora com participação mínima de 30% (PETROBRAS, 2015).

Atualmente, a produção de petróleo no Brasil é de aproximadamente 2,4 milhões de barris por dia (ANP, 2015). Além disso, as reservas provadas de petróleo e de gás natural saltaram de 8.464,7 milhões de barris e 220.999 milhões de metros cúbicos, respectivamente, para 16.182,3 milhões de barris e 471.148 milhões de metros cúbicos no período entre o ano 2000 e o ano de 2014 (ANP, 2003; ANP, 2014).

2.3. TIPOS DE EMPRESAS ENVOLVIDAS

No mercado petrolífero, especificamente no segmento de *Upstream*, devido às variadas necessidades e particularidades envolvidas nas operações—como por exemplo a prospecção de petróleo, perfuração do poço, completação e produção, nenhuma empresa é diversificada o suficiente para ser capaz de realizar todas as atividades necessárias sozinha (BOMMER, 2008). Conseqüentemente, diversas companhias estão envolvidas para exploração e produção dos poços de petróleo. Basicamente elas se dividem em dois grupos: as operadoras e as prestadoras (fornecedoras) de serviços e tecnologia.

As companhias operadoras são propriamente as empresas que fazem negócios com a comercialização do petróleo. Podem ser classificadas como autônomas – companhias menores – ou companhias de grande porte. Em geral, as autônomas possuem um quadro de funcionários menor e fazem negócios envolvendo diretamente o óleo e o gás produzidos no estado em que saem do poço. As empresas operadoras de maior porte, além de comercializar diretamente, também possuem negócios com a logística de transporte, refino e processamento do petróleo, até a venda para o consumidor (BOMMER, 2008).

Geralmente, as operadoras não são donas das terras ou blocos marítimos, ou detém os direitos sobre as reservas minerais presentes no subsolo. Cabe a elas comprar os direitos de explorar e produzir petróleo em determinada localidade, sendo isso regido e regulado de acordo com as leis de cada país (BOMMER, 2008).

Após obter os direitos para realizar atividades em busca de petróleo em determinada região, as empresas operadoras precisam contar com profissionais, serviços e tecnologia de

ponta para iniciar as atividades. Nesse momento se enquadram as empresas prestadoras de serviço, vendendo tecnologia, inovação e mão de obra qualificada para realizar todas as atividades que são demandadas para colocar um poço de petróleo em produção.

A estrutura dessas empresas é geralmente dividida em linhas de serviços específicos, contando com equipamentos e profissionais especializados em realizar determinado tipo de trabalho (HALLIBURTON, 2015). Devido ao grande número de etapas necessárias para explorar e produzir um poço, é comum ver mais de uma prestadora de serviço trabalhando ao mesmo tempo para o mesmo cliente.

2.4. ONSHORE/OFFSHORE

A exploração e produção de petróleo pode ser realizada em dois tipos de localidades: ambientes *onshore* – quando os poços são perfurados em terra – ou ambientes *offshore*, caso em que os poços são explorados no mar. É interessante observar que a localização das bacias petrolíferas em si não altera esta nomenclatura, definida apenas pela posição das unidades de perfuração e produção. Isso porque pode haver uma bacia localizada sobre o mar, mas na qual se consegue acesso ao reservatório com as unidades e equipamentos instalados em terra.

Historicamente, os poços *onshore* foram os primeiros a serem explorados, devido a menor demanda logística e tecnológica atrelada. O primeiro poço em terra, localizado na Pensilvânia, produzia cerca de 13 barris diários e possuía uma profundidade de apenas 21 metros (BOMMER, 2008). Atualmente, com o desenvolvimento de novas técnicas de perfuração e a evolução da tecnologia, é possível perfurar poços com mais de 10.000 metros de profundidade (THOMAS *et al*, 2001).

A atual produção mundial de petróleo vindo de poços *onshore* é bastante elevada, muito influenciada pelo Oriente Médio, maior região produtora do mundo, onde os poços são, em geral, localizados em terra (BOMMER, 2008). O processo para perfurar estes poços é comparativamente simples, visto que basta posicionar a sonda em local pré-determinado pelo projeto e operar a coluna de perfuração que está conectada a ela.

Ambientes de exploração *offshore* possuem o processo de perfuração similar ao realizado em terra quando comparado da boca do poço para baixo. As diferenças significativas nos dois processos são a existência de coluna d'água, condições climáticas mais severas e maior esforço logístico para atender as unidades. Estes fatores tornam a atividade no mar extremamente custosa para as empresas envolvidas (BENNETT, 1986).

Enquanto um poço *onshore* pode levar entre 30 e 45 dias para ser perfurado, a perfuração *offshore* pode levar meses ou anos para ser concluída. Essa diferença de tempo gera um impacto no custo, pois os equipamentos empregados na perfuração possuem aluguéis diários a serem pagos pelas empresas operadoras. Além do tempo, também podem ser incluídos como fatores relevantes nos gastos a necessidade de equipamentos mais robustos, problemas de logística e acesso, bem como pessoal treinado e qualificado.

Na década de 70, o processo de perfuração em ambiente *offshore* atingia profundidades de lâmina d'água com pouco menos de 200 metros (BOMMER, 2008). Com a constante evolução e inovação tecnológica, atualmente consegue-se perfurar poços localizados em profundidades de mais de 3.000 metros abaixo da superfície da água do mar, as chamadas águas ultra profundas (TRINDADE, 2005). A Figura 2.3 apresenta os recordes mundiais de profundidade alcançada para produção de petróleo em alto mar, entre os anos de 1977 e 1998.

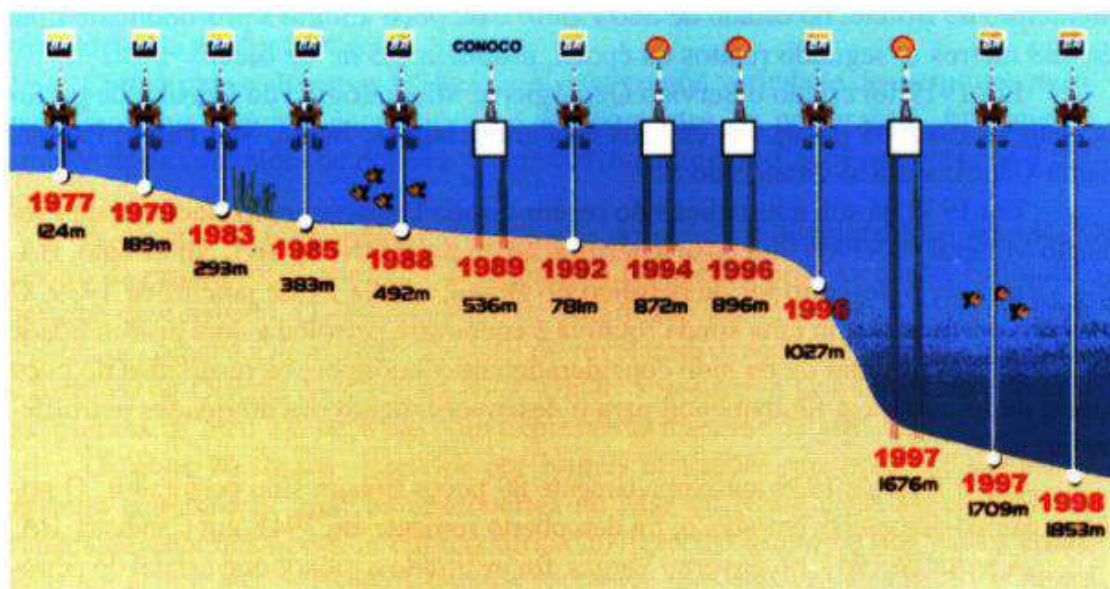


Figura 2.3 – Evolução do recorde mundial de produção na plataforma continental. Fonte: Thomas *et al*, 2001.

2.5. UNIDADES MARÍTIMAS

Para realização de operações *offshore*, dada sua complexidade, são necessárias estruturas avançadas capazes de suportar não somente os equipamentos de produção, bem como locais para acomodação de pessoal e armazenagem de suprimentos. As embarcações responsáveis por prover estes recursos são as unidades marítimas, que podem ser divididas em sondas – responsáveis exclusivamente pela perfuração do poço – e plataformas, responsáveis pela produção e em alguns casos também pela perfuração (PETROBRAS, 2015).

Os tipos de sondas e plataformas *offshore* mais utilizados mundialmente estão descritos a seguir:

Plataformas Fixas

Plataforma com estrutura de sustentação fixa, com estacas moduladas de aço cravadas no leito marinho. São projetadas para operações de longa duração e utilizadas em grande escala para lâminas d'água de até 300 metros. Servem tanto para perfuração quanto para produção (PETROBRAS, 2015). A estrutura pode ser exemplificada pela Figura 2.4.



Figura 2.4 – Plataforma fixa de Mexilhão operando na Bacia de Santos. Fonte: Banco de Imagens Petrobras, 2015.

Outras características desse modelo são o controle de poço estar localizado na superfície e o petróleo produzido ser escoado através de oleodutos. Neste tipo de plataforma, devido aos altos custos associados no projeto, construção e instalação, a aplicação fica restrita a campos já conhecidos (THOMAS *et al*, 2001).

Plataformas Auto Eleváveis (*Jackups*)

São desenvolvidas para operar em águas rasas – lâminas d'água de até 150 metros – podendo perfurar poços de até 9.100 metros de profundidade (BOMMER, 2008). Possuem três ou mais pernas que se movimentam até atingirem o fundo do mar e, feito isso, a plataforma

se eleva acima da superfície do mar até uma altura suficiente para ficar fora da ação das ondas do oceano. Essa característica garante grande mobilidade a este tipo de plataforma, que também apresentam boa estabilidade (PETROBRAS, 2015). A Figura 2.5 mostra uma *jackup* em operação.



Figura 2.5 - Plataforma auto elevável P-5 operando no litoral do Rio Grande do Norte. Fonte: Banco de Imagens da Petrobras, 2015.

Este tipo de plataforma opera exclusivamente para perfuração de poços e seu controle de poço é feito na superfície.

Plataformas Semissubmersíveis

Unidades flutuantes desenvolvidas para operações com lâmina d'água de mais de 2.000 metros. Sua estrutura é composta por um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos, como mostrado na Figura 2.6. Devido a sua configuração, possui grande mobilidade, podendo mudar rapidamente de um campo a outro (THOMAS *et al*, 2001).

Este tipo de plataforma pode ser desenvolvido tanto para perfuração quanto para produção, havendo ainda modelos que realizam as duas etapas. O sistema de ancoragem é feito por cabos de aço fixados no leito marinho ou então, para águas profundas e ultra profundas, faz-se necessário o uso de *dynamic positioning system* (DPS, ou sistema de posicionamento dinâmico). O controle de poço é instalado no leito marinho, na cabeça do poço (PETROBRAS, 2015).



Figura 2.6 - Plataforma semissubmersível *Gold Star*. Fonte: Queiroz Galvão Óleo e Gás, 2015.

Plataformas de Pernas Atirantadas (*Tension Leg Wellhead Platform - TLWP*)

Esse modelo de plataforma flutuante pode trabalhar em profundidades de até 1.500 metros de lâmina d'água e possui casco semelhante ao de uma semissubmersível, podendo ser observado na Figura 2.7. A diferença encontra-se no seu sistema de ancoragem, que possui suas pernas principais presas ao fundo do mar por meio de cabos tubulares de aço. Isso reduz drasticamente a movimentação da plataforma. Desse modo, o sistema de controle de poço pode ser instalado na superfície, reduzindo o custo e a complexidade de manutenção e instalação (PETROBRAS, 2015).



Figura 2.7 - Plataforma *TLWP P-61* sendo movimentada. Fonte: Banco de Imagens da Petrobras, 2013.

Em geral são utilizadas para produção, porém podem realizar operações de perfuração que visem a manutenção dos poços (PETROBRAS, 2015).

Plataformas FPSO

Os modelos *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO) são unidades flutuantes construídas sobre cascos adaptados de navios. Tem o objetivo de produzir e processar óleo e gás, sendo capazes de armazenar o petróleo produzido em tanques no interior da estrutura. Essa plataforma é projetada para receber os hidrocarbonetos vindos direto do poço ou em alguns casos, de linhas vindo de outras plataformas nas proximidades (THOMAS *et al*, 2001).

No convés do navio, existe uma planta para processamento de óleo e/ou gás, que separa e trata os fluidos produzidos pelo poço. O óleo armazenado é transferido para navios aliviadores, enquanto o gás pode ser reinjetado no reservatório ou transferido através gasodutos (PETROBRAS, 2015). Um exemplo de FPSO pode ser observado na Figura 2.8.



Figura 2.8 - FPSO P-50 em atividade. Fonte: Petrobras, 2013.

A capacidade de armazenamento e produção dos FPSOs varia de acordo com a unidade, podendo chegar até mais de 2 milhões de barris armazenados, e com a produção podendo alcançar até 800 mil barris por dia (MODEC, 2015). O FPSO é também vantajoso por oferecer grande mobilidade, podendo alcançar locais mais isolados com facilidade. O FPSO é empregado apenas para produção, sendo muito utilizado em águas profundas e ultra profundas. Seu sistema de controle de poço é instalado no fundo do mar. Seu sistema de ancoragem é realizado por DPS (THOMAS *et al*, 2001).

Plataformas FPSO Monocoluna

Com funções semelhantes ao FPSO tipo navio, a vantagem desse modelo é a maior estabilidade devido ao casco em formato redondo. Uma abertura na parte central permite a entrada de água, reduzindo a movimentação provocada pelas ondas. Possui sistema de ancoragem e controle de poço iguais ao anterior (PETROBRAS, 2015).

O primeiro modelo de FPSO monocoluna do mundo foi construído no Brasil (PETROBRAS, 2015). A plataforma chama-se Sevan Piranema, e pode ser observada na Figura 2.9.



Figura 2.9 - FPSO monocoluna Sevan Piranema. Fonte: Banco de Imagens da Petrobras, 2015.

Navio Sonda

Com a finalidade de perfuração e completção de poços submarinos, o também chamado “navio de perfuração”, pode operar em águas ultra profundas. Possui uma torre no centro do convés e uma abertura no casco, permitindo a operação e a passagem da coluna de perfuração (BOMMER, 2008).

O sistema de posicionamento e estabilidade desta unidade é computadorizado, sendo composto por sensores acústicos e propulsores, anulando os efeitos de ondas, ventos e correntes marítimas. O sistema de controle de poço é localizado no fundo do mar (PETROBRAS, 2015). Um exemplo de navio sonda pode ser visto na Figura 2.10.



Figura 2.10 - Navio sonda NS-16 operando no campo de Congro, Bacia de Campos. Fonte: Banco de Imagens da Petrobras, 2015.

2.6. ACIDENTES OFFSHORE DE GRANDES PROPORÇÕES

A indústria do petróleo pode ser considerada como uma das mais perigosas do mundo, já que lida com produtos altamente inflamáveis, pressões elevadas e temperaturas extremas. Esses fatores, combinados ou não, já ocasionaram acidentes catastróficos ao longo da história.

No segmento *offshore*, a situação é ainda mais crítica devido à localização das instalações. A dificuldade logística de acesso e evacuação de uma plataforma faz com que o potencial de severidade dos acidentes nessas localidades se torne mais alto.

No começo das atividades petrolíferas, a preocupação com segurança era reduzida. A operação era direcionada principalmente para o incremento da produção.

Alguns acidentes graves com maiores repercussões atraíram grande atenção da mídia, governos, população e da própria indústria. Isso levou a intensas investigações, que resultaram na criação de práticas recomendadas, normas e legislações com o intuito de prevenir ou mitigar os riscos e novos acidentes no segmento *offshore*.

A Tabela 2.1 mostra diversos acidentes registrados no período entre 1956 e 2015. Estão indicados o ano de acontecimento, nome e finalidade da unidade marítima, local onde ocorreu e o tipo de acidente. Nota-se que o tipo de acidente não necessariamente foi o fator determinante para as fatalidades, mas foi o principal fator contribuinte para o desencadeamento das mesmas, segundo os relatórios oficiais.

Tabela 2.1 – Acidentes em Unidades Offshore. Fonte: Oil Rig Disasters. Rig List.

Nome da Unidade <i>Offshore</i>	Ano	Local	Nº de Fatalidades	Tipo de Atividade	Tipo de Acidente
Qatar I	1956	Golfo Árábico	20	Perfuração	Afundamento
Sedco Nº 8	1956	Golfo do México	4	Perfuração	Afundamento
C. P. Baker	1964	Golfo do México	22	Perfuração	<i>Blowout</i>
Sea Gem	1965	Mar do Norte (GBR)	13	Perfuração	Colapso
Little Bob	1968	Mar Ártico (EUA)	7	Perfuração	<i>Blowout</i>
South Timbalier 26	1970	Golfo do México	4	Produção	<i>Blowout</i>
Gemini	1974	Oriente Médio	18	Perfuração	Colapso
Ekofisk A	1975	Noruega	6	Produção	Incêndio
Ocean Express	1976	Golfo do México	13	Perfuração	Afundamento
Ranger 1	1979	Golfo do México	8	Perfuração	Colapso
Maersk Endurer	1980	Golfo de Suez	3	Perfuração	<i>Blowout</i>
Hasbah Platform	1980	Golfo Pérsico	19	Produção	<i>Blowout</i>
Ron Tappmeyer	1980	Arábia Saudita	19	Perfuração	<i>Blowout</i>
Bohai 3	1980	Golfo de Bohai	70	Perfuração	<i>Blowout</i>
Alexander L. Kielland	1980	Mar do Norte (NO)	123	Perfuração	Colapso
Nowruz Platforms	1983	Golfo Pérsico	20	Produção	Incêndio
Byford Dolphin	1983	Mar do Norte (NO)	5	Perfuração	Explosão
Zapata Lexington	1984	Golfo do México	4	Perfuração	<i>Blowout</i>
Enchova Central	1984	Brasil	37	Produção	<i>Blowout</i>
Getty Platform A	1984	Golfo do México	1	Produção	Explosão
Glomar Arctic II	1985	Mar do Norte (GBR)	2	Perfuração	Explosão
Penrod 61	1985	Golfo do México	1	Perfuração	Afundamento
West Vanguard	1985	Noruega	1	Perfuração	<i>Blowout</i>
Viking Explorer	1988	Sudeste de Borneo	4	Perfuração	<i>Blowout</i>
Ocean Odyssey	1988	Mar do Norte (GBR)	1	Perfuração	<i>Blowout</i>
Piper Alpha	1988	Mar do Norte (GBR)	167	Produção	Incêndio
Sedco 252	1989	Costa da Índia	3	Perfuração	<i>Blowout</i>
Seacrest	1989	Golfo da Tailândia	91	Perfuração	Afundamento
Al Baz	1989	Nigéria	5	Perfuração	<i>Blowout</i>
Rowan Odessa	1994	Golfo do México	1	Perfuração	Incêndio
Ubit Platform	1996	Nigéria	18	Produção	Incêndio
Glomar Arctic IV	1998	Mar do Norte (GBR)	2	Perfuração	Explosão
Mighty Servant 2	1999	Indonésia	5	Produção	Afundamento
Al Mariyah	2000	Golfo Pérsico	4	Perfuração	Colapso
Petrobras P36	2001	Brasil	11	Produção	Afundamento
Mumbai High North	2005	Oceano Índico	22	Produção	Incêndio
Bourbon Dolphin	2007	Oceano Atlântico	8	Produção	Afundamento
Deepwater Horizon	2010	Golfo do México	11	Perfuração	<i>Blowout</i>
FPSO C. de São Mateus	2015	Brasil	9	Produção	Explosão

Alguns destes acidentes são considerados marcos para a segurança de processos *offshore*. Após estes acontecimentos e as respectivas investigações, a indústria se mobilizou de maneira contundente para redesenhar sua maneira de operar e executar os serviços, na tentativa de prevenir que tais fatos se repetissem.

Três exemplos de acidentes que tiveram profundo impacto local ou global nos processos, normas e regulações do segmento *offshore* estão abordados a seguir de forma resumida.

2.6.1. PLATAFORMA FIXA PIPER ALPHA

Piper Alpha foi uma plataforma que atuava numa lâmina d'água de 144 metros no campo petrolífero de *Piper*, localizado no Mar do Norte da Grã-Bretanha, operada pela *Occidental Petroleum* (ELLUL, 2014). Inicialmente, estava configurada apenas para produção de óleo, porém, mais tarde, foi adaptada para também realizar a produção de gás (DROGARIS, 1991).

Em julho de 1988, ocorreu um acidente que culminou na sua destruição total e na morte de 167 das 226 pessoas que estavam a bordo (TAYLOR, 1993). Este acidente é, até hoje, um dos mais severos eventos ocorridos em instalações de produção de petróleo *offshore*.

A plataforma operava com duas bombas de injeção de condensados quando, durante a manutenção de uma delas, houve falha de comunicação entre os turnos do dia e da noite. Problemas de comunicação acabaram ocasionando o acionamento indevido da bomba em manutenção. Houve sobrepressão e o conseqüente vazamento de gás pela plataforma. A nuvem de gás logo entrou em ignição causando explosão e um incêndio.

Este pode ser considerado o grande divisor de águas no que diz respeito a segurança de processos das unidades *offshore*. A investigação iniciou-se em novembro de 1988 com a finalidade de descobrir as causas e culpados pelo acidente. Em novembro de 1990 foi publicado o *Public Inquiry into the Piper Alpha Disaster*, ou Relatório Cullen. Além de identificar os fatores contribuintes e pessoas responsáveis, também fez uma série de recomendações para a indústria do petróleo a respeito de instalações *offshore* (TAYLOR, 1993).

O total de 106 recomendações feitas para mudança nos processos de exploração e produção *offshore* no Mar do Norte foram divididas em: 37 recomendações a respeito de operação de equipamentos, 32 sobre comunicação e informação da tripulação das pessoas a bordo, 25 relacionadas ao projeto de plataformas e 12 acerca de informações dos serviços de emergência (TAYLOR, 1993).

Uma das profundas mudanças ocorridas no Reino Unido foi a alteração da responsabilidade por reforçar e cobrar segurança no Mar do Norte. Essa responsabilidade foi transferida do Departamento de Energia para o *Health and Safety Executive* (HSE) a fim de não haver conflitos de interesse devido ao fato de um mesmo órgão fiscalizar a produção e as questões de segurança. Dentre as principais recomendações, uma tratou de requerer das empresas operadoras que fossem realizados *safety case* para as operações *offshore* (TAYLOR, 1993).

O *safety case* inclui a execução de estudos evidenciando avaliações sobre incêndios, explosões, vazamentos, análise de evacuação, escape e resgate, dentre outros. O HSE ainda criou o critério de ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*), que trata aceitabilidade ou tolerância ao risco, levando em consideração fatores como frequência, severidade, custos das ações de redução do risco, dentre outros (TAYLOR, 1993).

Pode-se dizer que o caso Piper Alpha, com as recomendações contidas no Relatório Cullen, motivou grandes incrementos nos níveis de segurança *offshore*, implementando uma série de barreiras de proteção (HEBERT, PETERSON e SANDERSON, 2015).

2.6.2. PLATAFORMA SEMISSUBMERSÍVEL P-36

O acidente ocorrido em 2001 com a plataforma P-36, operada pela Petrobras, pode ser considerado o maior acidente *offshore* da indústria brasileira de petróleo. Na época, a maior semissubmersível do mundo estava em operação no campo de Roncador, na Bacia de Campos, em uma lâmina d'água de aproximadamente 1.360 metros e com capacidade de produção de 180.000 barris de petróleo por dia (BARUSCO, 2002).

O vazamento de vapores inflamáveis em uma das colunas da plataforma, seguido por duas explosões, resultou no comprometimento do sistema de sustentação e estabilidade da plataforma. O evento teve como consequência final a fatalidade de onze membros do time de emergência e o posterior naufrágio da unidade (BARUSCO, 2002).

Comissões de investigação foram montadas tanto pela Petrobras quanto pela ANP, havendo também relatórios elaborados pela Marinha do Brasil e pela Câmara dos Deputados. Todos contêm uma série de recomendações a respeito dos riscos e consequências envolvidas em operações *offshore* no Brasil. Essas recomendações motivaram diversas revisões nos procedimentos de segurança para combate a incêndios, evacuação e escape de unidades, avaliação de riscos e gerenciamento de documentos (BARUSCO, 2002).

2.6.3. NAVIO PLATAFORMA CIDADE DE SÃO MATEUS

O mais recente acidente de instalações *offshore* no Brasil ocorreu no dia 11 de fevereiro de 2015. Este evento envolveu o FPSO da Petrobras, Cidade de São Mateus, operado pela BW Offshore (BW OFFSHORE, 2015). A plataforma operava nos campos do pós-sal de Camarupim e Camarupim Norte, litoral do estado do Espírito Santo. Dos 74 membros da equipe a bordo, nove faleceram em função de uma explosão na casa de máquinas do navio (BW OFFSHORE, 2015).

Por ser um acontecimento recente, ainda não estão amplamente disponíveis os relatórios oficiais detalhando seus fatores contribuintes. A Petrobras informou apenas que identificou como principais fatores contribuintes o descumprimento de procedimentos operacionais para bombeio de fluidos, instalação de equipamentos sem a especificação técnica adequada e inobservância de procedimentos de segurança (PETROBRAS, 2015).

CAPÍTULO 3 - PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Após realizada a prospecção de petróleo e planejado o reservatório, é iniciado o processo de perfuração. Sua finalidade é projetar e “construir o caminho” onde serão instalados os equipamentos necessários para, posteriormente, o óleo e gás escoarem (BOMMER, 2008).

O processo consiste em perfurar o solo até ser atingida profundidade e angulação adequada para, posteriormente, serem instalados os componentes de produção do poço. Durante o procedimento, existem técnicas necessárias a serem combinadas para proporcionar a melhor construção do poço.

A primeira técnica de perfuração de poços utilizada foi a perfuração a cabo (*cable-tool drilling*), porém, atualmente, a técnica de perfuração rotativa domina amplamente a indústria (BOMMER, 2008) e será abordada a seguir.

3.1. MECANISMOS DA PERFURAÇÃO ROTATIVA

Atualmente, o sistema utilizado pela maioria das sondas em todo o mundo é o de perfuração rotativa (BOMMER, 2008). Este sistema consiste em perfurar as rochas pela rotação e peso aplicado a uma broca na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos das rochas são removidos continuamente através de fluido de perfuração – também conhecido como lama de perfuração. Este fluido é injetado dentro da coluna de perfuração por bombas localizadas na superfície, saindo na extremidade da broca e retornando para a superfície através do espaço anular entre a coluna e o poço (THOMAS *et al*, 2001).

Após determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e então uma coluna de revestimento de aço (*casing*) é inserida. O espaço anular, agora formado entre a parede externa do revestimento e a formação, é cimentado com a finalidade de garantir integridade física ao poço, permitindo prosseguir a perfuração com segurança.

Realizada a cimentação, a coluna de perfuração é novamente introduzida no poço com uma nova broca de diâmetro menor ao revestimento. Essa nova broca continuará a perfuração e esse ciclo se encerrará quando for atingida a profundidade planejada.

No sistema de perfuração rotativa, a broca pode ser rotacionada de três maneiras diferentes: o sistema tradicional de mesa rotativa, o sistema de *top drive* e, por fim, o sistema de motor de fundo (BOMMER, 2008). Este último ainda pode ser combinado com um dos dois primeiros, a depender da operação que será realizada. A Figura 3.1 ilustra o esquema de uma sonda de perfuração com sistema de mesa rotativa, sendo possível observar os equipamentos de superfície que o compõe.

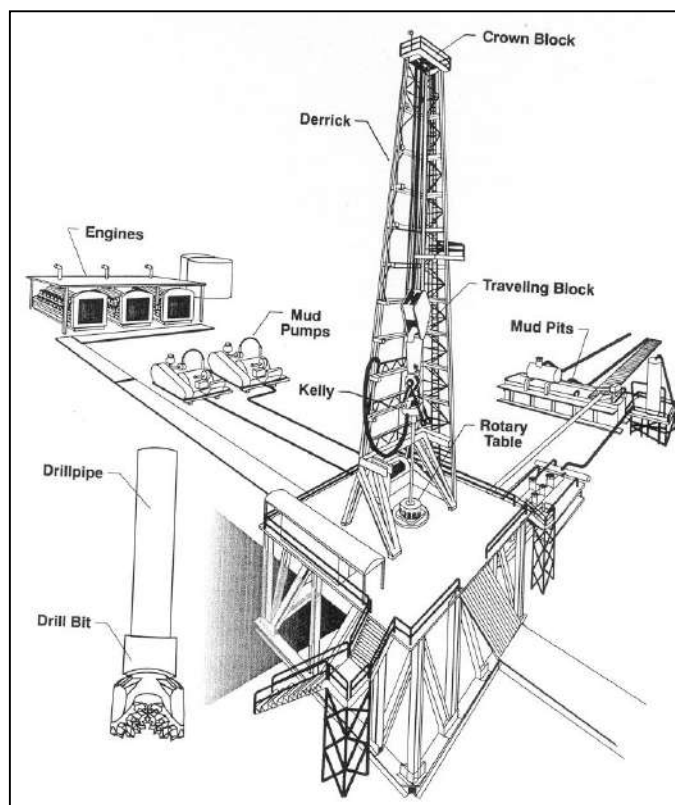


Figura 3.1 - Ilustração esquemática do sistema de mesa rotativa. Fonte: UFPR, Apostila de Perfuração apud Halliburton, *Petroleum Well Construction*.

No sistema tradicional, os principais componentes são a mesa rotativa, o *kelly* – ferramenta responsável por transmitir a rotação da mesa para a coluna de perfuração – e a cabeça de injeção (*swivel*), por onde são injetados os fluidos na coluna. O sistema de *top drive*, por sua vez, possui um motor que substitui o uso do *kelly* e da mesa rotativa, ilustrado na Figura 3.2.

As bombas de lama (*mud pumps*), responsáveis pela injeção de fluidos na coluna de perfuração, e os tanques de lama (*mud pits*), que armazenam os fluidos que retornam do poço para tratamento, são comuns a todos os três tipos de sistemas.

No sistema de motor de fundo, diferentemente dos citados anteriormente, a rotação ocorre apenas na broca. O motor é instalado na coluna de perfuração logo acima da broca e sua força motriz é gerada pela pressão de bombeio de fluidos pela coluna de perfuração.

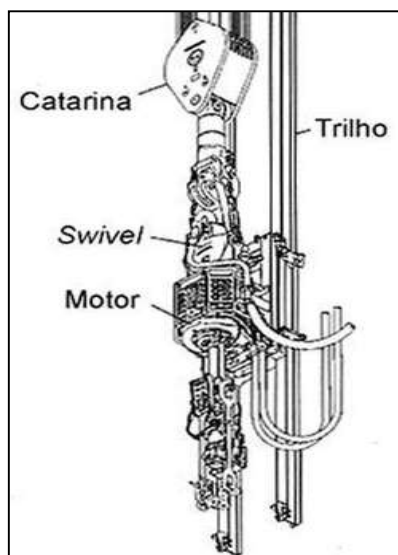


Figura 3.2 - Sistema de *top drive*. Fonte: Thomas *et al*, 2001.

A coluna de perfuração tem por função transmitir a rotação necessária à broca, também servindo para a condução/injeção de fluidos para o poço devido a sua estrutura interna oca. É composta principalmente pelos *drill collars* e *drill pipes* (BOMMER, 2008).

A maior parte da coluna é composta pelos *drill pipes*, longas tubulações de aço sem costura. Os *drill collars* possuem peso e espessura maiores do que os *drill pipes*, utilizados na parte inferior da coluna com o objetivo de darem mais peso sobre a broca e fornecer mais rigidez à coluna.

Conectada na extremidade da coluna de perfuração, a broca é a ferramenta básica da operação. Ela é a estrutura cortante responsável por quebrar mecanicamente as rochas no fundo do poço. Podem ser fabricadas de diversos tamanhos e tipos de materiais a depender da especificidade do trabalho.

Segundo Bommer (2008), as brocas estão divididas em duas categorias principais: brocas de arrasto (*drag bits*) e brocas cônicas (*roller cone bits*). As primeiras não possuem partes móveis, o que lhes garantem menos risco de falhas. A ausência de rolamentos e cones também proporciona uma maior vida útil, pois a broca só depende da vida útil dos elementos cortantes para continuar a perfuração. A Figura 3.3 mostra um exemplo de broca de arrasto.

As brocas cônicas, em geral, possuem três cones, como mostrado na Figura 3.4, sendo comumente chamadas de tricônicas. Este tipo de broca possui dentes de aço ou de carboneto de tungstênio. Seus rolamentos internos, por serem os componentes mais sensíveis do conjunto, determinam a vida útil da broca.



Figura 3.3 - Broca de arraste. Fonte: Baker Hughes, 2015.



Figura 3.4 - Broca tricônica. Fonte: Schlumberger, 2015.

Os dois tipos de brocas necessitam da injeção constante de fluidos de perfuração através das mesmas durante o tempo em que executam o serviço. Estes fluidos têm diversas funções, sendo as mais importantes: carrear o cascalho formado durante a quebra das rochas até a superfície, resfriar a broca, estabilizar a pressão no interior da formação evitando que fluidos migrem do reservatório para o poço – garantindo a integridade do mesmo – e a transmissão de força hidráulica para a broca (THOMAS *et al*, 2001). Sua composição química é especificada de acordo com cada tipo de formação e etapa da operação (BOMMER, 2008).

O que proporciona a entrada e saída dos fluidos de forma contínua é o sistema de circulação da sonda. Os principais equipamentos de circulação de lama de perfuração são os seguintes: bombas de lama (*mud pumps*) *duplex* ou *triplex*, tanques de lama (*mud tanks* ou *mud pits*), linha de descarga, linha de retorno e o subsistema de tratamento de lama. A Figura 3.5 mostra um esquema simplificado de um sistema de circulação de fluido de perfuração.

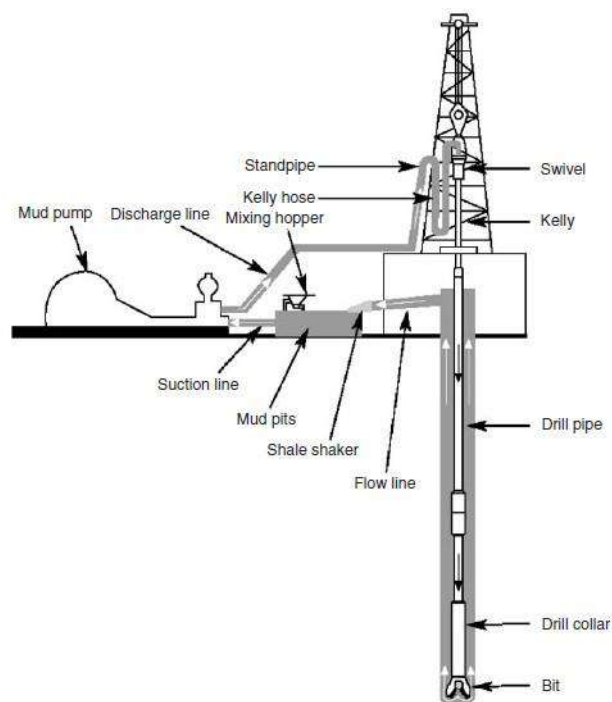


Figura 3.5 - Sistema de circulação de fluidos de uma sonda de perfuração. Fonte: GN Solids Control.

As bombas injetam a lama de perfuração a pressão e vazão pré-determinadas, sendo conduzidas pela linha de descarga até o *swivel* (ou top drive) no topo da coluna de perfuração. De lá a lama segue até a parte inferior da coluna, passando pela broca. Ao ser descarregada no fundo do poço, com o bombeio constante, a lama sobe pelo espaço anular até chegar à superfície. No caso de poços *offshore*, a lama deve chegar ao *riser* – tubulação de metal que liga a sonda até a cabeça do poço – onde então é carregada até a sonda.

De volta à sonda, a lama é direcionada para a linha de retorno, indo para o tratamento. Nesta etapa a lama passa por uma série de equipamentos que tem como função condicioná-la para que possa ser bombeada novamente para o poço. Dentre os tratamentos realizados, estão a remoção de areia e cascalho e a separação de eventuais gases que tenham sido transferidos da formação para a lama.

3.2. SISTEMA DE SEGURANÇA DO POÇO

Por envolver altas pressões e temperaturas, um poço de petróleo pode perder a estabilidade, causando eventos indesejados durante as operações que o envolvem. As consequências em potencial deste tipo de situação podem ser sérios danos aos equipamentos da sonda, a capacidade de produção do poço ser prejudicada, danos ambientais e, mais importante, acidentes ao pessoal envolvido. Baseado nisso, ao longo dos anos foi necessário o

desenvolvimento de equipamentos que pudessem controlar estes eventos, garantindo a integridade da operação.

O sistema de segurança para operações de perfuração de poços é constituído de equipamentos de cabeça de poço e equipamentos complementares, que visam controlar o poço em caso de situações indesejadas com risco potencial. O equipamento mais importante deste conjunto é o *blowout preventer* (BOP), formado por diversas válvulas (ou gavetas, *rams*) que tem o objetivo de fechar o poço (THOMAS *et al*, 2001). A Figura 3.6 mostra um modelo de BOP.

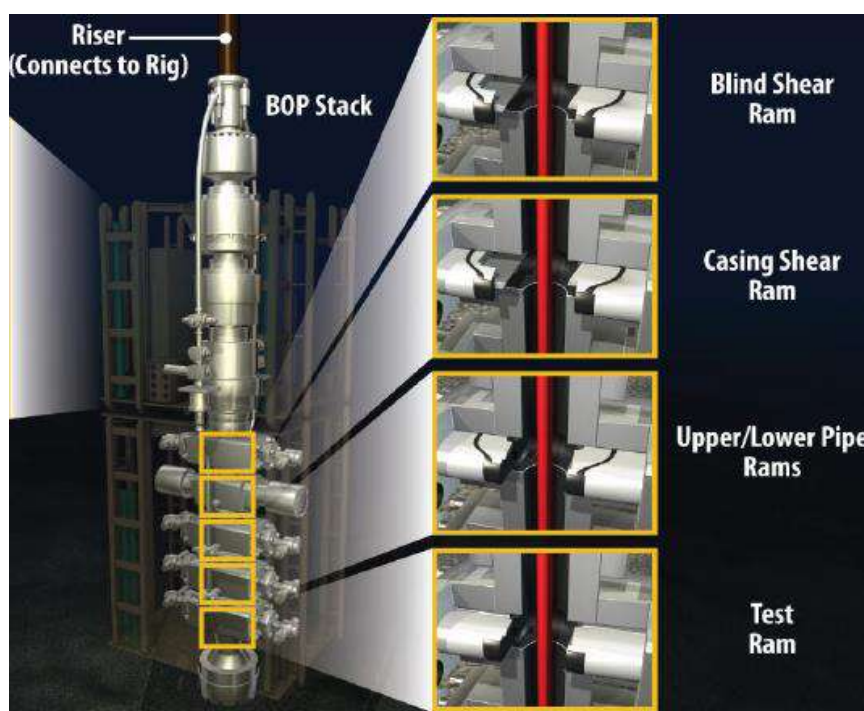


Figura 3.6 – Esquema de um BOP e suas gavetas. Fonte: CCR, 2011.

A gaveta cega (*blind ram*) é responsável por fechar e selar completamente o poço, a gaveta de corte (*shear ram*) faz o cisalhamento mecânico da coluna que estiver no corpo do BOP, enquanto a gaveta de tubo (*pipe ram*) veda o poço selando apenas o espaço anular entre a coluna de perfuração e o BOP. Eventualmente estas gavetas podem ser combinadas, viabilizando mais de uma função ao mesmo tempo.

O acionamento deste equipamento geralmente é feito para controle de fluxos indesejados de fluidos migrando da formação para dentro do poço (*kick*). Caso este fluxo não seja controlado corretamente, pode se transformar em um *blowout* – fluidos do poço sendo liberados totalmente sem controle (BOMMER, 2008). Esta situação gera consequências graves do ponto de vista econômico, ambiental e de pessoal.

3.3. OPERAÇÕES NORMAIS DE PERFURAÇÃO E TECNOLOGIA ATRELADA

Nas operações de perfuração, além da aplicação de peso e rotação da broca ao mesmo tempo em que se circula fluido de perfuração, outras importantes operações e componentes são essenciais durante todo o processo para garantir a integridade do poço. Os normalmente utilizados estão descritos a seguir.

3.3.1. ALARGAMENTO E REPASSAMENTO

O alargamento é a reperfuração com uma broca de diâmetro maior do que a utilizada anteriormente durante a perfuração, com objetivo de aumentar o diâmetro do poço. Em algumas situações, para economizar tempo, a técnica pode ser executada simultaneamente com a perfuração, posicionando uma ferramenta alargadora logo acima da broca.

O repassamento se caracteriza por baixo peso e baixa rotação na broca, evitando desgaste prematuro. É feito quando o poço se estreita e é necessário repassar o trecho descalibrado (THOMAS *et al*, 2001).

3.3.2. CONEXÃO, MANOBRA E CIRCULAÇÃO

A conexão é a operação realizada quando o topo do *kelly* (ou motor, no caso de sondas com *top drive*) atinge altura do piso da sonda e é necessário acrescentar um novo *drill pipe* na coluna de perfuração (THOMAS *et al*, 2001).

Retirar ou descer parte da coluna de perfuração caracteriza a operação de manobra. A finalidade pode ser, por exemplo, manobra de retirada para troca da broca de perfuração.

A circulação é realizada com a finalidade de remover cascalhos do espaço anular entre o poço e a coluna de perfuração. É realizada posicionando-se e mantendo a broca um pouco acima do fundo do poço enquanto é feita circulação de fluido de perfuração.

3.3.3. REVESTIMENTO

Desde os primeiros poços perfurados em terra, é reconhecida a necessidade de revesti-los (THOMAS *et al*, 2001) para garantir proteção e integridade às paredes da formação. O revestimento de poços de petróleo, também conhecido como *casing*, é uma tubulação de aço especial que é inserida no poço ao final de cada etapa da perfuração. O espaço anular entre o *casing* e a formação é posteriormente cimentado e então dá-se início à uma nova fase da perfuração.

Sendo responsável por grande parte dos custos da etapa de perfuração (THOMAS *et al*, 2001), o revestimento tem seu comprimento e suas etapas determinados de acordo com as pressões de poros e de fratura estimadas.

As principais funções da coluna de revestimento são: prevenir desmoronamento das paredes do poço, permitir retorno de fluido de perfuração para a superfície, proporcionar meios de controle de pressões dos fluidos e impedir a migração de fluidos das formações (THOMAS *et al*, 2001).

Tipicamente um poço apresenta diferentes intervalos de revestimentos, cada um possuindo características estruturais e funções específicas. Dessa forma, normalmente são utilizados: revestimento condutor, revestimento de superfície, revestimento intermediário, revestimento de produção e *liner* de produção (THOMAS *et al*, 2001).

O revestimento condutor (*conductor casing*) é primeiro revestimento instalado no poço. Sua função é servir de apoio durante as operações de perfuração, sustentando sedimentos não consolidados na superfície. Seus diâmetros comuns são 30", 20" e 13 3/8" e sua profundidade costuma variar entre 10 a 50 metros (THOMAS *et al*, 2001).

Com cerca de 100 a 600 metros de comprimento, o revestimento de superfície (*surface casing*) serve como base aos equipamentos de segurança de cabeça de poço, além de proteger contra a superfície horizontal de água e prevenir desmoronamento em função de sua completa cimentação.

Os revestimentos intermediários (*intermediate casing*) são opcionais e servem para isolar determinado trecho do poço, protegendo zonas de alta ou baixa circulação, zonas de baixa pressão, formações desmoronáveis, formações portadoras de fluidos corrosivos e/ou contaminantes de lama. Este revestimento pode ter extensão de assentamento bastante variada, entre 1.000 a 4.000 metros (THOMAS *et al*, 2001).

O revestimento de produção (*production casing*) é empregado nas zonas de interesse, local onde serão extraídos os fluidos do reservatório para a coluna de produção. Podem haver uma ou mais zonas, dependendo do projeto do reservatório. A estrutura desse *casing* é feita para resistir às pressões da zona de produção do poço e permitir isolamento entre diferentes intervalos produtores. Uma boa cimentação primária é bem crítica para este tipo de revestimento (SPE, 2015).

Por fim, o *liner* de produção é o único revestimento que fica posicionado independente do sistema de cabeça de poço. Seu topo situa-se um pouco acima da parte inferior do último revestimento e visa exclusivamente cobrir a parte inferior do poço. Ele substitui o uso do revestimento de produção, sendo então uma alternativa para finalizar o revestimento de

todo o poço. Por ser menor e, conseqüentemente, usar menos material na sua produção, é uma alternativa economicamente mais vantajosa. (THOMAS *et al*, 2001). A Figura 3.7 exemplifica opções para o revestimento de um poço de petróleo.

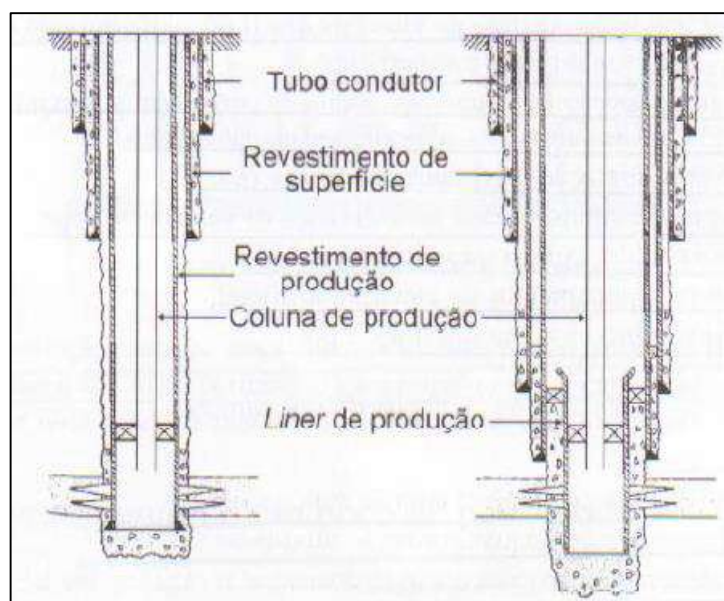


Figura 3.7 - Esquema de revestimento de um poço. Uso de revestimento de produção (esquerda) e *liner* de produção (direita). Fonte: Thomas et al, 2001.

3.3.4. CIMENTAÇÃO

A etapa de cimentação é fundamental para proteger e fixar o revestimento no poço. O cimento é direcionado para o espaço anular entre o revestimento e a formação para, após o endurecimento da pasta, também funcionar como vedação (THOMAS *et al*, 2001). Dessa forma, é possível evitar que fluidos permeiem e entrem em contato com o revestimento ou passem de uma formação para outra. A operação de cimentação é basicamente realizada bombeando água e pasta de cimento através do próprio *casing*.

A cimentação primária é a principal operação, sendo feita logo após a descida de cada etapa de revestimento do poço. Ao final da cimentação primária geralmente é realizada uma avaliação para determinar se a integridade do cimento está aceitável e dentro do projetado. Esta etapa é feita com o bombeio de um determinado volume de cimento entre dois *plugs* na coluna de revestimento – ambos atuam como válvulas *check*, evitando que o cimento retorne. Quando o *plug* inferior alcança a parte de baixo da coluna, o *plug* superior pressiona o cimento, fazendo com que parte do volume da pasta bombeada atravesse o *plug* inferior e siga para o espaço anular. O esquema da cimentação primária pode ser observado na Figura 3.8.

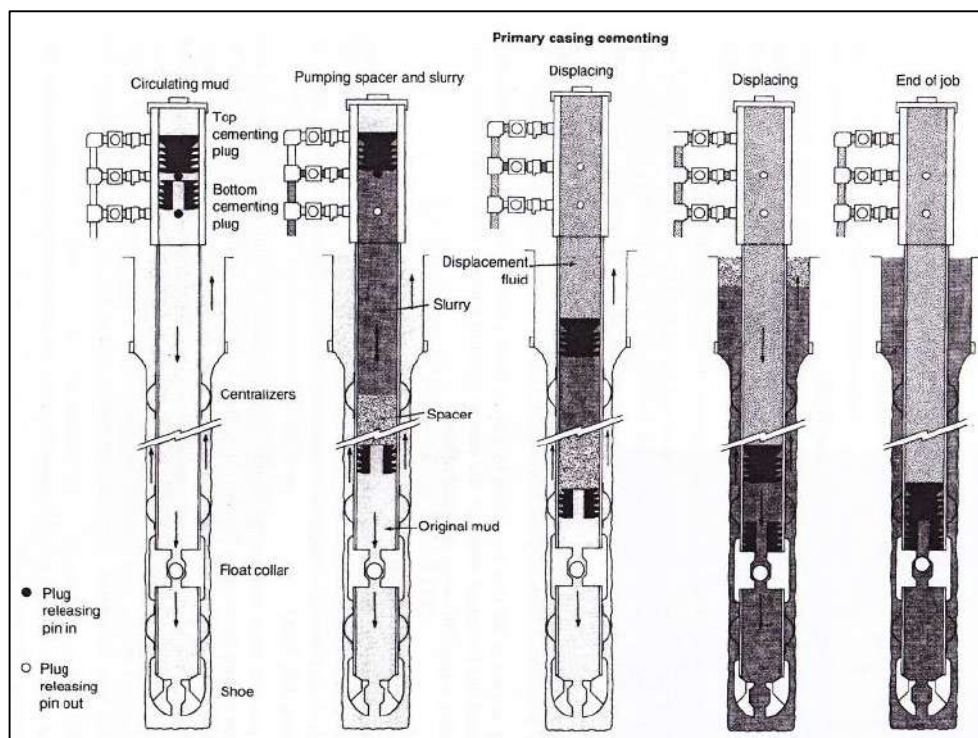


Figura 3.8 - Cimentação primária, esquema simplificado. Fonte: Fundamentals of Onshore Drilling.

Caso haja problemas com a cimentação primária, a cimentação secundária (*remedial cementing*) é responsável por corrigi-los. Caso o topo do cimento (*top of cementing*, TOC) não tenha sido alcançado corretamente, pode ser recirculada pasta de cimento por trás do revestimento através de canhoneiros (perfurações realizadas no revestimento com uso de explosivos). Quando esta opção não é viável, pode-se comprimir pasta de cimento (*squeeze*) para corrigir defeitos ou sanar vazamentos na coluna (THOMAS *et al*, 2001).

Além disso, também é bastante usual a cimentação para fazer tampões no poço quando se decide pelo abandono do mesmo ou então para isolamento de zonas inferiores (THOMAS *et al*, 2001).

Toda pasta de cimento deve ser previamente testada em laboratório conforme procedimentos padronizados na indústria do petróleo (THOMAS *et al*, 2001). Estes testes têm como objetivo simular o comportamento da pasta em condições de pressão, temperatura e regime de fluxo de deslocamento semelhantes à de sua utilização real, de modo a garantir que a mesma será eficiente na prática.

Para realização de uma eficiente operação de cimentação, alguns acessórios são utilizados conectados ou fixados à coluna de revestimento previamente. Os principais são: sapata (*shoe*), colar (*collar*) e centralizadores.

A sapata é localizada na extremidade inferior da coluna de revestimento. Sua função é servir de guia para o revestimento, de modo que o mesmo desça pelo centro do poço. Além disso, a sapata minimiza danos causados pelo impacto nas rochas da formação (Schlumberger, 2015). A sapata pode ser uma sapata guia (*guide shoe*) ou uma sapata flutuante (*float shoe*), sendo esta última provida de uma válvula *check*.

O colar pode ser flutuante (*float collar*) ou guia, sendo o primeiro provido de uma válvula *check* para evitar retorno de cimento na coluna. É localizado alguns metros acima da sapata e sua função principal é reter os *plugs* de cimentação após terminado o bombeio (SCHLUMBERGER, 2015).

O espaço entre a sapata e o colar é denominado *shoe track* e, geralmente, é deixado completamente cimentado para garantir que uma quantidade suficiente de cimento esteja no lado de fora do revestimento. Não cimentar adequadamente esta parte da coluna de revestimento pode aumentar severamente o risco de deslocamento inadequado de cimento, comprometendo a integridade do poço (SCHLUMBERGER, 2015).

Por fim, os centralizadores são responsáveis por garantir que toda a coluna de revestimento esteja alinhada o máximo possível ao centro do poço, proporcionando a melhor localização e distribuição uniforme do cimento no espaço anular. Caso o revestimento seja cimentado descentralizado, ocorrerá alto risco de *channeling* – má distribuição do cimento no anular, impossibilitando a vedação necessária (SCHLUMBERGER, 2015).

Após cada etapa de descida de *casing* e sua respectiva cimentação, é descida a broca e o poço é perfurado novamente até sua profundidade projetada. A Figura 3.9 mostra como estão dispostos estes acessórios na coluna de revestimento para uma operação de cimentação.

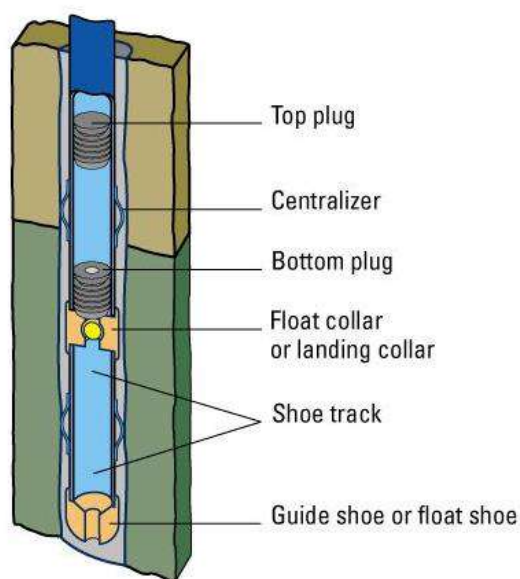


Figura 3.9 - Acessórios de cimentação. Fonte: Schlumberger, 2015.

3.3.4.1. CIMENTAÇÃO ESPUMADA

Um dos recursos desenvolvidos na indústria do petróleo para as pastas de cimento foi a invenção do ultraleve e homogêneo sistema de cimentação espumada. O cimento espumado é uma mistura de pasta de cimento, agentes espumantes e gás. É formada a pasta espumada quando o gás é injetado a alta pressão na pasta (SPE, 2015).

O gás comumente utilizado para este tipo de cimento é o nitrogênio, que, por ser quimicamente inerte, não modifica a composição da pasta.

As vantagens desse tipo de cimentação são: menor densidade (por consequência menor peso), ser dúctil, melhorar a remoção de lama, expandir, melhorar o isolamento das zonas, ter baixa permeabilidade, ser estável para fluxos cruzados e ajudar na prevenção da migração de gases (SPE, 2015).

3.3.5. PERFILAGEM

Após cada etapa de perfuração do poço, costuma-se descer ferramentas que tem função de avaliar e caracterizar o resultado do serviço feito até o momento. São determinados os parâmetros da formação e do cimento, viabilizando a melhor tomada de decisões econômicas e operacionais para as fases seguintes. Esta operação é denominada perfilagem (*logging*).

3.3.6. MOVIMENTAÇÃO DA SONDA

Ao ser concluída toda a etapa de perfuração, pode ser necessário movimentar a sonda de perfuração para outra locação. Em terra, a sonda é totalmente desmontada e desmobilizada em transportes rodoviários ou aéreos, sendo direcionada para reparos ou para construção de um novo poço. Em cenários *offshore*, a sonda é preparada para movimentação através de rebocadores ou propulsão própria.

O poço deve ser condicionado previamente para realizar-se a movimentação. No caso do interesse em produzir petróleo imediatamente, a sonda pode ainda ser responsável pela etapa de completação do poço. Caso o interesse da empresa operadora seja no abandono temporário, visando a produção apenas futuramente, é necessário fechar o poço utilizando técnicas e ferramentas especificadas e regulamentadas pelas normas locais (ANP, 2002) antes da retirada dos equipamentos de segurança da cabeça do poço, evitando assim o fluxo não desejado de fluidos para dentro da coluna de revestimento (THOMAS *et al*, 2001).

CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO: ACIDENTE DE DEEPWATER HORIZON

No dia 20 de abril de 2010, um vazamento descontrolado de hidrocarbonetos de um poço exploratório no Golfo do México ocasionou um dos maiores acidentes da indústria do petróleo. A sonda semissubmersível de perfuração Deepwater Horizon operava no poço denominado Macondo quando lama de perfuração, gás e óleo emergiram no convés, entrando em ignição e causando explosões e incêndio (HOPKINS, 2012). O fogo continuou por 36 horas, até o naufrágio ocorrer, como mostrado na Figura 4.1. Hidrocarbonetos continuaram a fluir do reservatório para fora do poço por 87 dias, causando um gigantesco vazamento de óleo (BP, 2010).

Investigações mostraram que falhas subsequentes tanto no ambiente da sonda quanto na base em terra proporcionaram a quebra de barreiras de segurança até se chegar nas condições do *blowout*. Esses erros mostraram problemas na gestão de segurança de processos e gerenciamento de risco, colocando em xeque a cultura de segurança de toda indústria do petróleo (OSC, 2011).



Figura 4.1 - Deepwater Horizon em chamas. Fonte: The New York Times, 2010.

Inúmeras barreiras de segurança foram quebradas até se chegar no acidente. Falhas no teste da pasta de cimento utilizada, erros no processo de cimentação, “visão de túnel” em pontos fundamentais da operação, interpretações de teste de integridade de poço equivocadas e a falta de acompanhamento das leituras de pressão do poço são alguns dos acontecimentos críticos apontados em relatórios sobre o evento (BOEMRE, 2011).

As consequências deste acidente foram graves e de grandes proporções não apenas pelos onze membros da tripulação mortos e a perda da sonda, mas também por ser um dos

maiores desastres ambientais da indústria do petróleo. No que diz respeito às empresas envolvidas na operação, além das pesadas multas e sanções aplicadas ao final das investigações, houve duro golpe na imagem perante o mercado e a sociedade (HOPKINS, 2012).

4.1. PARTES ENVOLVIDAS E CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS

A BP Exploration & Production Inc. (BP), umas maiores empresas operadoras de blocos exploratórios em águas profundas no Golfo do México, era proprietária e responsável pela operação no Macondo. Assim como outras grandes operadoras, a BP conduzia as atividades de perfuração e completação dos poços de petróleo através de outras empresas contratadas.

Para operação da sonda, a BP contratou a Transocean, uma das maiores empresas mundiais fornecedoras de sondas e serviços de perfuração. Além de atividades como manutenção de equipamentos, também era a cargo da Transocean o fornecimento de suprimentos e serviços necessários para as atividades de perfuração (CSB, 2014).

Incluído nestes serviços, o *blowout preventer* foi fornecido em contrato feito entre a Transocean e a Cameron International, empresa fabricante do equipamento. Este contrato não foi diretamente tratado com a BP. Apesar disso, a BP estabeleceu todas as especificações necessárias para deste equipamento (CSB, 2014).

Para os serviços de cimentação e monitoramento do poço durante a perfuração, completação e o abandono, a BP contratou a Halliburton Energy Services e sua subsidiária, a Sperry-Sun Drilling Services. A Figura 4.2 resume a organização das empresas citadas e a Tabela 4.1 resume a quantidade de funcionários envolvidos e suas atividades principais.

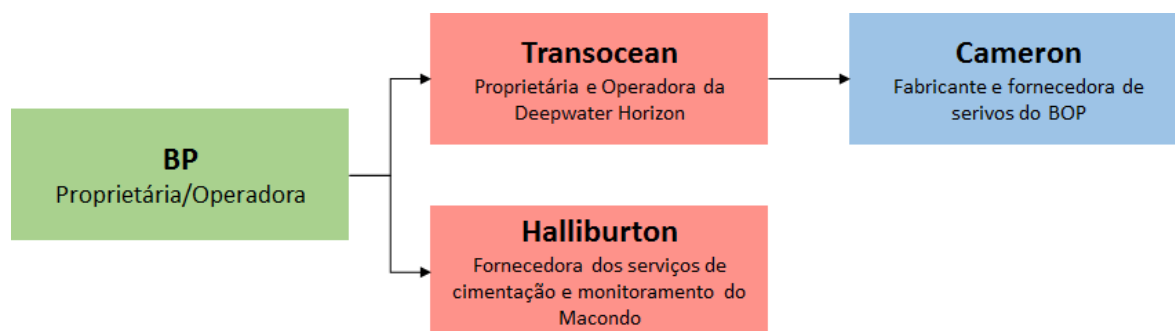


Figura 4.2 - Relações das principais empresas envolvidas no acidente da Deepwater Horizon.
Fonte: Adaptado de CSB, 2014.

Tabela 4.1 – Funcionários a Bordo no Dia 20 de Abril, por Empresa. Fonte: CSB, 2014.

Empresa	Funcionários a Bordo	Atividades Gerais (Não Incluído Tudo)
BP	8	Engenheiros, Fiscais de Plataforma, Supervisores de Poço
<i>Transocean</i>	79	Inclui, mas não se limita a: Ajudantes de perfuração, puxadores de ferramentas, mecânicos, operadores de guindaste
<i>Halliburton</i>	2	Equipe de cimentação
Outras empresas	37	Equipe da perfilagem, hotelaria, técnicos, engenheiros de lama, dentre outros.

A perfuração do Macondo começou com a sonda Marianas, que necessitou de reparo devido a danos causados pelo furacão Ida, em novembro de 2009 (CCR, 2011). Com a necessidade de manutenção e o fim do contrato, a BP, empresa operadora, contratou então a Deepwater Horizon, que assim como a anterior, também era uma sonda pertencente a Transocean (CCR, 2011).

A Deepwater Horizon era uma sonda de perfuração semissubmersível de posicionamento dinâmico capaz de operar em águas ultra profundas. No ano anterior, a sonda tivera batido o recorde de perfuração *offshore* operando em lâmina d’água de 1.200 metros e perfurando um total de 10.685 metros (OSC, 2011).

Operando no Macondo desde janeiro de 2010, a sonda perfurou até 5.596 metros abaixo do leito marinho. A perfuração até esta profundidade não foi simples, tendo ocorrido alguns eventos de influxo de fluidos do poço, perda de circulação na coluna de perfuração e problemas para determinar a pressão dos poros. Todos esses acontecimentos tornaram-no um poço “difícil” (CCR, 2011). A Figura 4.3 ilustra a localização do poço e da sonda, onde ocorreu o acidente, a 77 km da costa da Louisiana.



Figura 4.3 - Localização da sonda Deepwater Horizon, última a operar no Macondo. Fonte: Encyclopedia Britannica, 2011.

Após atingir a profundidade final no dia 9 de abril de 2010, cinco dias foram gastos para realização da perfilagem (*logging*) do poço e avaliação das suas características físicas. Os resultados indicaram boas condições (BP, 2010).

No dia 16 de abril, o Minerals Management Service (MMS), órgão regulamentador americano responsável pela exploração e exploração de recursos minerais, aprovou o procedimento de abandono temporário do poço (BP, 2010). O plano consistia em realizar testes de pressão e integridade e um posterior tampão de cimento de aproximadamente 61 metros (TURLEY, 2014). As características finais da estrutura do poço antes do início da operação de abandono podem ser observadas na Figura 4.4.

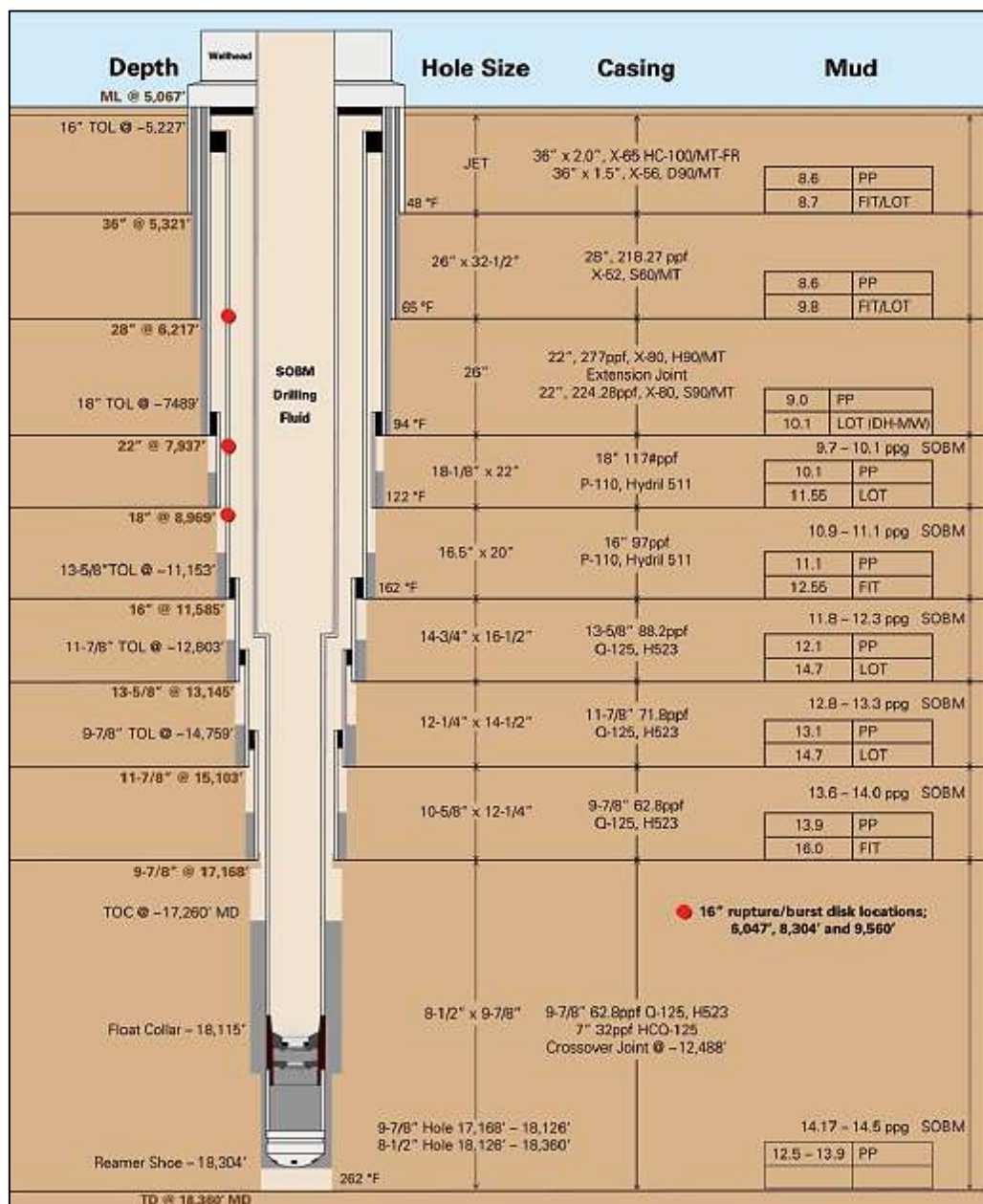


Figura 4.4 - Esquema do poço Macondo após o fim da perfuração. Fonte: BP, 2010.

Para revestir a última parte do poço, foi utilizado *casing* de produção, corrido até profundidade de 5.579 metros, sendo então cimentado (CCR, 2011). Realizou-se teste de pressão no poço e, posteriormente, durante a preparação da tripulação para outras atividades relacionadas ao abandono, ocorreu o *blowout* seguido de duas explosões, que causaram um incêndio na sonda (BP, 2010).

4.2. CRONOLOGIA DOS ACONTECIMENTOS

Como em geral acontece, é importante ressaltar que não houve um fator contribuinte específico que, sozinho, pudesse ocasionar o acidente do Macondo. Uma série de falhas em procedimentos e tomadas de decisão em conjunto o fizeram. Essa afirmação remete ao modelo do queijo suíço, onde cada fatia representa uma barreira de segurança e os furos representam suas falhas (REASON, 1990 *apud* CABETE, 2014). Assim, para ter ocorrido o *blowout*, diversas falhas foram alinhadas possibilitando a passagem por todas as barreiras de segurança. A Figura 4.5 ilustra o modelo em questão.

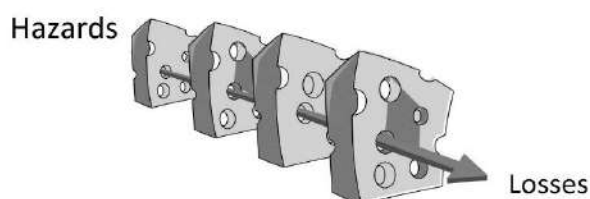


Figura 4.5 - Teoria do queijo suíço para acidentes. Adaptado de: Eurocontrol, 2006.

Os principais eventos relacionados ao *blowout* do poço podem ser divididos em acontecimentos antes e após o dia 19 de abril de 2010 (BP, 2010). Alguns acontecimentos relevantes anteriores à esta data estão resumidos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Acontecimentos relevantes anteriores ao dia 19 de abril. Fonte: BP, 2010.

Data	Descrição
9 a 14 de abril	Profundidade total de 5.596 metros foi alcançada e coleta de dados do poço feita durante 5 dias. Reservatório continha hidrocarbonetos a pressão aproximada de 11.850 psi.
14 de abril	Modelo computacional de cimentação da Halliburton concluiu que o isolamento de zona do poço poderia ser realizado utilizando <i>casing</i> 9 7/8 in x 7 in
15 de abril	Modelo computacional de cimentação da Halliburton atualizou simulação com os novos dados do poço e projetou a utilização de 21 centralizadores para concluir o trabalho.
15 de abril	Tomada decisão de comprar mais 15 centralizadores (6 já estavam a bordo).
16 de abril	15 centralizadores chegaram na sonda por helicóptero.
16 de abril	Preocupação quanto a integridade mecânica em relação aos centralizadores. Tomada de decisão por parte da BP de não utilizá-los.

Durante o dia 19 de abril até o início da madrugada do dia 20, foram finalizados os trabalhos de descida do *casing* de produção (profundidade de 5.579 km) e a cimentação do mesmo (BP, 2010). Entre estas etapas foram realizadas nove tentativas de recirculação do poço, sendo então finalmente alcançada com 3.142 psi (BP, 2010).

Após a cimentação de todo anular no dia 20 de abril, foi discutida a possibilidade de utilização da ferramenta *cement bond log* (CBL) (BP, 2010), capaz de realizar leituras sônicas para identificar parâmetros fundamentais da qualidade do cimento entre o revestimento e a formação (BOYD *et al*, 2006). A decisão de não utilizar a CBL foi tomada pela equipe em acordo com a árvore de decisões pré-estabelecida da operação no Macondo (BP, 2010), ilustrada na Figura 4.6. Segundo BOEMRE (2011), apesar de garantir menos custos para a BP e maior agilidade para finalizar o serviço, essa decisão elevou o risco da operação.

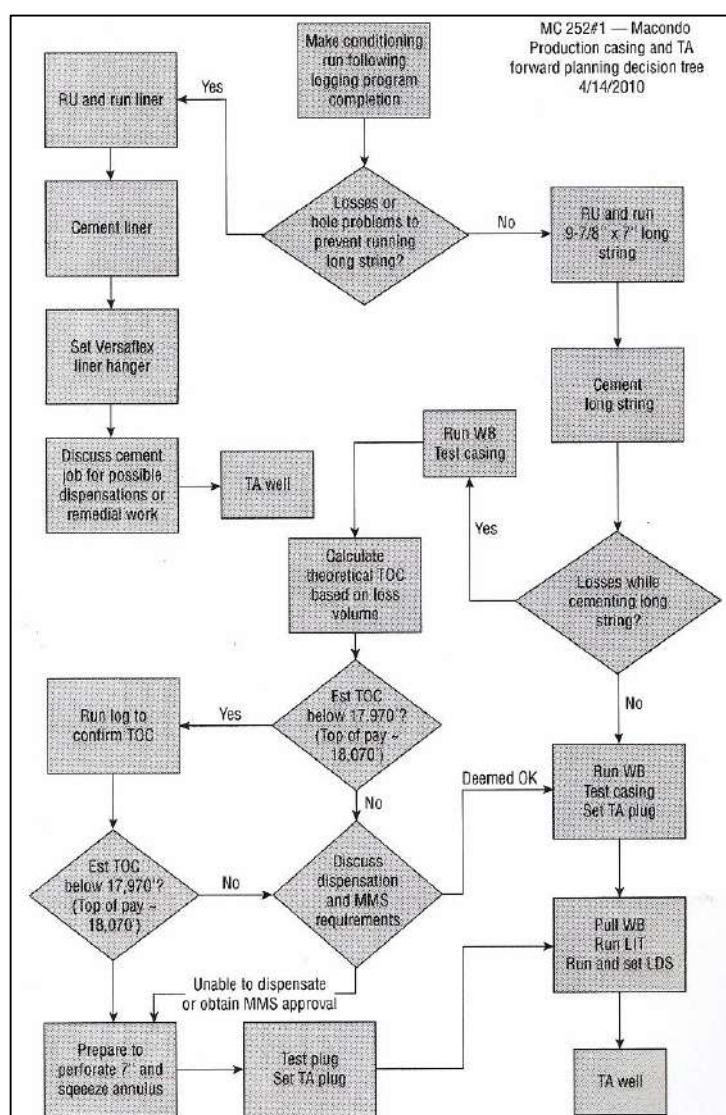


Figura 4.6 - Árvore de decisões da BP na operação do Macondo. Fonte: BOEMRE, apêndice L, 2011.

Ainda no dia 20, foram realizados três testes para verificar a integridade do poço: teste do conjunto de vedação do revestimento (*seal assembly test*), teste de pressão positiva e teste de pressão negativa (CCR, 2011). O último destes é o único que consegue verificar a integridade do cimento no espaço anular e no *shoe track* (espaço entre a sapata e o colar) (BP, 2010).

Após os dois primeiros testes terem corrido bem e atingido resultados satisfatórios, o teste de pressão negativa gerou incertezas (CCR, 2011). Com isso, foi realizado mais um teste de pressão negativa, agora, porém, ao invés de ser feito o procedimento utilizando a coluna de perfuração, utilizou-se a linha de ataque (*kill line*) (CCR, 2011). Os novos resultados foram considerados satisfatórios e então foi dado seguimento no processo de abandono do poço (BP, 2010). Posteriormente as investigações mostraram que houve equívoco em considerar estes novos resultados como satisfatórios (BOEMRE, 2011).

Durante toda operação, o monitoramento em tempo real das condições do poço era feito pela equipe de perfuração da sonda (*driller e assistant driller*) e por um *mudlogger* (responsável por monitorar os fluxos de lama). Podia ainda ser acompanhado em terra, nos escritórios das empresas envolvidas (CCR, 2011). Isso possibilitou o armazenamento de alguns parâmetros da operação e seu uso posterior nas investigações sobre o acidente. Monitorar os parâmetros de pressão e os fluxos de entrada e saída de fluidos, interpretar os dados corretamente e garantir o controle do poço em situações de emergência eram funções das pessoas a bordo (BP, 2010).

Durante a primeira hora após o final do segundo teste de pressão negativa, terminado aproximadamente as 19h55min (BP, 2010), alguns indícios de *kick* – fluxo indesejado e incontrolado de hidrocarbonetos da formação para o poço – puderam ser observados através do *software* de monitoramento (CCR, 2011).

Neste intervalo de tempo a equipe da sonda se preparava para deslocar a lama de perfuração e o *spacer* (fluido separador, utilizado para evitar a contaminação entre outros fluidos), os retirando do *riser* e substituindo por água do mar (CCR, 2011). O planejamento desta atividade foi dividido em etapas. Primeiramente, água do mar foi bombeada através da coluna de perfuração para deslocar a lama pelo *riser* até que o *spacer*, logo atrás da lama, chegasse a superfície da sonda. Nesse momento, as bombas foram desligadas para que fosse conduzido o “*sheen test*”. Este teste teve como objetivo identificar a presença de componentes oleosos no *spacer* e, caso constatado a ausência dos mesmos, o fluido poderia ser descartado para fora da sonda (*overboard*). Como não foram encontrados problemas, o teste foi considerado aprovado (BP, 2010).

Com o direcionamento do *spacer* para linha de descarte (para fora da sonda), o *flow meter* controlado pelo *Sperry-Sun* que verificava o fluxo de saída do poço foi *bypassado*, resultando em uma perda de leitura no monitoramento por este equipamento (BP, 2010). Apesar disso, foi registrada uma rápida leitura de fluxo momentos antes da válvula que direcionaria o fluxo para *overboard* ser aberta (BP, 2010). Posteriormente as investigações mostraram que, como as bombas estavam desligadas, isso foi um indício de que algo estava errado (CCR, 2011). Comparando-se as leituras de fluxo de saída durante o desligamento das bombas em uma operação normal com os resultados obtidos no dia 20 de abril, se observa notável discrepância. (CCR, 2011). A Figura 4.7 apresenta leituras normais da vazão de saída do poço em comparação com as leituras obtidas no dado momento.

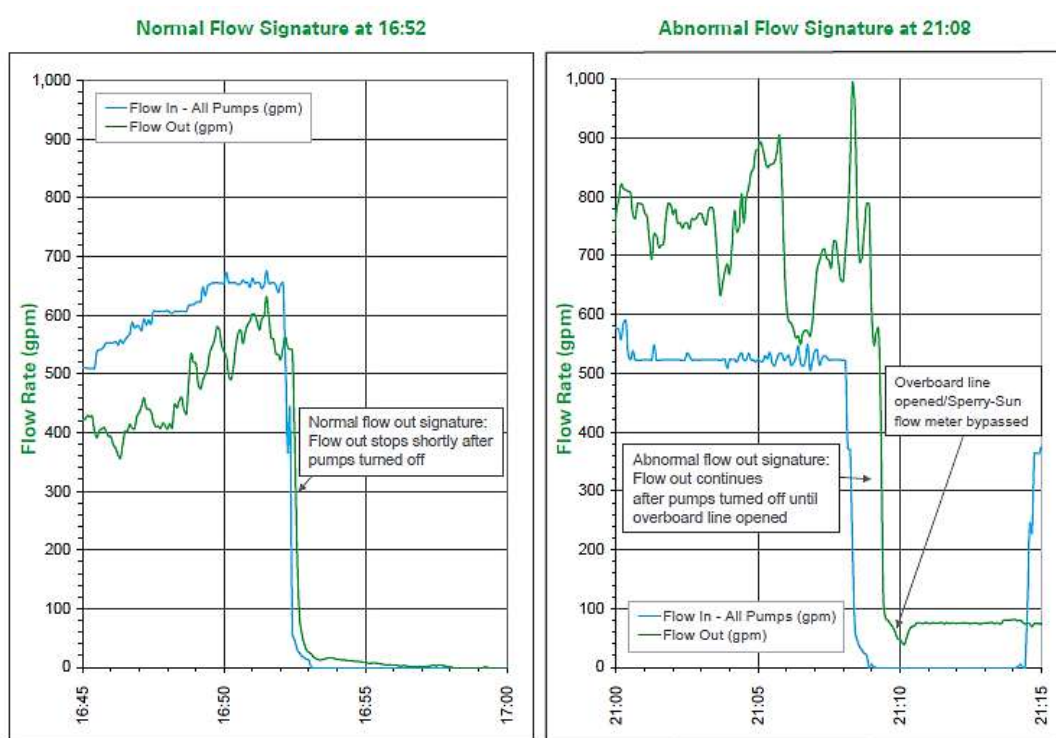


Figura 4.7 - Leituras de fluxo de saída normal (esquerda) versus anormal (direita) durante o desligamento das bombas. Fonte: BP, 2010.

Outra possibilidade para verificar a igualdade dos fluxos de entrada e saída de fluidos do poço – indicando que não há escoamento de hidrocarbonetos da formação para o poço – é feita pelo método denominado “*pit gain*”. Esse método é simples e analisa o volume bombeado para dentro e para fora do poço por meio de tanques (*pits*) presentes na sonda (CAYEUX E DAIREAUX, 2013). A possibilidade de tornar essa análise automática através do *software* de monitoramento foi inviabilizada pois optou-se por bombear água do mar diretamente do oceano para o poço. Ou seja, os tanques não puderam ser utilizados para calcular o volume do fluido que era bombeado para dentro (BP, 2010; CCR, 2011).

A Figura 4.8 mostra o esquema da linha em questão, mostrando que o *flow meter* controlado pela Transocean (identificado na figura como Hitec Flow-Out Sensor) era o único que viabilizava a leitura de fluxo de saída pelo painel de controle após o *sheen test*, quando a válvula que direcionava o fluxo para os tanques de lama (*mud pits*) foi fechada.

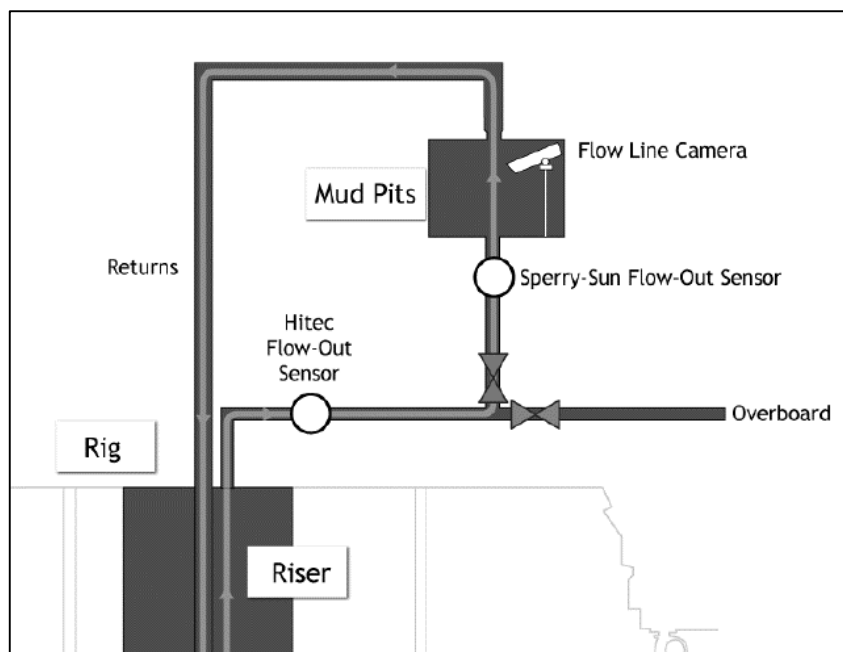


Figura 4.8 - Sensores de fluxo de saída do poço. Fonte: CCR, 2011.

Como nas investigações não foram encontradas evidências de que o método *pit gain* foi verificado, não se pode afirmar que o mesmo foi eficiente ou não durante a operação (CCR, 2011). As informações sobre as leituras do *flow meter* da Transocean não puderam ser acessadas, visto que o mesmo se perdeu junto com a sonda e não dispunha de *software* de transmissão de dados para terra (CCR, 2011).

Além das informações dos fluxos de entrada e saída de fluidos, outro fator importante durante as últimas horas antes do acidente foi registrado nos indicadores de monitoramento: o aumento anormal da pressão na coluna de perfuração (BP, 2010). Esse parâmetro indica a pressão exercida pelos fluidos dentro da coluna.

Enquanto as bombas da sonda estão desligadas, a pressão na coluna de perfuração deve se manter constante – em condições normais. Nos casos em que a densidade dos fluidos do poço na parte externa à coluna de perfuração forem maiores do que o contido dentro da mesma, haverá o efeito denominado *u-tube pressure* (pressão de tubo em “u”), caracterizado pela pressão exercida dos fluidos externos nos fluidos internos na coluna. Esse efeito causa uma pressão positiva na coluna de perfuração (CCR, 2011).

Quando as bombas são acionadas, a pressão interna da coluna de perfuração deve variar de acordo com as densidades relativas entre os fluidos externos e internos a ela. Ao bombear um fluido mais leve para deslocar um outro mais pesado por fora da coluna – no anular – a pressão da coluna de perfuração deve decair de forma constante ao passo que o fluido leve desloca o pesado (CCR, 2011).

A pressão na coluna de perfuração, contudo, não é um indicador muito preciso para determinar um *kick* (CCR, 2011). Muitos fatores podem contribuir para alteração desta variável durante uma operação: problemas relacionados ao equipamento de bombeio, entupimento da coluna, bombeio do fluido errado ou até mesmo um vazamento na coluna (CCR, 2011). Apesar disso, quaisquer eventuais variações desse parâmetro devem chamar a atenção do operador para algum tipo de problema que possivelmente está ocorrendo.

As 21h01min, enquanto se bombeava água do mar, foi registrado um ganho de pressão anormal na coluna de perfuração. Devido a água do mar ter densidade menor do que a lama de perfuração utilizada, o que se esperava é que a pressão continuasse a cair lentamente (CCR, 2011). Apesar da leitura, a equipe de monitoramento não tomou nenhuma ação (BP, 2010).

Novamente, as 21h08min, a pressão na coluna de perfuração sofreu um aumento. Com a vazão de bombeio constante, a pressão na coluna subiu cerca de 100 psi (BP, 2010). Mais uma vez nenhuma ação foi tomada (CCR, 2011). A Figura 4.9 mostra a variação de pressão na coluna de perfuração neste intervalo de tempo, acompanhando o desligamento das bombas e os fluxos de entrada e saída.

Nenhuma outra anormalidade foi constatada até as 21h27min, quando então repentinamente uma sobre pressão na *kill line* foi verificada, indo de 0 a 800 psi em alguns minutos. A equipe estranhou o fato de haver diferencial de pressão entre a *kill line* e a coluna de perfuração – neste momento a coluna encontrava-se com aproximadamente 2.500 psi – e desligaram as bombas as 21h30min (CCR, 2011).

Com o desligamento das bombas a pressão na coluna de perfuração caiu (BP, 2010). Em condições normais a pressão se manteria constante pois não haveria movimento de fluidos no poço, porém, nos minutos seguintes foi registrado aumento de pressão. As investigações posteriores revelaram que essa elevação era um indício de *kick*, o que não foi compreendido durante o evento (CCR, 2011).

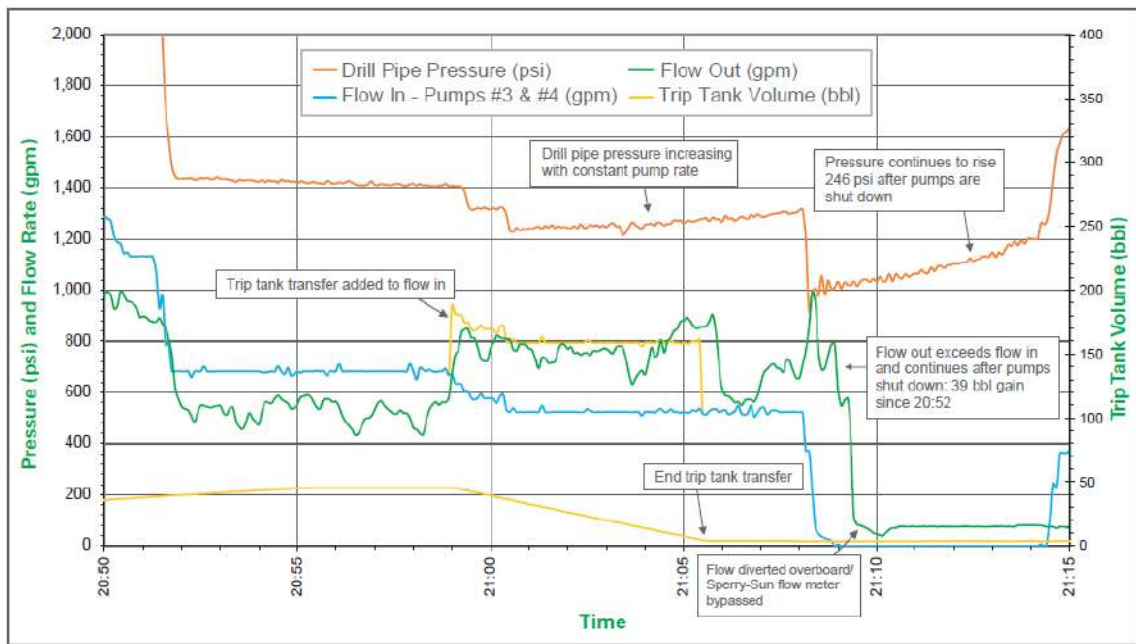


Figura 4.9 - Dados em tempo real indicando anormalidades na operação da Deepwater Horizon. Fonte: BP, 2010.

As 21h36min, um funcionário foi instruído a abrir uma das válvulas da sonda para drenar a pressão na coluna de perfuração, o que levou a uma queda de pressão de cerca de 1.000 psi (BP, 2010). Após o fechamento da válvula, as 21h38min, a pressão na coluna voltou a subir rapidamente, aumentando em 600 psi (CCR, 2011).

Nesse momento diversos indícios apontavam para problemas na operação, porém, de acordo com a investigação oficial do acidente, aparentemente nenhuma ação foi tomada (CCR, 2011).

A Deepwater Horizon possuía um sistema de desvio (*diverter*) na linha conectada ao *riser*, localizada logo abaixo do piso da sonda (CCR, 2011). Esse sistema era responsável por impedir que o fluxo de fluidos que chegasse até a sonda alcançasse o piso da mesma, sendo então direcionado para duas possíveis rotas: o sistema de tratamento de lama de perfuração ou então o descarte dos fluidos para *overboard* (CCR, 2011).

Em algum instante entre as 21h40min e 21h43min, lama de perfuração vinda do *riser* jorrou da mesa rotativa, alcançando cerca de 60 metros de altura em relação ao piso da sonda e vindo a provocar uma chuva de lama pela unidade (CCR, 2011). Ao perceber o problema, a equipe responsável pelo monitoramento do poço acionou o sistema de desvio da sonda direcionando a lama, que voltava descontroladamente, para o sistema de tratamento. Essa escolha levou o fluxo em direção ao separador de lama e gás (BP, 2010). De acordo com relatos

de testemunhas registrados na investigação oficial do acidente, neste momento a lama de perfuração parou de cair sobre a sonda (CCR, 2011).

O separador de lama e gás (*mud gas separator*, MGS) da Deepwater Horizon era um sistema de baixa pressão (CSB, 2014), não projetado para as vazões e pressões que naquele momento vinham do *riser*. Seu desenho simplificado pode ser observado na Figura 4.10. Apesar de momentaneamente ter havido uma parada na dispersão de lama de perfuração sobre o piso da sonda, em poucos minutos o MGS ficou sobrecarregado, causando vazamento e acúmulo de gás na sonda. Esse acúmulo acabou por promover a geração de uma nuvem inflamável (CSB, 2014).

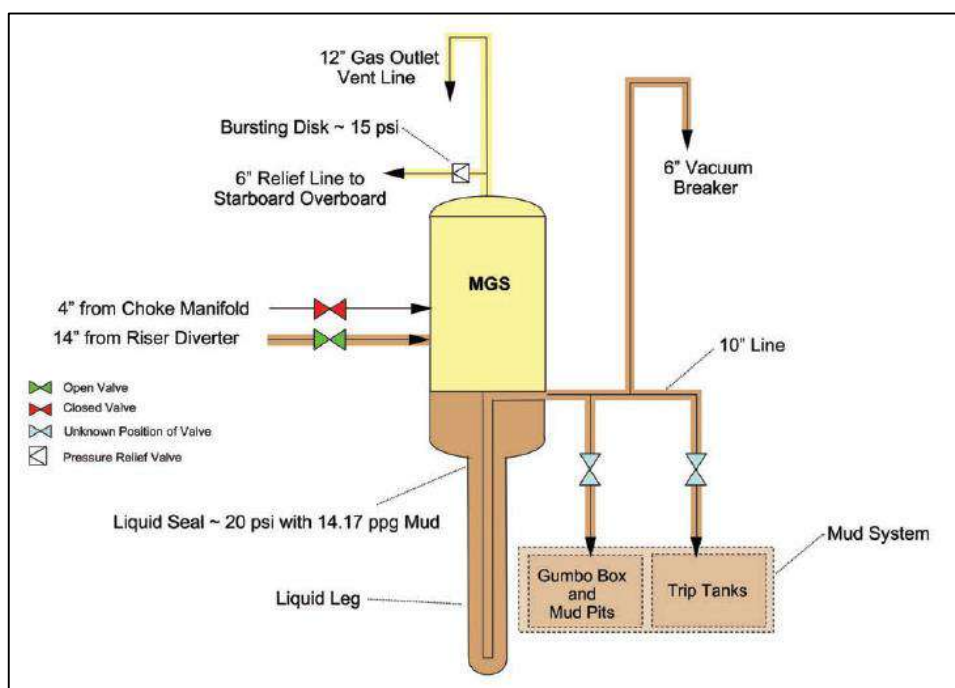


Figura 4.10 - Esquema simplificado do separador de lama e gás da Deepwater Horizon. Fonte: BP, 2010.

Logo após a chuva de lama no piso da sonda, a equipe operou pela primeira vez os comandos do BOP, acionando a gaveta de vedação do anular. Isto fez a pressão da coluna de perfuração saltar de 1.200 psi para 5.730 psi em um intervalo de poucos minutos (CCR, 2011).

Após a nuvem inflamável ter sido gerada, sensores de gás emitiram sinais para o sistema de emergência, mas não houve tempo para reação (CCR, 2011). Duas explosões ocorreram: a primeira às 21h49min e a segunda alguns segundos depois, levando a óbito imediato a equipe que trabalhava no piso da sonda naquele momento (CSB, 2014).

O acidente ocasionou onze fatalidades – todas em decorrência das explosões de gás – e deixou dezessete feridos (CSB, 2014). As explosões ainda causaram incêndio na sonda, que

se propagou e destruiu os equipamentos por cerca de 36 horas. No dia 22 de abril a Deepwater Horizon afundou (CCR, 2011).

O poço permaneceu liberando óleo e gás para o oceano no decorrer de 87 dias (CSB, 2014), mobilizando esforços de órgãos governamentais e instituições privadas para que o vazamento pudesse ser controlado.

Alguns pontos críticos dos acontecimentos que levaram ao *blowout* estão melhor detalhados nas seções seguintes deste capítulo. Uma breve análise das consequências ambientais, dos impactos econômicos e da imagem das empresas envolvidas também são abordadas.

4.3. CIMENTAÇÃO FINAL DO POÇO

A primeira barreira de segurança transpassada foi a falha na cimentação primária do revestimento de produção do poço, que não conferiu o isolamento essencial dos hidrocarbonetos na formação (CCR, 2011).

A investigação aponta problemas e decisões duvidosas que começaram desde a fase de projeto do poço e se estenderam até a última cimentação realizada (BOEMRE, 2011). Semanas antes do incidente, foi determinado pela BP que seria utilizado o modelo de *casing* de produção ao invés do *liner* de produção, porém nenhum *casing* intermediário foi considerado (CCR, 2011).

Em relação à pasta, as partes envolvidas entraram em acordo para utilizar cimento espumado por conferir algumas vantagens, como por exemplo reduzir a densidade, prevenindo o colapso da formação pela pressão hidrostática do cimento (BP, 2010). Contudo, a cimentação espumada traz riscos a integridade do poço caso não seja executada de forma adequada. A coalescência das bolhas de nitrogênio pode vir a criar zonas de fragilidade e caminho preferencial no cimento (CCR, 2011).

Além do cimento escolhido ter sido bastante delicado, os ensaios de laboratório sobre a pasta realizados pela Halliburton não obtiveram resultados satisfatórios (CCR, 2011). Segundo o relatório do Diretor Jurídico (*Chief Counsel's Report*, ou CCR) (2011) da comissão de investigação montada pelo governo americano (*National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling – a Comissão*), ensaios realizados meses e até semanas anteriores ao *blowout* indicaram falha na estabilidade do cimento. De acordo com a Comissão, a empresa não seguiu procedimentos da API (American Petroleum Institute) para os testes da pasta e não apresentou documentos que satisfizessem as investigações acerca dos mesmos.

Em relação a parte operacional da cimentação finalizada no dia 20 de abril, houveram problemas com os centralizadores utilizados. Inicialmente, o time de engenharia da BP havia projetado o uso de dezesseis centralizadores no *casing* de produção (CCR, 2011). Meses depois, outro plano para o poço do Macondo foi feito, projetando-se onze centralizadores. Para a Comissão, não ficou claro o porquê da mudança entre os números de centralizadores entre projetos do mesmo poço (CCR, 2011).

No mês de março de 2010 a BP comprou seis centralizadores de um mesmo fornecedor, que na época só dispunha desta quantidade a pronta entrega. O time de engenharia responsável definiu que esta quantidade seria suficiente (CCR, 2011). A equipe de cimentação da Halliburton contestou a quantidade baseado em simulações que indicavam a necessidade de vinte e um centralizadores (CCR, 2011), como mostra a Figura 4.11.

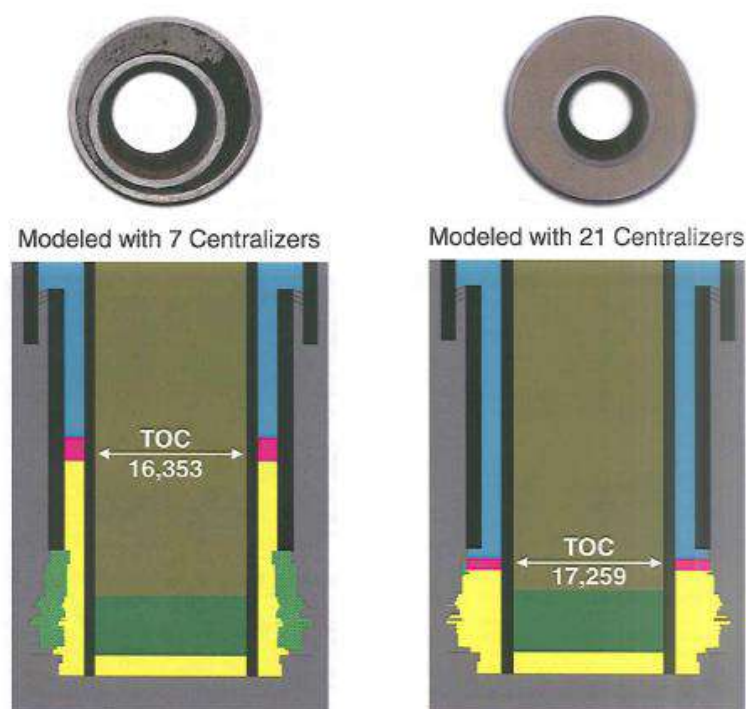


Figura 4.11 - Resultados dos modelos simulados no software de cimentação. A esquerda, modelo com quantidade de centralizadores similar à utilizada na operação; a direita resultado do modelo com quantidade recomendada pela Halliburton. Em amarelo está representada a disposição do cimento. Fonte: Halliburton, 2010.

Após trocas de e-mail e diversas conversas entre especialistas das duas empresas, foram comprados mais quinze centralizadores e todos enviados à sonda no dia 16 de abril (CCR, 2011). Apesar disso, quando as ferramentas chegaram os responsáveis a bordo verificaram que o tipo de centralizador não estava de acordo com o que deveria ser utilizado. A operação foi realizada com apenas os seis centralizadores que estavam previamente a bordo (BP, 2010).

Outro fato relevante ocorrido nesta operação foi em relação ao colar flutuante do *casing* de produção. Após a descida do revestimento e antes de bombear o cimento, é necessário inverter a orientação da válvula *check* do colar flutuante. Este procedimento é feito por meio do lançamento de uma esfera na coluna e a consequente pressurização da mesma ao atingir a válvula. A pressão de ativação estava planejada para aproximadamente 600 psi. A circulação, contudo, só foi atingida com 3.142 psi, valor bem acima do esperado e recomendado pelo fabricante da ferramenta (CCR, 2011).

Este acontecimento é um indício de que pode ter havido falha no acionamento da válvula do colar, o que causaria o gravíssimo problema de não restringir o fluxo no sentido do poço para a superfície (CCR, 2011). As investigações não puderam concluir se realmente houve ou não essa falha, já que a localização da ferramenta – aproximadamente 4.000 metros abaixo do leito marinho – inviabilizou a investigação da mesma (CCR, 2011).

Apesar de todos os contratempos e problemas ocorridos na operação de cimentação do revestimento de produção, desde o planejamento até a execução, ainda havia uma alternativa de se verificar a integridade do trabalho realizado. A ferramenta denominada CBL (*Cement Bond Log*) é capaz de prover informações detalhadas sobre a cimentação, indicando a qualidade da aderência do cimento entre formação e revestimento, bem como o TOC e possíveis locais com má distribuição de cimento (*channeling*) (HALLIBURTON, 2009).

Havia uma equipe de empresa prestadora de serviços abordo da Deepwater Horizon preparada para operar a CBL, porém, a BP dispensou o uso desta ferramenta por confiar apenas nos resultados visuais dos fluxos de fluidos no poço durante a cimentação (CCR, 2011).

4.4. RESULTADOS DOS TESTES DE PRESSÃO NEGATIVA

Como parte do processo de abandono, os testes de integridade do poço são fundamentais para identificar possíveis vazamentos no sistema de cimentação e na coluna de revestimento, bem como nos componentes mecânicos que também realizam vedação (CCR, 2011). A bordo da Deepwater Horizon foram realizados três testes de integridade: teste do conjunto de vedação do revestimento, teste de pressão positiva e teste de pressão negativa (TPN) (CCR, 2011).

O primeiro destes é responsável por verificar a vedação no *casing hanger seal assembly*, componente que é localizado na cabeça do poço e possui as funções de suportar o revestimento de produção e vedar o espaço anular no topo do mesmo. Este teste foi realizado duas vezes na manhã do dia 20 de abril e foi considerado aprovado em ambas (CCR, 2011).

Similar ao anterior, o teste de pressão positiva também tem como função verificar a vedação de componentes mecânicos, porém, é feito em uma área maior do poço. A condução desse teste é feita fechando-se a gaveta cega do BOP (na ausência da coluna de perfuração) e bombeando-se fluido abaixo do BOP através da *kill line* (CCR, 2011). As válvulas são então fechadas e a pressão, monitorada, deve manter-se constante para indicar que não houveram vazamentos. O teste foi realizado sem problemas e considerado aprovado (CCR, 2011).

Finalmente, o teste de pressão negativa é o único dentre os três capaz de verificar a eficiência da cimentação no fundo do poço. Este fato torna crítica a análise dos acontecimentos e interpretações que foram realizadas durante esta etapa do plano de abandono do Macondo.

O teste consiste em simular a condição da substituição de lama de perfuração do *riser* (e de parte do poço) por água do mar a fim de abandonar temporariamente o poço. Nessa configuração, a pressão interna do poço será menor do que a pressão externa e, com o monitoramento, é possível determinar se há vazamento de fluidos da formação para dentro do poço ou não (CSB, 2014).

Diferentemente do teste de pressão positiva, nesta ocasião a coluna de perfuração é mantida no poço e, após o deslocamento da lama de perfuração, fecha-se a gaveta de vedação anular do BOP. Na superfície da sonda é drenada a pressão excedente na coluna de perfuração até chegar-se a 0 psi, sendo então fechada novamente. Como a coluna está no poço, a pressão da mesma reflete a pressão do poço e qualquer aumento de pressão registrado nesse momento indicará que hidrocarbonetos estão migrando da formação para o poço – em outras palavras, vazamento e falha na cimentação primária (CSB, 2014). A Figura 4.12 ilustra a etapa de deslocamento da lama de perfuração por água do mar e fluido de separação.

Originalmente foi programado apenas um teste de pressão negativa no Macondo. Segundo o CCR (2011), devido aos diversos resultados mal interpretados pela equipe responsável, foi realizado um segundo teste de pressão negativa, porém dessa vez utilizando-se a *kill line* no lugar da coluna de perfuração.

Para deslocamento da lama de perfuração, a BP optou por utilizar um fluido separador não convencional. Esse fluido foi composto por materiais utilizados em casos de perda de circulação do poço que ainda estavam presentes na sonda. Devido a legislação ambiental local, estes materiais não poderiam ser descartados em alto mar. Porém, ao utilizá-los como *spacer*, legalmente era possível o descarte, o que geraria economia de custos para a empresa (BOEMRE, 2011). O uso desses materiais fez com que a densidade do fluido de separação ficasse maior do que a densidade da lama, e muito maior do que a da água do mar (CCR, 2011).

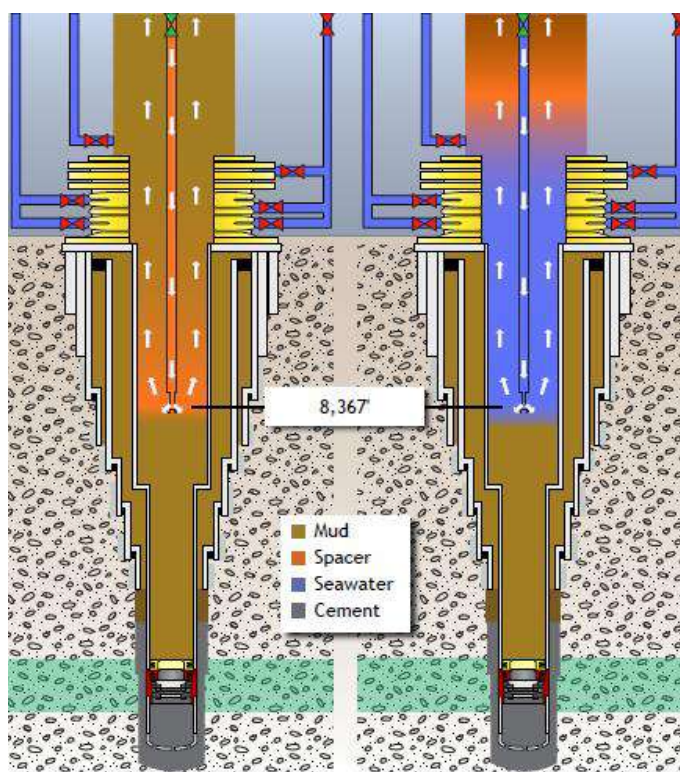


Figura 4.12 - Deslocamento da lama de perfuração para a preparação do TPN. Início do deslocamento bombeando-se fluido espaçador (esquerda) e final bombeando-se água do mar (direita). Fonte: CCR, 2011.

No primeiro teste, após a lama de perfuração deslocada e a gaveta de vedação anular do BOP acionada, a equipe que o conduzia teve grandes problemas em drenar a pressão da coluna de perfuração. Na primeira tentativa, mesmo com a válvula aberta, a pressão atingiu valor mínimo de 260 psi (CCR, 2011), o que não indicava estabilidade, além da quantidade de fluido drenado do poço ser muito elevada. Assim que fechada a válvula da coluna de perfuração sua pressão subiu rapidamente para 1.262 psi, dando indícios de que o poço não estava se comportando como um sistema fechado (CCR, 2011).

Minutos após o fechamento da coluna, operadores da sonda observaram que o nível de fluido no *riser* estava caindo. Isso indicava que a gaveta do BOP não estava fazendo a vedação corretamente. Em resposta, foi adicionado mais volume de lama no *riser* e aumentada a pressão na gaveta de vedação anular (CCR, 2011).

Uma nova tentativa de drenar a pressão na coluna de perfuração foi feita e dessa vez conseguiu-se atingir 0 psi. Apesar disso, ao iniciarem o fechamento da coluna a pressão rapidamente aumentou para 773 psi, fazendo com que a equipe rapidamente voltasse a abrir a válvula em mais uma tentativa de drenagem (CCR, 2011). Segundo o CCR, a investigação da

Comissão não encontrou evidências de que os volumes de fluidos drenados estavam sendo monitorados durante esta operação.

Após novas manobras nas linhas do poço, a última tentativa do primeiro TPN terminou com uma pressão de 1.400 psi na coluna de perfuração (BP, 2010). Nesse ponto todas as partes ouvidas durante a investigação concordaram que havia claramente um vazamento de hidrocarbonetos e o mesmo deveria ter sido reconhecido pela equipe que conduzia o teste (CCR, 2011).

Apesar dos resultados, os membros da equipe de monitoração discutiram as possíveis causas para a inesperada pressão na coluna de perfuração. Baseado em depoimentos de testemunhas, as investigações mostram que explicações erradas do que estava ocorrendo no poço foram dadas por membros experientes e aceitas pelo restante da equipe. Com isso, nenhuma ação foi tomada e um outro teste de pressão negativa foi conduzido (CCR, 2011).

Funcionários da BP que estavam a bordo enviaram uma permissão de mudança no procedimento de abandono previamente aprovado pela MMS. A mudança consistia em realizar um segundo TPN substituindo a coluna de perfuração e suas funções durante o teste pela *kill line* (CSB, 2014).

Feitos todos os procedimentos do teste, a equipe conseguiu drenar a pressão da *kill line* até 0 psi e durante trinta minutos realizaram o monitoramento, não observando qualquer variação (CCR, 2011). Apesar da estabilidade na pressão da linha utilizada, a pressão da coluna de perfuração (que permaneceu fechada) se manteve constante a 1.400 psi, indicando que algo estava errado (CCR, 2011).

Como o sistema teoricamente era interligado, as pressões da coluna de perfuração e da *kill line* deveriam se equalizar no momento em que a linha foi aberta e drenada, o que não ocorreu. Segundo o relatório CCR (2011), as investigações apontaram para algumas possíveis explicações:

- Por ter sido utilizado um fluido separador não convencional e com densidade acima do comum, durante o evento de não fechamento e vedação completa da gaveta de anular do BOP uma quantidade desse fluido pode ter se deslocado para a parte de baixo da gaveta. Adicionalmente, o relatório CCR (2011) aponta que profissionais da empresa responsável pela confecção dos fluidos alertou a BP quanto a possibilidade de solidificação desses compostos durante seu uso nessa situação incomum (CCR, 2011). Baseado nisso, é um cenário crível que esse material tenha sido direcionado para a *kill line* e, posteriormente, ocasionado entupimento da mesma.
- Acidentalmente a equipe esqueceu alguma válvula fechada.

- Lama ou hidratos (formados ocasionalmente nesse tipo de operação) tenham obstruído a *kill line*.

A determinação da causa real se torna impossível devido as limitações de barreiras físicas e tecnológicas do cenário pós-acidente, mas independentemente do que tenha causado a leitura de 0 psi de pressão na kill line, a pressão de 1.400 psi na coluna de perfuração não deveria ter sido ignorada (CCR, 2011).

Feito o teste, com as leituras obtidas, a equipe tinha condições de ter iniciado uma intervenção no poço para reparar a cimentação e impedir que o blowout tivesse ocorrido (BOEMRE, 2011). Contudo, o teste foi determinado como concluído e bem-sucedido, partindo-se então para as próximas etapas do plano de abandono temporário (CCR, 2011).

4.5. O BLOWOUT PREVENTER

O BOP é considerado a última linha de defesa em uma situação de emergência. Isso torna este um dos equipamentos dos mais críticos em uma sonda de perfuração (SATTLER, 2013).

O conjunto do BOP da Deepwater Horizon, ilustrado na Figura 4.13, era um equipamento de grandes dimensões, dividido em duas partes principais: a denominada LMRP (*lower marine riser package*) e, logo abaixo, o BOP inferior, onde estavam localizadas as gavetas (CSB, 2014). Montado, o conjunto pesava aproximadamente 400 toneladas e possuía altura em torno de 17 metros (DNV, 2011).

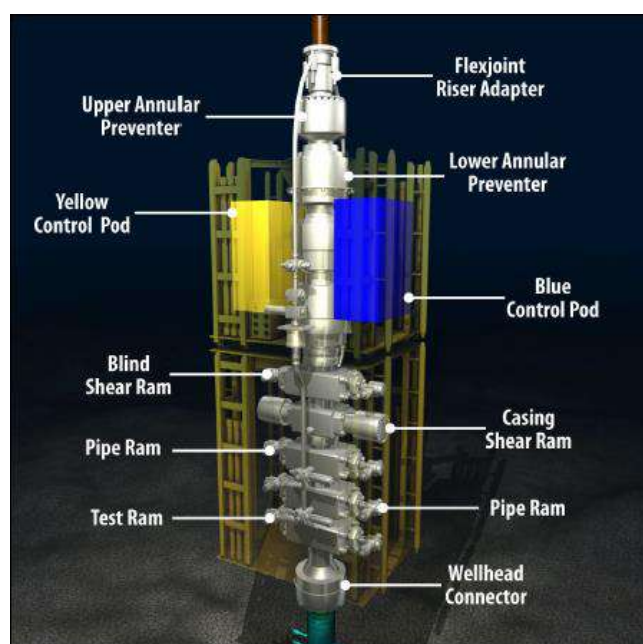


Figura 4.13 – Conjunto do BOP da Deepwater Horizon. Fonte: CCR, 2011.

Seu acionamento para isolar completamente o poço poderia ser realizado de diversas maneiras diferentes (CSB, 2014). Manualmente, era possível acionar diretamente a gaveta corte e cega (*blind shear ram*, BSR) por intermédio de pressão hidráulica ou então pelo sistema de desconexão automática de emergência (*Emergency Disconnect System*, EDS). Esse sistema, além de fechar a BSR, também realizaria a desconexão do LMRP e do *riser* do BOP inferior, viabilizando a sonda se movimentar e garantindo que o poço esteja fechado (CSB, 2014).

Outra forma de acionamento do BOP seria através do sistema AMF (*Automatic Mode Function*, também chamado de *deadman*), que automaticamente ativaria a BSR em casos de perda de comunicação com a sonda ou falha no sistema do *riser* (CSB, 2014). As baterias e o restante do circuito eletrônico do AMF eram armazenadas em dois conjuntos idênticos – o *blue pod* e o *yellow pod* – que funcionavam de forma independente entre si, garantindo uma maior probabilidade de sucesso caso o acionamento fosse necessário (CSB, 2014). A força (pressão) hidráulica necessária para o acionamento das gavetas era garantido por meio de acumuladores – equipamentos que armazenam energia sob forma de pressão – localizados no BOP.

Além do modo manual e automático, ainda existem as possibilidades de acionamento através de ROV (*remotely operated vehicle*), intervindo diretamente no equipamento, ou pelo circuito *autoshear*. Este último direciona pressão dos acumuladores para fechar a BSR por intermédio de uma válvula, que é acionada caso o LMRP se desconecte do BOP inferior por algum motivo não planejado (CSB, 2014).

Apesar das variadas possibilidades de acionar e isolar o poço, no dia do acidente o BOP da Deepwater Horizon apresentou falhas críticas que o impediram de prevenir ou mesmo mitigar o *blowout* do Macondo (CSB, 2014). Após o controle do vazamento, no dia 4 setembro, o BOP foi retirado do fundo do mar e levado para uma base da NASA (National Aeronautics and Space Administration) para uma série de investigações lideradas pela DNV (Det Norske Veritas) que indicaram possíveis motivos do mau funcionamento do equipamento (BOEMRE, 2011).

O primeiro evento de falha do equipamento se deu minutos antes das explosões de gás na sonda, quando a equipe tentou acionar os dispositivos para isolamento do espaço anular entre a coluna de perfuração e o *riser* (CSB, 2014). As investigações apontaram que a vedação anular não ocorreu completamente por desgaste excessivo nos elementos de borracha, possibilitando que mais óleo e gás migrassem para o *riser* em direção a sonda.

Após a ignição da nuvem de hidrocarbonetos na sonda, a equipe a bordo tentou iniciar o EDS, porém sem sucesso. Devido aos danos causados pela explosão ao sistema hidráulico que interligava a sonda ao BOP, tornou-se ineficaz qualquer tentativa de acionamento manual do equipamento (CSB, 2014).

Acredita-se que a segunda falha crítica ocorreu com o sistema AMF, que não foi capaz de intervir no poço após a sonda perder a energia e por consequência o contato com o BOP ser interrompido (CSB, 2014). Foram encontrados problemas graves no *yellow pod* e no *blue pod*, responsáveis por gerar os comandos no BOP. O primeiro apresentava problemas em uma de suas válvulas internas, enquanto o segundo sequer possuía carga em sua bateria (CSB, 2014).

Nos dias consecutivos ao acidente, diversas tentativas de acionar a BSR através de ROVs foram realizadas, mas sem muito sucesso (DNV, 2011). Foram identificados vazamentos nas conexões hidráulicas do BOP, que inviabilizavam a circulação correta de fluido hidráulico impedindo que a gaveta tivesse energia suficiente para fechar (DNV, 2011). No dia 22 de abril, ainda por intermédio dos ROVs, conseguiu-se cortar a válvula da função *autoshear* (DNV, 2011).

O relatório das investigações da DNV aponta que a BSR foi encontrada fechada, porém não se pôde concluir se seu acionamento foi realizado pelo *yellow pod* do sistema AMF ou pela intervenção do ROV na válvula do circuito *autoshear*.

Mesmo com a BSR fechada, a coluna de perfuração não foi completamente cisalhada e o poço não foi selado. Concluiu-se que o mau funcionamento da BSR ocorreu devido a coluna de perfuração estar levemente curvada e não centralizada no corpo do BOP no momento do fechamento, como ilustrado na Figura 4.14. Isso ocasionou que parte da coluna ficasse fora do alcance de corte da gaveta e possivelmente foi causado pela movimentação da sonda após a perda de energia (DNV, 2011).

Independentemente de qual motivo ou componente do sistema do BOP possa ter ocasionado a falha e a falta de controle do poço, relatórios de comissões que investigaram o caso revelam que o equipamento careceu de manutenção preventiva adequada (BOEMRE, 2011, CCR, 2011, CSB, 2014).

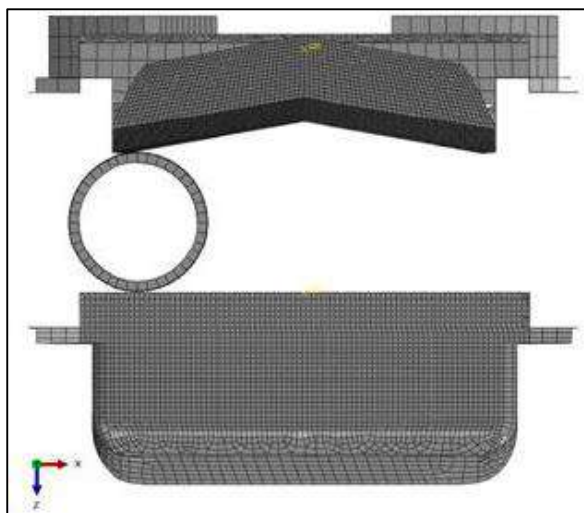


Figura 4.14 – Modelo utilizado em uma simulação do acionamento da BSR durante as investigações da DNV sobre o BOP da Deepwater Horizon, mostrando a coluna de perfuração descentralizada. Fonte: DNV, 2011.

4.6. CONTENÇÃO DO VAZAMENTO E RETOMADA DE CONTROLE DO POÇO

Com as tentativas frustradas de acionamento do BOP pelos ROVs nos dias subsequentes ao acidente (BOEMRE, 2011), não restou à BP – que liderou as ações de combate ao problema juntamente com os órgãos governamentais dos Estados Unidos – outra alternativa senão buscar soluções tecnológicas que estancassem o vazamento no Macondo e finalmente fechassem o poço (OSC, 2011).

Inicialmente foi estimado que o vazamento não seria muito expressivo e dispersante foi utilizado na tentativa de minimizar a quantidade de óleo aglomerado na água do mar (OSC, 2011). A BP tomou a iniciativa de aplicar o dispersante diretamente na boca do poço para não esperar o óleo se espalhar pelo mar. Em pouco tempo foi notado que a proporção do vazamento era muito maior do que se imaginava e o dispersante se mostrou ineficaz (OSC, 2011).

Em paralelo com o uso dos dispersantes, a BP projetava outras técnicas para propriamente conter o vazamento. A primeira medida testada foi o uso de domos de contenção na cabeça do poço, que direcionariam o óleo e o gás para navios de suporte. Apesar de já ter sido utilizada em águas rasas, essa tecnologia não funcionou no Macondo devido à formação de hidratos na tubulação submarina, ocasionando a obstrução na linha (OSC, 2011).

Entre os dias 26 e 28 de maio, as seguintes tentativas visaram “matar” o poço com a injeção de fluidos de alta densidade. A técnica, denominada *top kill*, consiste em bombear os fluídos a partir de um navio auxiliar para a *kill line* do BOP, de modo que fossem injetados no poço. Após três tentativas sem sucesso, a BP e o governo concordaram em trocar a estratégia (OSC, 2011).

Finalmente, no início do mês de junho, foi instalada uma tampa selante na parte superior do LMRP. Esta tampa possuía injeção de metanol bombeado da superfície que impedia a formação de hidratos, viabilizando a coleta de óleo e do gás pelas embarcações de apoio (OSC, 2011). A Figura 4.15 demonstra o funcionamento da tampa.

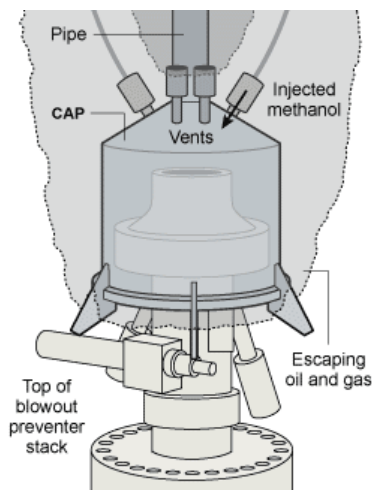


Figura 4.15 – Ilustração da tampa selante utilizada no LMRP com a injeção de metanol para controle da formação de hidratos. Fonte: The New York Times, 2011.

Simultaneamente a instalação e utilização da tampa selante, também foi inserido um sistema submarino que direcionava parte do fluxo diretamente do corpo do BOP para até um *manifold* submerso. A partir deste *manifold* o óleo e o gás eram direcionados a uma embarcação com alta capacidade para queima dos mesmos, a Q4000 (OSC, 2011).

Foram adicionadas mais embarcações para aumentar a capacidade de receber o petróleo que escoava do Macondo e uma tampa selante mais eficiente também foi instalada. Durante essas operações, engenheiros da BP realizaram testes de integridade do poço e do leito marinho ao redor. Os testes indicaram bons resultados (OSC, 2011).

Nos primeiros dias do mês de agosto foi executada operação de *static kill*, que tem princípio de funcionamento semelhante ao *top kill*. A diferença se dá devido à pressão dos hidrocarbonetos ser estática, logo a pressão de bombeio exigida para deslocar os fluidos pesados para o poço é muito menor. Posteriormente também foi bombeado cimento para o poço e testes de pressão indicaram que se conseguiu uma boa resistência (OSC, 2011).

Mesmo com todo controle já implementado, a única maneira de garantir que o poço estaria sob controle seria pela intervenção de um poço de alívio (*relief well*). Este poço começou a ser construído em maio, porém, assim como um poço de exploração normal, o processo de

perfuração é demorado. No meio do mês de setembro, o poço de alívio finalmente fez a interceptação e viabilizou bombeio de cimento para selar definitivamente o Macondo.

No dia 19 de setembro os encarregados da operação de contenção declararam o poço finalmente selado e devidamente contido (OSC, 2011). Semanas depois, toda estrutura montada para a contenção foi desmobilizada e foco das atenções recaiu sobre os problemas ambientais gerados.

4.7. IMPACTO AMBIENTAL

O acidente no Macondo é considerado como um dos piores acidentes ambientais já ocorridos, sendo o causador do maior vazamento de óleo no mar da história dos Estados Unidos. Estima-se que foram derramados aproximadamente 4,9 milhões de barris de petróleo nas águas do Golfo do México (BECKWITH, 2012), que afetaram diretamente a fauna marinha e costeira da região. Estima-se que serão necessárias décadas para a recuperação total das consequências ambientais ocasionadas por este acidente. A Figura 4.16 mostra a dispersão de óleo no Golfo no dia 4 de agosto de 2010.

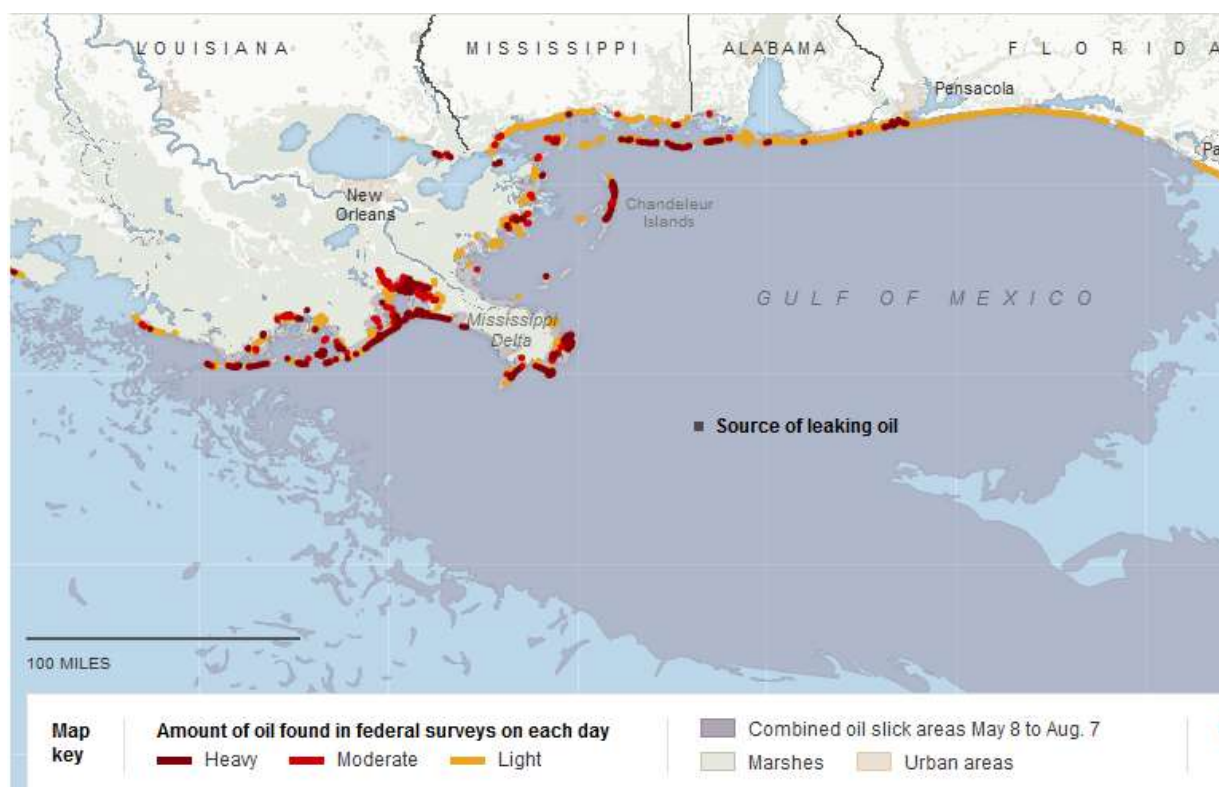


Figura 4.16 – Dispersão do óleo vazado no Macondo em 4 de agosto, quase quatro meses após o acidente. A mancha cinza indica a presença de óleo no mar. Fonte: The New York Times.

4.8. MULTAS E IMPACTOS ECONÔMICOS

Poucos dias após o acidente, foram iniciados os processos civis e criminais que perduram até hoje. As reivindicações julgadas incluem as causas e responsabilidades pela morte e lesão corporal de pessoal, danos econômicos e danos ambientais.

Na primeira fase do processo, em 2013, foram determinadas as responsabilidades gerais e eventuais negligências das empresas envolvidas em toda operação da Deepwater Horizon. Foram retiradas todas as reivindicações contra a Cameron International – fabricante do BOP – e a M-I LLC, empresa fornecedora de fluidos de perfuração. Apesar disso, a Cameron acordou em pagar reivindicações financeiras à BP, em acordo entre as duas partes, no valor de 250 milhões de dólares (BP, 2011). Nesta fase a Transocean concordou em se declarar culpada e acertou o pagamento de 1,4 bilhão de dólares referentes a multas e penalidades.

Em 2014, a segunda fase do julgamento teve como foco principal a determinação do volume total de óleo derramado no Golfo do México. A sentença determinou que a BP foi responsável por 67 por cento do acidente no Golfo do México, enquanto a Transocean e a Halliburton possuíam 30 por cento e 3 por cento da responsabilidade, respectivamente (ROBERTSON e KRAUSS, 2014).

A multa incidente nesta etapa do processo, baseada na quantidade derramada, resultou em aproximadamente 18 bilhões de dólares a serem pagos pela BP (ROBERTSON e KRAUSS, 2014). Em setembro a Halliburton concordou em pagar cerca de 1,1 bilhão de dólares ao longo de dois anos para quitar todas as reivindicações feitas contra ela.

Em 2015, durante a terceira fase do julgamento, foram determinadas pela justiça americana as responsabilidades durante o processo de limpeza do óleo derramado. Em junho do mesmo ano, a BP acordou em resolver todas as questões pendentes referentes ao acidente do Macondo pagando mais 18,7 bilhões de dólares, ao longo de 18 anos. Esta quantia será dividida para resolver reivindicações econômicas de cinco estados americanos afetados, quatrocentos governos locais, danos a recursos naturais e violações de leis ambientais (GILBERT e KENT, 2015).

Com todas as multas e indenizações, a BP acumulou um custo total de aproximadamente 54 bilhões de dólares. Além desse prejuízo, que impactou diretamente nos balanços financeiros da empresa, outro importante fator econômico a ser avaliado é o golpe sofrido no valor de mercado e a comercialização de ações. A Figura 4.17 apresenta a variação das ações da BP na bolsa de Nova York entre os anos de 2010 e 2011.

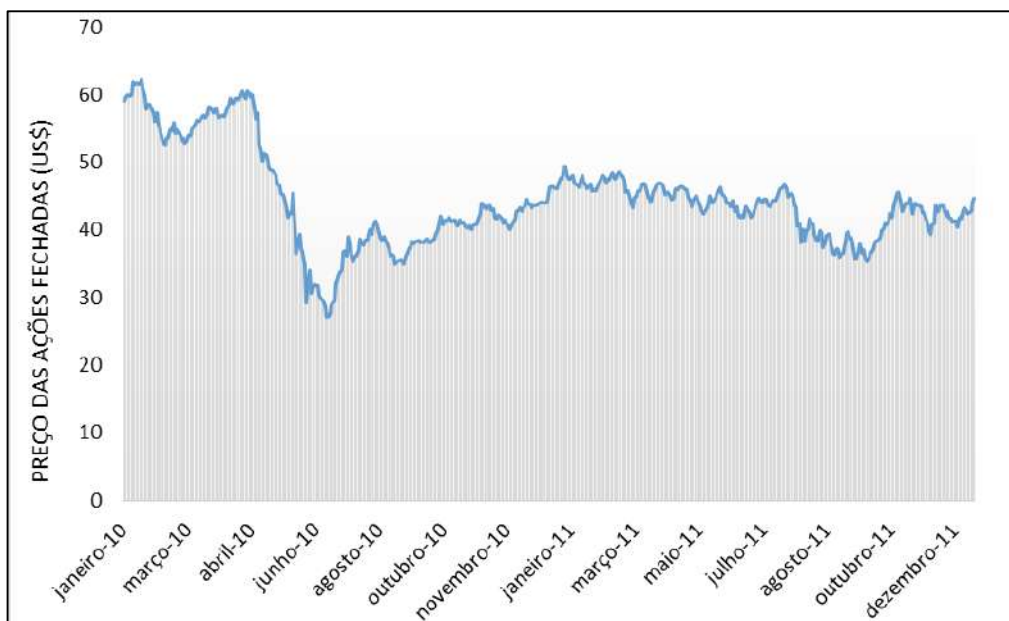


Figura 4.17 - Preço das ações fechadas da BP na bolsa de Nova York entre 2010 e 2011.
 Fonte: Ney York Exchange, 2015.

É possível observar que as ações da empresa tiveram uma queda acentuada após abril de 2010 e, mesmo no ano seguinte, continuaram desvalorizadas cerca de 25 por cento em relação ao preço anterior ao acidente.

Ainda pode ser contabilizado prejuízo à imagem da empresa, que foi consideravelmente afetada.

Não só a BP e as outras envolvidas na operação, mas todo o restante das empresas do setor petrolífero também sentiu impactos causados pelo acidente no Macondo. Uma das primeiras decisões da justiça americana foi paralisar as atividades exploratórias no Golfo do México por um período de seis meses a partir de maio de 2010 (DOI, 2010), prejudicando as atividades do setor naquela região.

Além dos prejuízos financeiros das empresas envolvidas, ainda é importante mencionar o impacto no turismo e pesca na região. Os danos ambientais decorrentes do derramamento de óleo impactaram direta e indiretamente nestas duas importantes atividades comerciais, que juntas geram aproximadamente 40 bilhões de dólares ao ano (OSC, 2011). A Figura 4.18 mostra a receita gerada por estas duas atividades no Golfo no ano de 2007.

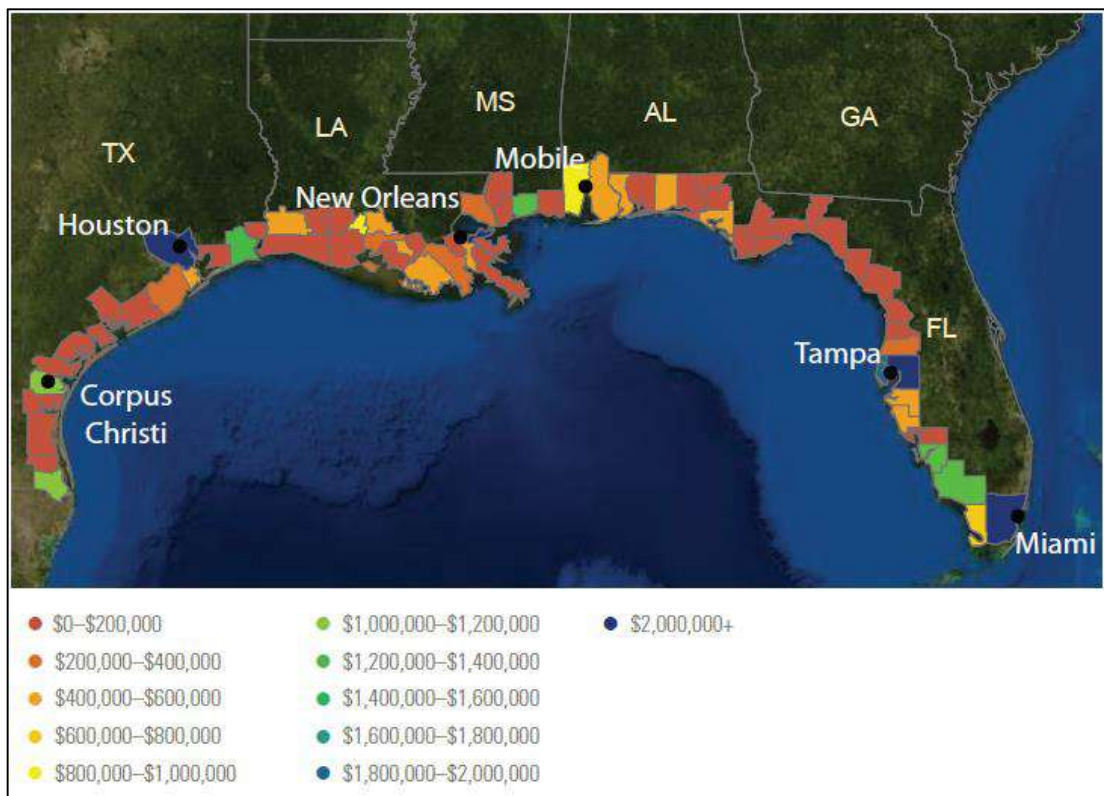


Figura 4.18 - Receita anual das atividades de pesca e turismo na região do Golfo do México. Valores em dólares americanos. Fonte: U.S. Economic Census, 2007 *apud* OSC, 2011.

Todas estas consequências promoveram profundas mudanças na regulamentação de equipamentos e procedimentos de maneira a tentar evitar que situação semelhante à Deepwater Horizon volte a ocorrer. As mudanças foram não apenas voltadas para a parte das operações em si, mas também nas questões da qualidade organizacional das empresas.

CAPÍTULO 5 – EFEITOS SOBRE O GERENCIAMENTO DA SEGURANÇA NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Acidentes de grandes proporções além de causarem prejuízos as organizações, pessoas e ao meio ambiente, também geram profundas reformas e mudanças estruturais, regulatórias e organizacionais (DAHLE *et al*, 2012). As investigações de acidentes são fundamentais para dar início a este processo de aprendizado, tendo como objetivo desvendar “o que ocorreu” e, mais importante, o “porque” de cada falha ter acontecido. Isso possibilita a implementação de medidas de controle nas causas raízes, visando prevenir acidentes similares no futuro.

Internamente na indústria, novas estruturas organizacionais e tecnologias de gerenciamento são criadas para tentar melhorar a segurança nas operações. Por outro lado, externamente, nota-se a existência de pressões para criação ou reformas de regimes regulatórios e programas para prevenção de risco. Exemplo claro disso é o caso de Piper Alpha, quando diversas recomendações foram criadas para a indústria do petróleo pela justiça inglesa, motivando grandes melhorias na segurança de operações *offshore*.

5.1. ÓRGÃOS REGULAMENTADORES

A criação e atualização das normas na indústria do petróleo são de competências dos órgãos regulamentadores da mesma, que tem por finalidade normalizar as atividades relacionadas do setor. Alguns destes órgãos também exercem função de fiscalizadores, como no caso da ANP no Brasil.

A presença destas entidades no mercado é importante para garantir a adoção das medidas necessárias incrementar os níveis de segurança (SPE, 2014). Uma das formas comuns de regulação é baseada na implementação de requerimentos – normas – que são constantemente auditadas e passíveis de sanções pelo não cumprimento das mesmas.

Nos Estados Unidos, o órgão responsável pela regulação das atividades petrolíferas *offshore* na época do acidente do Macondo era o Minerals Management Service (MMS). Após o ocorrido, devido à constatação de ineficiência na administração e gestão, o MMS sofreu mudanças na sua estrutura e passou a ser denominado *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement* (BOEMRE) (OSC, 2011). Reformulado, este órgão foi responsável por conduzir, em parceria com a Guarda Costeira Americana, uma junta investigativa para determinar as falhas técnicas que levaram ao evento de *blowout* e em seguida as explosões na Deepwater Horizon.

Além de expor todas as decisões técnicas conduzidas na sonda, o relatório das investigações de BOEMRE tratou de observar um importante aspecto na indústria: a tensão entre alcançar os objetivos operacionais e o zelo pelas restrições de segurança. O Capítulo 15 do relatório emitido pelo BOEMRE aponta algumas decisões tomadas pela BP que visaram diminuir seu tempo e custos operacionais, mas, algumas delas proporcionaram maior risco à operação (BOEMRE, 2011).

Ao final do documento, os integrantes da investigação trataram de fazer recomendações para melhorar a segurança de operações em poços *offshore* nos Estados Unidos. As áreas abordadas pelas recomendações foram: desenho e projeto de poços, testes de integridade de poços, detecção e resposta a *kicks*, configuração de sondas, *blowout preventers* e ROVs. Dentre as 41 recomendações, destacam-se:

- A obrigatoriedade de se conduzir TPN em poços que serão expostos a condições de pressões negativas. Esta recomendação refere-se ao caso de poços que terão o BOP e o *riser* removidos em um eventual abandono temporário, permitindo a identificação de problemas de controle de poço em tempo hábil.
- Desenvolvimento de procedimento padrão para execução e interpretação de testes de pressão negativa, organizado pela agência reguladora em conjunto com profissionais da indústria.
- Requerimento de ao menos duas barreiras – uma mecânica e a outra de cimento – para poços considerados de alto fluxo que sofrerão abandono temporário. No caso do Macondo, existia apenas a barreira de cimento no *shoe track*. A comissão preferiu não considerar que as válvulas *check* do colar flutuante fossem contabilizadas como barreiras.
- Melhorar o monitoramento do poço: instalação de medidores de vazão mais precisos para controlarem os fluxos de entrada e saída de fluidos. Adequação dos relatórios de monitoramento para proporcionarem mais informações relevantes da operação.
- Aprimoramento dos projetos, inspeções e testes das zonas classificadas em unidades *offshore*. Garantir que todos os motores e outras possíveis fontes de ignição sejam desligados ou isolados em casos de detecção de gases inflamáveis pelo sistema de segurança.

- Aprimoramento dos projetos de BOPs, bem como seus procedimentos de operação, testes e funcionamento de sistemas secundários. Definição de padrões para acionamento por intermédio de ROVs.
- Trabalho em conjunto da agência reguladora com as organizações da indústria para revisar a fundo o currículo dos treinamentos de funcionários para situações de controle de poço, garantindo melhor entendimento de fatores-chave que passaram despercebidos na Deepwater Horizon.

Impulsionada pelas investigações e a nova reestruturação da BOEMRE, rapidamente a regulamentação do Governo Americano por intermédio do DOI (Department of the Interior) entrou em cena em outubro de 2010 com a publicação da *The Drilling Safety Rule*. Essa regra visou implementar boas práticas relacionadas a controle de poço, incluindo os seguintes itens: BOPs de superfície e fundo do mar, revestimento e cimentação de poços, intervenção secundária, desconexões não planejadas, registro das leituras de monitoramento de poço e completação de poços (MCANDREWS, 2011).

O propósito principal desta regra é esclarecer e incorporar métodos de segurança que diminuem a possibilidade de um *blowout* durante as operações de perfuração. Como consequência indireta, a sua implementação acabou trazendo maiores custos às empresas operadoras por exigir diversos testes extras nos equipamentos de segurança (MCANDREWS, 2011).

Outra importante regra publicada pelo BOEMRE, também em outubro de 2010, foi a *The Workplace Safety Rule*. Essa regra foi criada com base em uma antiga proposta de 2009 do então MMS, que abordava o gerenciamento de segurança e questões ambientais nos locais de trabalho.

O novo órgão continuou a iniciativa e incorporou as lições aprendidas no Macondo, tornando mandatórios treze elementos que previamente eram apenas recomendados pela Prática Recomendada 75 da API: provisões gerais, informações essenciais de segurança e meio ambiente das instalações, análise de riscos, gerenciamento de mudança, procedimentos operacionais, práticas de trabalho seguras, treinamentos de pessoal, integridade mecânica, revisão de todo sistema antes do início da operação, resposta e controle de emergências, investigação de incidentes, auditorias e registros e documentação (MCANDREWS, 2011). Dentre estes, quatro importantes elementos ainda não eram regulamentados (análise de riscos, gerenciamento de mudança, procedimentos operacionais e integridade mecânica), o que os

tornavam passíveis de não serem implementados durante as operações na plataforma continental.

O BOEMRE espera que os requerimentos dos sistemas de gerenciamento de segurança e meio ambiente possam abordar fatores humanos que são difíceis de regular com medidas prescritivas, como no caso das mudanças feitas pela *The Drilling Safety Rule*. Ainda considera que a *The Workplace Safety Rule* é bastante flexível, viabilizando uma aproximação da regulação com a constante evolução tecnológica do setor (BOEMRE, 2010 *apud* MCANDREWS, 2011).

Resumidamente, baseado nessas duas regras, o programa SEMS (*Safety and Environmental Management System*) se aproxima ao sistema de *safety case* resultado do Relatório Cullen, originado após o acidente de Piper Alpha. O governo americano optou por uma combinação de medidas prescritivas regulamentadoras adicionais com o decreto da *The Drilling Safety Rule*, mas também criou um requerimento baseado na performance e alcance de metas com a Regra de Segurança do Local de Trabalho (MCANDREWS, 2011). Dessa forma, todas as operadoras necessitam agora identificar e documentar riscos em potencial, bem como aumentar a responsabilidade pela avaliação e mitigação dos riscos.

5.2. COMISSÕES DE INVESTIGAÇÃO E AGÊNCIAS INDEPENDENTES

Além de BOEMRE, outros órgãos ou comissões que investigaram o caso também fizeram uma série de recomendações. Dentre estes órgãos destacam-se as recomendações feitas pela *National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling*, e pela *U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board (CSB)*.

A *National Commission* foi uma comissão criada pelo presidente dos Estados Unidos em maio de 2010, com o objetivo de investigar de forma imparcial todos os fatos ocorridos no acidente (OSC, 2011). Ao final do relatório, as recomendações feitas ao governo americano abrangeram: melhoria da segurança de operações *offshore*, salvaguarda do meio ambiente, fortalecimento da resposta, planejamento e capacidade de lidar com o vazamento de óleo, avanço nos recursos de controle de poço, superação dos impactos causados no Golfo do México e sua restauração, garantia da responsabilização financeira pelo ocorrido e promoção de engajamento do Congresso Americano para garantir a exploração *offshore* responsável (OSC, 2011).

Uma importante mudança ocorrida após as recomendações desta Comissão foi a dissolução do BOEMRE, em outubro de 2011. Segundo as recomendações A4 e A5 do relatório, a Comissão entende que as responsabilidades do antigo MMS deveriam ser divididas

entre três instituições. A primeira seria responsável pela segurança de operações *offshore* e cuidados ambientais; uma outra para realizar atividades relacionadas a concessões e estudos ambientais; e a terceira seria responsável por administrar as receitas provindas dos recursos naturais – os royalties. (OSC, 2011). Assim, o BOEMRE foi desmembrado nas seguintes agências federais: *Bureau of Safety and Environmental Enforcement*, *Bureau of Ocean Energy Management* e *Office of Natural Resources Revenues*.

A investigação conduzida pela CSB, uma agência federal americana independente, emitiu um relatório em junho de 2014 sobre os acontecimentos no Macondo (CSB, 2014). O foco principal deste relatório foi o BOP e a falha em conter o vazamento do poço, sendo explicitado no texto que para informações mais detalhadas a respeito de outras operações fosse consultado o relatório do diretor jurídico da Comissão (CSB, 2014).

Das quatro recomendações feitas pela CSB, as três primeiras se resumem à implementação de normas e regras quanto ao gerenciamento de todos os elementos críticos de segurança, de modo que estes tenham seus riscos atrelados diminuídos até a faixa de ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*). A última delas fala da atualização da norma padrão API-53, que diz respeito a BOPs para perfuração de poços. Nesse item a CSB sugere a inclusão de testes ou requerimentos de monitoração adicionais, que verifiquem de forma não redundante aos já existentes, a confiabilidade do equipamento (CSB, 2014).

Apesar do relatório estar concluído, em seu portal virtual a investigação e as recomendações feitas pela CSB ainda constam como “em andamento” e “em aberto” respectivamente (CSB, 2015).

5.3. INSTITUIÇÕES DE RENOME INTERNACIONAL

Segundo Cabete (2014), entende-se por instituições de renome internacional aquelas que são ligadas a um determinado setor e tem como objetivo principal a melhoria contínua do mesmo. Essas instituições promovem projetos, normas, guias, melhores práticas e relatórios, com a finalidade de orientar o mercado e as empresas envolvidas para padrões de excelência. Apesar de normalmente não serem ligadas a órgãos regulamentadores, muitos trabalhos por elas realizados são citados por estes órgãos.

Na indústria do petróleo uma das instituições de renome é a *American Petroleum Institute* (API). A API é uma associação comercial criada nos Estados Unidos, com a participação de membros vindos de diversas empresas do mercado, e que representa todos os segmentos do petróleo – desde o *upstream* até o *downstream* (API, 2015). Algumas de suas

funções é o desenvolvimento de padrões operacionais e programas de certificação para empresas.

Com a participação da API, após o evento no Macondo os membros da indústria rapidamente se mobilizaram para identificar o que poderia ser aprendido, e assegurar que não ocorra acidente similar no futuro (CHEVRON, 2010). Foram criadas quatro *Joint Industry Task Forces* (JITF) que focaram em: procedimentos operacionais, equipamentos, controle e contenção de poços *offshore* e preparação e resposta a vazamentos de óleo (NOIA, 2015).

Desde 2010 até hoje já foram publicados mais de 100 novos ou revisados padrões de exploração e produção de petróleo (API, 2015). Entre estes, se destacam:

- RP 96 – Construção e desenho de poços em águas profundas (novo);
- Padrão 53 – Sistemas de BOP para perfuração de poços (revisado);
- Especificação 16C – Sistemas das linhas *Kill* e *Choke* (revisado);
- Especificação Q1 – Requerimentos para Sistemas de Gerenciamento de Qualidade para Empresas Produtoras na Indústria de Petróleo (revisado);
- Especificação Q2 – Requerimentos para Sistemas de Gerenciamento de Qualidade para Empresas Prestadoras de Serviço na Indústria do Petróleo (novo);

Após o ocorrido na Deepwater Horizon, em que fortes impactos ambientais e econômicos atingiram não somente os envolvidos diretamente na operação, a indústria do petróleo necessitou se reestruturar e recuperar a confiança. As recomendações de instituições e comissões competentes foram fundamentais para a reorganização e manutenção da atividade petrolífera no Golfo do México, garantindo uma melhoria expressiva nos padrões de segurança não apenas naquela região.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO

Baseado em seu histórico recente e com grandes reservas de óleo e gás ainda disponíveis para exploração, a indústria do petróleo certamente se manterá em destaque na matriz energética e econômica mundial por longos anos. Com essa perspectiva, a busca por novos reservatórios de petróleo em ambientes *offshore* tende a continuar. A complexidade e periculosidade das operações que envolvem a parte de *upstream*, contudo, exige que a segurança de todos os processos seja bem definida e executada.

Casos como Piper Alpha e Deepwater Horizon – 1988 e 2010, respectivamente – atestam que acidentes nestes ambientes possuem alto impacto negativo para pessoas, meio ambiente e as organizações envolvidas. Enquanto o primeiro é marcado por 167 fatalidades, o segundo, além das onze mortes e o naufrágio da sonda, teve como consequência um grave derrame de óleo no mar no Golfo do México.

Nos estudos realizados sobre os dias precedentes e as horas finais na sonda em operação no Macondo, observa-se que uma longa sequência de falhas operacionais, de procedimentos, de equipamentos e fatores humanos levaram ao desastre. Qualquer uma destas barreiras transpassadas, caso não falhasse, poderia ter prevenido o ocorrido (CCR, 2011).

A cronologia destes fatos mostra como uma operação desta natureza – de alto risco – é dinâmica. Elevadas quantidades de informações são geradas e devem ser monitoradas em curtos intervalos de tempo, podendo uma má interpretação de resultados ser capaz de causar sérias consequências. Essa característica exemplifica como é fundamental que o comprometimento e o cumprimento dos procedimentos de segurança sejam feitos em tempo integral por parte de todos os envolvidos.

Em relação aos testes de pressão negativa executados, constatou-se durante as investigações que a indústria não dispunha de um procedimento padrão para interpretação adequada dos resultados. Uma das primeiras recomendações de BOEMRE foi relacionada a este fato. Essa situação exemplifica como a indústria carecia de uma atuação mais forte por parte dos órgãos reguladores. Desse modo, não só as empresas envolvidas, mas também o governo americano, representado pelo antigo MMS, foi responsável – indiretamente – por algumas das falhas operacionais (FITZGERALD e BREEN, 2012), resultando, inclusive, na posterior dissolução deste órgão como uma das novas medidas adotadas.

A quantidade de empresas diferentes envolvidas na operação também evidenciou a necessidade de se reforçar uma fiscalização mais específica. Uma das notáveis mudanças para a indústria tangeu a existência de sistemas para controle da qualidade dos processos internos de cada empresa, seja ela operadora ou prestadora de serviços. Introduzidas pela API, as

Especificações Q1 e Q2 foram atualizadas e implementadas, respectivamente, com este objetivo.

No que diz respeito a equipamentos, o mais visado após o incidente sem dúvidas foi o *blowout preventer*. Segundo Sattler (2013), progressos consideráveis foram feitos, liderados pela API, na fabricação e regulamentação destes itens de segurança. Uma série de boas práticas também foram criadas, abordando temas como: gerenciamento de mudança, redundância do sistema, vazamentos no sistema de controle hidráulico, confiabilidade, sistemas e filosofias de manutenção avançadas e a difusão do conhecimento integral do sistema dos BOPs. Sattler (2013) conclui que estas mudanças irão acrescentar consideravelmente na efetividade destes equipamentos a curto e médio prazo, caso sejam necessários durante uma operação.

Estas e outras constatações feitas pelas investigações e as consequentes mudanças ocorridas na indústria *offshore* dos Estados Unidos, deram novos rumos ao regime de regulação de risco americano como um todo. Além do reforço de medidas prescritivas, que direcionam exatamente as ações que empresas reguladas devem tomar, também foi aberto espaço para um sistema baseado em performance (DAHLE *et al*, 2012). Dessa maneira, para alguns pontos foram estabelecidas metas – com níveis de performance – pelos reguladores, deixando a cargo de cada regulado a escolha das ações a serem tomadas para alcançar o nível requerido. Segundo a DNV (MCANDREWS, 2011 *apud* DNV, 2010), este regime híbrido é o modelo mais efetivo para operações *offshore*.

Para todo acidente existem dois fatores contribuintes: o técnico e o comportamental. Park (2012) considera, baseado em históricos de eventos passados, que a parte técnica é relativamente fácil de lidar. Mudar a parte comportamental, que desencadeia os perigos técnicos, tem sido a grande dificuldade da indústria *offshore*. A única alternativa para solucionar esse problema é estabelecer uma cultura onde pessoas são encorajadas a trabalhar com segurança e não exercer as atividades onde esta condição não for atendida (PARK, 2012).

Neste contexto, um sistema de gerenciamento de segurança de qualidade é primordial, tendo forte dependência das lideranças envolvidas e dos trabalhadores em priorizar a segurança no cotidiano. Independentemente da quantidade de normas e regulamentações implementadas, a ausência desse gerenciamento qualitativo faz com que sejam consideravelmente ineficazes quaisquer tentativas de prevenção de acidentes.

Entretanto, a respeito da percepção de risco, como observaram Fitzgerald e Breen (2012), é importante entender que riscos associados a acidentes ocupacionais de pessoal não devem ser relacionados à segurança de processos – onde estão os riscos de acidentes maiores.

Há uma tendência na indústria de valorizar a não ocorrência de acidentes ocupacionais, que se exemplifica com a visita feita por executivos da BP e da Transocean na sonda, horas antes da explosão, para celebrar os setes anos de operação da Deepwater Horizon sem perdas de tempo por acidentes com afastamento até então (HOPKINS, 2012).

Mesmo sendo importante garantir a segurança individual de cada funcionário, um eficaz gerenciamento da segurança dos processos envolvidos na operação é que irá garantir a integridade de todos os funcionários e ativos das empresas. Fitzgerald e Breen (2012) pontuam que a mobilização de recursos adequados e a visão forte por parte dos órgãos reguladores são essenciais para direcionar claramente a indústria neste sentido.

O recente acidente no FPSO Cidade de São Mateus, no Brasil, acende uma luz de alerta para a indústria nacional. A explosão a bordo indica que ainda existem falhas a serem corrigidas, de maneira a evitar que catástrofes venham a ocorrer. O caso do Macondo, assim como outros, deve servir de literatura de aprendizado também para nossa indústria *offshore*. As boas práticas e lições aprendidas desses eventos devem ser estudadas e adaptadas, visando garantir maior segurança de operações – principalmente nas mais complexas, envolvendo a região do pré-sal, que irão se intensificar no país.

Como de costume após acidentes de grandes proporções, o pós-Deepwater Horizon se caracterizou por profundas transformações na indústria do petróleo. As mudanças de regras, padrões operacionais e aumento da fiscalização governamental foram contundentes nos Estados Unidos. No mundo, influenciado pela abrangência multinacional de diversas empresas atuantes neste setor, também houveram modificações em resposta. Embora essas novas implementações tenham gerado melhora no gerenciamento de riscos e contingências *offshore*, a história mostra que é necessário se manter alerta. A constante evolução tecnológica deve ser acompanhada de uma forte cultura de segurança por parte de órgãos reguladores e empresas, garantindo uma invariável otimização, o cumprimento e o não esmaecimento da segurança de todos os processos executados, evitando assim outros desastres no futuro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIGNER, E. *et al.* *How Much Oil Is on the Gulf Coast*. The New York Times. Disponível em: <<http://www.nytimes.com/interactive/2010/05/27/us/20100527-oil-landfall.html>>. Acesso em: 10 de julho de 2015.

ANP [AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS], *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de Abril De 2015*. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?dw=75892>>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

ANP [AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS], *Portaria ANP nº 25 - Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás*. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2002/mar%C3%A7o/panp%2025%20-%202002.xml>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

ANP [AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS], *Reservas Nacionais de Petróleo e Gás Natural em 31/12/2014*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=74779>>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

API [AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE], *Improvements to Offshore Safety by Industry and Government - Post Macondo*. Disponível em: <<http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/exploration-and-production/offshore/industry-government-changes-post-macondo>>. Acesso em: 15 de julho de 2015.

API [AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE], *Oil and Gas Overview*. Disponível em: <<http://www.api.org/>>. Acesso em: 28 de junho de 2015.

BAKER HUGHES, *Drill Bits*. Disponível em: <<http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drill-bit-systems>>. Acesso em: 1 de julho de 2015.

BARSTOW, D., ROHDE, D., SAUL, S., *Deepwater Horizon's Final Hours*. The New York Times, Nova York, 25 de dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2010/12/26/us/26spill.html?pagewanted=all&_r=0>. Acesso em: 10 de julho de 2015.

BARUSCO, P. *The Accident of P-36 FPS*. OTC em: Offshore Drilling Conference, Houston, 6-9 de maio de 2013. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 5 de julho de 2015.

BECKWITH, R. *The Post-Macondo World: Two Years After the Spill*. Journal of Petroleum Technology, v. 64, n. 5, p. 36-46, maio de 2012. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 15 de julho de 2015.

BENNETT, O.B. *Considerations by a Large Independent Company between Onshore and Offshore Exploration Investments Along the Gulf of Mexico*. Society of Exploration Geophysicists em: SEG Annual Meeting, Houston, 2-6 de novembro de 1986. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

BOEMRE [BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT, REGULATION AND ENFORCEMENT], *Report Regarding the Causes of the April 20, 2010 Macondo Well Blowout*. U.S. Department of the Interior, Washington, 2011. Disponível em: <<http://www.bsee.gov/BSEE-Newsroom/Publications-Library/Joint-Investigation-Team-Report/>>. Acesso em: 10 de julho de 2015.

BOMMER, P., *A Primer of Oiwell Drilling*. 7 ed. Estados Unidos: The University of Texas at Austin, 2008.

BOYD, D. *et al*, *Reliability of Cement Bond Log Interpretations Compared to Physical Communication Tests Between Formations*. Society of Petroleum Engineers em: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition Conference, Abu Dhabi, novembro de 2006. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

BP, *BP Announces Settlement with Cameron International Corporation of Claims Related to the Deepwater Horizon Accident*. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/bp-announces-settlement-with-cameron-international-corporation-of-claims-related-to-the-deepwater-horizon-accident.html>>. Acesso em: 11 de julho de 2015.

BP, *BP to Settle Federal, State and Local Deepwater Horizon Claims for up to \$18.7 Billion With Payments to be Spread Over 18 Years*. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/bp-to-settle-federal-state-local-deepwater-horizon-claims.html>>. Acesso em: 11 de julho de 2015.

BP, *Deepwater Horizon Accident Investigation Report*, 2010. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/gulf-of-mexico-restoration.html>>. Acesso em: 27 de junho de 2015.

BP, *Statistical Review of World Energy 2015*. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 29 de junho de 2015.

BW OFFSHORE, *All missing recovered on Cidade de São Mateus*. Disponível em: <<http://www.bwoffshore.com/news1/all-missing-recovered-on-cidade-de-sao-mateus/>>. Acesso em: 7 de julho de 2015.

BW OFFSHORE, *Status update on Cidade de São Mateus*. Disponível em: <<http://bwoffshore.com/news1/status-update-on-cidade-de-sao-mateus2/>>. Acesso em: 7 de julho de 2015.

CABETE, R. *Proposta de Métricas de Indicadores de Segurança de Processos para Instalações de Produção de Óleo e Gás Offshore*. Dissertação de M.Sc., TPQB/UFRJ, 2014. Disponível em: <<http://tpqb.eq.ufrj.br/download/indicadores-de-seguranca-de-processos-para-instalacoes-de-producao-de-oleo-e-gas.pdf>>. Acesso em: 5 de julho de 2015.

CAYEUX, E., DAIREAUX, B. *Precise Gain and Loss Detection Using a Transient Hydraulic Model of the Return Flow to the Pit*. Society of Petroleum Engineers em: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Dubai, 7-9 de outubro de 2013.

CCR [CHIEF COUNSEL'S REPORT FOR THE NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING]. *Macondo, the Gulf Oil Disaster*. Washington, 2011. Disponível em: <<http://oscaction.org/resource-center/commission-reports-papers/>>. Acesso em: 2 de julho de 2015.

CHEVRON, *Chevron Demonstrates Leadership in Joint Industry Task Forces*. Disponível em: <<http://www.chevron.com/news/currentissues/gulfofmexico/taskforce/>>. Acesso em 14 de julho de 2015.

CSB [U.S. CHEMICAL SAFETY AND HAZARD INVESTIGATION BOARD], *Explosion and Fire at the Macondo Well: Investigation Report Volume 1*. Relatório No. 2010-10-I-OS,

Washington, 2014. Disponível em: <http://www.csb.gov/assets/1/7/Vol_1_Final.pdf>. Acesso em: 7 de julho de 2015.

CSB [U.S. CHEMICAL SAFETY AND HAZARD INVESTIGATION BOARD], *Explosion and Fire at the Macondo Well: Investigation Report Volume 2*. Relatório No. 2010-10-I-OS, Washington, 2014. Disponível em: <[http://www.csb.gov/assets/1/7/20140605_Macondo_Vol2_\(0605v1\).pdf](http://www.csb.gov/assets/1/7/20140605_Macondo_Vol2_(0605v1).pdf)>. Acesso em: 7 de julho de 2015.

CSB [U.S. CHEMICAL SAFETY AND HAZARD INVESTIGATION BOARD], *Macondo Blowout and Explosion*. Disponível em: <<http://www.csb.gov/macondo-blowout-and-explosion/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

CURSO PRÁTICO E OBJETIVO, *Apostila de Perfuração – Curso Técnico de Petróleo – UFPR*. Disponível em: <http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/engenheiro_do_petroleo/perfuracoes.pdf>. Acesso em: 4 de julho de 2015.

DAHLE, I.B., *et al. Major Accidents and Their Consequences for Risk Regulation*. Advances in Safety, Reliability and Risk Management. p. 33-41, 2012. Disponível em: <http://www.icrard.org/Documents/Major%20accidents%20and%20their%20consequences%20for%20risk%20regulation_ESREL.pdf>. Acesso em: 18 de julho de 2015.

DANTAS, A. A., GURGEL, A. *Refino de Petróleo e Petroquímica*. Departamento de Engenharia Química, UFRN, 2005. Disponível em: <http://www.nupeg.ufrn.br/downloads/deq0370/Curso_de_Refino_de_Petroleo_e_Petroquimica.pdf>. Acesso em: 29 de junho de 2015.

DNV, *Apostila do Curso sobre Estudo de Análise de Riscos e Programas de Gerenciamento de Riscos, Módulo 12: Estudo de Caso: Análise de Riscos de Instalações Offshore*. Disponível em: <www.mma.gov.br/estruturas/sqa_pnla/_arquivos/_1.pdf>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

DNV, *Final Report for U.S. Department of the Interior: Forensic Examination of Deepwater Horizon Blowout Preventer*, vol. 1. Washington, 2011. Disponível em: <<http://www.bsee.gov/BSEE-Newsroom/Publications-Library/Joint-Investigation-Team-Report/>>. Acesso em: 10 de julho de 2015.

DNV, *Final Report for U.S. Department of the Interior: Forensic Examination of Deepwater Horizon Blowout Preventer*, vol. 2. Washington, 2011. Disponível em: <<http://www.bsee.gov/BSEE-Newsroom/Publications-Library/Joint-Investigation-Team-Report/>>. Acesso em: 10 de julho de 2015.

DOI [U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR], *Interior Issues Directive to Guide Safe, Six-Month Moratorium on Deepwater Drilling*. Disponível em: <<http://www.doi.gov/news/pressreleases/Interior-Issues-Directive-to-Guide-Safe-Six-Month-Moratorium-on-Deepwater-Drilling.cfm>>. Acesso em 13 de julho de 2015.

DROGARIS, G.K. *Major Accidents in Oil and Gas Industries*. Society of Petroleum Engineers em: First International Conference on Health, Safety and Environment, The Hague, 10-14 de novembro de 1991. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

EIA [U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION]. Disponível em: <<http://www.eia.gov/>>. Acesso em: 17 de julho de 2015.

ELLUL, I.R. *The Piper Alpha Disaster - A Forensic Pipeline Simulation Study*. Pipeline Simulation Interest Group em: PSIG Annual Meeting, Baltimore, 6-9 de maio de 2014. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

ENCYCLOPEDIA BRITANNICA, *Deepwater Horizon Oil Spill: One Year Later*. Disponível em: < <http://blogs.britannica.com/2011/04/deepwater-horizon-oil-spill-year-picture-essay-day/>>. Acesso em: 11 de julho de 2015.

EUROCONTROL [EUROPEAN ORGANIZATION FOR THE SAFETY OF AIR NAVIGATION], *Revisiting the Swiss Cheese Model of Accidents*. 2006.

FAWTHROP, A.L. *Offshore Brazil: Viewpoint of a Large U.S.-Based Independent*. Offshore Technology Conference, Houston, 5-8 de maio de 2013. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

FITZGERALD, B., BREEN, P. *Making the Safety Case Work - Post Macondo and Montara*. Society of Petroleum Engineers em: SPE/APPEA International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Perth, 11-13 de setembro de 2012. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

GILBERT, D., KENT, S., *BP Agrees to Pay \$18.7 Billion to Settle Deepwater Horizon Oil Spill Claims*. The Wall Street Journal, 2 de julho de 2015. Disponível em: <<http://www.wsj.com/articles/bp-agrees-to-pay-18-7-billion-to-settle-deepwater-horizon-oil-spill-claims-1435842739>>. Acesso em: 10 de julho de 2015.

GN SOLIDS CONTROL, *Drilling Fluid System*. Disponível em <<http://www.gn-decanter-centrifuge.com/mud/drilling-fluid-system>>. Acesso em 7 de julho de 2015.

HALLIBURTON, *BP Deepwater Horizon Investigation: Preliminary Insights*. 2010.

HALLIBURTON, *Cement Bond Logging (CBL) Services*. Disponível em: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/wireline-perforating/wireline-and-perforating/cased-hole-services/cement-evaluation/cement-bond-logging-cbl.page>>. Acesso em: 7 de julho de 2015.

HALLIBURTON, *Products & Services*. Disponível em: <<http://www.halliburton.com/>>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

HEBERT, I., PETERSON, E., SANDERSON, D. *While History may not Repeat Itself, It Often Rhymes: Evolution of Offshore Technical Process Safety*. OTC em: Offshore Technology Conference, Houston, 4-7 de maio de 2015. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

HOPKINS, A., *Disastrous Decisions: The Human and Organizational Causes of the Gulf of Mexico Blowout*. Australia: CCH Australia Limited, 2012.

KLEMPA, M. *et al. Fundamentals of Onshore Drilling*. Disponível em <<http://geologie.vsb.cz/DRILLING/drilling/theory.html>>. Acesso em 8 de julho de 2015.

MCANDREWS, K.L., *Consequences of Macondo: a Summary of Recently Proposed and Enacted Changes to US Offshore Drilling Safety and Environmental Regulation*. Society of Petroleum Engineers em: SPE Americas E&P Health, Safety, Security and Environmental Conference, Houston, 21-23 de março de 2011. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

MODEC, *Floating Production Solutions*. Disponível em: <http://www.modec.com/fps/fpso_fso/projects/cantarell.html>. Acesso em: 4 de julho de 2015.

MOOMJIAN, C.A. *Macondo Litigation Update - How Court Decisions Will Impact Oilfield Contracting and Insurance Practices*. IADC/SPE em: IADC/SPE Drilling Conference, Fort Worth, 4-6 de março de 2014. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

NOIA [NATIONAL OFFSHORE INDUSTRIES ASSOCIATION]. *Joint Industries Task Forces*. Disponível em: <<http://www.noia.org/offshore-energy/safety/joint-industry-task-forces/>>. Acesso em: 14 de julho de 2015.

NYSE [NEW YORK STOCK EXCHANGE]. Disponível em: <<https://www.nyse.com>>. Acesso em: 18 de julho de 2015.

OIL RIG DISASTERS. Disponível em: <<http://www.oilrigdisasters.co.uk/>>. Acesso em: 2 de julho de 2015.

OPEC [ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES], *About Us, Brief History*. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm>. Acesso em: 1 de julho de 2015.

OSC [NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING]. *Report to the President*, Washington, 2011. Disponível em: <<http://oscaction.org/resource-center/commission-reports-papers/>>. Acesso em: 2 de julho de 2015.

PARK, D. *Macondo: Never Say Never Again*. Oil and Gas IQ, 2012. Disponível em <<http://www.oilandgasiq.com/integrity-hse-maintenance/white-papers/special-report-macondo-never-say-never-again/>>. Acesso em: 20 de julho de 2015.

PETROBRAS, *Banco de Imagens*. Disponível em: <<http://bip.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 28 de junho de 2015.

PETROBRAS, *Batemos novo recorde de profundidade d'água na perfuração de poço da Bacia de Sergipe-Alagoas*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/batemos-recorde-de-profundidade-em-poco-da-bacia-se-al.htm>>. Acesso em: 2 de julho de 2015.

PETROBRAS, *Comunicado sobre navio-plataforma Cidade de São Mateus*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/comunicado-sobre-navio-plataforma-cidade-de-sao-mateus.htm>>. Acesso em: 7 de julho de 2015.

PETROBRAS, *Conheça os derivados do petróleo que fazem parte do cotidiano*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-derivados-do-petroleo-que-fazem-parte-do-cotidiano.htm>>. Acesso em: 1 de julho de 2015.

PETROBRAS, *Marco Regulatório*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/>>. Acesso em: 2 de julho de 2015.

PETROBRAS, *Tipos de Plataformas*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acesso em: 28 de junho de 2015.

PLANALTO [PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA DO BRASIL], *Decreto Nº 2.455, de 14 de Janeiro de 1998*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2455.htm>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

PLANALTO [PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA DO BRASIL], *Lei Nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

ROBERTSON, C., KRAUSS, C., *BP May Be Fined Up to \$18 Billion for Spill in Gulf*. The New York Times, 4 de setembro de 2014. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2014/09/05/business/bp-negligent-in-2010-oil-spill-us-judge-rules.html?_r=1>. Acesso em: 17 de julho de 2015.

SATTLER, J.P. *BOP Performance - Developments and Consequences in a Post-Macondo World*. SPE/IADC em: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdã, 5-7 de março de 2013. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 17 de julho de 2015.

SCHLUMBERGER, *Drill Bits*. Disponível em: <http://www.slb.com/services/drilling/drill_bits.aspx>. Acesso em: 5 de julho de 2015.

SCHLUMBERGER, *The Oilfield Glossary*. Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>>. Acesso em: 5 de julho de 2015.

SHECAIRA, F.S., *et al. IOR: The Brazilian Perspective*. Society of Petroleum Engineers em: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 13-17 de abril de 2002. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 6 de julho de 2015.

SPE [SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS], *PetroWiki*. Disponível em: <<http://petrowiki.org/PetroWiki>>. Acesso em: 6 de julho de 2015.

SPE [SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS], *The Human Factor: Process Safety and Culture*. Relatório Técnico. 2014. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 6 de julho de 2015.

SUTTON, I. *Summarizing the Deepwater Horizon / Macondo Reports*. OTC em: Offshore Drilling Conference, Houston, 6-9 de maio de 2013. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

TAYLOR, B.G.S. *The U.K. Offshore Operator's Response to the Piper Alpha Disaster*. 1993. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 13 de julho de 2015.

THOMAS, J. E. (Org.) *et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Petrobras, Interciência, 2001.

TRINDADE, W.L., BRANCO, C.C.M. *The Offshore Heavy Oil Development Challenges in Brazil*. Society of Petroleum Engineers em: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, 20-23 de junho de 2005. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 3 de julho de 2015.

TURLEY, J. A., *An Engineering Look at the Cause of the 2010 Macondo Blowout*. IADC/SPE em: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Forth Worth, 4-6 de março de 2014. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 10 de julho de 2015.

VISSER, R.C. *Offshore Accidents, Regulations and Industry Standards*. Society of Petroleum Engineers em: SPE Western North American Regional Meeting, Anchorage, 7-11 de maio de 2011. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/>>. Acesso em: 11 de julho de 2015.