

**LUIZA ANTÔNIA GARCIA DE SOUZA E TOMINAGA**

**SISTEMA DE SEGURANÇA CONTRA BLOWOUT EM POÇOS:  
MODIFICAÇÕES NA LEGISLAÇÃO APÓS O ACIDENTE DE  
MACONDO**

**São Paulo  
2011**

**LUIZA ANTÔNIA GARCIA DE SOUZA E TOMINAGA**

**SISTEMA DE SEGURANÇA CONTRA BLOWOUT EM POÇOS:  
MODIFICAÇÕES NA LEGISLAÇÃO APÓS O ACIDENTE DE  
MACONDO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de  
Petróleo do curso de graduação do  
Departamento de Engenharia de Minas e  
de Petróleo da Universidade de São  
Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de  
Azevedo

**São Paulo  
2011**

## RESUMO

As reservas de petróleo de fácil extração já estão sendo exploradas e a demanda mundial por hidrocarbonetos continua aumentando. É uma necessidade recorrer à exploração em águas profundas. Esse tipo de exploração é mais complicado por causa do próprio ambiente geológico que gerou essas reservas com grandes pressões, das grandes profundidades, da pouca experiência que se tem nesse tipo de exploração. Nesse cenário a ocorrência de um acidente pode causar grandes danos ambientais e financeiros. Foi o caso do acidente ocorrido no dia 20 de Abril de 2010 no Golfo do México durante a perfuração do poço exploratório de Macondo.

Neste trabalho são analisados alguns meios de contenção de blowouts em poços. Com o foco no blowout de Macondo são considerados os fatores técnicos e organizacionais, bem como a série de falhas em cadeia que levaram ao acidente. Também analisou-se as consequências do acidente para a legislação americana em perfurações offshore, para a indústria petrolífera e seus regimes de segurança. A legislação americana tornou-se muito mais rígida e as operadoras terão grandes gastos para cumprir com as novas normas.

As empresas do setor perceberam a necessidade de investimentos em políticas e equipamentos de segurança. Antes desse acidente os equipamentos eram focados na prevenção de blowouts, após o blowout de Macondo iniciou-se o desenvolvimento de novos aparelhos para contenção de blowouts uma vez que já tenham ocorrido.

Existe o potencial de ocorrência de acidentes do mesmo porte no Brasil. Com a carregada exploração da Bacia de Santos (pré-sal), onde as lâminas d'água giram em torno de 2000 metros, é necessária muita cautela com o seguimento das normas de segurança durante perfurações e completações. No caso brasileiro as plataformas localizam-se a aproximadamente 300km da costa, um derramamento de óleo seria menos prejudicial para o meio ambiente, mas por outro lado, o traslado até o local levando socorro, equipamentos e suprimentos seria mais demorado.

Este trabalho tem por objetivo explorar o assunto Sistema de Segurança contra *Blowout* em poços considerando métodos de combate a *blowouts* e as consequências do acidente de Macondo na plataforma Deepwater Horizon no Golfo do México: modificação na legislação, controle de danos ambientais, uso de novos equipamentos, medidas de controle em caso de acidentes. Conclui-se que uma regulamentação baseada em performance associada a uma imposta pelo governo é a melhor solução na busca de um regime de segurança apropriado para explorações de alto risco em águas profundas. Através da análise do caso americano procura-se definir melhores critérios para prevenção de acidentes semelhantes no Brasil.

Palavras-chave: *blowout*, regulamentação para perfuração *offshore*, regime de segurança

## ABSTRACT

The easy to extract petroleum reservoirs are already being explored and the world demand for oil is growing every year. Deep water operations are necessary, they're more complicated, the geological environment led to the development of high pressures, the big depths and little experience in this kind of explorations make them so difficult. Considering these conditions, one accident could cause huge environmental and financial damage. It is the case of the blowout occurred on April 20<sup>th</sup>, 2010 in the Gulf of Mexico during the perforation of the Macondo exploratory well.

In this paper some blowout containment methods are studied. Focusing in the Macondo blowout the organizational and technical factors, as well as the series of failures leading to the accident are analyzed. Changes were made in the American offshore operations regulation, as consequence of the accident. The regulation became much more strict and the operators will have to deal with high costs to comply with them, they will have to revise their safety policies and research investments.

Before the Macondo blowout equipment available were focused on the prevention of blowouts, after it developing new tools to contain blowouts became as important.

There is potential of a similar accident to occur in Brazilian offshore explorations. In the pre-salt the water depths reach 2000 meters and caution in following the right procedures and safety policies is extremely necessary during operations. Santos Basin, where there are pre-salt reservoirs, is located 300km away from the coast; therefor an oil spill would be less harmful for the environment, but on the other hand it would take longer to transport equipment, people and supplies to the blowout site.

This paper goal is to explore Safety Systems against blowouts considering blowout containment and the consequences of the Macondo accident: modifications on the regulation, environmental damage control, new equipment, and damage containment measures in case of leaks. It is concluded that a performance-based regulation in association with a prescriptive regulation is the best safety regime for offshore exploration in the outer continental shelf. Analyzing the American case it is possible to prescribe the most appropriate measures to prevent a similar accident in Brazilian operations.

Keywords: blowout, offshore perforation regulation, safety regime

## Sumário

1. Introdução.....	6
2. Desenvolvimento.....	7
2.1 Objetivos .....	7
2.2 Revisão Bibliográfica.....	7
2.2.1 Combate a <i>Blowouts</i> .....	7
2.3 Estudo de Caso .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
2.3.1 Macondo <i>Blowout</i> .....	11
2.3.2 Enchova <i>Blowout</i> .....	24
2.4 Materiais e Métodos .....	27
2.5 Resultados Obtidos e Discussão.....	27
3. Conclusões .....	29
4. Referências .....	30
5. Anexo .....	31

## 1. Introdução

No início de 2010 o mundo presenciou um dos maiores desastres da indústria petrolífera: o acidente envolvendo a plataforma Deepwater Horizon no Golfo do México. Esse acontecimento levantou muitas questões em relação à segurança em plataformas de petróleo acarretando em uma revisão na legislação vigente para a exploração e produção de petróleo em águas profundas nos Estados Unidos. As normas de segurança tornaram-se bem mais rígidas e a indústria respondeu investindo em pesquisas e desenvolvimento de novos equipamentos de segurança em poços, tanto para a prevenção de *blowouts* quanto para a contenção uma vez que tenha ocorrido.

Um *blowout* pode custar muito caro, e o prejuízo além de financeiro, se estendendo ao meio ambiente. Evitando *blowouts* e respeitando a legislação vigente no país de operação os riscos com a exploração de petróleo em grandes profundidades diminuem muito: previnem-se gastos com contenção de *blowouts*, evita-se perda de profissionais, e assegura-se a preservação do meio ambiente, sendo esse o maior benefício. É de grande importância que as empresas se comprometam com as políticas de segurança, com a legislação vigente no país e com pesquisa e desenvolvimento relacionados ao tópico de segurança.

Pode-se destacar o potencial da ocorrência de um acidente de dimensão semelhante no Brasil, considerando a exploração da Bacia de Santos, com lâminas d'água que giram em torno de 2000 m (considerada exploração em águas ultra-profundas). É consenso mundial que todo petróleo de fácil extração já está sendo explorado e que é uma necessidade recorrer a águas profundas para atender à demanda atual por hidrocarbonetos. Cientes dessa realidade, empresas e governos devem cooperar para tornar esse tipo de exploração economicamente viável e segura.

Antes do acidente de Macondo não se falava muito em equipamentos de contenção de *blowouts*, a prevenção era o foco. Após esse evento muitas empresas entenderam que é necessário ter um plano de ação e algum equipamento que possa ser usado uma vez que o *blowout* já esteja ocorrendo.

## 2. Desenvolvimento

### 2.1 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo explorar o assunto Sistema de Segurança contra *Blowout* em poços considerando métodos de combate a *blowouts* e as consequências do acidente de Macondo na plataforma Deepwater Horizon no Golfo do México: modificação na legislação, controle de danos ambientais, uso de novos equipamentos, medidas de controle em caso de acidentes. Através da análise do caso americano procura-se definir melhores critérios para prevenção de acidentes semelhantes no Brasil.

### 2.2 Revisão Bibliográfica

Controle de poço é a técnica usada em operações de óleo e gás, perfuração, intervenção e completação, para prevenir o influxo indesejado de fluidos da formação para o interior do poço. O controle de poço envolve a estimativa de pressão dos fluidos da formação, os tipos de rochas, o revestimento do poço e densidade do fluido de perfuração.

O controle de poço podem ser dividido em três níveis, Aird (2009):

1. Controle primário: Prevenção, a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração é mantida maior ou igual à pressão nos poros da rocha perfurada. Se o controle primário é mantido não há *kick*, influxo indesejado de fluidos da formação para o interior do poço.
2. Controle secundário: A pressão de formação é maior do que a pressão hidrostática. Há influxo de fluidos da formação para o interior do poço (*kick*) porém nesse estágio ainda é fácil reestabelecer o controle do poço.
3. O poço está fora de controle: *Blowout*. Neste caso o *kick* não foi detectado até que fosse tarde demais, o controle secundário não foi mantido. O controle de *blowout* é muito complicado e necessita de medidas especiais. Com a tecnologia disponível hoje não deveria ocorrer, mas é consequência de erro humano ou falha de equipamentos.

De acordo com Aird (2009) controle de poço é sobre antever situações, antecipar situações de risco, ter planos de procedimentos e contingências em mão para lidar com qualquer situação que o poço possa apresentar.

#### 2.2.1 Combate a *Blowouts*

De acordo com Grace et al (1994) problemas com o controle de poço e *blowouts* não são específicos de operações complicadas e grandes pressões de reservatório. Ocorrem tanto nas operações mais complexas como poços de gás profundos com altas pressões como em simples operações em poços pouco profundos. Ocorrem em serviços das maiores empresas bem como nas menores. Pessoas perderam suas vidas em acidentes com pressões de superfície de 12000 psi, mas também com pressões de 15 psi. Situações de risco relacionadas a controle do poço e *blowout* são sempre presentes.

Segundo Costa e Lopez (2011), deve-se levar em consideração uma série de fatores na escolha do método de combate a *blowout* mais adequado:

- Localização do poço: offshore ou onshore
- Lâmina d'água
- Tipo de Plataforma
- Mapas da área e distância até centros de transporte disponíveis

- Tipo de *blowout*: gás trapeado, hidrocarbonetos, grau geotérmico
- Prováveis causas do *blowout*
- Circunstâncias no momento do *blowout*: data e hora, profundidade total, dimensões dos revestimentos

No combate ao *blowout* existem variadas técnicas. Algumas mais restritas, aplicáveis somente em casos particulares, e outras mais versáteis podendo ser utilizados em quase todos os casos. Nos casos envolvendo poços offshore em águas profundas recomenda-se, por ser mais confiável, a perfuração de poços de alívio. Por causa do fácil acesso à cabeça do poço, em casos de operações terrestres a intervenção direta no poço é mais utilizada pois possibilita rapidez no reestabelecimento do controle a um custo baixo.

### 2.2.2 Capeamento e Controle do Incêndio

Lutar contra um poço fora de controle, segundo Grace et al (1994), é mais arte do que ciência. Cada profissional pode utilizar uma abordagem diferente para lidar com problemas apresentados pelo poço, no entanto nos últimos 50 anos as abordagens e equipamentos evoluíram muito.

Alguns poços são capeados com o fogo queimando, em geral os que apresentam concentrações de sulfato de hidrogênio. Na maioria das vezes o fogo deve ser extinguido antes de se realizar a operação de capeamento, para o controle do incêndio geralmente utiliza-se água, água misturada com aditivos extintores de incêndio ou explosivos.

Os aditivos químicos utilizados aumentam muito a eficiência da água. No caso do uso de explosivos geralmente utiliza-se uma carga entre 100 e 1000 libras sendo a dinamite o tipo de explosivo mais utilizado, entretanto é ainda comum o uso do explosivos plásticos como o C4.

Com o controle do incêndio é possível iniciar a operação de capeamento.

O *capping*, capeamento, combate o *blowout* diretamente. Pode ser utilizada somente em casos nos quais é possível o acesso à cabeça do poço.

O equipamento utilizado no capeamento é composto por uma ou mais válvulas cegas e cima, seguidos por linhas desviadas que geram fluxo contrário. A configuração de fundo deste equipamento depende dos componentes restantes do poço. Após o assentamento conectam-se as linhas de circulação e fecha-se a válvula cega acarretando na circulação do fluxo para um foço que deve estar a pelo menos 300 pés da cabeça do poço. Com o poço circulando, a operação de capeamento é completada e as operações de controle e amortecimento começam. As técnicas mais utilizadas para amortecimento são *Bullheading* e *Snubbing*.

### 2.2.3 Bullheading

O *bullheading* consiste em empurrar o fluido de volta para a formação ou para uma formação com pressões menores, independe de qualquer resistência que o poço possa oferecer. Requer uma pressão inicial superior à de fatura para fraturar a formação.

O *bullheading* também pode ser realizado abaixo de um *packer stung* no poço em *blowout* que tem a vantagem de isolar componentes: do BOP, da cabeça de poço erodidos, danificados ou do revestimento perto da entrada do *blowout* cuja integridade estrutural esteja comprometida. A injeção do fluido acarreta na geração de considerável stress ao poço. Pode haver comprometimento da sapata do revestimento, demolição de formações expostas ao poço

aberto, dano ao revestimento. A fratura da formação aumenta a possibilidade do *blowout* se transformar em um *blowout* interno. Se o fluido de kill for inadequado o poço pode ser perdido ou a operação pode ser muito atrasada.

O *bullheading* pode ser realizado com o poço fluindo ou fechado. No caso do poço fluindo o *build-up* de pressões não é identificado portanto não se sabe exatamente qual a vazão e peso da lama necessários para amortecer o poço. Para evitar explosões e impossibilitar ignição dos fluidos que saem do poço utiliza-se névoas d'água. A queima controlada dos hidrocarbonetos é uma opção para evitar grandes explosões.

#### 2.2.4 Snubbing

É a técnica de amortecimento que utiliza a *snubbing unit*. Esse equipamento permite descer, mesmo que contra o fluxo, uma coluna com um fluido mais pesado para matar o poço.

O *snubbing* pode ser a única alternativa em casos críticos. Em geral, operações a altas pressões são mais seguras. No entanto o *snubbing* é menos utilizado do que o *bullheading* por apresentar procedimentos e operações mais complexos.

Para a injeção de fluido pode-se utilizar flexitubo, é mais fácil e rápido para manobras apesar de apresentar baixa resistência ao colapso. O tamanho do tubo deve ser escolhido de acordo com o fluido a ser injetado. Se o poço não apresentar depleção ou *drawdown* o fluido de matar deve ser mais denso ou ser injetado a maiores taxas de fluxo. Geralmente prefere-se utilizar diâmetros maiores para evitar fricção excessiva de fluido.

Vale destacar que necessita-se ter acesso ao interior da coluna de revestimento para o *snubbing*. Poços com fluxo de H<sub>2</sub>S devem ser capeados ainda com fogo para depois realizar-se o *snubbing*. Todas as linhas de fluxo e BOP devem ser capazes de operar na presença de H<sub>2</sub>S.

#### 2.2.5 Poços de Alívio

A perfuração de um poço de alívio tem por objetivo interceptar o poço em *blowout* com um poço direcional e amortecer o *blowout* com a injeção de fluidos. A perfuração do poço de alívio exige engenharia específica e habilidade técnica sendo diferente de apenas um outro poço direcional. Pode ser utilizado em todos os tipos de *blowout*, é confiável, porém o grande tempo necessário para construção e altos custos envolvidos o tornam a última opção no combate ao *blowout*.

A aplicação técnica de poços de alívio depende de alguns fatores que afetam diretamente o plano de contenção. As informações mais relevantes são: lâmina d'água, profundidade do poço, tipo de fluido do reservatório, trajetória e localização do poço em *blowout*.

A profundidade do poço em *blowout* afeta diretamente a estratégia de perfuração. *Blowouts* rasos apresentam complicações relacionadas aos poços de alívio: formações não consolidadas, altos ângulos de inclinação (*dogleg*). No caso de reservatórios profundos as pressões de formação são maiores, há redução no diâmetro do revestimento exigindo maior potência de bombeamento, o tempo para perfuração é significativamente maior.

Os fluidos produzidos também impactam o poço de alívio. Um *blowout* de gás não causa danos ambientais significativos. Os *blowouts* de óleo são bem piores para o ambiente, sua ignição nem sempre prevê uma solução já que a queima do óleo deixa muitos resíduos

poluentes. Poços com altas concentrações de H<sub>2</sub>S exigem maior cuidado. Por ser extremamente tóxico, em poços terrestres deve ser constantemente queimado, em poços offshore a água retira o H<sub>2</sub>S do gás.

De acordo com Costa e Lopez (2011) a trajetória e localização do poço em *blowout* devem ser previamente conhecidas com grande grau de certeza antes do planejamento do poço de alívio. No planejamento dos poços de alívio deve-se priorizar segurança, rapidez e flexibilidade.

Grace et al (1994) trata a localização do poço na superfície como uma questão crítica nas operações de poços de alívio. Antigamente a locação do poço de alívio era apenas uma tentativa sem respaldo técnico. Consequentemente eram operações pouco confiáveis.

Com o avanço tecnológico o cenário melhorou muito. Enquanto o poço de alívio está sendo perfurado utiliza-se uma ferramenta magnética, *ranging tool*, que detecta a presença do ferro no revestimento dos poços vizinhos permitindo ajustar iterativamente a trajetória do poço de alívio para interceptar o poço em *blowout* na região desejada.

Na subsuperfície a locação do poço também é crucial. Quão próximo deve estar do poço em *blowout* era uma questão crítica. Com a tecnologia atual a abordagem preferida é interceptar o poço fora de controle. Uma vez interceptado o poço seu comportamento fica bem mais previsível. Pode-se determinar as pressões e assim dimensionar com acurácia: o fluido de matar, tubos de injeção. Com o poço de alívio interceptando o poço em *blowout* as bombas da sonda são capazes de bombear fluido suficiente para reestabelecimento do controle do poço.

Através do poço de alívio, injeta-se fluido no poço para amortecê-lo. O amortecimento pode ser estático ou dinâmico e para seleção do método mais indicado deve-se considerar: as características do reservatório, propriedade dos fluidos do poço, características da formação, equipamentos de superfície.

No amortecimento estático bombeia-se um fluido suficientemente pesado, a altas vazões, de forma que supere o fluxo de hidrocarbonetos e amortença o poço. Para tal é necessário conhecer a pressão dos fluidos que entram no poço para que a lama seja estimada com densidade suficiente. Corre-se o risco da formação ser fraturada e parte do fluido injetado penetrar nela ao invés de subir pelo poço em *blowout*.

O método dinâmico consiste em controlar o poço através da injeção inicial de água em uma vazão suficiente para superar a pressão da formação. Depois que o fluxo dos fluidos da formação é interrompido, injeta-se fluido mais denso para controlar o poço estaticamente. O processo só termina quando o poço todo for preenchido pelo fluido de matar.

Após o planejamento e projeto do poço de alívio vem sua perfuração que pode ser dividida em três grandes fases.

- O poço é perfurado direccionalmente até que esteja próximo ao revestimento ou coluna de perfuração do poço em *blowout*.
- Localiza-se a posição do poço de alívio em relação ao poço em *blowout* utilizando as ferramentas de detecção, essa fase se iniciará quando os cálculos mostrarem que o poço de alívio se encontra a uma distância horizontal entre 50 e 60 metros do poço em *blowout*.

- Perfura-se direccionalmente convergindo para o ponto de intersecção estabelecendo a comunicação hidráulica necessária para amortecer o poço. Um dos sinais que confirmam o estabelecimento da comunicação hidráulica é a perda de fluido no poço de alívio. Após recuperado o controle do poço, ele deve ser mantido estável até que as operações de abandono ou completação sejam executadas.

### 2.2.6 Macondo Blowout

A sonda Deepwater Horizon estava a serviço da BP para perfuração do poço exploratório de Macondo, campo de Mississippi Canyon, bloco 252. A profundidade vertical prevista para o poço de Macondo era de 5990 metros com oito colunas de revestimento, a lâmina d'água era de aproximadamente 1800 metros. A perfuração havia sido iniciada pela plataforma Transocean Marianas em outubro de 2009 e precisou ser abandonada por causa da passagem do furacão Ida. A perfuração foi retomada em 2010 com uma nova sonda, Deepwater Horizon, plataforma do tipo semi-submersível com sistema de posicionamento dinâmico construída em 2001 pela Hyundai na Coréia do Sul. A Deepwater Horizon era de propriedade da Transocean e estava a serviço da BP havia 9 anos, em torno de 30 poços foram perfurados com ela, 20 dos quais exploratórios.

De acordo com McAndrews (2011) o *blowout* do poço de Macondo, 20 de Abril de 2010, levou a morte de 11 tripulantes e não tem apenas um responsável. A British Petroleum era a operadora e detinha 65% da operação, Anadarko Petroleum detinha 25% e MOEX Offshore 10%. Também deve-se considerar as responsabilidades das empresas envolvidas. A BP era responsável pela perfuração do poço de Macondo, a Halliburton era a empresa responsável pelo serviço de cimentação, cuja falha levou ao acidente, a Cameron foi a fabricante do BOP que ao ser acionado falhou em fechar o poço, o que teria impedido o *blowout*.

De acordo com Miura (2010), a causa do acidente não pode ser discriminada individualmente, assim como na maioria dos acidentes de grande porte uma série de falhas nos equipamentos e inobservância das medidas de segurança pelos operários ocorreram um após o outro. Pode-se listar como principais causas:

- Falha na cimentação não isolou a formação, e conseqüentemente os hidrocarbonetos
- As sapatas não foram capazes de isolar os hidrocarbonetos
- O teste de pressão negativa acusou que a integridade do poço não havia sido estabelecida (acusou problemas na cimentação), porém foi ignorado
- O influxo não foi percebido até que o hidrocarbonetos já estivessem no *riser*
- A equipe tenta restabelecer o controle do poço, mas falha
- Desvio no separador de gás e lama resultou no fluxo de gás para plataforma
- Sistema de segurança contra presença de gás e incêndio não preveniram a ignição do gás na superfície
- *Blowout preventer* (BOP) não funcionou. O sistema de emergência de fechamento de poço do BOP falhou

Se apenas um desses fatores houvesse sido prevenido, o acidente não teria ocorrido.

Durante o mês de maio de 2010 membros do centro de gerenciamento de risco, *Center of Catastrophic Risk Management*, CCRM, da *University of California Berkeley* formaram o

*Deepwater Horizon Study Group*, DHSG. O DHSG é uma organização internacional com 64 membros, profissionais experientes, experts no assunto e estudiosos que têm grande experiência nas operações offshore de óleo e gás, ecologia marinha e meio ambiente, gerenciamento de risco, engenharia de reservatórios e perfuração, geologia, investigação de acidentes, comportamento organizacional, regulamentação governamental.

A DHSG procurou atingir 3 metas:

- Produzir um relatório final documentando os resultados dos estudos do fracasso da perfuração Macondo, no bloco 252 do campo de *Mississippi Canyon* com a plataforma *Deepwater Horizon* e suas atividades subsequentes para mitigação e contenção do *blowout*.
- Dar assistência ao: público, governo, indústria ou defensores do meio ambiente que estejam buscando insights e informações relacionados ao acidente de Macondo.
- Dar recomendações sobre o que deveria ser feito para reduzir as chances e consequências associadas a falhas em operações offshore de alto risco.
- Desenvolver uma central digital de arquivos e informações coletadas durante as investigações para serem utilizadas em pesquisas e documentação.

A premissa usada como base dos trabalhos conduzidos pela DHSG é: olhar para trás para entender os “porquês” e “como’s” do desastre para entender como melhor seguir em frente. Listar os principais passos necessários para seguir em frente desenvolvendo uma indústria nacional de óleo e gás confiável, responsável e viável economicamente.

Após 10 meses de investigação o DHSG foi capaz de listar algumas descobertas e recomendações com o intuito de reduzir os riscos associados com os maiores desastres nas operações de perfuração e produção da indústria de óleo e gás.

De acordo com DHSG (2011), na noite do dia 20 de Abril de 2010 um fluxo incontrolado de água, óleo, lama, gás e outros materiais começou a sair pelo *riser* de perfuração e do tubo de perfuração da plataforma *Deepwater Horizon*, propriedade da Transocean. Logo após o início do fluxo uma série de explosões aconteceu e um grande incêndio se iniciou. O fogo continuou por aproximadamente 2 dias sendo alimentado pelo fluxo de hidrocarbonetos saindo do poço. A plataforma foi abandonada logo após início do incêndio, porém dos 126 funcionários embarcados 11 não conseguiram escapar e faleceram no acidente. A plataforma naufragou 36 horas depois do fogo haver sido apagado. Os próximos 83 dias seguiram com uma série de tentativas para acabar com o vazamento.

- Fechamento do BOP: o fechamento da gaveta cega e dos tubos variáveis com o *Remotely Operated Vehicle*, ROV, falharam.
- Fechamento no final do tubo de perfuração no leito marítimo, bem sucedido.
- Captação do vazamento do *riser* no leito marítimo com uma caixa de contenção conectada a um navio de perfuração, falhou.
- Captação do vazamento de óleo do *riser* com uma tubulação de inserção, parcialmente bem sucedido.
- Captação do vazamento do topo do BOP. Cisalhou-se o *riser* e o tubo de perfuração para desconectá-los do BOP e possibilitar a instalação de um dispositivo de captação, chamados de “*Top Hat*” e “*Lower Marine Riser Package*”, LMRP, parcialmente bem sucedido.

- Matar o poço através da injeção de lama pesada no BOP. O fluxo no *Top Hat* persistiu e a captura prosseguiu-se com a captura parcial do óleo. Falhou.
- Remoção do *riser* remanescente no topo BOP e colocação de um equipamento para capeamento com um BOP no topo. Bem sucedido, porém alguns vazamentos continuaram.
- Bombeamento de lama pesada para matar o poço impedindo o fluxo e diminuindo a pressão na cabeça de poço, bem sucedido.
- Bombeamento de cimento após a lama de matar para selar permanentemente o poço (caminho do fluxo). Bem sucedida no fechamento do poço com pequenos vazamentos.
- Durante as tentativas acima 2 poços de alívio foram perfurados para possibilitar o controle do poço no fundo oceânico. O primeiro poço de alívio interceptou o poço de Macondo e selou o poço permanentemente.

*Deepwater Horizon Study Group* em seu relatório final divide as causas do acidente em fatores técnicos e organizacionais.

### **Causas – Fatores Técnicos**

A análise do DHSG indica que o *blowout* do poço de Macondo se iniciou aproximadamente a 5400 metros da superfícies do mar. A tripulação estava na etapa final de preparação do poço para posterior produção e abandono temporário. Uma grande quantidade de hidrocarbonetos invadiu o poço, múltiplos teste falharam na detecção do influxo de hidrocarbonetos para o poço. O deslocamento do fluido de perfuração fez com que a pressão no fundo do poço caísse ainda mais, fazendo com que se formasse gás a partir dos hidrocarbonetos, retroalimentando o processo. Com a formação do gás o fluido de perfuração foi ainda mais empurrado o que fez com que fluidos altamente pressurizados do reservatório invadissem o poço levando ao *blowout*.

O volume e pressão dos fluidos no poço superou a capacidade do separador óleo-gás resultando no vazamento de gás e outros fluidos. Os alarmes de emergência e equipamentos de fechamento do poço falharam. Ocorreram duas ou mais explosões que alcançaram o convés matando os 11 trabalhadores que estavam lutando pelo fechamento do poço.

A plataforma perdeu toda a geração primária de energia. Peças cruciais dos equipamentos de controle de emergência foram destruídas ou danificadas e não puderam ser ativadas. Também não foi possível ativar as fontes de energia de emergência (*back-up*). A sonda ficou no escuro, sem energia e sem os propulsores do posicionamento dinâmico. Múltiplas tentativas foram realizadas para fechar o BOP, *blowout preventer*, localizado no leito oceânico. Essa era a última defesa contra o *blowout* e também falhou.

O fogo começou a consumir a Deepwater Horizon. O sistema de desconexão de emergência falhou em separar a plataforma do BOP.

Os trabalhadores evacuaram a plataforma em botes salva-vidas e felizmente o mar estava calmo, alguns trabalhadores tiveram que pular da plataforma e todos os sobreviventes foram resgatados.

Nos dias seguintes tentou-se fechar o BOP utilizando ROV's, mas o fluxo intenso de hidrocarbonetos impedia que o veículos remotamente operados chegassem as válvulas de acionamento direto. A plataforma suportou o incêndio por 2 dias quando afundou para o leito marítimo aproximadamente 1800 metros abaixo. Pelos próximos 83 dias lutou-se contra o vazamento,

tentando captar, conter, dispersar, e impedir que os fluidos do reservatório atingissem o Golfo do México. Uma série de sistemas foram projetados, construídos e alocados nas tentativas de impedir o influxo de gases e fluidos. A última abordagem consistia em desconectar o *riser* do BOP e conectar um equipamento com componentes do BOP incorporados. Isso permitiu que o poço fosse fechado. 2 poços injetores foram perfurados e contribuíram muito para possibilitar o acesso à cabeça do poço.

Quantidades imensas de fluidos tóxicos vazaram para as águas do Golfo do México, estima-se que vazaram aproximadamente 5 milhões de barris de petróleo. Boa parte desses fluidos ficou na superfície e como combate uma quantidade sem precedentes de dispersante, 785 mil galões, foi lançada na saída do poço para impedir que mais fluidos cobrisse a superfície do mar, e também na superfície sobre a mancha de óleo com aviões. O mau tempo não ajudou, as tempestades e tornados tornou a contenção do óleo e isolamento de áreas sensíveis extremamente complicado e menos eficiente. 730 mil pés de absorventes foram espalhados ao longo da costa, navios sugavam porções do vazamento e separavam o óleo da água, mesmo com essa abordagem agressiva o óleo atingiu as praias da costa da Louisiana. Milhares de animais foram contaminados e morreram e estima-se o prejuízo da BP em torno de 32 bilhões de dólares, esse valor não leva em consideração o quanto a empresa deixou de ganhar com a produção do poço caso houvesse obtido sucesso.

Essas falhas em cascata resultaram no maior vazamento de óleo da história. Apesar de ter-se estimado os prejuízos em termos de custos associados a danos imediatos e direitos à vida humana, propriedade e produtividade, os custos a curto e longo prazo para o público afetado, sua indústria e comércio e meio ambiente não são possíveis de estimar. É, porém, evidente que essas falhas em cascata geraram consequências que excederam em várias ordens de grandeza todos os efeitos previamente experimentados ou mesmo considerados possíveis.

### **Causas – Fatores Organizacionais**

Os fatores organizacionais que contribuíram com esse desastre estão profundamente enraizados na história e cultura da indústria petrolífera e administração das agências regulatórias. Esse desastre envolve toda indústria internacional de exploração offshore de óleo e gás e sua regulamentação.

Esse desastre teria sido prevenido se as diretrizes e práticas de trabalho fossem seguidas, as melhores disponíveis (*Best Practices*) e tecnologias mais seguras. O time de operação da BP não tinha a cultura de segurança no trabalho. O sistema não era focado na máxima segurança, era muito mais orientada por mentalidade de tentativa e erro do que algo focado num cenário mais amplo. Foi observado que o sistema da BP se esqueceu de ter medo. As múltiplas falhas relacionadas ao acidente (para identificar, conter, mitigar, planejar e por em ordem) são condizentes com uma história de décadas de defeitos organizacionais e falta de visão a longo prazo.

Em muitos aspectos esse desastre assemelha-se a muitos outros desastres na indústria offshore de óleo e gás. 8 meses antes do *blowout* em Macondo, o *blowout* do poço Montara no mar Timor desenvolveu-se quase da mesma maneira, com consequências muito semelhantes. Pode-se também destacar a semelhança dos acidentes com as plataformas North Piper Alpha, da The Occidental Petroleum e P36, da Petrobrás, ambas seguiram caminhos para o desastre muito semelhantes aos desenvolvidos durante o *blowout* de Macondo. Estas foram enormes falhas de sistema envolvendo uma sequência de maus funcionamentos e colapsos não antecipados, marca registrada de sistemas de grandes desastres.

O *blowout* no Golfo do México também tem semelhanças com o desastre na refinaria Texas City da BP. Essas semelhanças incluem:

- Houve mal funcionamento de múltiplos sistemas de controle durante um período crítico das operações
- Não seguiu-se as normas de operação necessárias ou aceitas
- Manutenção negligenciada
- Instrumentação não funcionou ou a interpretação dos dados levava a falsos positivos
- Avaliação e gerenciamento de riscos das operações foram inapropriados.
- Falhas de comunicação entre os membros dos grupos.
- Não sabiam o risco que estavam correndo.
- Dispersão da atenção em momentos críticos.
- Uma cultura de incentivos que promoviam aumento da produtividade sem mensurar o aumento dos riscos de acidentes.
- Corte de custos inapropriados, sacrificando as práticas de segurança.
- Falta de treinamento dos funcionários.
- Gerenciamento de mudanças inapropriado.

De acordo com DHSG (2010) em ambos os casos reuniões com o pessoal de operações estavam sendo feitas no mesmo lugar e momento em que a primeiras falhas ocorriam. Essas reuniões estavam parabenizando os funcionários pela organização e excelência em segurança do trabalhador. Esse dois desastres servem como exemplo para mostrar que existe uma diferença considerável entre segurança do trabalhador e segurança do sistema. Uma não assegura a outra.

Nos dois desastres, os riscos não foram avaliados apropriadamente em situações de risco considerando ambientes naturais, industriais, regulamentais e administrativos. Imperava na empresa um ambiente industrial de corte de custos inapropriados, assim como a falta de gerenciamento efetivo, tanto por parte da indústria como por parte das agências regulamentadoras. Como resultado as barreiras do sistemas foram degradadas e destruídas ao ponto no qual os elementos naturais (alta pressão, fluidos inflamáveis e gases) prevaleceram e destruíram o sistema. Uma composição de falhas que seguidas de falhas pontuais, permitiu que uma sequência de falhas evoluíssem para uma catástrofe.

### **Lições aprendidas**

A *National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling* têm elaborado reformas, tanto a longo como a curto prazo, na regulamentação governamental técnica e organizacional. Muitas outras agências reguladoras estão respondendo da mesma maneira.

A indústria do óleo e gás embarcou em uma geração de exploração e produção de alto risco em águas ultra-profundas, no caso localizadas ao norte do Golfo do México. Essas operações implicam em situações de risco muito maiores do que as geralmente reconhecidas devido a:

- Complexidade dos sistemas de equipamentos, pessoas e da nova tecnologia empregados nessas operações.
- Aumento das situações de risco causado pelo ambiente geológico e oceanográfico da lâmina d'água ultra-profunda.

- Situações de risco causadas pela reserva de hidrocarbonetos (alto potencial de produtividade, altas pressões, temperaturas, razões gás-óleo, formações frágeis).
- Sensibilidade do ambiente marítimo a vazamentos de grandes quantidades de hidrocarbonetos.

A falha do projeto de Macondo mostrou que a consequências de um vazamento dessas dimensões podem ser devastadoras. Os riscos de grandes falhas do sistema devem ser ALARP, *as low as reasonably practicable* e são necessários grandes investimentos para lidar com as consequências de grandes falhas de sistemas, para impedir que o efeito em cascata se propague ou mesmo parar e tratar grandes vazamentos uma vez que o *blowout* já tenha ocorrido. Também providenciou oportunidade para reexaminar as estratégias de desenvolvimento de outras fontes energéticas.

É necessário que a exploração e produção offshore esteja dentro de padrões de risco requeridos pela indústria e governos.

### Recomendações

De acordo com DHSG (2010) uma indústria eficiente e produtiva necessita de uma regulamentação governamental igualmente eficiente e produtiva. Ficou claro que o órgão que fiscalizava a exploração de petróleo nos Estados Unidos, MMS *Minerals Management Service*, não foi capaz de evoluir junto com a indústria de exploração offshore que está investindo em projetos de altíssimo risco em lâminas d'água ultra-profundas. A agência estava funcionando com menos funcionários e fundos do que o necessário e tinha sérios problemas com conflitos internos relacionados às suas responsabilidades com: leasing, receita, administração de recursos energéticos, aplicação de normas e fiscalização. Esses conflitos foram reconhecidos e o BOEMRE, *Department of Interior's Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement* (órgão criado, após o acidente de Macondo, para a regulamentação da indústria petrolífera) dividiu suas funções em duas agências independentes: *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) e *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM).

Se o BOEMRE é capaz de atingir as metas e cumprir com suas responsabilidades é obrigatório que o congresso aprove o mais cedo possível o aumento nas verbas e nas contratações. No entanto mesmo com esses investimentos será necessária uma quantidade significativa de tempo para o BOEMRE desenvolver-se o suficiente para regulamentar o sistema de projetos da indústria de exploração de produção de hidrocarbonetos de alto risco. Nesse ínterim é interessante que o BOEMRE faça contratações de profissionais experientes e qualificados como: consultores, empreiteiras, sociedades classificadoras e indivíduos com experiência na área (gerentes aposentados, engenheiros, pessoal de operações) que tenham demonstrado capacidade de avaliar apropriadamente as BAST, *best available and safest technologies*, necessárias para resolver o sistema de riscos associados aos projetos de exploração e produção de hidrocarbonetos de alto risco. Seria um trabalho semelhante ao programa da *Certified Verification Agent* utilizado previamente pela MMS para os projetos offshore que apresentassem riscos excepcionalmente altos.

A indústria também precisa desenvolver a capacidade de aplicar consistentemente normas de segurança compatíveis com as BAST em projetos de alto risco dentro e fora dos Estados Unidos. A maioria das operadoras com projetos offshore demonstraram capacidade de aplicar as BAST em regiões com alto risco de exploração. Essas empresas deveriam tomar a liderança para demonstrar que essas medidas de segurança e análise de risco podem ser

consistentemente aplicadas nas operações offshore dos Estados Unidos e do mundo, incluindo os serviços prestados às operadoras pelas companhias de serviços.

Ao mesmo tempo é evidente que a indústria precisa enfrentar importantes desafios para melhorar na: seleção (pessoas com talento e habilidade para as tarefas a serem realizadas), treinamento (para condições de trabalho normais, de emergência e fora da rotina), aconselhamento com mentores, colaboração e trabalho em equipe da gerência da empresa, seus engenheiros e pessoal de operações. É evidente que requerem-se muitas mudanças para viabilizar a aplicação consistente das BAST, incluindo projeto, processos, equipamentos, materiais. Pode-se citar a necessidade de melhorias em equipamentos para prevenir *blowouts*, sistemas de resposta em casos de emergência, projetos de poço, processos de cimentação, perfuração, completação, contenção de vazamentos e recuperação do ambiente contaminado.

Analisando essa demanda presente na indústria de exploração offshore em lâminas d'água ultra-profundas com alto risco de exploração pode-se listar de acordo com DHSG (2010) algumas recomendações principais.

- Desenvolver e manter uma organização eficiente que irá unificar as colaborações da indústria e do governo no desenvolvimento de projetos de exploração de hidrocarbonetos de alto risco.
- Desenvolver e manter instituições governamentais e privadas para desenvolvimento, validação, evolução e implementação de tecnologias de reconhecimento e gerenciamento de riscos, *Risk Assessment Management* (RAM). Incluindo o estabelecimento de metas e objetivos para a exploração e produção de recursos fósseis em ambientes de alto risco.
- Implementar as técnicas de gerenciamento de risco dentro da indústria e do governo para criação e manutenção de organizações de alta confiabilidade, regulamentação de confiança, e sistemas de alta confiabilidade usados na exploração de óleo e gás em ambientes não amigáveis.
- Desenvolver e manter a política de alta confiabilidade no governo e na indústria (operadoras, contratados e reguladores) que mantenham adequados e aceitáveis a produção e proteção. Essas organizações devem ter essa cultura de segurança no trabalho.
- Desenvolver práticas eficientes e confiáveis de resposta a *blowouts*, sistemas de contenção e recuperação capazes de operar em ambientes de alto risco.

### **Consequências do *Blowout* de Macondo**

De acordo com Lippsett (2011) estima-se que foram lançados no oceano cerca de 5 milhões de barris de óleo. Para a estimativa do vazamento a guarda marinha chamou a instituição *Bowen at Woods Hole Oceanographic Institution* (WHOI). A equipe instalou 2 equipamentos de medição em um *Remotely Operated Vehicle*, ROV. O primeiro equipamento de medição baseia-se no efeito Doppler, ADCP, *acoustic Doppler current profiler*, mira-se o ADCP para o jato de óleo e gás que saíam do poço, identificando-se a mudança na frequência da onda sonora que ecoava no jato de hidrocarbonetos foi possível estimar sua velocidade. O outro medidor utilizado foi um sonar de imageamento multifeixe, esse equipamento fornece a quantidade equivalente de pontos preto e branco na seção do fluxo permitindo assim distinguir o fluxo de óleo e gás da água do mar. Para estimar conseguir estimar a razão óleo gás do fluxo foi necessário coletar amostras. Em um estudo publicado pelo periódico *Proceedings of the National Academy of Sciences* o fluxo de hidrocarbonetos de maio de 2010 foi estimado em  $57.000 \pm 9.800$  barris de óleo por dia acompanhado de um adicional de  $2,1 \pm$

0,37 giga gramas de gás. Extrapolando a taxa de fluxo estimou-se que uma quantidade de 4.800.000 ± 800.000 barris tenha vazado para o oceano no acidente envolvendo o poço de Macondo.

As empresas: ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips e Shell fundaram, lideradas pela ExxonMobil, a *Marine Well Containment Company* (MWCC), uma empresa sem fins lucrativos baseada em Houston. O objetivo da empresa é fornecer equipamento e tecnologia para controle de poços no Golfo do México. A empresa está comprometida em responder prontamente a incidentes envolvendo controle de poços no Golfo do México, também se compromete a evoluir conforme a necessidade das operações offshore na região. A empresa trabalha com dois sistemas de contenção. O primeiro é o sistema de contenção provisório. Esse sistema pode suportar pressões de até 15.000 psi e foi projetado para capear ou conter um poço fora de controle em lâminas d'água de até 8.000 pés, 2.500 metros. Após uma revisão componente por componente o *capping stack*, como o equipamento é chamado está disponível para lâminas d'água de até 10.000 pés, 3.000 metros. O sistema tem capacidade de conter vazamentos de até 60.000 barris de líquido por dia e até 120.000.000 pés cúbicos por dia de gás, 2.400.000 metros cúbicos. O produto também inclui um sistema de injeção de dispersantes com capacidade de 15.000 psi. A parte central do sistema é a *capping stack*, com aproximadamente 30 pés de altura, 10 metros, e peso de 100 toneladas. e providencia uma barreira dupla contra o *blowout*, um preventor de *blowout* e a cápsula de contenção. As válvulas podem ser fechadas para capear o fluxo ou redirecionadas para embarcações na superfície através de tubos e *risers* flexíveis. No projeto do sistema a empresa trabalhou com reguladores do BOEMRE para garantir que o novo sistema iria garantir a segurança nas explorações do Golfo do México viabilizando a autorização de novas explorações. MWCC continua se comunicando regularmente com o BOEMRE reportando testes e desempenho em sítio.

O outro produto da empresa é o sistema de contenção expandido. Capaz de conter vazamentos em lâminas d'água de até 10.000 pés, 3.000 metros, 100.000 barris de líquido por dia e 200.000.000 de pés cúbicos por dia. O sistema é composto por duas partes, equipamentos de superfície e de subsuperfície. Entre os equipamentos de superfície encontra-se uma embarcação de armazenamento, do tipo tanques Aframax modificados, com capacidade de armazenamento de até 700.000 barris de líquidos, podendo processar, armazenar e transferir o óleo captado do poço. A planta de processamento vai separar o óleo do gás, armazenar o óleo e realizar a queima controlada do gás. Em caso de mau tempo, tempestades e furacões, que são muito comuns no Golfo do México, esses navios de armazenamento podem ser desconectados da *capping stack*, quando o tempo melhorar podem voltar para a região do poço e serem reconectados a ele. Na subsuperfície encontra-se uma montagem de contenção de subsuperfície, que cria uma conexão permanente selada para prevenir o óleo de escapar para o oceano. Essa parte da contenção do *blowout* é equipada com adaptadores e conectores para interagir com várias interfaces diferentes incluindo uma grande variedade de equipamentos e projetos de poços utilizados pelas operadores atuantes no Golfo do México. Esse sistema de contenção pode fechar o poço e parar o fluxo sem necessidade de equipamentos adicionais, se as condições do poço não permitirem seu fechamento, o SCA ligará *risers* e outros equipamentos de contenção diretamente a navios de armazenamento na superfície. Haverá um componente adicional capaz de injetar dispersantes no sistema de subsuperfície para ser utilizado quando as embarcações tiverem que ser desconectadas devido a furacões.

Os prejuízos consequentes desse acidente foram imensos, prejudicando muito a imagem da operadora British Petroleum. As ações despencaram e chegaram a custar US\$27,02

em Junho de 2010. Até o começo de 2011 a BP havia gastado US\$10,7 bi com fechamento do poço, limpeza, processos por danos etc. A BP criou um fundo de US\$20 bi, conhecido como *Gulf Coast Claims Facility*, para arcar com custos de danos ambientais, ferimentos pessoais, limpeza e perda de ganhos, muitos trabalhadores da região que utilizavam o mar como fonte de renda (pescadores, barcos turistas, mergulhos) processaram a BP. Até o início do ano o fundo já havia pago US\$2,7bi em 168.000 reclamações. O governo está processando a BP em US\$21bi, mas as partes podem chegar a um acordo de menor valor. Como a sonda era alugada da Transocean e a BP tinha parceria com Anadarko e MOEX pode haver um acordo no qual essas empresas arquem com parte do prejuízo.

Para minimizar os danos do óleo que vazou foram construídas barreiras com filtros de areia nas praias da Louisiana, as ilhas em direção às quais o óleo avançava foram cercadas por barreiras flutuantes, a BP lançou 785 mil galões de dispersantes sobre a camada de óleo para tentar quebrá-la, adotou-se a queima controlada do óleo como mecanismo de contenção, 730 mil pés de absorventes foram espalhados ao longo da costa, navios sugavam porções do vazamento e separavam o óleo da água, devolvendo-a ao Golfo. O mau tempo (com tempestades e tornados) tornou a contenção do óleo e o isolamento de áreas sensíveis mais complicado e menos eficiente.

Na subsuperfície houve uma série de tentativas já citadas anteriormente. O fechamento do poço ocorreu em 19 de Setembro de 2011. As consequências do acidente foram devastadoras para a imagem da BP como operadora, para o meio ambiente e para a credibilidade de exploração de hidrocarbonetos em ambientes de alto risco. O governo dos Estados Unidos percebeu que a regulamentação para exploração de hidrocarbonetos estava defasada e não havia acompanhado a evolução das indústrias para ambientes cada vez mais perigosos e não amigáveis. Mudanças na regulamentação eram tão necessárias quanto mudanças na cultura de segurança das empresas.

De acordo com McAndrews (2011) a administração de Obama criou um novo órgão regulador *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement*, BOEMRE. Esse órgão substitui a *Mineral Management Services*, MMS dentro do *Department of Interior*, DOI. Foi imposta uma moratória de 6 meses a todas as operações de perfuração em águas profundas do país e no ártico todas as operações de perfuração offshore.

Também foi criada uma comissão nacional bipartidária para investigação do acidente: *National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling*. A função dessa comissão é fornecer recomendações ao governo em como prevenir incidentes similares no futuro.

As consequências do *blowout* envolveram um grande número de instituições federais:

- *Department of Homeland Security*, DHS: empregou a Guarda Costeira americana nas buscas e resgate dos trabalhadores da sonda Deepwater Horizon, na liderança nas tentativas de limpeza do óleo derramado e estabelecimento de um centro de comando. A Secretaria do DHS (secretaria Napolitano) liderou o *National Response Team* (time de resposta nacional), composto por 16 departamentos e agências, responsáveis pela coordenação da prevenção e tratamento de poluição causada por óleo e substâncias nocivas.
- Secretaria Salazar desenvolveu recomendação de medidas de segurança adicionais a operações offshore.

- A *Environmental Protection Agency* (EPA) fez a parte de relações humanas, monitorando e respondendo às preocupações do público relacionadas ao derramamento de óleo.
- A *National Oceanic and Atmospheric Administration*, NOAA forneceu informações meteorológicas e consequências climáticas e biológicas do derramamento para as organizações (federais, estaduais, locais) envolvidas na limpeza do óleo derramado.
- O *Department of Defense*, DOD emprestou a força aérea e a marinha e suas bases para fornecer áreas de testes para as *booms* (boias usadas para contenção superficial do óleo) e outras atividades. O DOD também forneceu aeronaves para a aplicação de dispersantes químicos na camada superficial de óleo, uma das tentativas de diminuir o dano ambiental causado pelo derramamento.
- A *Occupational Safety and Health Administration* (OSHA) avaliou a segurança nos locais de trabalho, relacionados a operações de limpeza, próximos ao Golfo do México, GoM.
- A *Employment and Training Administration*, ETA auxiliou na reciclagem e reinserção no mercado de trabalho dos trabalhadores que haviam perdido seus empregos por causa do derramamento.
- O departamento do DOI chamado *Fish and Wildlife Service*, para ajudar, forneceu pessoal e equipamentos. Eles forneceram boa parte das *booms* usadas. Começaram também os esforços da *Natural Resource Damage Assessment and Restoration* (avaliação e restauração de danos por recursos naturais), essa organização tem como função avaliar e localizar os danos a longo prazo, consequência do impacto ambiental causado.
- O *National Park Service* (serviço de parques nacionais) atuou na proteção de recursos e segurança humana em 8 parques nacionais na região do GoM.
- O *National Institute for Occupational Safety and Health* (NIOSH) trabalhou com as respostas químicas, físicas, biológicas e psicológicas dos trabalhadores. Nessa análise o NIOSH identificou, avaliou e monitorou os parâmetros citados.

O Presidente Barack Obama também determinou que o DOI elaborasse um relatório de medidas de segurança, *Safety Measures Report*, para identificar as medidas necessárias para aumentar a segurança da exploração de óleo e gás e seu desenvolvimento na *Outer Continental Shelf*, OCS (regiões de águas ultra-profundas, fora da plataforma continental). Dentre as recomendações do DOI estão algumas medidas específicas para projetos que assegurem: redundância suficiente nos BOPs, promover a integridade do poço, alcançar a integridade do poço e estimular uma cultura de segurança através de pessoal e gerência.

Todas as operações de óleo e gás estão sujeitas a investigações por leis federais, regulamentação do BOEMRE e mandatos de coordenação, (BOEMRE, 2010 apud McAndrews 2011). O BOEMRE está coordenando o programa de inspeção do Golfo do México, existem 55 inspetores que visitam plataformas offshore diariamente, existem também testes sem aviso prévio para testar o estado de preparação em caso de vazamentos. Se as empresas não estiverem de acordo com os requerimentos das listas de inspeção uma possível penalização é a suspensão das operações (BOEMRE, 2010c apud McAndrews 2011).

Segundo McAndrews (2011) existem uma variedade de opiniões em relação às consequências das mudanças na regulamentação de perfurações offshore. Uma pesquisa conduzida pela Deloitte consultoria, com profissionais da área de óleo e gás, em Novembro de 2010 revelou que dois terços dos entrevistados pensam que essas mudanças na regulamentação, feitas após o acidente de Macondo, são prejudiciais para a indústria, sendo as empresas independentes de exploração e produção as mais prejudicadas. A maioria dos profissionais da área acreditam que as melhorias na segurança durante a perfuração devem partir da própria indústria e não de uma regulamentação externa (PennEnergy, 2010 apud McAndrews, 2011).

O *blowout* de Macondo teve um profundo impacto na regulamentação envolvendo segurança e meio ambiente no Golfo do México. Em 14 de Outubro de 2010 tornou-se efetiva a política de segurança em perfuração (*The Drilling Safety Rule*). Essa regulamentação engloba a parte de integridade do poço e equipamentos de controle de poço.

#### Integridade do poço:

- É obrigatório seguir a prática padrão recomendada pelo Instituto Americano de Petróleo (API), RP 65 – Parte 2, Isolamento de potenciais zonas de influxo durante construção do poço.
- Submissão de um certificado assinado por um engenheiro registrado alegando que o revestimento e cimentação estejam em condições apropriadas.
- São requeridas duas barreiras independentes para cada caminho de fluxo durante as atividades de completação, deve ser certificado por um engenheiro registrado.
- Assegurar a instalação apropriada de revestimento ou *liner* na cabeça do poço ou *liner hanger* (ponto de assentamento do *liner*).
- Aprovação do Gerente antes de circular fluido de matar.
- Treinamento em controle de poços em águas profundas para todos trabalhadores da plataforma.

#### Equipamentos de Controle de Poços:

- Submissão da documentação e esquema de todos os sistemas de controle.
- Verificação independente de que todas as gavetas cegas são capazes de cisalhar qualquer tubo de perfuração no poço sob condições esperadas de pressão de superfície.
- Deve haver a possibilidade de operação do BOP através de ROV. O ROV deve ser capaz de, no mínimo, fechar uma ramificação dos tubos, uma gaveta cega e desconectar o *riser* da cabeça do poço.
- É obrigatório manter um ROV e uma equipe treinada para sua operação em todas plataformas offshore em base contínua.
- É obrigatório haver sistemas de *autoshear* e *deadman* em todas as plataformas de posicionamento dinâmico. *Autoshear* é um sistema projetado para fechar automaticamente o poço se o *riser* for desconectado acima do BOP. O sistema de *deadman* fecha o poço automaticamente caso haja perda simultânea de pressão hidráulica e de eletricidade nos controles de subsuperfície, API (2010).
- Estabelecimento de exigências mínimas para os trabalhadores autorizados a operar equipamentos críticos.

- Documentação a respeito do BOP contendo inspeção e manutenção de acordo com a norma API RP 53.
- É necessário testar todas as funções de intervenção do ROV no BOP.
- Deve haver teste dos sistemas de *autoshear* e *deadman*.
- Necessário teste de pressão caso alguma gaveta de cisalhamento seja usada durante uma emergência.

De acordo com (30 CFR Part 250, 2010 apud McAndrews 2011) essa nova política de exploração (*Drilling Safety Rule*) representará um custo anual de US\$ 183,4 milhões para as operadoras na OCS. A regra que contribui com a maior parte do gasto é o teste das funções do ROV para operação do BOP.

Também foram implementadas as normas de segurança em ambiente de trabalho (*The Workplace Safety Rules*). Essas normas eram recomendações do Instituto Americano de Petróleo API e passam a ser obrigatórias.

- Informações de segurança e proteção ambiental necessárias para qualquer operação: dados de projeto, diagramas de fluxo, diagramas de componentes mecânicos (encanamento e instrumentos).
- Análise de riscos para a operação.
- Gerenciamento de mudanças, elaboração de um programa bem estruturado que auxiliará mudanças físicas, operacionais e de gestão.
- Avaliação de operações e procedimentos por escrito.
- Práticas de trabalho seguras: manuais, padrões, regras de conduta.
- Treinamento em: práticas de trabalho seguras, parte técnica da operação.
- Integridade mecânica: programas de manutenção preventiva, controle de qualidade.
- Revisão de todos os sistemas antecedendo o início das operações.
- Resposta a emergências e controle: planos de evacuação de emergência e contenção de vazamentos.
- Investigação de incidentes: procedimentos para investigação de incidentes, ação corretiva e acompanhamento.
- Auditorias: auditorias a cada 4 anos, no início intervalo de 2 anos para reavaliação e subsequentes intervalos de 3 anos para auditorias.
- Documentação: necessária documentação que contenha todos os elementos acima.

Há 4 áreas importante que a regulamentação anterior não cobria: análise de riscos, gerenciamento de mudanças, procedimentos de operações e integridade mecânica. Esse programa de segurança em ambiente de trabalho tem custo de implementação estimado em US\$ 2 milhões anuais para cada operadora. Todas as operadoras são obrigadas a identificar e documentar riscos potenciais, aumentando a responsabilidade por análise e gerenciamento de riscos.

A DNV, Det Norske Veritas é uma empresa multinacional que fornece serviços associados a gerenciamento de riscos. A sede da empresa fica na Noruega mas tem atuação em outros países desde 1867, atualmente presta serviços em 100 países. A DNV tem como foco os setores: marítimo, óleo e gás, alimentação e bebidas e assistência médica e é vista como autoridade em segurança, McAndrews (2011).

Em resposta ao *blowout* de Macondo a DNV elaborou um relatório no qual destaca os aspectos que acreditam ser cruciais para um regime de segurança efetivo nas explorações offshore no Golfo do México. Deve-se balancear esse regime considerando os riscos próprios desse tipo de exploração com os benefícios para a sociedade e deve conter as seguintes características (DNV,2010b apud McAndrews, 2011).

- Regulamentação baseada em desempenho associada a regulamentação prescritiva.
- Considerando tecnologia, aspectos organizacionais e pessoais.
- Funções e responsabilidades claramente definidas.
- Aplicar gerenciamento de riscos: identificação, redução e controle de riscos.
- Monitoramento de desempenho compartilhado.
- Viabilidade econômica e tecnológica.
- Equilíbrio entre risco, controle e circunstância.

A implantação de um regime de segurança no setor de exploração e produção offshore deve garantir:

- Preservação da vida, meio ambiente e propriedade de maneira efetiva, consistente, transparente e previsível, tanto para aqueles afetados e envolvidos diretamente quanto para aqueles afetados indiretamente como: pescadores, setor de turismo, recreação e todo o ecossistema.
- Riscos avaliados apropriadamente e todas as medidas de prevenção e mitigação identificadas.
- Medidas de segurança implementadas e mantidas por todas as partes envolvidas estando de acordo com as avaliações de risco obrigatórias e com as prescritas pela regulamentação.
- Monitoramento contínuo, durante a vida útil do projeto, das condições de proteção, instalações, procedimentos, pessoal e organização para funcionamento apropriado, observância de todas as regulamentações e para assegurar que os riscos não aumentem.
- Inovações técnicas e melhora na eficiência devem ser implementados de maneira segura e responsável.

Infelizmente a regulamentação de segurança e meio ambiente, tipicamente, só é revisada após a ocorrência de um acidente. Foi o caso de acidente como: Exxon Valdez, Piper Alpha, Bhopal e Texas City. A DNV acredita que o problema com essas mudanças reacionárias da regulamentação é a particularidade das medidas adotadas, elas acabam sendo muito focadas nas causas daquele acidente em particular e se esquecem de outras possíveis situações de risco não relacionadas ao acidente.

Esse tipo de mudança na regulamentação é fácil de implementar e monitorar, mas pode não prevenir novos tipos de acidentes relacionados a novos desafios ou novas tecnologias na exploração em águas profundas. Elas também fazem com que o operador sinta necessidade de apenas obedecer a regulamentação ao invés de ser mais proativo em relação a segurança em operações offshore. Uma regulamentação mais flexível baseada em desempenho pode ser mais eficiente em áreas operacionais com rápidas mudança tecnológicas e grandes desafios. A DNV acredita que o modelo mais eficiente é um regime de segurança offshore baseado em desempenho que requeira avaliações de risco complementadas por uma

regulamentação específica, obrigatória ou recomendada, para o caso selecionado. (DNV, 2010b apud McAndrews, 2011).

Outro benefício de uma regulamentação baseada em performance é que ela ajuda a definir claramente funções e responsabilidades, as autoridades definem uma meta e as operadoras são responsáveis por garantir que essas metas sejam atingidas. As operadoras não dependem das autoridades para garantir segurança, forçando-as a realizar gerenciamento de riscos leva ao controle e redução do risco.

Através da figura 18, no anexo, DNV descreve um regime de segurança ideal para operações offshore. A abordagem do gerenciamento de risco é caracterizada por três elementos principais: risco, controle e circunstância. A operadora identifica todos os riscos, deve-se implementar mecanismos efetivos de controle de risco para garantir que as exigências regulamentadas e comprometimento com a segurança sejam alcançadas na prática. Uma etapa crucial durante projeto e operação é a verificação, independente e competente feita por terceiros. O estado de todos os elementos devem ser continuamente monitorados para evitar degradação do regime com o tempo.

As propostas de mudanças na regulamentação de segurança da EPRINC, *Energy Policy Research Foundation, Inc.* assemelham-se às da DNV. A EPRINC é uma organização sem fins lucrativos que estuda a economia nos setores energéticos com ênfase especial na indústria do petróleo. A fundação publicou um artigo em Junho de 2010 ressaltando que a imposição da moratória às explorações no Golfo do México e Ártico tinham custos altíssimos e não apresentavam benefícios substanciais na diminuição do risco de futuros acidentes, (EPRINC, 2010 apud McAndrews, 2011)

Segundo (McAndrews, 2011) assim como DNV, a EPRINC apoia um modelo baseado em desempenho para o novo regime de segurança a ser implantado, pois valoriza a cultura de segurança e a longo prazo traria melhores resultados conforme avanços tecnológicos sejam feitos. Porém DNV apoia um regime de segurança baseado em desempenho associado a um regime prescritivo, já a EPRINC acredita que o próprio custo de um acidente de grandes proporções é um incentivo suficiente para que as empresas melhorem seu desempenho em segurança, no entanto não aventura-se a explicar porque esse custo não foi suficiente para evitar o acidente de Macondo. A EPRINC também acredita que a maioria das ações tomadas pelo governo além de representar um custo muito alto para as operadoras acarretaria na perda de receita do governo (royalties e impostos).

### **2.2.7 Enchova Blowout**

Na Bacia de Campos, a plataforma central do campo de Enchova, foi cenário de dois grandes incidentes. O primeiro ocorreu no dia 16 de Agosto de 1984. A maioria dos trabalhadores foi retirada com segurança, mas 42 pessoas morreram durante a evacuação da plataforma que sofreu *blowout* seguido de explosão e incêndio. 36 pessoas morreram por causa do mal funcionamento dos cabos que desciam o bote salva-vidas para o mar resultando em uma queda de 15 metros, outras 6 pessoas morreram ao pular da plataforma (aproximadamente 35m). O segundo blowout ocorreu no dia 24 de Abril de 1988 e resultou na destruição da plataforma e será considerado neste capítulo.

A plataforma central controlava 23 poços, que possuíam suas cabeças e árvores de natal localizadas no módulo abaixo da subestrutura da sonda. O BOP era conectado às árvores de natal através de um espaçador de alta pressão. O poço que sofreu o *blowout* foi o 19-D direcionado à região sudoeste do reservatório e perfurado em 1983. Em 1988 o poço foi

abandonado no trecho da formação Macaé por causa da diminuição da vazão de óleo e aumento do volume de água. O objetivo era reconcretar o poço mais acima na formação Campos-Carapebus, que contém gás em arenito poroso e friável a alta pressão. A cimentação feita anteriormente não isolava a formação de gás como deveria. A recimentação não foi efetuada porque um obturador externo localizado acima da formação isolava o arenito. A falta de cimentação fez com que o espaço anular abaixo do obturador sofresse contaminação pelo gás proveniente da plataforma.

Em Abril de 1988 durante a completação efetua-se o canhoneamento do revestimento a fim de realizar a recimentação. O densidade do fluido de completação é reduzida por causa da ocorrência de perda de circulação, com isso contém-se a invasão do fluido de completação, porém os operadores desconhecem a presença do obturador e ao tentar circular o fluido de completação pelo anular até a superfície acabam induzindo novamente a perda de circulação de fluido para a formação. No dia 24 de Abril de 1988, realiza-se novo canhoneio um pouco mais acima do anterior para permitir a circulação do fluido e das continuidade à operação de recimentação. Sem que a equipe perceba ocorre invasão de gás para o interior do poço. Isso ocorre no mesmo período em que se dá a troca de turno, por problemas de comunicação, os operários do turno atual acreditam que há dentro do poço 3 tubos ao invés de 3 seções tubulares. Quando o gás chega à superfície, o operários resolvem tirar o tubos do poço para fechá-lo. Ao puxar a coluna ela alcança o limite da torre e o sistema limitador da catarina paralisa o guincho. A situação se agrava quando o *packer* é desenroscado e os operários tentam instalar o inside BOP mas o fluxo de gás levanta a coluna. Neste momento aciona-se a gaveta cega que impede a coluna de continuar subindo porém não contém o *blowout*, a situação fica fora de controle e se dá o início da evacuação da plataforma.

Barcos *fire fighting* são chamados para controlar o incêndio na plataforma que se estende por semanas. O influxo de gás cessa (*blowout* extinto) e o controle do poço é restabelecido após a perfuração de 2 poços de alívio no dia 23 de Maio de 1988.

Este acidente, apesar dos grandes prejuízos, contribuiu para a aquisição de experiência da Petrobrás em políticas de segurança contra *blowout*. Hoje em dia, no Brasil, além de serem seguidas as normas da American Petroleum Institute, API, também são cumpridas as determinações da Agência Nacional do Petróleo, ANP e da Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT. A Petrobrás tem instalado em seus poços além do BOP a gaveta de acionamento remoto que, ao ser acionada na superfície estrangula o poço, operando assim sempre em redundância de medidas de segurança contra *blowout*.

### 2.2.8 Campo de Frade

O Campo de Frade é o oitavo maior produtor do país individualmente. Em Setembro produziu 74,768 mil barris de óleo e 899,35 mil metro cúbico de gás.

De acordo com Valor Econômico (2011) o primeiro vazamento de petróleo em alto-mar no Brasil após o acidente de Macondo foi protagonizado pela Chevron. Na noite do dia 11 de Novembro de 2011 a Chevron calculava que 60 barris de óleo haviam chegado a superfície. O poço está localizado a 370 km da costa do Rio de Janeiro, na Campo de Frade a uma profundidade de 1200 metros.

A ANP informou que o acidente ocorreu na quarta-feira dia 09 de Novembro de 2011, com um kick de gás durante injeção do fluido de perfuração no poço. O trabalho estava sendo feito por técnicos da plataforma Sedco706 (semisubmersível) da Transocean. O BOP, *blowout preventer*, funcionou, mas suspeita-se que a manobra para matar o poço ativou uma

falha na estrutura geológica. Verificada por um ROV, a Chevron concluiu que o vazamento era proveniente dessa falha.

Segundo a diretora da ANP, Magda Chambiard, a Chevron acionou seu plano de emergência individual, que é obrigatório para operações no Brasil. Apesar do acidente ter ocorrido no dia 09 de Novembro, a empresa só informou o problema no site americano. No Brasil a notícia veio `a tona com o Sindipetro, Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense.

De acordo com Agência Estado (2011) no dia 12 de Novembro de 2011 a Chevron comunicou que interrompeu as atividades de perfuração no Campo de Frade e estimava o vazamento entre 404 e 650 barris de óleo. A operação da Chevron mobilizou sua equipe global de resposta a emergências ambientais coordenando uma frota de 17 navio de apoio, cedidos por companhias que atuam na Bacia de Campos, para controlar a mancha de óleo.

No dia 15 de Novembro de 2011 a Chevron Brasil informou que foram bem sucedidas as operações de controle do Campo de Frade e o vazamento reduziu-se a um gotejamento ocasional. Em nota a empresa informou que manterá os trabalhos de controle da mancha de óleo durante o processo de selamento e abandono do poço. Embora ainda na fossem conhecidas as causas do acidente, a ANP aprovou o plano de abandono definitivo do poço.

No dia 17 de Novembro de 2011, em entrevista `a Agência Estado (2011), o diretor-geral da ANP, Haroldo Lima, informou que o óleo que escapava do Campo de Frade era proveniente de vazamento na sapata de um dos poços. Parte do óleo escapou por esse furo e atravessou uma falha geológica desembocando no assoalho oceânico em um ponto cerca de 150 metros adiante. Isso significa que o vazamento ocorreu por falha na operação do poço e não por uma falha natural alheia `as responsabilidades da empresa.

Depois de cimentado o poço, também será tampada a rachadura no fundo do mar. Lima está convicto que multas pesadas serão aplicadas a Chevron Brasil, pela falha de operação que levou ao vazamento e também porque informou a ANP o mesmo volume de óleo vazado por três dias seguidos, o que é impossível. 9 engenheiros da ANP acompanham a operação para contenção do vazamento. A previsão é de que a mancha não alcance o litoral.

No entanto, o secretário do Meio Ambiente do estado do Rio de Janeiro, Carlos Minc alertou que a região do derramamento de óleo é rota migratória de baleias-jubarte e golfinhos. O secretário afirmou que três equipes do governo estadual monitoram o litoral fluminense e estão realmente preocupados porque nessa época do ano esses animais vão para a região em busca de um tipo de camarão do qual se alimentam e um local de reprodução. Existe também um fenômeno natural chamado corrente rotor que ocorre próximo a região do acidente e leva o que chega ali para perto de Arraial do Cabo e Búzios. Correio do Estado (2011).

Há controvérsias também relacionadas `a quantidade de óleo que vazou, a ONG SkyTruth utilizando imagens de satélite, estima que o poço no Campo de Frade tenha derramado 15 mil barris de óleo. A polícia Federal abriu um inquérito para investigação do acidente e divulgou em nota que uma equipe de peritos foi enviada `a plataforma para iniciar as investigações.

### 2.3 Materiais e Métodos

Realizou-se uma revisão bibliográfica de materiais produzidos por comunidade científica e empresas consideradas autoridades no assunto e reconhecidas por seu trabalho de qualidade. Para a bibliografia procurou-se por trabalhos que explorassem as consequências do acidente ocorrido em 20 de Abril de 2010 no Golfo do México envolvendo o poço de Macondo e a plataforma Deepwater Horizon. Mais especificamente procurou-se pelas consequências relacionadas a respostas da indústria e da legislação americana para o acidente. Também foram realizados breves estudos sobre o *blowout* do campo de Enchova, 1988, operado pela Petrobrás e mais recentemente o vazamento no campo de Frade, 2011, operado pela Chevron Brasil. As informações sobre o vazamento da Chevron foram coletadas em notícias de jornal.

Como o acidente de Macondo envolveu um *blowout* de grandes proporções também realizou-se um breve estudo sobre métodos de combate a *blowouts*. Para isso utilizou-se além de publicações acadêmicas um livro que explora o assunto controle de poços.

### 2.4 Resultados Obtidos e Discussão

Com o desenvolvimento do trabalho constatou-se que o *blowout* de Macondo foi um dos maiores derramamentos de óleo ocorridos na história e teve grandes consequências para o futuro da exploração e produção de óleo e gás em águas profundas. A primeira medida tomada pelo governo americano foi impor uma moratória de 6 meses que impedia novos projetos de perfuração no Golfo do México, inicialmente deveria valer até o dia 30 de Novembro de 2010 mas foi suspensa no dia 12 de Outubro de 2010. O principal motivo para a suspensão da moratória foram as pressões exercidas pelo setor de óleo e gás que atestavam prejuízos econômicos trazidos pela suspensão das operações.

Órgãos ligados ao governo produziram relatórios identificando as causas do acidente, baseados nas principais falhas que culminaram no *blowout* a legislação americana para exploração em águas profundas sofreu grandes alterações tornando obrigatório para as empresas realizar testes de equipamentos, análises e gerenciamento de riscos, relatórios assinados por engenheiros credenciados e mudanças no regime de segurança para explorações offshore. O governo também determinou a realização de inspeções contínuas nas plataformas, no caso do não cumprimento das novas normas penalizações serão aplicadas, por exemplo: advertências escritas, fechamento da plataforma, de equipamentos, da zona ou das tubulações. Se for do interesse nacional pode-se realizar a suspensão das operações.

De acordo com DHS (2011) ficou evidente que quando a tomada de decisão envolve segurança e a oportunidade de economizar tempo e dinheiro a empresa optou pelos lucros. Como resultado de um efeito em cascata, de uma estrutura profundamente falha considerando análise de sinais, tomada de decisão e processos organizacionais e gerenciais, a segurança foi comprometida ao ponto de culminar em um *blowout* com proporções catastróficas.

Segundo McAndrews (2011) este acidente evidenciou as deficiências em segurança das operações de óleo e gás em águas profundas nos Estados Unidos, incluindo a falta de fiscalização do governo. A investigação do acidente feita pela BP ressalta as principais áreas nas quais houve falhas de segurança e a necessidade de melhorias. As novas normas de segurança para perfuração nos Estados Unidos fornecem regulamentações mais rigorosas e prescritivas como melhoria do desempenho do BOP e necessidade de verificação dos projetos por um engenheiro registrado. Essas novas regras aumentam o custo de operação em águas profundas em aproximadamente US\$184,3 milhões para cada operadora no Golfo do México.

A DNV sustenta a visão de que uma boa solução seria a implantação de um regime de segurança baseado em desempenho associado a um conjunto de normas impostas pelo governo. A EPRINC acredita que um regime baseado em desempenho é suficiente, uma vez que a nova regulamentação representa um custo muito alto para as operadoras e perda de receita para o governo.

As empresas ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips e Shell fundaram a MWCC, Marine Well Containment Company. Essas empresas reconheceram a necessidade de estarem melhor preparadas para o caso da perda de controle do poço e sua subsequente contenção.

O último grande incidente ocorrido no Brasil envolvendo *blowout* foi em 1988 na Bacia de Campos envolvendo a plataforma central do campo de Enchova. O *blowout* se estendeu por 1 mês e só foi extinto com a perfuração de 2 poços de alívio. Com a exploração acelerada do pré-sal, em águas ultra-profundas pode-se destacar o potencial de ocorrência de acidentes envolvendo *blowouts* no Brasil.

Mais recentemente houve problemas com um vazamento na campo de Frade, operado pela Chevron, o

### 3. Conclusões

Analisando a repercussão desse tipo de acidente pode-se perceber que suas consequências são devastadoras, com grandes prejuízos financeiros e ambientais. A resposta das empresas com desenvolvimento de novos equipamentos, investimento em políticas de segurança e comprometimento com a adequação às normas é muito promissora. O governo americano foi eficiente nas tentativas de controle de danos, investigação e prevenção de futuros acidentes. A nova regulamentação, bem mais exigente, torna as chances de ocorrência de *blowouts* muito menor.

Infelizmente foi necessário a morte de 11 homens e o derramamento de milhões de barris de óleo para que a indústria e governo tomassem consciência dos riscos da perfuração em águas profundas. É necessário que empresas e governos cooperem para tornar a exploração em águas ultra-profundas um empreendimento seguro e economicamente viável. No caso brasileiro, este acidente serviu como alerta para questões de segurança, a Petrobrás já adquiriu equipamentos de contenção de blowouts da MWCC para serem utilizados em caso de acidentes.

Um regime de segurança baseado em desempenho associado a regulamentação e fiscalização governamental é uma política de segurança que aparenta ser muito eficiente tanto para o caso das explorações no Golfo do México como nas águas profundas da Bacia de Santos. A implementação de um regime baseado em desempenho estimula as empresas a investir e desenvolver suas políticas de segurança e treinamento de pessoal, mas por si só não é suficiente para garantir a segurança nas explorações e é aí que entra o papel do governo, com o dever de estabelecer normas reguladoras, fiscalizar seu cumprimento pelas operadoras e aplicar penalizações no caso do não cumprimento das normas. No Brasil as normas são estabelecidas pela ANP, Agência Nacional do Petróleo e pela ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, seu cumprimento é fiscalizado pela ANP, que exige relatórios das operadoras e prestadora de serviços. Mesmo com uma política rígida, acidentes acontecem, geralmente por irresponsabilidade da operadora ou prestadora de serviço ou falha de equipamentos e é por isso que não se pode abrir mão de um regime de segurança prescritivo, fiscalizá-lo periodicamente e penalizar o responsáveis por irregularidades.

#### 4. Referências

AGÊNCIA ESTADO. Estadão Economia. **O Estado de S. Paulo**. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia+geral,chevron-diz-que-teve-exito-em-controle-de-vazamento,92338,0.htm>>. Acesso em: 17 nov. 2011.

AIRD, P. **Drilling & Well Engineering - Introduction to Well Control**. [S.l.]: Kingdom Drilling Services. 2009.

DEEPWATER HORIZON STUDY GROUP. **Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout**. The University of California Berkeley. [S.l.], p. 126. 2010.

GRACE, R. D. et al. **Advanced Blowout & Well Control**. Houston: Gulf Publishing Company, 1994.

LIPPSETT, L. Up From the Seafloor Came a Bubbling Brew. **Oceanus Magazine**, 5 September 2011.

MARINE WELL CONTAINMENT COMPANY. Expanded Containment System. **Marine Well Containment Company**, 2010-2011. Disponível em: <[http://marinewellcontainment.com/expanded\\_system.php](http://marinewellcontainment.com/expanded_system.php)>. Acesso em: 20 Outubro 2011.

MARINE WELL CONTAINMENT COMPANY. Interim Containment System. **Marine Well Containment**, 2010-2011. Disponível em: <[http://marinewellcontainment.com/interim\\_system.php](http://marinewellcontainment.com/interim_system.php)>. Acesso em: 20 Outubro 2011.

MCANDREWS, K. L. Consequences of Macondo: A Summary of Recently Proposed and Enacted Changes do U.S, Offshore Drilling Safety and Environmental Regulation. **Society of Petroleum Engineers**, 23 March 2011. 9.

MIURA, K. **Blowout no Golfo do México - Reflexões sobre Possíveis Causas e Consequências**. [S.l.]: [s.n.]. 2010.

SCHÜFFNER, C.; ROSAS, R. Notícias - Valor Econômico. **Geofísica Brasil**<http://www.geofisicabrasil.com/noticias/35-noticias/2661-chevron-enfrenta-vazamento-no-campo-de-frade.html>. Disponível em: <<http://www.geofisicabrasil.com/noticias/35-noticias/2661-chevron-enfrenta-vazamento-no-campo-de-frade.html>>. Acesso em: 17 nov. 2011.

COSTA, D. O.; LOPEZ, J. C. **Tecnologia dos métodos de controle de poço e blowout**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo, Maio 2011

## 5. Anexo – Figuras Referentes ao trabalho



Figura 1 - Plataforma Deepwater Horizon em chamas, Macondo blowout. DHSG (2011)



Figura 2 - A plataforma Deepwater Horizon afundou 36 horas após a primeira explosão. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011)

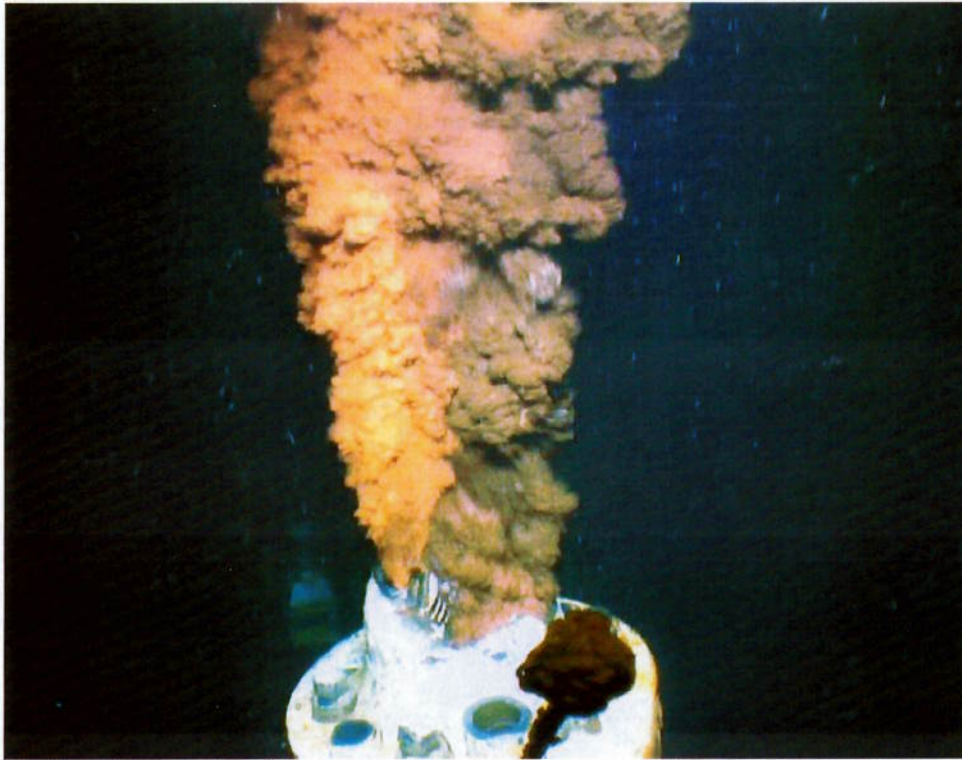


Figura 3 - Óleo e gás natural saindo do poço de Macondo no Golfo do México - Lippsett (2011)

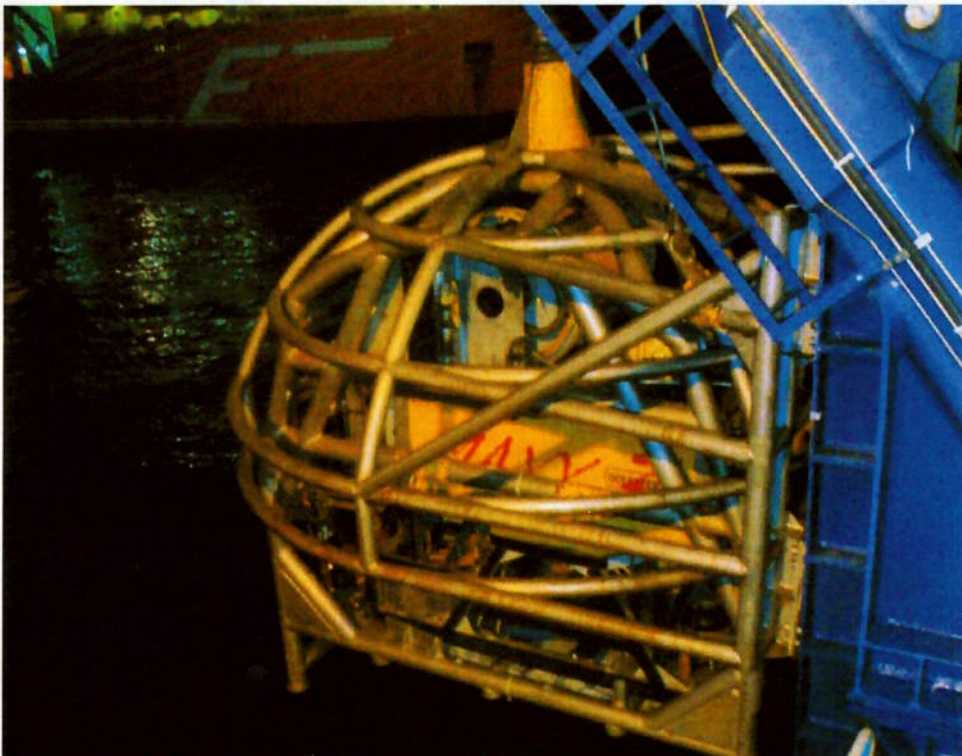


Figura 4 - ROV Maxx 3 transportou os instrumentos acústicos da WHOI para estimativa da vazão de hidrocarbonetos do poço em blowout – Lippsett (2011)



Figura 5 - Ocean Intervention III, plataforma para operações perto da Deepwater Horizon. Lippsett (2011)

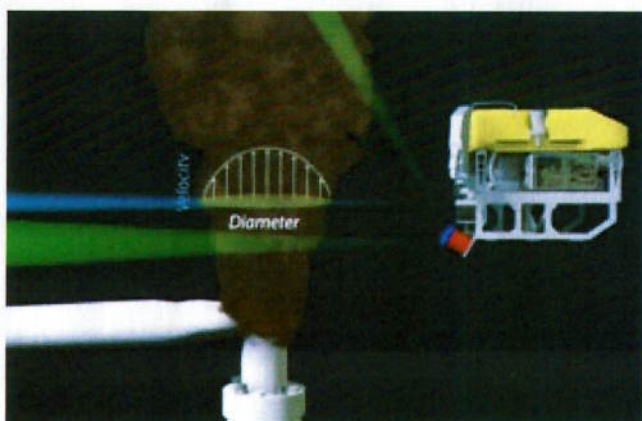


Figura 6 - Equipamento ADCP usado para medir o fluxo de hidrocarbonetos, Lippsett (2011)

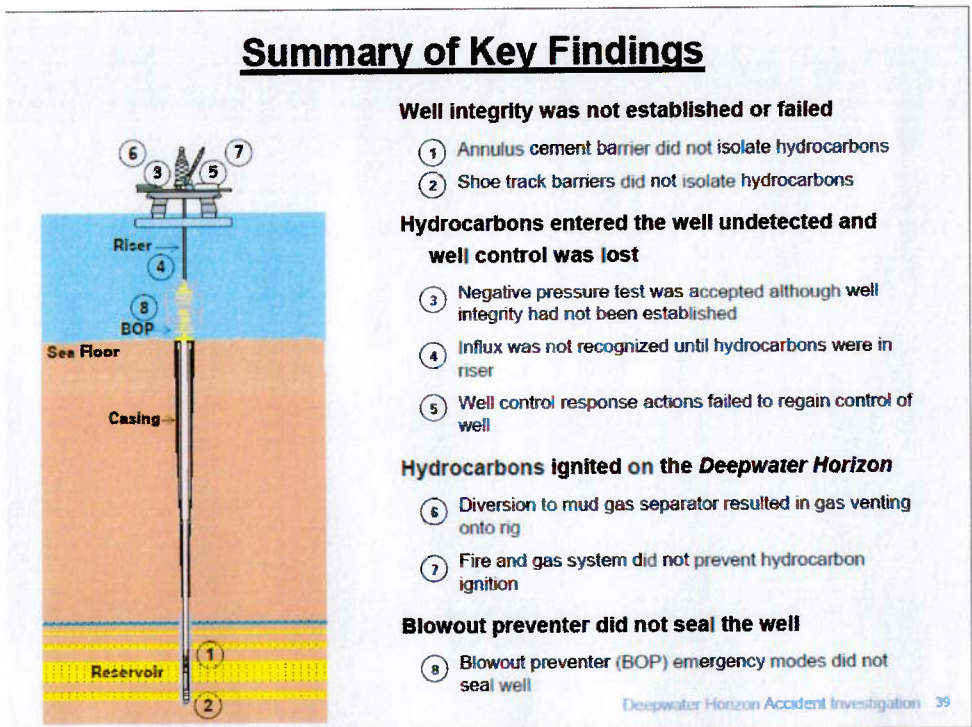
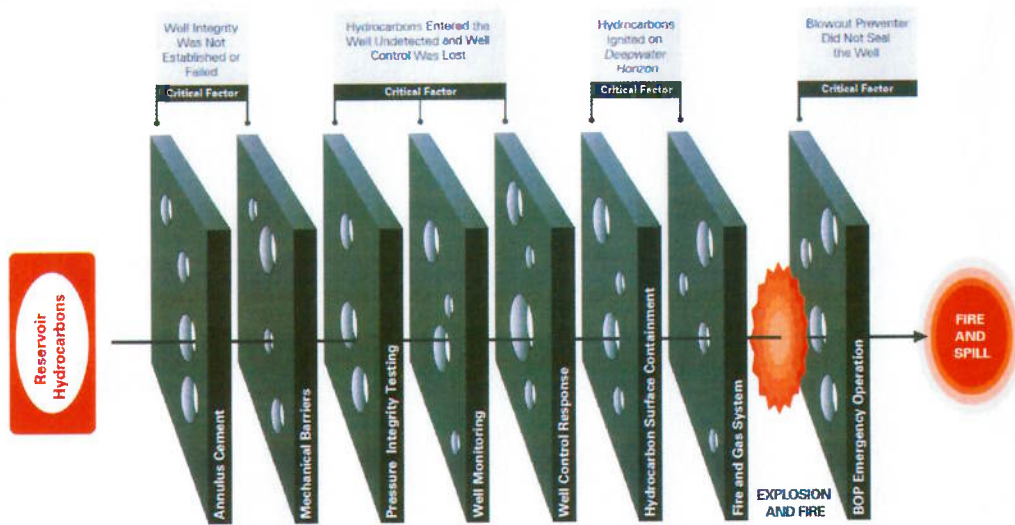


Figura 7 - Eventos que levaram ao blowout, Miura (2010).

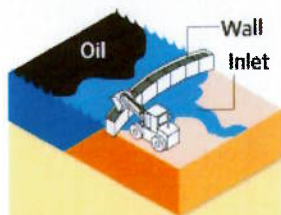


Adapted from James Reason (Hampshire: Ashgate Publishing Limited, 1997).

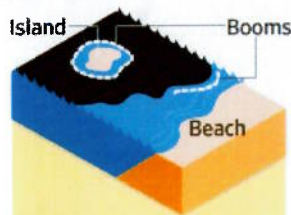
Figura 8 - Barreiras físicas e operacionais (BP Investigation, 2010 apud McAndrews, 2011)

## Fighting the Slick

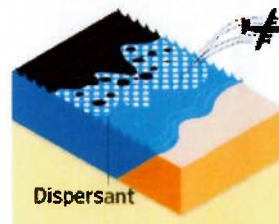
Some of the efforts to control the oil spill's spread:



**Berms and walls:** Barriers are built on beaches or around narrow inlets to protect water further inland. Experts have questioned whether the berms can be built in time.



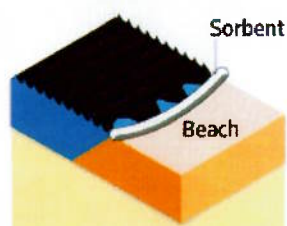
**Booms:** About 1.75 million feet of floating barriers are deployed around islands and in open water to stop surface oil. But oil can form into clumps that slip under booms.



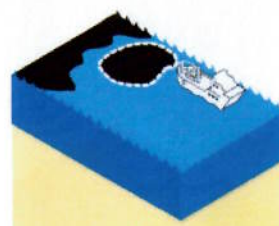
**Dispersant:** BP has sprayed 785,000 gallons of dispersant to break up the oil slick (685,000 gallons on the surface and 100,000 underwater). The EPA has told BP to use less toxic dispersants.



**Burning:** Ships corral oil with booms and set it on fire. Burning removes surface oil but releases sooty clouds. The EPA is monitoring coastal air quality.



**Sorbent:** 730,000 feet of polypropylene sponges are deployed on beaches or on the water's surface like a boom. When they fill with oil they must be replaced, making them more costly than booms.



**Skimming:** After oil is corralled with a length of boom, floating skimmers suck the oil onto a ship or barge. They are most effective skimming fresh oil.

Figura 9 - Medidas de controle do óleo adotadas. Miura (2010)



Figura 10 - Guarda Costeira, esforços para impedir que o óleo chegasse à costa. Miura (2010)



Figura 11 - Mau tempo prejudicou a contenção do óleo, Miura (2010)



Figura 12 - Recolhimento do óleo, Miura (2010)



Figura 13 - Queima controlada do óleo, Miura (2010)



Figura 14 - As operações de contenção envolveram mais de 40 embarcações e mais de 1500 pessoas. Miura (2010).



Figura 15 - Equipamento utilizado para selar o poço, Miura (2010).

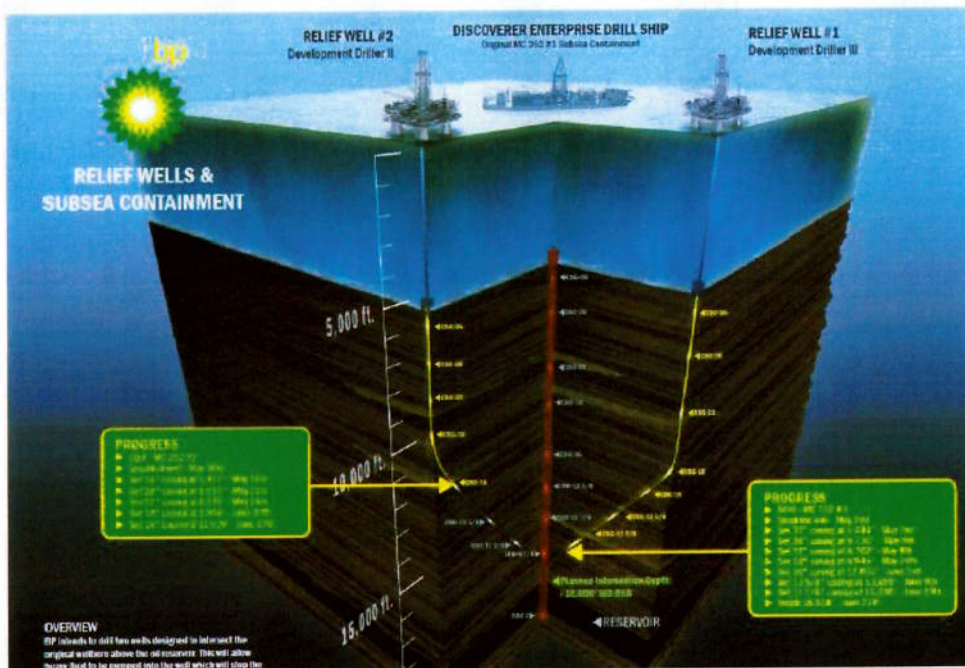


Figura 16 - 2 poços de alívio foram perfurados para contenção de blowout de Macondo.



Figura 17 - Mancha de óleo no oceano, (Rick Loomis, Los Angeles Times, 2010)



Figura 18 - Pássaro morto por causa do óleo que atingiu a costa americana. (Carolyn Cole, Los Angeles Times, 2010)

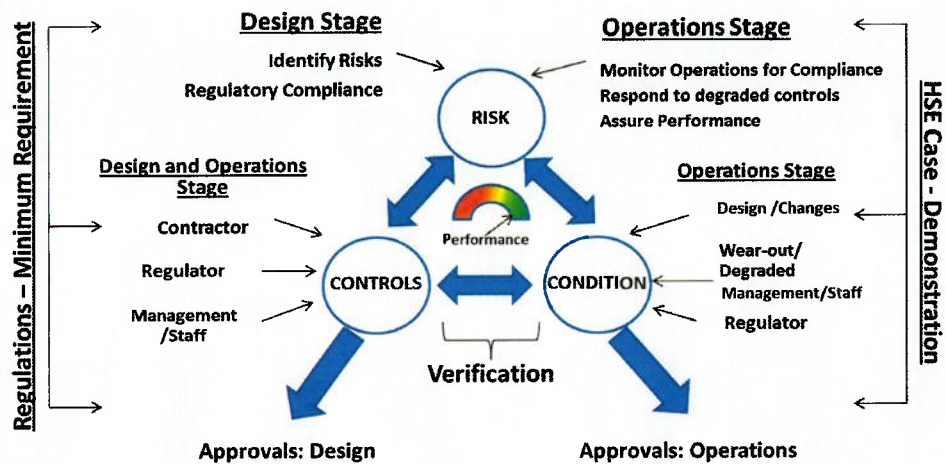


Figura 19 - Ilustração dos elementos de Risco, Controle e Condição em um regime de segurança offshore - (DNV,2010 apud McAndrews, 2011)



Figura 20 - Blowout de Enchova, 24 de Abril de 1988. Costa e Lopez (2011)



Figura 21 - Blowout de Enchova.

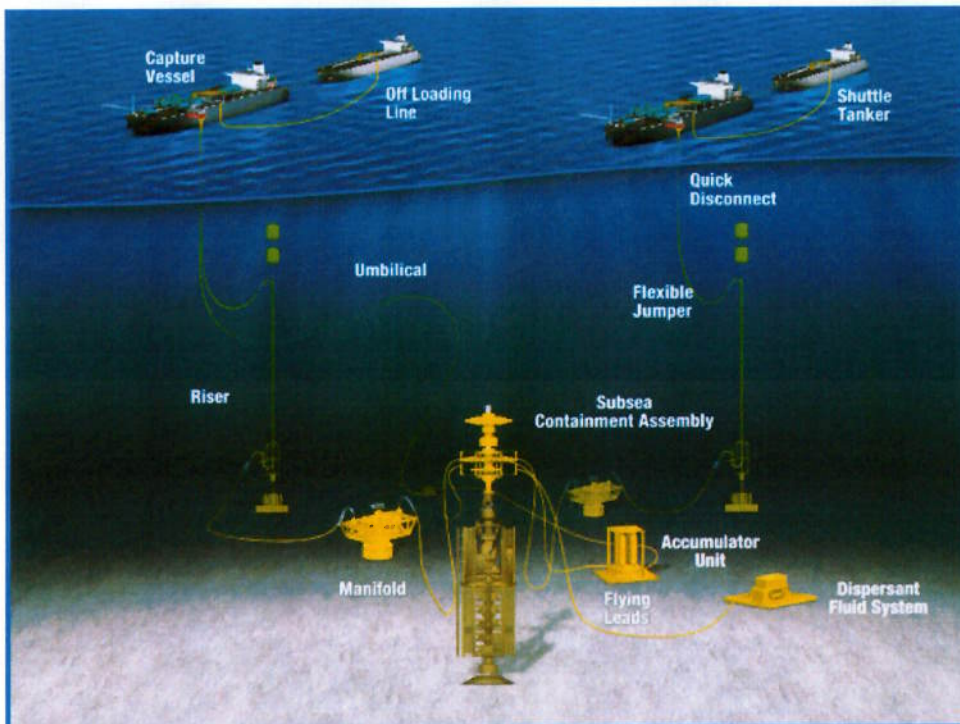


Figura 22 - Expanded Containment System, Marine Well Containment Company

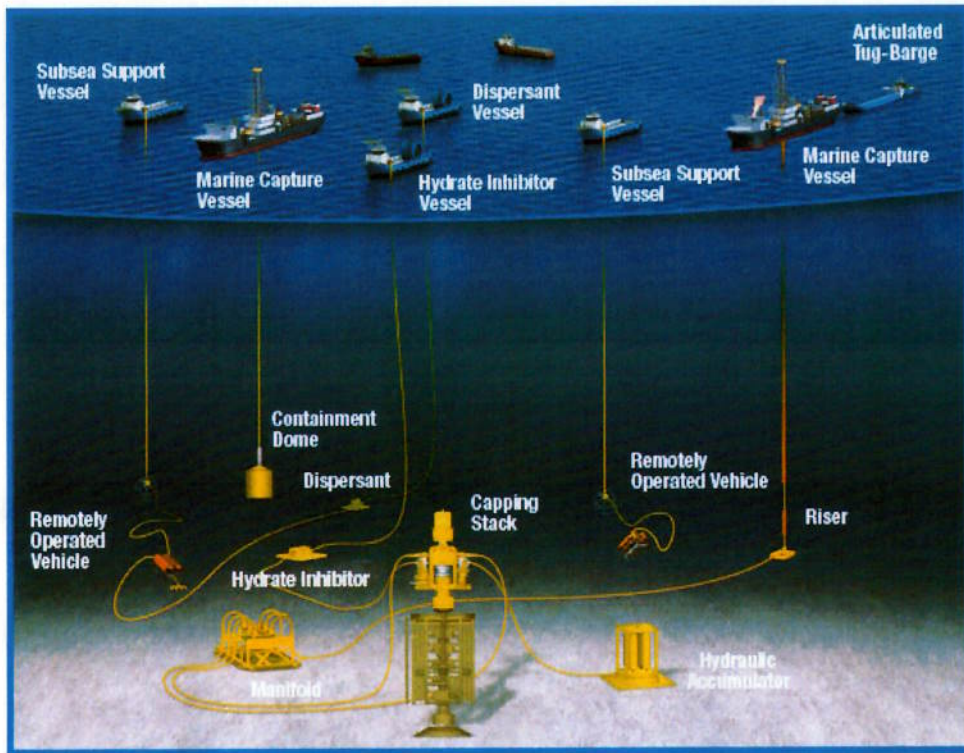


Figura 23 - Interim Containment Systems, Marine Well Containment Company