



**Universidade Federal do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica & Escola de Química  
Programa de Engenharia Ambiental**

**Sidney Leone**

**SUBSCRIÇÃO DE RISCOS DE PETRÓLEO: UMA  
APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RELEVÂNCIA.**

**Rio de Janeiro**

**2012**



UFRJ

Sidney Leone

## **SUBSCRIÇÃO DE RISCOS DE PETRÓLEO: UMA APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RELEVÂNCIA.**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientador: **Prof.a. Claudia Rosário do Vaz Morgado**

**Rio de Janeiro**

**2012**

Leone, Sidney

Subscrição de Riscos de Petróleo: Uma Aplicação da Matriz de Relevância / Sidney Leone - 2012.

91 f.: il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) –

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica e Escola de Química, Programa de Engenharia Ambiental, Rio de Janeiro, 2012.

Orientador: Claudia Rosário do Vaz Morgado

1. Financiamento de Risco. 2. Riscos Pré Sal. 3. Subscrição Riscos de Petróleo. I. Morgado, Claudia Rosário do Vaz. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. IV. Título



UFRJ

# **SUBSCRIÇÃO DE RISCOS DE PETRÓLEO: UMA APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RELEVÂNCIA.**

**Sidney Leone**

Orientador: **Profª. Claudia Rosário do Vaz Morgado**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Aprovado pela Banca:

---

**Presidente**

---

**Professor**

---

**Professor**

---

**Professor**

**Rio de Janeiro**

**2012**

## RESUMO

**LEONE, Sidney. Subscrição de Riscos de Petróleo: Uma Aplicação da Matriz de Relevância. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.**

A indústria de petróleo e gás desempenha um papel vital na economia e sociedade em âmbito global para todos seus extratos. Impulsionada pela crescente demanda mundial por energia, a exemplo das recentes descobertas de petróleo e gás na camada pré-sal, esta indústria move-se em direção a ambientes extremos, em áreas cada vez mais remotas, trazendo á luz a incerteza de novos riscos. O mercado de seguros desempenha importante papel como financiador dos desequilíbrios financeiros provenientes de danos e prejuízos, ocupando-se em entender suas causas, bem como suas conseqüências, apoiando as companhias de óleo e gás a assumir os riscos inerentes as atividades desenvolvidas. Face a complexidade dos novos sítios exploratórios, a preocupação com os impactos ambientais é questão primária tanto para indústria petrolífera quanto para as seguradoras, onde certamente a poluição e suas implicações, no tocante a responsabilidade ambiental, torna-se questão fundamental. Tais condições criam novas exigências junto a indústria de petróleo, obrigando as seguradoras obter um novo olhar sobre os produtos, coberturas disponíveis e metodologia de subscrição.

Não obstante, os governos e agências regulatórias envolvidas com as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, impõem novas obrigações. Abrem-se, em nível mundial, discussões sobre a necessidade de adequações e mudanças nas atuais legislações e protocolos de segurança, quanto a responsabilidade ambiental. O resultado de tais ações impactará diretamente as seguradoras, criando incertezas quanto o seu desempenho no papel de financiador dos riscos para indústria de energia.

Palavras Chaves: Risco de Petróleo, Financiamento de Risco, Subscrição Risco de Petróleo

## ABSTRACT

**LEONE, Sidney. Underwriting Risk of Oil: An Application of Relevance Matrix, 2012. Thesis (MA) - Program of Environmental Engineering, Polytechnic and School of Chemistry, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.**

The oil and gas industry plays a vital role in the global economy and society for all its extracts. The growing global demand for energy, as the recent discoveries of oil and gas in pre-salt layer, this industry moves toward into extreme environments in more and more remote areas, bringing out the uncertainty of new risks. The insurance market plays an important role as a financier of financial imbalances that came from damages, taking care to understand the causes and the consequences, supporting the oil and gas companies to take the risks that are inherent in their activities. Due the complexity of the new exploration places, the concern about environmental impacts is the primary issue for oil industry and insurances, certainly the pollution and hers implications, the environmental responsibility, becomes a fundamental question. That condition creates a new demand from the oil industry, forcing the insurers to get a new perspective on product, coverage available and methodology subscription. Nevertheless, governments and regulatory agencies involved in the exploration and production of oil and gas, impose new obligations. The worldwide opening on discussions about the need for adjustments and changes in current laws and safety protocols, as environmental responsibility. The result of such actions impacts directly on the insurers, creating uncertainties about their performance in the role of financier of risks to the energy industry.

Key Words: Oil Risk, Financing Risk, Subscription Oil Risk.

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1: Quantidade de poços abaixo de 400 m.	16
Figura 2: Etapa I - Identificação e Análise das Exposições a Risco.	28
Figura 3: Ações de Fiscalização da Segurança Operacional (ANP)	43
Figura 4: Processo decisório na subscrição (IIA)	48
Figura 5: Matriz de Relevância	54
Figura 6: Acidentes resultantes de penetração bem-sucedida de múltipla barreiras defensivas (Reason)	66
Figura 7: A análise da barreira de penetração defensiva da BP que levou à ruptura do poço em Macondo	68
Figura 8: Visão Tradicional do Risco e Conseqüência para águas profundas no GOM	71
Figura 9: MTTF – “ <i>Mean Time To Failure</i> ” para BOP	72
Figura 10: Penetração de Barreiras de Proteção, Segurança e Confiabilidade	75
Figura 11: Tendências de Incidentes Provocados pela Instabilidade dos Poços, por Categoria de <i>IMR</i> .	77
Figura 12: Gráfico Total de Dias de Instabilidade do Poço.	78

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1: Tipos de Licença e as Atividades Autorizadas pelas Mesmas.	45
Tabela 2: Documentos Técnicos Exigidos para o Licenciamento.	46
Tabela 3: Técnicas Qualitativas e Quantitativas Aplicáveis	52
Tabela 4: Graduação dos Riscos para Elaboração da Matriz de Relevância	53
Tabela 5 Indicadores de Operação	56
Tabela 6:Indicadores para paradas programadas	58
Tabela 7: Indicadores de Gestão de Mudanças	59
Tabela 8: Indicadores de Intensidade de Manutenção	59
Tabela 9: Indicadores para extensão de trabalhos	61
Tabela 10: Frequência de acidente relativo a riscos operacionais e naturais	63
Tabela 11: Frequência de acidente relativo somente a riscos operacionais	64
Tabela 12: Indenizações pagas pela indústria de seguros para blowout.	64
Tabela 13: Custo total das Indenizações dos acidentes seguráveis	64
Tabela 14: Matriz de Relevância Para Atividade Perfuração (Risco Patrimonial)	65
Tabela 15: Sistemas de BOP definidas por Classe	73
Tabela 16: Principais critérios para classificações de poços ( <i>Dodson Company</i> )	76
Tabela 17: Tempo Total em Dias da Instabilidade do Poço (excluindo clima)	77
Tabela 18 : Matriz de Relevância para Perfuração de Poços	79
Tabela 19 :Matriz de Relevância por Operador e Aspectos Operacionais	79



## SUMARIO

<b>1 – INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
1.1 Apresentação do Tema	11
1.2 Contextualização da Área de Pesquisa	11
1.3 Justificativa	12
1.4 Objetivo	14
1.5 O Estudo	14
<b>2 – PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETROLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS</b>	<b>14</b>
2.1 Investimentos e Perspectivas em Águas Profundas e Pré-Sal Brasileiro	16
2.2 Infra-estrutura Offshore Instalada e Projetada	16
2.3 Contratos e Licitações	17
2.4 Desafios Na Perfuração em Águas Profundas	17
2.5 Impactos Ambientais	24
<b>3 - FINANCIAMENTO DE RISCO</b>	<b>27</b>
3.1 Técnicas para Controle de Riscos	27
3.2 Técnicas de Financiamento de Riscos	27
3.3 Financiamento de Risco para Responsabilidade Civil	29
3.4 Riscos Ambientais em E&P	30
<b>4 - REGULAÇÃO DE SEGURANÇA AMBIENTAL EM E&amp;P</b>	<b>36</b>
4.1 Regulamentos da Noruega	36
4.2 Regulamentos nos EUA	38
4.3 Regulamentos no Brasil	41

<b>5 - METODOLOGIA DE SUBSCRIÇÃO DE RISCOS INERENTES A ATIVIDADE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETROLEO</b>	<b>47</b>
5.1 O Processo de Subscrição	48
5.1.2 Valor do Risco	50
5.1.2.1 Perda Normal Esperada (PNE)	51
5.1.2.2 Dano Máximo Provável (DMP)	51
5.1.2.3 Perda Máxima Possível (PMP)	51
5.2 Avaliação dos Riscos	51
5.3 Matriz de Relevância	53
5.3.1 Classificação dos Perigos	54
5.4 Exposição aos Riscos Operacionais	54
5.4.1 Avaliação dos Riscos Operacionais	55
5.4.2 Modo de operação	56
5.4.3 Intervalo Entre as Paradas Programadas de uma Planta de Processo	57
5.4.4 Gestão de Mudanças - <i>Management Of Change (MOC)</i>	58
5.4.5 Intensidade de Manutenção Necessária Durante a Operação da Planta	59
5.4.6 Nível de lotação Organizacional e Volume de Negócios	59
5.4.7 Extensão de trabalhos com emprego de empreiteiros	61
5.4.8 Inspeção Ambiental	61
<b>6 – ESTUDO DE CASO</b>	<b>63</b>
6.1 Análise Histórica de Acidentes (AHA)	63
6.2 Análise Organizacional dos Acidentes (AOA)	65
6.3 A consequência de falhas	71
6.4 Incidentes e questões organizacionais	71
6.5 As métricas de perfuração em águas profundas no Golfo do México (GOM)	75
6.5.1 Tendências de incidentes com poços de alto grau de Instabilidade	76
6.5.2 Analisando o risco de perfuração em águas profundas - instabilidade do poço	77
<b>7 – CONCLUSÃO</b>	<b>80</b>
<b>8 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>83</b>

## CAPITULO 1 – INTRODUÇÃO

### 1.1 Apresentação do Tema

Apesar da atual crise econômica mundial, a demanda por energia cresce continuamente. Fato este, estimulado pelo crescimento dos novos mercados emergentes. A demanda contínua de energia associada à quase estabilidade produtiva de combustíveis fósseis, nas tradicionais áreas produtoras, obriga a indústria do petróleo expandir-se para regiões geográficas mais remotas. Esta nova fronteira traz consigo novos desafios. As incertezas sobre os riscos enfrentados nestes ambientes extremos trazem a luz a necessidade de um novo entendimento quanto às atuais políticas de financiamento de risco para indústria de óleo e gás.

### 1.2 Contextualização da Área de Pesquisa

Cada vez mais a indústria de prospecção e produção de petróleo e gás direciona suas atividades para áreas que há pouco tempo eram consideradas antieconômicas ou até mesmo impossíveis de serem exploradas.

Há um consenso global que "todo o petróleo fácil de extrair está desaparecendo" (Sharp 2009). Em termos de combustíveis fósseis, a realidade é desconfortável, pois poucas são as alternativas existentes:

- Recuperação e maximização dos reservatórios existentes por meio de técnicas avançadas na recuperação de petróleo, tais como vapor e drenagem assistida;
- A exploração de fontes não convencionais do reservatório, tais como gás de xisto ou depósitos de óleo de alcatrão;
- O desenvolvimento das reservas localizadas em ambientes remotos e extremos, como em águas profundas e no Ártico

Nos últimos 30 anos a atividade exploratória de petróleo e gás transitou da terra para o mar, sendo comuns as atividades em águas cada vez mais profundas e em regiões remotas e hostis, na medida em que os desafios tecnológicos vão sendo vencidos na busca por combustíveis fósseis. Como exemplo, destaca-se as recentes descobertas de óleo e gás na

camada pré-sal brasileiro, situado em média a 2.200 m de lamina d'água, variando entre 2.000 à 3.000 m a espessura da camada de sal.

Das diversas atividades exploratórias de petróleo e gás, a perfuração em ambientes extremos pode ser considerada como um dos mais significativos e complexos problemas, tornando-se um grande desafio tecnológico e operacional.

O mercado de seguros deve trabalhar em parceria com a indústria de petróleo e gás desenvolvendo produtos que atendam às necessidades de ambas as partes, assegurando que as companhias de óleo e gás possam operar em ambientes extremos, dispondo de capacidade financeira suficiente para cobrir integralmente os riscos envolvidos e proporcionar retorno adequado aos fornecedores de capital para o restabelecimento do desequilíbrio financeiro provocado por danos e prejuízos. Por sua vez, é importante que a indústria de petróleo adote normas que garantam a segurança e confiabilidade na concepção e execução de perfuração em ambientes extremos.

Dadas as condições e inovações tecnológicas necessárias para exploração e produção em áreas remotas, este estudo propõe firmar uma diretriz quanto ao gerenciamento dos riscos necessário ao processo de perfuração em águas profundas permitindo estabelecer um elo confiável entre o desenho do plano de seguros, elaborado pelas empresas de exploração de óleo e gás e o mercado de seguros por meio do entendimento específico dos riscos seguráveis, seus limites, coberturas e metodologia de precificação.

### **1.3 Justificativa**

O incidente da plataforma de perfuração semi-submersível "Deepwater Horizon" de propriedade da BP no campo de Macondo - Golfo do México constitui-se em um marco ao se tornar o primeiro grande derramamento de petróleo em águas profundas. A complexidade envolvida na perfuração do poço e as dificuldades encontradas para restaurar o controle do mesmo, culminando nas atividades para combater a poluição e minimizar os impactos ambientais, evidenciaram os problemas adicionais de gerenciamento de riscos em ambientes extremos.

Os maiores prejuízos foram imputados ao EUA. Como resposta imediata as autoridades do EUA e União Européia propuseram, em separado, uma mudança na legislação pertinente a atividade de exploração e produção de petróleo e gás. Tais medidas irão afetar diretamente os custos de operação no local e a capacidade de financiamento por parte das seguradoras.

As propostas encaminhadas pelos governos levantaram dúvidas sobre as apólices existentes e sua disponibilidade para cobrir o risco de poluição.

A tradicional cobertura conhecida como cobertura extra do operador - Operator's Extra Expense (OEE), destinada a cobrir os custos relativos a retomada do controle dos poços em caso de blowout e re-perfuração do mesmo, até então comumente utilizadas para cobrir os prejuízos com poluição sob a forma de responsabilidade do operador dentre os riscos nomeados, evidenciou a falta de clareza quanto a interpretação do clausulado no tocante as despesas com a limpeza decorrente da poluição por derramamento de óleo originado pelos eventos citados.

O desentendimento se dá quanto a adoção de um único limite combinado para o controle, re-perfuração do poço e prejuízos com a poluição e limpeza. Na ocorrência de um acidente significativo em águas profundas, as despesas com a retomada do controle e re-perfuração do poço poderá absorver todo o limite estipulado na apólice, impossibilitando sua utilização para as coberturas de poluição e limpeza. Devido aos incidentes anteriores a plataforma da BP serem considerados inexpressivos, tais hipóteses não haviam sido levantadas, cabendo neste momento as seguradoras buscarem uma melhor compreensão dos riscos agregados com a poluição causada por derramamento de óleo e o desenvolvimento de produtos mais ajustados a necessidade da indústria de petróleo, alterando inclusive a atual metodologia de aceitação e precificação.

Com os elevados prejuízos econômicos sofridos pelo EUA, além das propostas para mudanças na gestão regulatórias, o limite financeiro para responsabilidade com terceiros deverá ser aumentada e a contratação de cobertura para impactos ambientais ser de caráter obrigatório. Limites mais altos necessitam de maior capacidade disponível junto ao mercado de seguros.

Após o incidente com a plataforma "Deepwater Horizon" vários segurados, revisaram seus limites por constatar similaridade quanto a exposição ao risco em questão, exigindo limites mais altos para cobertura de poluição. A questão poderá ser agravada caso se confirme não só a legislação dos EUA, mas de outros lugares, a exigência por força de lei da compra de limites mais elevados para a cobertura de poluição.

Haverá por parte das seguradoras a necessidade de identificar e monitorar a sua exposição acumulada na aceitação de riscos inerentes a atividade de perfuração em águas profundas e ambientes remotos. O aumento da exposição poderá ser verificado com a agregação de perdas com danos físicos, interrupção de negócios, remoção e sinistros com naufrágios, morte e invalidez total ou parcial permanente a pessoas somado as despesas com a

retomada de controle, re-perfuração do poço e controle de poluição. Esta posição é ainda mais complicada uma vez que é prática de mercado a “joint venture” entre companhia de petróleo para um mesmo risco.

#### **1.4 Objetivo**

Como as alterações propostas após o evento de Macondo poderá influenciar a atividade de exploração quanto a responsabilidade financeira para impactos ambientais no âmbito da camada pré-sal no que concerne ao financiamento do risco.

#### **1.5 O Estudo**

O estudo está dividido em 3 partes:

- A visão do Risco de Petróleo pelo Mercado Segurador
- A visão do Risco de Petróleo pela ótica de um sistema de engenharia complexo tomando como base o acidente em Macondo
- Por ser um marco na indústria E&P offshore em águas profundas, o seu efeito e consequências no mercado segurador

## **CAPITULO 2 – PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETROLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS**

A atividade de exploração de petróleo pode ser considerada uma atividade essencialmente arriscada e de custo elevado. Devido à necessidade de volumosos investimentos para financiar os gastos com uma extensa e multidisciplinar base de conhecimento. Estes custos estão relacionados aos levantamentos geológicos e estudos necessários para constatar a possibilidade de existência de petróleo, através da geofísica, sismologia, modelagem, processamento de dados e a multiplicidade de tecnologias sofisticadas. Além disso, é necessário um estudo para avaliar as áreas descobertas, identificar as jazidas e viabilizar as atividades de extração do óleo.

As perfurações offshore, em ambientes extremos, são atividades realizadas no limite exterior das plataformas continentais com profundidade acima de 1.000 pés (profundas) e

acima de 5.000 pés (ultra-profundas). Grande parte desta atividade se dá dentro do chamado “Triângulo Dourado”, demarcado entre o Golfo do México, Brasil e África Ocidental

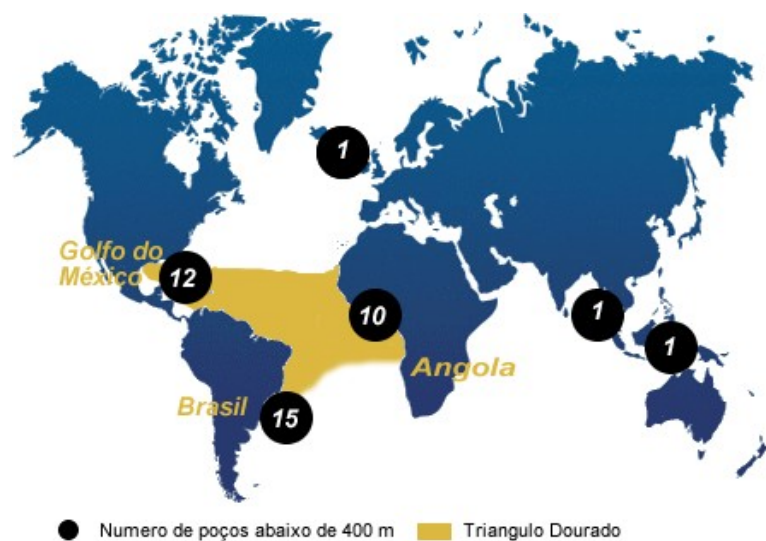
No final de 2008 as reservas mundiais de petróleo offshore bruta totalizavam 213 bilhões de barris (cerca de 18% do total das reservas de petróleo), onde 25 bilhões de barris encontram-se em águas profundas (IEA/2010).

Somente no período compreendido entre 2006-2009 as descobertas de petróleo em água profundas, representaram aproximadamente 14 bilhões de barris de óleo equivalente e 54% das reservas totais mundiais, terra e mar. Só em 2008 as descobertas em águas profundas adicionaram 13,7 bilhões de bope as reservas globais existentes. (SPE/2010)

Em 1975, No Golfo do México foi perfurado o primeiro poço em águas profundas, com mais de 1.000 pés e em 1996 foi aprovado a exploração em águas ultra-profundas superando os 5.000 pés. Em 2011, na costa leste da Índia foi perfurado o poço localizado a maior profundidade, 10.194 pés.

A produção neste ambiente intensificou-se a partir do ano 2000 com a elevação dos preços do petróleo, viabilizando caros projetos offshore. A atividade de E&P, até pouco tempo, era restrita as grandes empresas petroleiras, por seu alto custo operacional e tecnológico, necessários para se perfurar poços em águas profundas. Nos últimos anos, com o aumento dos níveis de financiamento, empresas de menor porte ingressaram neste mercado, operando e perfurando como terceiros fornecendo sondas e plataformas de perfuração. (ASPO/2012)

Figura 1: Quantidade de poços abaixo de 400 m. fonte:Petroleum Economist – modificado



## **2.1 Investimentos e Perspectivas em Águas Profundas e Pré-Sal Brasileiro**

No período de 2005 a 2010 foram contabilizadas 33.989 milhões de bbl, sendo 51% em águas profundas e 49% em outros locais. As descobertas no Brasil representam aproximadamente 1/3 de todas as descobertas de petróleo no mundo, nos últimos 5 anos (PFC Energy/2011). A produção de petróleo entre o período de 1980 à 2010 aumentou na razão de 8,2% a.a. evidenciando o rumo da indústria para as águas profundas e ultra-profundas (Mello/2011).

Em 07/2011 fora divulgado o plano de negócios Petrobras para os anos de 2011-2015, sendo destacado o forte investimento no segmento de exploração e produção de petróleo. Do total de US\$ 224,7 bilhões, 57% (US\$ 127,5 bilhões) serão destinados para este setor. 87% dos investimentos em E&P estarão concentrados em novos projetos, com destaque para o desenvolvimento das áreas do pré-sal e da Cessão Onerosa (US\$ 12,4 bilhões).

Em relação aos blocos da Cessão Onerosa, considera-se a perfuração de dez poços exploratórios, contemplados pelo programa exploratório mínimo exigido pelo contrato, e a entrada em produção do primeiro FPSO da área em Franco 1, com capacidade de produção de 150 mil bod em 2015.

Além do desenvolvimento dos projetos que já integravam a carteira do segmento, será fomentado o Projeto Varredura, cujo objetivo é o mapeamento de oportunidades exploratórias próximas a infra-estrutura existente ou passível de remanejamento. Foram mapeados 284 prospectos nas Bacias de Espírito Santos e Campos e as descobertas nessas áreas já apresentaram uma estimativa de volume recuperável de pelo menos 2.235 milhões de barris de óleo. A participação do pré-sal na produção nacional de petróleo passará da estimativa de 2% em 2011 para 40,5% em 2020.

## **2.2 Infra-estrutura Offshore Instalada e Projetada**

No período compreendido entre 2011 e 2015, serão perfurados 67 poços exploratórios na Bacia de Campos e demandarão recursos para sua exploração na seguinte proporção (Marcuso/2011):



		Lula NE FPSO Cidade de Paraty		Lula 3 Central FPSO
	Guará Piloto 2 FPSO Cidade de São Paulo	Parque das Baleias FPSO - P-58	Guará Norte FPSO	Lula 4 Alto FPSO
	Baleia Azul FPSO	Papa-Terra P-61 / FPSO P-63	Cemambi FPSO	ESP / Marimbá FPSO
	Roncador SS P-55	Roncador FPSO / P-62	Baleia Azul FPSO	Maromba FPSO
Marlim Sul SS P-56	Tiro / Sidon FPSO	Aruana FPSO	SIRI 2 jaquetas e FPSO	Franco 1 FPSO
2011	2012	2013	2014	2015

O crescimento da produção estimada até 2020 demandará novos recursos. Com o objetivo de suprir as necessidades, a estratégia lançada para fabricação de embarcações e equipamentos, fora a formação de joint ventures com vários segmentos do setor, visando crescer a capacidade tecnológica nacional. Aos 37 estaleiros em operação mais 13 unidades serão incorporadas.

Só o cadastro de fornecedores Petrobras conta com crescimento, em média, de 900 novos participantes por ano. O quadro abaixo mostra as embarcações e equipamentos que foram apontados como recursos críticos:

Recursos Críticos	Situação Atual (Dez/2010)	Situação Futura (contratadas e a contratar)		
		até 2013	até 2015	até 2020
Sondas de Perfuração LDA acima de 2.000m	15	39	37	65
Barcos Especiais e Apoio	287	423	479	568
Plataformas de Produção SS e FPSO	44	54	61	94
Outros (Jaqueta e TLWP)	78	80	81	83

Os contratos realizados para as sondas de exploração denotam a tendência do setor para águas profundas e ultra –profundas. As 28 sondas necessárias serão construídas no Brasil e 7 já foram contratadas e foram abertas licitação para as 21 restantes.

Lamina d'água	2006	2008	2010	2011	2012	2013
Até 1.000 metros	6	11	11			
1.000 À 2.000 metros	19	19	21	+2	+1	+1
acima de 2.000 metros	2	3	15	+10	+13	+1

### 2.3 Desafios Na Perfuração em Águas Profundas

A Perfuração de um reservatório de petróleo se dá em duas situações: Para se obter informações geológicas e otimização ou produção propriamente dita. Questões como profundidade e diâmetro mínimo do furo do poço, devem ser planejados antes da execução.

Atualmente os poços contam com furos de diâmetro mínimo inferior a 6 polegadas, tamanho suficiente para o emprego das ferramentas para obtenção de informações geológicas e posteriormente sua produção. O diâmetro mínimo do furo também é de suma importância quando se inicia a fase de instalação dos equipamentos de completação do poço, a fim de garantir uma produção eficiente.

Para compreensão de como o diâmetro mínimo do furo exerce influência na forma como se dará a perfuração e os cuidados extras quando o projeto é executado em águas profundas, a interação de fatores como desing, custo, complexidade e riscos, pode inviabilizar a exploração do reservatório por meio do poço proposto.

Reservatórios de petróleo e gás estão localizados em rochas sedimentares. Pela sua natureza, estas rochas são geralmente granulares, contendo poros entre os grãos. Quanto maior os grãos, maior os poros. O tamanho dos poros e o grau de inter-conectividade, determina as importantes características quanto a porosidade e permeabilidade da rocha. Quando essas propriedades são favoráveis e os poros estão preenchidos com hidrocarbonetos, a formação pode ser considerada como um reservatório viável. No entanto, as rochas sedimentares subjacentes, que serão perfuradas para alcançar o reservatório, contam com diferentes graus de porosidade e permeabilidade contendo além de petróleo, fluidos como água e gás pressurizados entre os poros. A pressurização é derivada do peso das rochas sobrepostas. A pressão é o princípio fundamental na perfuração de um poço de petróleo. controlá-la é de fundamental importância para não haver o descontrole e colapsar o poço, evitando o risco de explosão e derrame de petróleo (blowout). O fluido de perfuração comumente referido como "lama" na indústria de E&P é usado para esta finalidade. O poço é mantido normalmente cheio de lama dentro de um peso calculado para equilibrar a pressão dos poros em qualquer profundidade. No entanto, a seqüência de rochas nunca é uniforme e a diversidade dos tipos e histórico da atividade tectônica, determinará a pressão que deverá ser aplicada ao poço. Por esta razão, o peso da lama freqüentemente necessita ser alterado ao longo do processo de perfuração. (Chatar et al / 2010)

Um segundo parâmetro a se levar em conta é o ponto em que uma rocha vai rachar sob o peso da lama bombeada para dentro do poço. Como desafio, os projetistas deverão calcular a pressão necessária e o gradiente de fratura ao longo de toda seqüência de rochas que serão perfuradas. Com base nas informações coletadas, serão estabelecidos as variações e switches das pressões dos poros, e será determinado os comprimentos dos tubos de aço, em função da profundidade que serão empregados. Os tubos serão instalados nas seções perfuradas e cimentados ao local para se assegurar o isolamento das mesmas. Cada seção é denominada de

caixa ou seqüências de forro, Uma vez isolado, o peso da lama pode ser aumentado ou reduzido, conforme necessário, para gerenciar as pressões exercidas sobre os poros em função da profundidade. Cabe lembrar que existe um número limitado de opções de revestimentos em função do diâmetro mínimo do furo e profundidade total. Perfurar um poço profundo representa claramente um desafio. Encontrar uma única seqüência de rochas pode gerar uma economia de milhões de dólares. Em contra partida, este mesmo fato pode aumentar substancialmente o risco de instabilidade do poço, dificultando o seu controle durante o desenvolvimento da atividade de perfuração. (Rocha et al/2010)

Manter o equilíbrio entre a pressão dos poros e o gradiente de fratura é um problema particular tanto no raso como nas áreas mais profundas dos poços ambientados em águas profundas. Logo abaixo do solo marinho, as rochas são relativamente jovens, não consolidadas e podem conter um grande volume de água devido aos baixos níveis de compactação. Perfurar as seções mais rasas com um peso de lama significativamente acima do gradiente normal da água do mar corre-se o risco das formações de fraturas com perdas substanciais de fluidos. Por este motivo, nas seções rasas, não se emprega a lama de perfuração como fluido e sim, a própria água do mar. Nesta fase não é comum instalar os equipamentos de controle do poço no fundo do mar, pois ainda não se completou a fundação e o revestimento da superfície do poço. Este fato, por si é classificado como sendo de alto risco, uma vez que ao pressionar uma formação na seção rasa contendo água e gás, a pressão hidrostática aplicada poderá ser excedida, promovendo o descontrole do poço e ocorrer um blowout. Para evitá-lo adota-se previamente o mapeamento dos perigos por meio de uma APR e elaboração de medidas de contingência com o bombeamento da lama de perfuração, a partir das bombas localizadas na plataforma.

A medida que o poço é aprofundado, a janela de operação entre pressão dos poros e gradiente de fratura se reduz. O problema é agravado a medida que o diâmetro do orifício perfurado vai diminuindo. A lama que é distribuída através de uma área cada vez mais restrita entre a coluna de perfuração e o poço exige pressões adicionais de bombeamento, acima da pressão hidrostática estática. O cuidado com o monitoramento da quantidade e pressão da lama de perfuração se dá na fase de projeto, com a análise das praticas que deverão ser adotadas para se evitar o “surging” (aumento da pressão hidrostática ao bombear a lama de perfuração através de uma coluna de perfuração onde o diâmetro se reduz rapidamente) ou o “swabbing” (aumento da coluna de perfuração rapidamente, reduzindo a pressão da lama eficaz) mantendo a estabilidade do poço. Tais condições tornam-se desafios a serem suplantados a medida que a perfuração se dá em ambientes remotos e maior profundidade,

tanto de lamina d'água, como do próprio reservatório. Como exemplo pode-se citar a perfuração do poço de Macondo, no Golfo do México onde a perfuração foi interrompida precocemente devido a uma janela muito estreita entre a pressão de poro e o gradiente de fratura, impedindo que os trabalhos seguissem a frente. O blowout ocorreu ao se preparar o poço para abandono temporário devido a janela reduzida encontrada fora do planejamento inicial, impedindo a conclusão das operações.

Como já visto, as dificuldades na perfuração de um poço são agravadas quanto maior a profundidade que o mesmo se encontra. Na grande maioria os reservatórios encontrados recentemente encontram-se e águas profundas, localizados abaixo da camada de depósitos de sal maciço. Esses sais contém propriedades que os diferenciam de outras rochas sedimentares. O planejamento de forma cuidadosa é necessário para evitar problemas na perfuração. Formações de sal são muito difíceis de prever, a estrutura física de sal inibe uma melhor resolução sísmica. Por ser uma nova fronteira exploratória, a falta de dados sísmicos disponíveis também prejudica o mapeamento básico das formações geológicas. A identificação de dados básicos, como o conhecimento da pressão entre os poros das rochas, na camada de pré-sal, institui-se como um dos problemas mais significantes a serem resolvidos. Outra propriedade importante do sal é sua baixa densidade. Por ser mais leve que as formações sobrejacentes, ele pode mover-se dentro da seqüência geológica. Cúpulas salinas são formadas quando lóbulos de sal maciço começam a migrar para a superfície por meio de forças gravitacionais, empurrando as formações mais jovens e densas. A mobilidade do sal também pode resultar em deformação do poço uma vez que, ao se movimentar poderá invadir o poço perfurado. Como conseqüência da migração do sal, em curto prazo, poderá haver a degola da coluna de perfuração. Questões de longo prazo tais como o esmagamento da carcaça, podem resultar em problemas no controle do poço. O esmagamento pode ser impedido pelo uso de paredes mais grossas de revestimento no projeto do poço. Depósitos de alcatrão são freqüentemente encontrados associados a lóbulos de sal grosso nas formações da camada pré-sal. Estes hidrocarbonetos viscosos são praticamente impossíveis de detectá-los em imagens sísmicas. Por se movimentar, poderão impedir o fluxo normal de fluídos dentro do poço. Mesmo quando detectados por ser impossível o seu controle poderá causar problemas no fluxo normal do poço, gerando atrasos na operação como um todo. Há registros da Petrobras, ao perfurar um poço no Golfo do México, ter encontrado uma zona de alcatrão móvel, promovendo assim o desvio da perfuração e construção de uma caixa para isolá-lo, gerando um atraso de 127 dias e custo adicional de US\$ 55.800,00 milhões.

No fundo do poço são esperadas pressões de mais de 35.000 psi e temperaturas acima de 232°C. Este é um claro exemplo de exigência tecnológica ao se enfrentar a prospecção de petróleo em ambientes hostis e remotos. Com o aumento da exploração dos reservatórios em águas profundas aumentaram a exigência quanto a tecnologia empregada para lidar com alta temperatura e pressão (HPHT – High Pressure and High Temperature) no fundo do poço. Até meados da década de 1990, os componentes usados na parte inferior da coluna de perfuração eram de ferro por não serem comprometidas quando submetidas a pressões e temperaturas de trabalho da época. Os atuais equipamentos de medição localizados na parte inferior da coluna de perfuração para monitoramento, em tempo real, dos dados geológicos e dados direcionais são classificados para uma utilização máxima de pressão de 25.000 psi. A confiabilidade na leitura dos dados do equipamento diminui quando expostos a temperaturas acima de 149°.

Dada a complexidade geológica proveniente do direcionamento da indústria E&P para águas cada vez mais profundas, combinado com janelas estreitas entre pressão dos poros e gradiente de fratura, a perfuração necessita cada vez mais a utilização de maior quantidade de Casing (invólucros ou estojo) e Liner Strings (conhecido como “tubulares”) para permitir alterações no peso da lama de perfuração. Em poços em águas profundas, é comum o uso de um conjunto com até dez *liner strings*, incluindo contingências numero elevado quando comparado com a perfuração em poços convencionais, o dobro. Com o avanço da tecnologia os *casings* foram aumentados para acomodar este requisito. Apesar de ser um item de serie para fabricantes deste tipo de equipamento, alguns strings para uso específicos, como a necessidade de isolar seções do furo aberto sem a redução do diâmetro do poço, por meio da capacidade de expansão dos strings em loco. A fim de se garantir a qualidade e evitar o desgaste precoce, assim suportando uma vida longa de produção, por volta de 20 anos, a indústria utiliza strings com especificações mais exigentes. Estes strings são utilizados em seções críticas do poço. No entanto mesmo com a indústria de E&P exigindo de seus fornecedores atendam a fabricação *liners strings* para solicitações de trabalho mais exigentes, alguns critérios não se tornaram padrão não oferecendo confiabilidade em algumas fases do projeto, como a necessidade de se forçar o fluxo de hidrocarbonetos de volta para a formação localizada a profundidade do ultimo invólucro instalado, utilizando o bombeamento de água sob pressão. Ao submeter-se as caixas padrões a testes em águas profundas, para verificação dos limites exigidos, verificou-se problemas pois a mesma não suportaram as pressões exigidas e estouraram.

Os problemas enfrentados em restaurar controle em Macondo trouxeram o foco para as dificuldades em parar um fluxo descontrolado em águas profundas. O acesso à cabeça do

poço no fundo do mar a 1500 metros, estava além da profundidade que os mergulhadores podem operar (tipicamente 1.500 pés - 457 metros). Este fato levou o chefe do Comando de Resposta a Incidentes a informar que a operação de reparação disse: "... mais perto da Apollo 13 que do Exxon Valdez" (Thad Allen - 2010) . Os problemas enfrentados são agravados por outros fatores envolvidos: o numero limitado de plataformas e equipamentos capazes de operar a tais profundidades, a formação de hidratos de gás em seções com temperaturas mais baixas, porém com alta pressão.

A detecção de um *kick*, primeiro sinal de anomalia no fluxo dos fluidos nos poros no poço, pode ser mascarada pela compressibilidade da coluna de lama, tanto por seu próprio peso como a circulação forçada pela pressão das bombas. Desligar as bombas aliviará um pouco da compressão e fará com que a lama flua em retorno para a plataforma. A força de atrito adicional impostas ao bombear também pode resultar em uma temporária situação de desequilíbrio, onde o peso da lama eficaz excede a pressão de poros na medida em que a lama se espalha nas formações porosas. Quando as bombas são desligados, a lama perdida é devolvida ao poço e um fenômeno conhecido como "balão" ocorre. Isso pode levar o retorno de fluxo de até 50 barris para a superfície. Se a perda de compressão ou o balão formado são incorretamente interpretado como um *kick*, pode ser desperdiçado tempo valioso para o inicio das manobras de re-controle do poço. Além disso, quando identificado um *kick* acionando os equipamentos de controle e o fluxo do poço será fechado para superfície e neste caso a pressão adicional necessária para circular o fluxo pode ser suficiente para quebrar a formação (Eirik Karstad / 2008).

Poços em águas profundas são quase sempre perfurado usando uma sonda ou plataforma semi-submersível. No entanto, sistemas convencionais de amarração e atracação das plataformas de perfuração nem sempre são práticos quando necessário realizá-los em águas profundas. O recorde de profundidade para uma plataforma ser ancorada pertence a uma semi-submersível no Golfo do México a 2.728 metros. Por esta razão, a maioria das plataformas empregadas em águas ultra-profundas exigem um sistema de posicionamento dinâmico, por meio de propulsores a fim de se garantir a estabilidade e o correto posicionamento. No entanto, apesar da necessidade do sistema de posicionamento dinâmico, as plataformas que operam em águas profundas não seguem um único padrão tecnológico. Os equipamentos com maior grau de especificação são mais demandados podendo o valor da diária chegar US\$ 1 milhão. Atualmente encontra-se disponível para perfuração em águas profundas, profundidade de 5.000 pés (1524 metros) somente 156 unidades. A esta frota, já em fase de construção, serão agregados mais 71 equipamentos com classificação para operar

em lamina d'água de 10.000 pés (3.048 metros). Cabe se lembrar que pelas últimas descobertas no pré-sal, já estão previstas a adequação de alguns projetos de plataforma de perfuração para atuarem com lamina d'água de 12.000 pés (3.658 metros).

Como medida de segurança e controle instala-se um conjunto de válvulas denominada (BOP) - *blowout preventers* na cabeça do poço, normalmente localizado no fundo do oceano quando da utilização de unidades flutuantes para perfuração. *Risers* de 19,5 polegadas são utilizados para conectar o topo da BOP através da coluna de água formada entre o leito do oceano até a plataforma propriamente dita. É essencial que estes *risers* podendo chegar até 10.000 pés de comprimento sejam mantidos tensionados. Módulos de flutuabilidade são utilizados com a finalidade de aliviar o peso do *riser*, garantindo a correta tensão sem stressá-los. As caixa e a coluna de perfuração não contam com um sistema de flutuação artificial, sendo suportados pela torre da plataforma e sistemas de elevação dos poços em águas profundas.

As modernas unidades de perfuração, em águas profundas, contam com sistemas de elevação com capacidade de sustentar pesos de até 2,5 milhões lbs. Para se preencher 10.000 pés<sup>2</sup> em águas profundas são utilizados uma quantidade de 4,5 mil barris de lama de perfuração e o escoamento se dá por meio de *risers*. Dependendo das características do poço a ser perfurado abaixo do solo oceânico o volume de lama pode ser dobrado. Os equipamentos modernos são projetados para acomodar até 20.000 barris de lama de perfuração em seus tanques. A circulação desta quantidade de lama, muitas vezes com tolerância inferior a 1 polegada, são movimentadas a uma profundidade de 30.000 pés (9.144 metros) e contam com pressão de trabalho nominal de 7.500 (psi). Frequentemente são empregados para auxiliar a circulação da lama bombas auxiliares. Além da lama de perfuração, os *risers* podem conduzir fragmentos de rochas durante os períodos de perfuração rápida.

O conjunto de válvulas BOP empregadas em águas profundas, tem como objetivo interromper o fluxo de fluidos no caso de uma situação de descontrole do poço. O BOP emprega uma variedade de válvulas mecânicas e dispositivos de segurança para fechar tanto a própria válvula, selando o poço onde esta localizada, como também qualquer obstrução no furo, tais como a coluna de perfuração. Em circunstâncias extremas, pode ser necessário para cortar a coluna de perfuração usando carneiros de cisalhamento selando o furo do BOP. A capacidade do BOP em executar a função de interromper o fluxo de fluidos para fora do poço, mesmo quando submetido a altas pressões, é requisito fundamental para sua operação em águas profundas. Embora quase todas as válvulas BOP para águas profundas serem classificadas para 15.000 psi, já são encontradas válvulas com classificação de operação até

20.000 psi. A indústria de E&P já sinalizou a necessidade de válvulas BOP classificadas para operarem com pressões ultra-altas de 25.000 psi, suportando altas temperaturas de trabalho, sendo empregadas na perfuração em águas profundas (*Deepstar CTR-7501- MMS*). Outro aspecto das válvulas BOP é o questionamento da confiabilidade do seu emprego para cortar tubos de perfuração, construídos em aço de alta dureza, empregados nestas condições. Esta é uma preocupação conhecida dentro da indústria. Como resultado, as exigências foram recentemente adicionadas aos regulamentos existentes que especificam a configuração das BOPs redundâncias a fim de se garantir a capacidade de cisalhamento, evitando a perda do controle do (*BOEMRE*).

## **2.4 Impactos Ambientais**

Outro aspecto a ser levado em consideração quando se trata dos desafios enfrentados pela indústria de E&P na exploração de petróleo em ambientes extremos são os impactos ambientais na produção de óleo e gás. Por gerar danos e prejuízos ao ecossistema da área sinistrada tornou-se preocupação unânime entre governos, sociedades e indústria de E&P. A poluição proveniente de operações rotineira, incluindo os resíduos da lama e "água utilizada" na perfuração, são questões que a indústria de E&P têm lidado por décadas. Tal fato tomou proporções alarmantes após o episódio de Macondo onde após o blowout houvera um enorme derrame de petróleo no mar.

Antes do blowout em Macondo, estima-se que 55.000 poços em águas profundas haviam sido perfurados em todo o mundo, sem qualquer incidente de derramamento de petróleo. Embora a indústria soubesse dos riscos potenciais, o planejamento para se evitar a poluição em águas profundas e suas conseqüências quanto ao impacto ambiental, foram baseados no histórico dos eventos anteriores, simulações e testes e modelagem da dinâmica do fluxo.

Os efeitos de grandes derrames de petróleo na superfície ou perto da costa, são relativamente bem compreendidos e fundamentos no estudo das causas e conseqüências de acidentes como o protagonizado com o super petroleiro *Exxon Valdez* no Alasca em 1989 e *Torrey Canyon* nas ilhas de Scilly, no Reino Unido em 1967. O Maior derramamento de petróleo ao mar, antes de Macondo, ocorreu na Baía de Campeche, no México, em 1979, como conseqüência de um blowout em um poço localizado cerca de 160 metros de água no campo de Ixtoc,. Resultando em um derrame relatado de aproximadamente 3,5 milhões barris de petróleo. e custos de limpeza de cerca de US \$ 100 milhões. A indústria de E&P



protagonizou vários acidentes com derrame de petróleo desde então, porém nenhum relato em águas profundas, sendo que nasua grande maioria, como consequência de um *blowout* .Em agosto de 2009, um poço sendo perfurado pela plataforma de perfuração *West Atlas* no campo de Montara no Mar do Timor sofreu um blowout, resultando em uma mancha de óleo condensado que em última análise, cobriu uma área de cerca de 2.500 km<sup>2</sup> no oceano. No entanto, o incidente ocorreu as margens da costa ao longo de uma faixa de terra resultando em custos relativamente baixos no tocante a limpeza da área sinistrada. Os efeitos ambientais causados pelo derramamento de oleo no Timor ainda estão sendo monitorados e o Governo da Indonésia recentemente alegou que o vazamento atingiu as suas águas e causou alguma poluição .

Métodos convencionais de resposta a poluição variam de acordo com a natureza e dimensão do vazamento. Na grande maioria dos acidentes será necessário a contenção do petróleo vazado, por meio de barreiras flutuantes (*boom floats*). As barreiras têm como principal função conter os poluentes dentro de seu perímetro para que sejam removidos por meio de sistemas absorventes, *skimmers* (desnatadores) ou pela queima. Dispersantes que contenham tenso ativos para quebra das moléculas de óleo em gotículas menores para que se dissolva na água, também são amplamente utilizados. Estima-se que a infiltração de óleo por vazamentos dos reservatórios de petróleo, algo próximo a 180 milhões de galões de petróleo bruto, lançado naturalmente nos oceanos a cada ano. A grande questão é como o meio ambiente reage ao óleo lançado com força em águas profundas. Alguns observadores sugerem que o óleo podem ser captados pelas correntes ou camadas de estratificação no oceano, emergindo a milhas do local da explosão.

Estima-se que dos 4,9 milhões de barris que vazaram do poço de Macondo em 2010, 23% do petróleo naturalmente evaporou ou dissolveu-se, 29% foi naturalmente ou quimicamente disperso e 25% foi diretamente recuperado da cabeça do poço, queimados ou desnatado. O saldo de 23% é considerado “residual” e inclui o óleo que está grudado logo abaixo da superfície na forma de bolas de alcatrão proveniente da limpeza da costa. Espera-se que este óleo residual se disperse ou degrade naturalmente. Estudos pós Macondo já confirmaram a presença de uma pluma em águas profundas entre 3.200 e 4.200 metros de profundidade contendo gotículas de óleo dispersas com alta concentração de gases dissolvidos, estendendo-se por muitos quilômetros, principalmente a sudoeste da cabeça do poço (*National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling 2011*). O efeito a longo prazo dessas substâncias, no eco-sistema de águas profundas, permanece incerto, a uma preocupação em se monitorar o efeito do esgotamento do

suprimento de oxigênio, a níveis de toxicidade, para organismos que estão sendo expostos a pluma. No Campo de Frade, Bacia de Campos – RJ a suspeita da formação de uma pluma por meio da utilização de dispersantes na tentativa de limpeza do óleo derramado após o acidente com a petroleira americana Chevron, durante a última etapa de cimentação do poço para abandono temporário. Apesar da atuação da válvula BOP, fechando o poço houve o vazamento de óleo equivalente a 3.000 barris. A princípio pensava-se que o óleo vazado era proveniente do próprio poço quando na verdade, uma grande quantidade vazava por uma fenda na rocha, devido a uma extensa fratura geológica no reservatório.

Embora estudos demonstrem que exista a formação de plumas naturais em águas profundas, em Macondo cerca de 15% do petróleo que vazou do poço teria sido fisicamente dispersos pela turbulência provocada pelo aumento de pressão do fluido. O uso de 18.379 barris de dispersante injetados na corrente de petróleo e gás pode ter dobrado seu tamanho. Injetar dispersante reduzindo a quantidade de óleo que sobe para a superfície torna-se altamente arriscado pois suas consequências e danos são de grande visibilidade para áreas costeiras e vida selvagem. O óleo que permanece dentro do oceano gerará impactos a longo prazo sobre os ecossistemas de águas profundas. Mais estudos e monitoramento poderão mostrar se a abordagem usada tanto em Macondo como Frade estava correta influenciando claramente as operações futuras caso seja necessário alguma correção nos métodos emergenciais para contenção da poluição no caso de um *blowout* em águas profundas similar. Esforços para controlar e conter o poço e a limpeza das áreas afetadas foram extremamente desafiadores, atraindo uma propaganda negativa generalizada, devido ao destaque da mídia pública negativa danificando reputação da indústria de E&P, pelo menos temporariamente. Sem dúvida os segmentos econômicos de maior impacto frente ao risco do vazamento de petróleo são o turismo e a pesca. Em Macondo a BP criou um fundo de compensação US\$ 20 bilhões para indivíduos e empresas afetados pelo vazamento, incluindo compensação por salários perdidos, lucros cessantes e danos pessoais. Reivindicações variaram desde perdas no setor de turismo incluindo a redução e cancelamento de reservas em hotéis e restaurantes, fretamento de barcos de pesca até a perda de faturamento por paralisação da atividade de pesca industrial por um longo tempo. Os impactos a longo prazo de Macondo se estendem muito além das dificuldades envolvidas em controlar o poço e limpeza da poluição proveniente do vazamento. Este acidente deve ser cuidadosamente considerado por ambas as indústrias, E&P e seguros quando se consideram os riscos de perfuração em águas profundas.

## CAPITULO 3 - FINANCIAMENTO DE RISCO

Quanto ao gerenciamento da exposição aos riscos, tanto o segurado quanto segurador deverão analisar a relação entre as técnicas de controle dos riscos e técnicas de financiamento dos riscos. As técnicas de controle dos riscos têm como objetivo evitar as perdas, minimizando a frequência ou severidade, ou tornando-as mais previsíveis. As técnicas de financiamento dos riscos têm como finalidade obter recursos para pagar as perdas que ocorrerem, apesar de todos os esforços para restabelecer o controle do risco.(Hope,2002)

### 3.1 Técnicas para controle de riscos.

Basicamente existem cinco técnicas para o controle dos riscos.

- Evitar o Risco – Significa escolher não ter um ativo ou não se engajar em uma atividade que de origem à possibilidade de perda;
- Prevenção das Perdas – Baseia-se no emprego de técnicas que tentam reduzir a frequência de uma causa ou evento que provoque uma perda em particular;
- Redução das Perdas – Emprego de técnicas que visam diminuir a severidade dos danos e prejuízos provocados por uma falha ou acidente em particular;
- Segregação da Exposição – A segregação da exposição se dá na separação física dos riscos ou na duplicação do local ou operação criando uma redundância garantindo a diminuição do impacto de paralisação de uma atividade;
- Transferência contratual de um ativo ou atividade – Significa transferir a responsabilidade legal e financeira de uma perda de um indivíduo ou organização para outro.

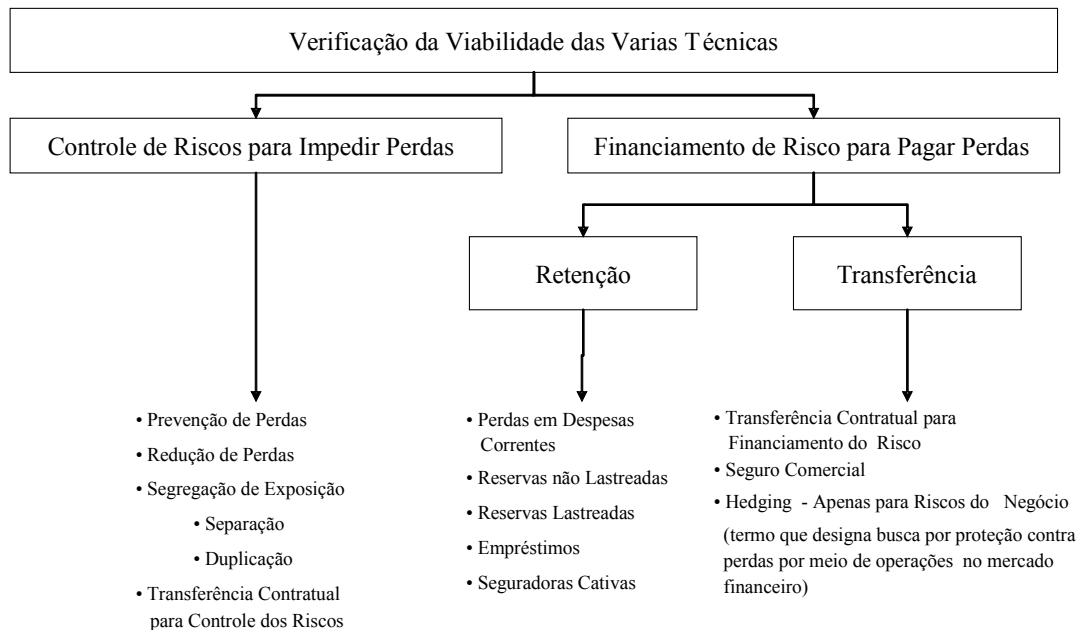
### 3.2 Técnicas de Financiamento de Riscos

Dois tipos de técnicas para o financiamento dos riscos podem ser utilizados:

- Retenção – Quando os indivíduos ou organizações planejam gerar os recursos para honrar com a responsabilidade financeira das perdas, por sua própria conta;

- Transferência - Consiste em transferir a responsabilidade financeira pelas perdas provocadas por um determinado risco, de uma parte para outra, através de um contrato;

Figura 2: Etapa I - Identificação e Análise das Exposições a Risco (Fonte: IIA/1998)



Como principais atividades, características do mercado de seguro encontram-se a seleção dos riscos, a subscrição (*underwriting*) propriamente dita e a regulação dos sinistros por meio da determinação das perdas ocorridas e pagamento da indenização cabida.

O *American Institute for Chartered Property Casualty Underwriters - AICPCU* e o *Insurance Institute of America - IIA* definem a atividade de subscrição como sendo o processo para: (1) tomada de decisão de quais riscos são aceitáveis; (2) determinação dos termos e condições gerais, particulares e específicas do contrato de seguros; (3) Definir o prêmio a ser cobrado; (4) monitorar cada uma das decisões citadas.

Cabe lembrar que o seguro é o sistema pelo qual uma pessoa, negócio ou organização transfere o risco para a companhia de seguros, a qual restabelece o desequilíbrio financeiro provenientes de danos e prejuízos, provocados por perdas cobertas.

### 3.3 – Financiamento de Risco para Responsabilidade Civil

As coberturas de riscos e bens comerciais e industriais são chamadas de *first – party claims ou first party losses*. A responsabilidade civil é chamada de *Third party liability risk*.

O seguro de responsabilidade civil cobre os danos e prejuízos a terceiros. Nos primórdios do seguro cobria apenas os danos referentes aos acidentes do trabalho, incapacidade ou acidente e saúde, e seguro contra roubo. Mais tarde a cobertura fora ampliada, cobrindo as obrigações contratuais e risco de poluição, por exemplo. Assim podemos definir o seguro de responsabilidade civil geral como sendo a cobertura para a responsabilidade do segurado contra terceiros por dano material, pessoal ou moral decorrente: dos bens do segurado, operações em andamento, produtos e operações concluídas.

Para atividades de valores mais vultosos é prática a formação de consórcios de empresa para efetivação de um negócio. Por este fato, além dos fatores de praxe para a análise da exposição aos riscos de responsabilidade civil o subscritor deverá buscar o entendimento quanto à acumulação de risco dentro de sua carteira.

A cobertura de responsabilidade civil geral pode ser subscrita à base de ocorrência ou a base de reclamação. Uma apólice a base de ocorrência fornece cobertura para acidentes que ocorrem durante o período de vigência da apólice. Uma apólice à base de reclamações fornece cobertura para reclamações efetuadas durante o período da apólice, independente da data de ocorrência do sinistro.

A grande dificuldade para o subscritor de seguros de responsabilidade civil reside em mensurar o impacto financeiro final causado por um evento, principalmente nas apólices a base de ocorrência onde a reclamação por indenização se dará em longo prazo decorrente de um mesmo evento. Em sua grande maioria os seguros de responsabilidade civil são limitados quanto ao valor de sua cobertura. Tais valores são estabelecidos em função da responsabilidade financeira assumida pela pessoa (física ou jurídica). No caso dos seguros comerciais e industriais, normalmente estes limites são estabelecidos em função de legislação e normas regulamentares para a atividade exercida.

No que concerne a poluição ambiental a subscrição se dará de duas formas:: a poluição gradual proveniente do vazamento paulatino de poluentes durante um longo período e a poluição súbita, poluição gerada por evento repentino e não esperado. Esta cobertura é oferecida nas condições especiais de uma apólice e geralmente restrita a poluição súbita.

A exclusão da poluição numa apólice de responsabilidade civil geral tem sido revisada em varias épocas numa tentativa de encontrar o texto certo para excluir a RPCA e eliminar

ambigüidades. O maior risco desta cobertura é a própria interpretação do clausulado por advogados e juízes, exatamente pela ambigüidade dos textos mal formulados, onde passam a entender que a apólice de responsabilidade civil deverá cobrir a poluição ambiental. Alguns tribunais deram o direito do segurado em se ressarcir das despesas com indenizações provocadas por danos e prejuízos inerentes a acidentes que provocaram poluição, utilizando suas apólices de responsabilidade civil corporativa. Tais apólices foram subscritas em função dos riscos e limites do seguro de responsabilidade civil e não para o risco de poluição ambiental.

A cobertura adicional de poluição súbita responde por danos corporais e materiais decorrentes de poluição, contaminação ou vazamento súbito e acidental ocorrido durante a vigência do contrato (base de ocorrência).

Alguns limitadores são impostos a cobertura sendo que esta só responderá se a emissão, descarga, dispersão, desprendimento, escape, emanção ou vazamento da substância tóxica, contaminante ou poluente que fora iniciado em data claramente identificada e tenha cessado até 72 horas após seu início, caracterizando –se portanto como poluição súbita. Os danos corporais e/ou materiais sofridos por terceiros também deverão se manifestar no prazo de 72 horas, contadas do início da ocorrência. Só estarão cobertas as ocorrências (emissão, descarga, dispersão, desprendimento, escape, emanção ou vazamento da substância tóxica, contaminante ou poluente) originadas de depósitos, dutos, tubulações ou quaisquer equipamentos localizados no nível ou acima da superfície do solo ou da água. Perdas abaixo do solo ou linha d'água serão cobertas pelo seguro de responsabilidade civil por poluição ambiental.

### **3.4 - Riscos Ambientais em E&P**

Nas operações da indústria de E&P *offshore*, além dos riscos pertinentes a planta industrial, são acrescidos os riscos específicos das operações marítimas quanto à propriedade, pessoas e responsabilidade civil. Entende-se como a planta industrial operando no offshore propriamente dita e seus equipamentos operacionais as plataformas, unidades moveis, suplyers, equipamentos sub-sea ente outros sujeitos a riscos naturais (intempéries, condições climáticas, condições marítimas, manifestações sísmicas do solo marítimo) e riscos operacionais (colisão, abalroamento, naufrágio, encalhe, barataria, negligência, Incêndio/explosão, colapso das fundações /solo marinho, blowout, cratering). Além dos riscos citados são acrescidas as despesas extras (controle do poço, contenção, vazamento, poluição

súbita, combate a incêndio, recuperação de objetos/equipamentos ou funções que impeçam o prosseguimento normal a operação, perda de produção, remoção de destroços, guerra, greves e risco político.) e despesas com responsabilidade civil e acidentes pessoais (danos causados a terceiros, danos a empregados e terceiros em geral, perda de receita de terceiros em geral).

Tanto os riscos, quanto as despesas extras, são influenciados pelos seguintes fatores: fatores ambientais, lâmina d'água, tamanho e natureza do poço/reservatório, fator de recuperação (percentual do volume de óleo do reservatório que será produzido); natureza e qualidade do óleo e do gás a serem extraídos; opções de distribuição do óleo e do gás; possibilidade de associar futuros desenvolvimentos aos campos em operação; fatores econômicos (viabilidade econômica de exploração de uma certa jazida).

Ao estudar As coberturas e clausulados, disponíveis para a cadeia produtiva da indústria de petróleo, envolvendo atividades marítimas, na maioria das vezes, estes são modificados de maneira a ampliar ou restringir a cobertura. Este estudo apresenta as principais coberturas disponíveis para a indústria de petróleo, envolvendo atividades marítimas.

Os subscritores no âmbito das variáveis observadas especialmente para as plataformas offshore, para aceitação dos seguros de E&P ressaltam: o escopo das coberturas oferecidas quanto a danos materiais às plataformas, incluindo as unidades móveis de perfuração, desde a sua construção e durante o período de operação. A capacidade financeira e histórica das companhias petrolíferas, empreiteiros para atividades de perfuração e demais pessoas jurídicas que detenham direitos nessas atividades.

Normalmente a cobertura básica é fornecida do tipo all risks com base no Limite Máximo Garantido Declarado ou valor de reposição da plataforma, subscrevendo o seguinte: Localização do projeto, lamina d'água onde o equipamento irá operar, histórico da sinistralidade deste tipo de atividade e da plataforma (caso seja renovação), idade e tipo da unidade de exploração.

Quanto às atividades para controle do poço serão garantidas as coberturas para cobrir os custos e despesas incorridos para retomada do controle sobre o mesmo, quando da ocorrência de um blowout e os custos e despesas para contenção com vazamentos e limpeza das áreas sinistradas. Para a subscrição usualmente são analisados: o proponente, podendo ser qualquer companhia envolvida na atividade de E&P, custo declarado do poço e histórico e notas operacionais para atividade de perfuração, cronogramas físico-financeiro, localização e ambiente do poço, profundidade que será realizada a operação (tanto da lamina d'água quanto

a camada sedimentar onde se encontra o reservatório, estado de cada poço (operando, produzindo ou abandonado) e sinistralidade.

Cabe ressaltar que o financiamento integralizado em 100% se dá em parte pelo capital proveniente dos pool's e cativas ligadas ao setor de E&P promovendo a prática do auto-financiamento e parte da capacidade do mercado segurador assim honrando a responsabilidade financeira assumida. As despesas com controle do poço, reperfuração e despesas extras, poluição, são cobertos por dois clausulados específicos: uma apólice específica, conhecida como cobertura extra do operador - *Operator's Extra Expense Indemnity* (OEE) e a apólice *Energy Exploration and Development Insurance* (EED 8/86);

As perdas em Santa Barbara (blowout seguido de derrame de 100.000 barris de petróleo – 1969) levaram a seguradoras dos EUA a inserção de exclusões nas apólices de responsabilidade com riscos de poluição e como resultado, a capacidade de colocação de seguros para poluição foi reduzida significativamente. A lacuna deixada por esta medida restritiva foi preenchida pelo mercado segurador Londrino. No início dos anos 1970 as apólices de OEE existentes, cobriam apenas as despesas com o controle e a re-perfuração do poço e foi estendida para cobrir o passivo gerado pela poluição e os custos de limpeza da área afetada. Por volta de 1978 surge o clausulado Londres Composite Policy OEE para cobrir o controle, re-perfuração, infiltração e contaminação do poço e danos à propriedade em equipamentos associados. A Experiência global de sinistros no âmbito da apólice OEE, entre as décadas de 1970 e 1980 foi desfavorável. As seguradoras descobriram que os termos da apólice fora interpretada por Tribunais dos EUA de uma maneira que não se destinavam quando a cobertura foi oferecida. A intenção original era cobrir apenas os “blowouts”, mas em alguns casos a interpretação da apólice cobriria também os kicks. Como resultado, o texto da apólice foi alterado e em 1986 surgiu uma nova redação conhecido como o *Energy Exploration and Development Insurance - EED 8/86* (Exploração e Desenvolvimento Energético 8/86), tornando-se o modelo padrão para a cobertura de controle de poços e riscos associados tanto para a perfuração offshore como onshore.

Embora o mercado de seguros tentará introduzir uma redação alternativa, conhecida como LSW 614A, em 1994, com o intuito em ajustar algumas preocupações remanescentes com EED 8 / 86), esta foi amplamente rejeitada pela indústria do petróleo. A responsabilidade a terceiros, além de poluição resultantes diretamente do poço, não estavam cobertos por esta apólice.

Cahamada de *Third party liability risk*, a responsabilidade pela poluição proveniente das instalações de produção offshore, decorrentes de vazamentos, rupturas e explosões



(exceto blowout) estão incluídas na apólice de responsabilidade corporativa de uma empresa de petróleo.

Os passivos offshore são largamente subscritos no âmbito de um “occurrence based policy” (apólice baseada em ocorrência), que cobre incidentes que surjam durante a vigência da apólice, independentemente de quando o aviso de sinistro pode vir a ser feito (ao contrário da forma de “claims made” onde o aviso de sinistro poderá ser feito somente durante o prazo de vigência da apólice). Embora existam variações na forma de cobertura, os recursos principais da cobertura de responsabilidade para operações offshore são muito semelhantes.

A apólice de OEE, representado pela EED 8 / 86, é um conjunto de clausulados criados sob a forma “stand alone”. O pacote de coberturas inclui as condições gerais e particulares para os riscos inerentes a atividade de perfuração em seções, sendo as principais: o controle, re-perfuração e recuperação, infiltração e poluição do poço.

Esta cobertura será acionada caso o poço encontre-se fora de controle, como definido no âmbito da apólice e cobrirá a maioria dos sinistros ocorridos até o controle do mesmo e sua re-perfuração.

O descontrole do poço é caracterizado quando fluxo de fluidos emana do poço acima da superfície do solo ou fundo do oceano e não pode ser prontamente controlado por certas ações claramente definidas na apólice: (ativação de equipamentos de prevenção contra blowout e/ou pressão excessiva no poço). No entanto, mesmo quando o poço não pode ser considerado rigorosamente fora de controle, por não haver cobertura, as autoridades governamentais regulamentadoras poderão atestar o evento como descontrolado. Em contrapartida há uma definição detalhada de quando o poço é controlado, pois é neste ponto que a responsabilidade das seguradoras quanto aos custos para controlar o poço cessa. Se as condições definidas nas apólices forem cumpridas, as seguradoras pagarão os custos relativos aos equipamentos e mão de obra utilizada para trazer o poço a condição de controlado, inclusive os custos incorridos por instigação da entidade reguladora. Na pior das hipóteses esses custos incluem despesas para a contratação de sondas de perfuração móvel para perfurar poços de alívio para interceptação do poço que sofreu a explosão e liberação da pressão no poço.

Quando um poço é declarado sob controle, pode ser necessário re-perfura-lo ou restaurá-lo à sua condição de pré-blowout. Este é o lugar onde a segunda seção da cobertura se aplica. As seguradoras serão responsáveis pelos custos incorridos na re-perfuração até a profundidade em que o controle foi perdido, mas a sua responsabilidade será limitada, com

base em uma fórmula que liga a indenização declarada na apólice a uma porcentagem do custo original da perfuração do poço (mais um montante acordado representando a inflação).

O mercado de seguros, muitas vezes, permite que os segurados paguem um prêmio adicional para eliminar esta limitação. Recuperações na seção de re-perfuração da apólice são baseados em métodos mais prudentes e econômicos para re-perfurar o poço, com um limite de tempo para o início da re-perfurantes ou restauração.

A terceira seção da cobertura relacionada com a poluição tem trazido o menor número de reclamações. Até o episódio de Macondo, houveram poucos incidentes e sem significado. A Cobertura se dá quando a poluição é desencadeada proveniente de poços resultantes de blowout e não a poluição proveniente de outras causas ou instalações. No entanto, tem sido possível alargar a cobertura para incluir a poluição das instalações de produção própria, desde que a causa original seja um blowout.

Esta seção da apólice oferece uma forma amigável quanto a cobertura de poluição prevista pelo mercado segurador, sobretudo quando comparada às coberturas contida no âmbito das apólices de responsabilidade geral. O seu acordo esta garantido em três partes principais: (I) Em primeiro lugar, cobre a responsabilidade civil por meio do passivo assumido em um contrato de arrendamento bloco, por danos em relação a terceiros relativo a danos materiais e lesões, (II) Em segundo lugar, e talvez a mais importante, cobre os custos incorridos pelo segurado para limpar, ou tentar limpar as substâncias que escorreram, poluíram e contaminaram. Esta segunda parte não requer responsabilidade legal. O segurado tem autonomia para agir rapidamente para tentar evitar que a poluição atinja a costa. Portanto, a política OEE fornece cobertura muito mais eficaz para limpar as despesas no âmbito das políticas de responsabilidade e (III) Finalmente, a apólice cobre custos de defesa legal.

Estas disposições são baseadas em cobertura de um incidente de poluição que é súbita e acidental e para os quais o aviso de sinistros está à disposição, incorporados na apólice.

Segurados que operam no Mar do Norte e fazem parte do acordo de responsabilidade quanto a poluição offshore o *Offshore Pollution Liability* (Opol), podem comprar um endosso às políticas OEE, que estão em conformidade com as obrigações contraídas sob Opol. Estas obrigações dão a cobertura uma base de responsabilidade estritamente para a compensação a cláusula para despesas com terceiros, incluindo as autoridades locais para danos causados pela poluição e para as despesas voluntárias para limpeza ditadas no contrato de locação junto ao bloco explorado. Opol exige que os operadores inscrevam-se para o acordo, adquirindo responsabilidade financeira para créditos até o limite de US\$ 120 milhões por incidente não ultrapassando US\$ 240 milhões no total anual.

Uma das principais obrigações do segurado é garantir que seja instalado um padrão de BOP na cabeça do poço e a mesma seja testado de acordo a prática da indústria. Isso se aplica tanto a perfuração e operações de intervenção, como recondicionamento ou aprofundamento do poço. Existem várias disposições que também deve ser observadas. Por exemplo, a garantia de que o segurado se esforçará para cumprir todos os itens do regulamento para combate, inclusive por meio de outros equipamentos, para minimizar os danos ou poluição e que, no caso de um blowout, o mesmo irá tentar o seu melhor para parar o derrame de fluídos.

Todas as três seções da cobertura estão agrupadas em único “guarda-chuva” com limite combinado, aplicáveis a cada acidente ou ocorrência. Não há limite específico para a responsabilidade da poluição ou limpeza. Por exemplo, o limite comprado para o cumprimento das disposições quanto a responsabilidade financeira com a Opol está incluído no limite único combinado. Para cumprir rigorosamente as disposições quanto a responsabilidade financeira com a clausula Opol, as empresas petrolíferas tiveram de obter o acordos junto as seguradoras onde estes requisitos tinha prioridade na alocação do limite.

Além das disposições principais da cobertura, grande parte das empresas de petróleo irá adquirir um conjunto de opções de coberturas adicionais: (1) *Blowout Underground* - cobrindo os custos para conter explosões dentro do poço, (2) “Cobertura para Despesas em Tornar o Poço Seguro” - cobrem as despesas para evitar que os poços tornem a se descontrolar quando a infra-estrutura na superfície está danificada por certos perigos nomeados, como furacões, (3) Extensão para re-perfuração - cobre os custos de re-brocagem ou restauração dos poços que foram perdidos como consequência de danos à infra-estrutura de produção causada por certos perigos nomeados.

As apólices OEE responderam por grande número de sinistros resultantes das explosões em praticamente todos os locais onde ocorreram perfurações. Compradores e vendedores entendem o produto e confiam nele. Porém há muitas duvidas quando o assunto é a responsabilidade corporativa mencionada na apólice.

Grande parte das companhias petrolíferas envolvidas na exploração e desenvolvimento de perfuração terá uma apólice de responsabilidade corporativa ou uma série de apólices dispostas em layers (camadas), sendo abrangidas em uma seção específica no "pacote" de apólices para cobrir os passivos com terceiros. Esta é uma camada de cobertura que fica em excesso as apólices dedicadas a responsabilidade primária, tais como a responsabilidade do empregador e responsabilidade civil automóvel. No entanto, para o risco de poluição no mar não há apólices subjacentes dedicadas a menos que o formulário fora especificamente estruturado para dispor-se em excesso a apólice OEE. A maioria das empresas de óleo terá

camadas de cobertura de responsabilidade específica junto ao mercado de seguros e a abrangência da cobertura geralmente será única para o mercado em questão.

Problemas surgiram na interpretação do alcance da cobertura para responsabilidade pela poluição e custos de limpeza. As apólices mais comuns no mercado de Londres são as 244 LSW e clausulados JL 2003/06. Estas apólices são formas genéricas de responsabilidade sendo utilizadas para negócios no setor de energia com, exclusões personalizadas. Ambas as formas excluem a poluição proveniente de poços. A exclusão deverá ser deletada, se a apólice é sobre posta em excesso a cobertura OEE. No entanto, a cobertura descrita não é mais ampla do que a cobertura disponível por meio da apólice do EED 8 / 86 que conta com suas próprias condições seguradas e exclusões. Problemas ocasionais têm surgido com interpretação da cobertura no âmbito da responsabilidade pela poluição e custo de limpeza, resultantes de poços ou instalações de produção. Especificamente a retenção e política de exclusões são muito mais apropriadas para atividades em terra, causando problemas.

## **CAPITULO 4 - REGULAÇÃO DE SEGURANÇA AMBIENTAL EM E&P**

### **4.1 Regulamentos da Noruega**

A utilização de casos de segurança na Noruega é muito semelhante aos do Reino Unido e Brasil. No geral, o regulamento norueguês baseia-se principalmente no desempenho e requerimentos prescritivos suplementares. Esta é diferente do que os EUA, onde os regulamentos são principalmente OCS prescritiva. Outras informações sobre as diferenças entre os regulamentos noruegues e EUA pode ser encontrada no relatório emitido pelo [DNV].

De acordo com Vinnem a *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) emitiu orientações em 1981, para avaliação da segurança de projetos conceituais de plataformas. O regulamento julga necessária a realização de um AQR – Análise Quantitativa de Riscos durante a fase de projeto conceitual para todas as novas instalações, a fim de promover um corte na frequência de acidentes relevantes da ordem de  $10^{-4}$  por plataforma por ano. No entanto, mudanças significativas e melhorias foram realizadas nos regulamentos desde 1981. Em janeiro de 2004 foi criado o *Petroleum Safety Authority* (PSA), sendo a autoridade para a segurança técnica e operacional, plano de respostas a emergências, e o meio ambiente.

Atualmente, existem cinco regulamentos relevantes para a segurança. Da concepção à operação de instalações offshore, tal como definido pela Autoridade de Segurança do Petróleo da Noruega, estes regulamentos ditam as normas quanto à plataforma continental. São eles:

- Quadro HSE Regulamentos (PSA, 2002a)
- Gestão Regulamentos (PSA, 2002b)
- Informação Regulamentos direitos (PSA, 2002e)
- Instalações Regulamentos (PSA, 2002c)
- Regulamentos Atividades (PSA, 2002d)

O objetivo do quadro de regulamentação é desenvolver e melhorar a segurança, meio-ambiente e saúde para as atividades petrolíferas. Em particular importância no presente regulamento, é mencionar o equivalente norueguês de tão baixo quanto razoavelmente prático, conforme descrito na “seção 9” destes regulamentos.

Regulamentos de gestão cobrem vários aspectos relativos à saúde, meio ambiente e segurança para as atividades petrolíferas. Vinnem descreve a importância desta seção, referindo-se “Seções 14 e 15” que são de particular importância relativa à maior risco de acidente. Além disso a “Seção 2” aborda barreiras ou defesas pertencentes ao projeto e funcionamento das instalações. A “Seção 6” do regulamento, abrange os critérios de aceitação de risco, incluindo pessoal, as funções principais de segurança, poluição e danos a grupos de terceiros e *facilities*.

Os relatórios relativos as informações sobre as atividades petrolíferas que deverão ser apresentados ao órgãos regulamentares, sociedade e indústria como um todo são regulados pelo direito de Informação.

Como o direito a informação as Instalações também são reguladas por meio de um conjunto de normas que regem o projeto e construção das instalações petrolíferas. O ALARP é referido na “seção 4” deste regulamento, que afirma que as instalações devem ser projetadas de tal forma que o risco de acidentes graves tornam-se tão baixos quanto possíveis.

Quanto as atividades os regulamentos não contêm todos os requisitos pertinentes em matéria de avaliação e controle do risco. No entanto, a utilização de QAR está implicitamente mencionada na preparação das emergências requeridas:

Há também a menção ao uso de ALARP quanto ao conteúdo de óleo em água que é descarregada.

Como mencionado anteriormente, o regulamento norueguês adota uma abordagem baseada no desempenho para regulamentos no mar, em vez de uma abordagem prescritiva. De acordo com a DNV a regulação baseada em desempenho dá à indústria um grau relativamente elevado de liberdade de escolher as soluções certas que para cumprir a regulamentação requerida pela autoridade de segurança.

Ao longo dos últimos 30 anos fora notada a tendência mundial dos reguladores de segurança em mover seus regimes para um maior grau de funcionalidade baseado em regulamento. Isto porque a abordagem prescritiva, muitas vezes acabou por incentivar uma atitude passiva entre as empresas. A indústria de E&P espera que o regulador fiscalize e identifique os erros ou deficiências e expliquem como estes devem ser corrigidos. Como resultado, as autoridades tornaram-se em, certo sentido, a garantia de que a segurança praticada na indústria é adequada, assumindo uma responsabilidade que deveria recair sobre a indústria de E&P.

#### **4.2 Regulamentos nos EUA**

As operações de óleo e gás offshore são regidas pelo *Outer Continental Shelf* (OCS) e sua aplicação, regulação e gerenciamento pelo *Bureau of Ocean Energy Management*, (BOEMRE), um departamento do *United States Department of Interior* (DOI). Em 18 de setembro 1978 foram promovidas alterações no OCS. O congresso analisou o OCS *Outer Continental Shelf* de 1953 e os regulamentos relativos a operações de perfuração, a fim de determinar a sua eficácia e adequação em abordar aspectos técnicos e questões da política ambiental e de operações de perfuração praticadas até então. Uma das principais adições ao regulamento foi o reconhecimento da necessidade de um sistema para atualizar e rever constantemente o OCS, sendo instituindo o *Best Available and Safest Technologies* - BAST.

O BAST é um termo usado para descrever um programa ou sistema para ser implementado em operações de perfuração e produção na OCS, a fim de assegurar operações seguras e ambientalmente consciente. Em vez de fornecer um significado exato, o termo é utilizado para incentivar um programa que evolui constantemente e aproveita os avanços na tecnologia.

O BAST foi desenvolvido pelo *U.S. Geological Survey* - USGS é um conceito amplo, sendo necessário entender o que significam os termos individualmente e como podem ser aplicado.

- **BEST (Melhor):** entende-se por "melhores" em cumprir completamente o propósito da legislação e não necessariamente o mais caro ou sofisticado.
- **Available (Disponível):** Discussão sobre o termo "tecnologia de controle disponível" encontrado no *Federal Water Pollution Control Act Amendments*, de 1977 indica que a tecnologia não tem que estar em uso real em algum lugar, mas deve estar disponível a um custo razoável.
- **Safest ( mais seguro):** os comentários anteriores sobre o "melhor" também se aplica ao termo "mais seguro". O histórico legislativo indica apenas que isso significa algo "mais do que seguro" e o significado exato seria deixado a critério administrativo.
- **Technologies (Tecnologias):** Enfatizou-se que mais de uma tecnologia podem ser aplicada como a melhor maneira de atingir um objetivo específico ou para fazer um trabalho particular. Assim, a palavra "tecnologias" foi inserida. Houve preocupação substancial sobre o impacto de anti-concorrências e falta de inovação provocada por uma única tecnologia, técnica ou produto como "o melhor" e proibindo o uso de qualquer outro.

O BOEMRE tem a responsabilidade de determinar a melhor e mais segura tecnologia disponível e garantir que sejam aplicadas nas operações de perfuração e produção offshore.

Regulamentos do BOEMRE são em grande parte prescritivos, e muitos se baseiam na utilização de equipamentos de segurança que cumprem as exigências da BAST.

A fim de melhorar continuamente a segurança do pessoal e meio ambiente offshore, a BOEMRE depende fortemente nas tecnologias desenvolvidas pela indústria. O BOEMRE se coloca continuamente a procura de novas tecnologias para determinar a BAST. O departamento tem implementado uma *Technology Assessment and Research* - AT & R (Avaliação de Tecnologia e Programa de Pesquisa) como parte de seu programa de segurança em que as universidades, empresas privadas e laboratórios governamentais são contratados para realizar tais pesquisas. De acordo com o BOEMRE o Programa AT & R foi criado em 1970 para garantir que a operação da indústria offshore incorpore o uso das melhores tecnologias disponíveis promovendo maior segurança. O Programa de Avaliação Tecnológica e Pesquisa (AT & R) é um programa de pesquisa e desenvolvimento implementado pelo BOEMRE para promover a investigação concentrando-se principalmente sobre a segurança e aspectos de poluição das operações de perfuração, incluindo a resposta ao vazamento de óleo e capacidade de limpeza. O Programa AT & R tem dois ramos de atividades de pesquisa: (a)

Investigação de Segurança e Engenharia Operacional (OSER) e (b) Oil Spill Response Research (OSRR)

O BOEMRE descreve os principais objetivos do Programa TA & R como sendo:

- Apoio Técnico: Prestação de apoio de engenharia para os tomadores de decisão nas propostas da indústria avaliando aspectos operacionais e questões técnicas garantindo que as propostas estejam em conformidade com os padrões exigidos pelos regulamentos, regras e diretrizes operacionais aplicáveis.
- Avaliação de Tecnologias: Investigação e avaliação dos pedidos da indústria de inovações tecnológicas garantindo que a regulamentação, regras e diretrizes operacionais englobem o uso do melhor disponível e tecnologias mais seguras.
- Pesquisa catalisadora: Promoção de liderança nas áreas de segurança operacional, pesquisa de engenharia e resposta a vazamentos de petróleo e atividades de pesquisa de limpeza.
- Regulamentação Internacional: Proporcionar a cooperação internacional para a investigação e iniciativas de desenvolvimento para melhorar a segurança offshore nas atividades de petróleo e gás natural e no desenvolvimento apropriado de elementos do programa de regulação em todo o mundo.

Em 1991, o MMS (agora BOEMRE) introduziu o Plano a Segurança e Gestão Ambiental, também conhecido como SEMP, como resultado das conclusões da Diretoria Conselho Nacional de Pesquisa Marinha conclui que a abordagem do MMS para operações offshore regulares era demasiado prescritiva. Tais fatos estagnaram os esforços de melhoramento da segurança no limite inferior, de acordo com a regulamentação. Portanto, para efetivamente identificar potenciais riscos operacionais, e incentivar a indústria a desenvolver métodos mais eficazes e abrangentes de acidentes de mitigação e de sistemas, foi decidido que o MMS necessária uma abordagem mais sistemática para gerir e regulamentar as operações de offshore. Como resultado, foi desenvolvido por SEMP e API em cooperação com o BOEMRE o que é conhecido como “Práticas Recomendadas - Desenvolvimento de um Programa de Segurança e Gestão Ambiental para Operações da Plataforma Continental Offshore e Instalações”. A aplicação da SEMP não é obrigatória e o BOEMRE pediu para os operadores, voluntariamente aplicá-lo, como um “elogio” à sua conformidade com os regulamentos.



BOEMRE descreve a SEMP como uma ferramenta de desempenho não-tradicional, com foco para a integração e gestão de operações offshore. O objetivo da SEMP é aumentar a segurança, reduzindo a frequência e a gravidade dos acidentes.

Há quatro principais objetivos para a SEMP BOEMRE, como indicado no seu website: (1) chamar a atenção para as influências que o erro humano e organizações pobres têm sobre os acidentes, (2) a melhoria contínua dos registros de segurança e aspectos ambientais da indústria offshore, (3) Incentivar o uso de práticas baseadas no desempenho operacional e (4) Colaborar com a indústria nos esforços que promovem os interesses públicos de segurança do trabalhador e proteção ambiental offshore.

Finalmente, SEMP inclui métodos para executar as seguintes tarefas: (a) Operação e manutenção dos equipamentos da instalação; (b) Identificar e mitigar riscos de segurança e ambientais; (c) Mudanças de equipamento operacional, processos e pessoal; (d) Responder a e investigar acidentes, transtornos e "quase-acidente;" (e) aquisição de equipamentos e suprimentos; (f) Trabalhar com os empreiteiros; (g) Revisão do SEMP para garantir que ele funcione e torná-lo melhor.

### **4.3 Regulamentos no Brasil**

A Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995 alterou o Art. 177 da Constituição de 1988, mantendo o monopólio do petróleo da União, mas passando a permitir que empresas privadas pudessem, também, executar as atividades de exploração e produção. As atividades concernentes à exploração do petróleo e gás natural no Brasil foram regulamentadas pela Lei Federal nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, conhecida como a lei do petróleo, que dispõe sobre a política energética nacional, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). A ANP, autarquia federal de regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, passou a ser o órgão incumbido de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural são exercidas através de contratos de concessão, precedidos de licitação. Os concessionários deverão submeter os empreendimentos ao licenciamento ambiental para exercerem suas atividades, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras.

O sistema regulador Brasileiro preconiza que para obter permissão para o início das operações, cada concessionário deve encaminhar à Agência uma coletânea de documentos

que comprovem sua adequação às normas do Regulamento Técnico de Segurança Operacional para Instalações Marítimas de Exploração e Produção – o SSGSO (Resolução ANP nº 43/2007). A documentação é avaliada pela Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO) e submetida à Diretoria Colegiada da ANP. No período compreendido entre 2008 à 2012, foram analisados mais de 900 versões de coletâneas de documentos de segurança operacional. Destas, 25% foram recomendadas à Diretoria Colegiada para aprovação; 75% resultaram em solicitações aos concessionários para que se adequassem aos preceitos da Resolução ANP nº 43/2007.

O regime regulatório Brasileiro de segurança operacional marítima foi construído com base nas análises dos dois acidentes de grandes proporções ocorridos na Bacia de Campos – o afundamento da P-36, em 2001, e a perda de estabilidade da P-34, em 2002. O conjunto das regras estabelecidas é fundamentado na identificação dos perigos e na avaliação dos riscos associados aos processos e às operações de cada instalação. Os concessionários devem comprovar que mantêm controlados os riscos advindos de toda e qualquer operação executada nas instalações de perfuração e de produção offshore em conformidade com as práticas de segurança previstas pela ANP (Resolução ANP nº 43/2007). Os contratos de concessão também determinam que a empresa concessionária garanta livre acesso à ANP, a qualquer tempo, à área de concessão, bem como a todos os registros e dados técnicos disponíveis, para que se faça a fiscalização a bordo da instalação verificando o desempenho de seu sistema de gestão de segurança. Cabe a ANP promover à fiscalização e auditorias as instalações marítimas por meio de testes em equipamentos críticos quanto à segurança, entrevistas com funcionários e análises de documentação para comprovação dos procedimentos estarem em conformidade ao regime regulatório Brasileiro. A abordagem procedimental, em que o foco central é a verificação do cumprimento das práticas de gestão da segurança é um avanço em relação ao regime prescritivo, no qual o detalhamento das exigências para instalações e equipamentos em plataformas limita o desenvolvimento tecnológico do setor, que está em constante evolução. Em caso de incidente, a empresa concessionária deve comunicar o evento imediatamente à ANP (Resolução ANP nº 44/2009).

A Resolução ANP nº 44/2009 define como "incidente" qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou acidental, envolvendo: (a) dano ou risco de dano ao meio ambiente ou à saúde humana; (b) prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros; (c) ocorrência de fatalidades ou ferimentos graves para o pessoal próprio, para terceiros ou para as populações ou (d) interrupção não programada das operações por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

A ANP integra o Fórum Internacional de Reguladores (IRF), em que são discutidos, continuamente, temas de segurança operacional. Além do Brasil integram o fórum Austrália, Canadá, Dinamarca, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Reino Unido e Estados Unidos.

Após o início das operações, a ANP verifica, em auditorias a bordo das plataformas, a implementação das 17 práticas de gestão da segurança obrigatórias nas instalações de perfuração, produção, armazenamento e transferência (Resolução ANP nº 43/2007). Essas práticas incluem, entre outros itens, aspectos referentes à: (a) gerenciamento da instalação; (b) treinamento de pessoal; (c) integridade mecânica; (d) identificação de perigos e análise de risco; (e) gestão de mudanças; seleção de contratadas; (f) práticas de trabalho seguro e (g) operações simultâneas.

A prioridade para execução das auditorias é definida a partir de diversos parâmetros associados ao risco, como complexidade da planta de processo; lâmina d'água; idade da instalação; histórico de incidentes; inspeções e auditorias anteriores. No caso da Agência identificar desvios dos sistemas de gestão de segurança operacional, as petroleiras e empresas de perfuração são, por contrato, obrigadas a solucionar as não-conformidades constatadas, nos prazos estabelecidos pela ANP. Se a não conformidade for crítica, todas as operações da plataforma são interditadas. Com o término do prazo de adequação das empresas com relação as exigências previstas no Regulamento Técnico de Segurança Operacional, a Agência passou a realizar as auditorias previstas no SGSO (Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional). Assim, a integridade estrutural, antes único alvo das inspeções, é hoje apenas uma entre outras 17 práticas de gestão abordadas.

Figura 3: Ações de Fiscalização da Segurança Operacional (fonte ANP)

Ações de Fiscalização da Segurança Operacional			
Período	Inspeções de integridade estrutural	Auditorias	Auditorias baseadas no novo regulamento
2006	57	14	-
2007	60	13	-
2008	59	13	-
2009*	26	8	4
2010	-	-	65
2011**	-	-	55

No âmbito do termo de cooperação, a Marinha do Brasil também realiza perícias técnicas em plataformas marítimas de perfuração, produção e armazenagem de petróleo, fundamentalmente balizadas pelos preceitos da IMO (International Maritime Organization) e

pelo código Modu (Mobile Offshore Drilling Units) e incluem a verificação dos sistemas de navegação; comunicação; salvatagem; prevenção da poluição; estabilidade, lastro e esgoto; movimentação de carga; propulsão; amarração e ancoragem; detecção, proteção e combate a incêndio; e geração de energia. Após verificados e aprovados todos os itens, ANP e Marinha emitem Declarações de Conformidade conjuntas, para cada unidade marítima em foco. Esse documento atesta o cumprimento das normas e regulamentações contidas em toda a legislação nacional e internacional relativa às atividades de exploração, produção e armazenamento de petróleo no meio aquaviário. Foram realizadas 1.062 perícias em 2010 e 774 até setembro de 2011 (fonte:ANP).

Adicionalmente à cooperação da Marinha do Brasil, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente – MMA, fiscaliza o cumprimento, pelas empresas concessionárias, das normas ambientais nas atividades marítimas, incluindo a avaliação e a aprovação dos planos de emergência individuais, bem como a capacidade e as ações das concessionárias para resposta a incidentes.

Para zelar pelo atendimento às diretrizes ambientais, a ANP mantém a Coordenadoria de Meio Ambiente, cujas funções incluem o relacionamento com órgãos ambientais federais e estaduais e com instituições de ensino e de pesquisa para atualização de tecnologias, além da coleta e gerenciamento de dados e informações relacionados com o meio ambiente e com a indústria de petróleo e gás.

O licenciamento ambiental é um procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais considerados efetiva ou potencialmente poluidores ou daqueles que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares bem como as normas aplicáveis ao caso.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural são exercidas através de contratos de concessão, precedidos de licitação. Os concessionários deverão submeter os empreendimentos ao licenciamento ambiental para exercerem suas atividades, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras.

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, instituído pela Lei nº 7.735, de 22 de fevereiro de 1989, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, é o órgão executor da política ambiental, e, portanto, responsável pela fiscalização e licenciamento ambiental.

O licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural tem procedimento específico, regulamentado pela Resolução CONAMA nº 23, de 07 de dezembro de 1994. Esta resolução considera como atividade de exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural as seguintes atividades: (a) a perfuração de poços para identificação das jazidas e suas extensões, (b) a produção para pesquisa sobre viabilidade econômica e (c) a produção efetiva para fins comerciais.

Quanto ao levantamento de dados sísmicos marítimos, não são utilizados os tipos de licenças e estudos ambientais definidos pela Resolução CONAMA nº 23/94. Neste caso, aplicam-se as regras gerais constantes na legislação que disciplina o licenciamento ambiental em nível federal conforme art. 10, da Lei 6.938 de 31.08.81, regulamentado através do Decreto nº 99.274 de 06.06.90.

O processo de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural engloba as seguintes exigências e autorizações para concessão das licenças: Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental em sua área de atuação para, a partir de então, o IBAMA (ou o órgão estadual competente) dar início ao processo de licenciamento conforme tabela 1

Tabela 1: Tipos de licença e as atividades autorizadas pelas mesmas.

ATIVIDADE	TIPO DE LICENÇA	ESTUDO AMBIENTAL APLICÁVEL	FINALIDADE
<b>PERFURAÇÃO</b> <i>(Programa Exploratório Mínimo contratado com a ANP)</i>	<b>Licença Prévia para Perfuração (LPper)</b>	Relatório de Controle Ambiental - RCA	Autoriza a atividade de perfuração.
<b>PRODUÇÃO PARA PESQUISA</b> <i>(Teste de Longa Duração-TLD, autorizado pela ANP)</i>	<b>Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro)</b>	Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA	Autoriza a realização do Teste de Longa Duração – TLD,
<b>SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO</b> <i>(Sistema de Produção e escoamento em novo campo ou bloco – Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP)</i>	<b>Licença de Instalação – (LI)</b>	Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental - EIA/RIMA.	Autoriza, após a aprovação do EIA/RIMA com a respectiva realização de Audiência Pública, a instalação de sistemas e unidades necessárias à produção e ao escoamento.
<b>SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO</b> <i>(Áreas onde já se encontra implantada a</i>	<b>Licença de Instalação (LI)</b>	Relatório de Avaliação Ambiental - RAA	Autoriza, após a aprovação do RAA, a instalação de sistemas e unidades

atividade)

<b>SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO</b>	<b>Licença de Operação (LO)</b>	- Projeto de Controle Ambiental (PCA).	adicionais necessários à produção e ao escoamento. Autoriza, após o atendimento das condicionantes da LI, a aprovação do PCA, do PEI e da realização da vistoria técnica, o início da operação do empreendimento.
<b>AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS</b> (Autorização da ANP para realização da atividade de Levantamento de Dados Sísmicos Marítimos, <u>não</u> exclusivos)	<b>Licença de Operação (LO)</b>	Estudo Ambiental (EA)	Autoriza, após aprovação do EA, o início da atividade de levantamento de dados sísmicos marítimos.
<b>AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS</b> (Contrato de Concessão ANP do Bloco, que prevê atividades de pesquisa, compreendendo a Aquisição de Dados Sísmicos Marítimos, exclusivos)	<b>Licença de Operação (LO)</b>	Estudo Ambiental (EA)	Autoriza, após aprovação do EA, o início da atividade de levantamento de dados sísmicos marítimos.

Exclusivamente para as atividades de Exploração, Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (EXPROPER) são necessários quatro tipos de licença para atender plenamente a produção de petróleo conforme quadro a seguir:

Tabela 2: documentos técnicos exigidos para o licenciamento.

ESTUDO AMBIENTAL APLICÁVEL	CONFORMIDADE	FINALIDADE
Estudo Ambiental - EA	De acordo com a Lei nº 6.938/81 regulamentada pelo Decreto nº 99.274/90 art. 10	Emissão de LO para as atividades de levantamento de dados sísmicos marítimos.
Relatório de Controle Ambiental – RCA	De acordo com a Resolução CONAMA nº 23/94	Emissão da LPper para a atividade de perfuração marítima.
Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA	: De acordo com a Resolução CONAMA nº 23/94	Emissão de LPpro , para a atividade de produção para pesquisa.
Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA	De acordo com as diretrizes das Resoluções CONAMA nº 001/86, 23/94 e 237/97,	Emissão de LI para as atividades de instalação do sistema de produção e escoamento de petróleo e gás natural.
Projeto de Controle ambiental – PCA	Deverá conter os projetos executivos de minimização dos	Emissão da LO para as atividades de produção e escoamento de petróleo e

	impactos ambientais, segundo Resolução CONAMA nº 23/94	gás natural.
Relatório de Avaliação Ambiental – RAA	De acordo com a Resolução CONAMA nº 23/94	Emissão de LI para as novas instalações de produção e escoamento de petróleo e gás natural nas áreas onde já se encontra implantada a atividade.

Para o início das atividades de levantamento de dados sísmicos marítimos é necessário a obtenção da Licença de Operação – LO junto ao IBAMA, através do Escritório de Licenciamento Ambiental das Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN/IBAMA.

O ELPN/IBAMA definirá juntamente com a participação do empreendedor, os documentos, projetos e os estudos ambientais, necessários ao início do processo de licenciamento. Normalmente os TRs contemplam dentre outros os seguintes dados (CONAMA nº 237 em seu Art. 10, Inciso I): (a) Identificação da atividade e do empreendedor; (b) Caracterização da atividade; (c) Descrição geral da atividade; (d) Área de influência da atividade; (e) Análise de riscos e (f) medidas mitigadoras, compensatórias e projetos ambientais (monitoramento ambiental, controle da poluição, comunicação social, treinamento de trabalhadores, desativação e Plano de Emergência Individual – PEI, entre outros)

Será necessária a apresentação ao ELPN/IBAMA da documentação de Requerimento para obtenção da licença, Relatório de Controle Ambiental – RCA , incluindo o Plano de Emergência Individual elaborado de acordo com o TR. (Resolução CONAMA nº 293/01)

## **CAPITULO 5 - METODOLOGIA DE SUBSCRIÇÃO DE RISCOS INERENTES A ATIVIDADE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETROLEO**

Ao longo das últimas décadas a Indústria de petróleo vem aprimorando a prática do gerenciamento dos riscos por meio da análise dos grandes acidentes e mesmo dos incidentes relevantes. Na busca em identificar a exposição que estes eventos estão submetidos, bem como as lacunas nos sistemas de proteção que possam levar a falha e até mesmo ao colapso total de um determinado sistema, a indústria coloca em prática recomendações tanto de especialistas em segurança como subscritores da indústria de seguros. Tal fato visa a adoção de sistemas mais avançados quanto a segurança e procedimentos de administração e gestão dos processos visando promover a redução de lesões e fatalidades dentro das instalações, perdas patrimoniais significantes e danos e prejuízos a terceiros.

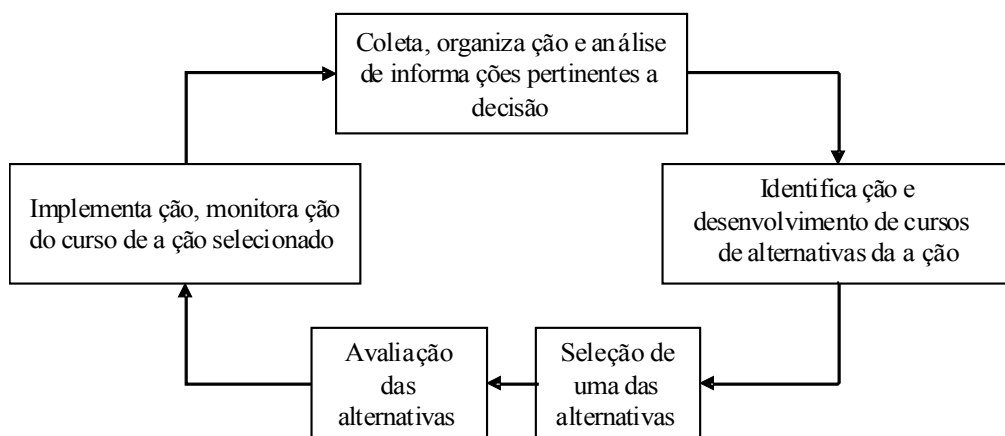
Dentro do tradicional contexto da identificação e avaliação quanto a exposição de um determinado evento, deverá se atentar para os aspectos de segurança praticados.

Aliados a exposição frente a perigos naturais, operacionais, de processo bem como as características da planta e sistemas de segurança, também deverão ser observadas a complexidade e estabilidade dos processos. O emprego de “boas praticas”, tanto sob o hedge da segurança dos trabalhos desenvolvidos, dentro de um conceito mais amplo abrangendo os procedimentos emergenciais, bem como a extensão dos impactos a comunidade em torno do empreendimento.

### 5.1 O processo de subscrição

O processo de subscrição de um determinado risco dentro da atividade de E&P pode ser dividido em 4 partes principais: (1) a coleta e qualidade das informações, (2) análise dos dados coletados, (3) tomada de decisão e condições gerais para aceitação e (4) a Precificação do seguro – prêmio.

Figura 4: Processo decisório na subscrição – Fonte: (Fonte: IIA/1998)



Para tomada de decisão é fundamental que o subscritor tenha total compreensão da condição de suscetibilidade ou vulnerabilidade da perda em questão. Entender a exposição quanto a frequência e severidade de um determinado risco, bem como as proteções, prevenções e mitigação aplicadas ao mesmo são fatores determinantes para uma correta subscrição.

Dada a sua complexidade, o subscritor deverá se apoiar no conhecimento do processo e informações objetivas (fatos verificáveis) que determinaram a aceitabilidade, agravamento ou negativa da cobertura para um determinado risco.



A análise deverá estender-se para os riscos externos. Elementos fora do bem segurado que pode causar dano ou prejuízo ao mesmo. Há casos de uma má subscrição por falhas na coleta de informações essenciais (ou informações desejáveis que valessem a pena serem coletadas) por qualquer razão comprometendo a qualidade da subscrição.

Outro fator que será levado em consideração na subscrição são as finanças do segurado. Ao analisar as informações financeiras, os subscritores de seguros de bens procuram identificar certas áreas com problemas em potencial.

Em sua maioria os subscritores agrupam os vários índices financeiros em 4 grupos: (1) endividamento e alavancagem; (2) solvência e liquidez; (3) atividade ou movimento; (4) lucratividade.

Organizações bem sucedidas freqüentemente usam o endividamento como um meio de levantar dinheiro para a expansão. Os subscritores consideram a relação do endividamento com o ativo, mas não o tamanho do endividamento em si. A relação entre o que a empresa toma emprestada e o que ela possui é denominada alavancagem. Uma empresa com alto nível de alavancagem pode entrar em dificuldade financeira. Por outro lado se alavancagem for pequena pode estagnar o crescimento de um negócio prospero.

A análise da solvência e liquidez irá apontar a capacidade da empresa em pagar suas obrigações correntes. A incapacidade para cumprir obrigações financeiras de ordem geral poderá levar a empresa a negligenciar esforços de manutenção e segurança. O subscritor deverá observar a proporção entre o ativo que pode ser rapidamente convertido em dinheiro e as obrigações vincendas.

Uma empresa prospera movimentada continuamente seu estoque por meio da venda do mesmo. O movimento lento pode indicar a não aceitação do produto ou rejeição da própria empresa pelo mercado consumidor. Esta é uma situação delicada onde a negligência do subscritor para tal fato só será percebida no momento da regulação do sinistro, podendo apontar uma fraude ou dolo do proprietário contra o seguro. A análise da atividade financeira da empresa poderá indicar a necessidade de se agravar a subscrição pelo risco moral envolvido.

Embora uma empresa possa operar durante um período sem lucro ou mesmo com prejuízo, a mesma não poderá sobreviver sem lucrar dentro de um regime de razoável consistência, caberá ao subscritor analisar além se há lucro, comparar o mesmo com as vendas, com o lucro líquido (ativo menos passivo) ou com o total de ativos.

### **5.1.2 Valor do Risco**

O valor em risco, caso ocorra um sinistro, expressará o desequilíbrio financeiro no caixa da organização proveniente das perdas sendo restaurá-lo objetivo do seguro.

O subscritor se baseará nas informações constantes do relatório de inspeção de risco, também chamado de vistoria prévia. Esse relatório pode conter um estudo de perdas por tipo de cobertura solicitada pelo segurado, onde o inspetor – baseado em sua experiência – indicará valores para estabelecer as perdas normais esperadas (PNE) o dano máximo provável (DMP) e para a perda máxima possível (PMP). Esses três valores servirão de apoio para o cálculo do prêmio estatístico do seguro que, acrescido do carregamento de segurança e do carregamento comercial, mais os impostos e emolumentos devidos, resultará no prêmio a ser cobrado do segurado. Cada subscritor tem a sua metodologia para determinar o prêmio a ser cobrado do segurado. Podemos resumir o custo do seguro por meio da seguinte fórmula:

$$PS = CR + MA + ML$$

Sendo:

$$CR = FS * VMI$$

$$FS = \frac{\sum \text{Quantidade de Sinistros}}{\sum \text{Quantidade de Segurados}}$$

$$VMI = \frac{\sum \text{Valor total Indenizações}}{\sum \text{Quantidade total de sinistros}}$$

Onde:

PS = Prêmio de Seguro

CR = Custo do Risco

MA = Margens Administrativas

ML = Margens de Lucro

FS = Frequência dos sinistros

VMI = Valor Médio das Indenizações

### 5.1.2.1 Perda Normal Esperada (PNE)

Este parâmetro deve balizar a expectativa de despesas normais de manutenção e influenciar a fixação das Franquias em valores monetários, pois se prende aos danos materiais inerentes ao negócio, previsíveis ou não, porém sem maiores conseqüências.

#### **5.1.2.2 Dano Máximo Provável (DMP) - *Probable Maximum Loss – PML***

É a maior perda gerada por um determinado evento, seja ele natural, operacional ou induzido, admitindo que os mecanismos existentes para prevenção e combate a esta perda estejam em condições de atuarem a contento no momento da formação do sinistro.

#### **5.1.2.3 Perda Máxima Possível (PMP) - *Maximum Possible Loss – MPL***

É a maior perda gerada por um determinado evento, seja ele natural, operacional ou induzido, admitindo que os mecanismos existentes para prevenção e combate a esta perda falhem, sem condições de atuarem a contento no momento da formação do sinistro.

Alguns subscritores alegam que a perda de 100% dos sistemas de proteção não é possível, uma vez que foi evidenciado por meio da inspeção de risco o funcionamento e eficiência destes equipamentos. Porém a casos onde este fato ocorreu onde o bem foi levado a perda total e os impactos a danos e prejuízos potencializados por falta de ação dos sistemas de proteção.

## **5.2 Avaliação dos Riscos**

As técnicas empregadas para avaliação probabilística do risco são divididas em quantitativas e qualitativas. Ambas têm como objetivo a representação dos riscos inerentes a uma atividade quanto a probabilidade de ocorrência de uma falha ou evento e severidade das suas conseqüências.

Cada fase do ciclo de vida de uma instalação industrial deve ser submetida a um processo de identificação de perigos e análise de riscos, mediante a aplicação de uma ou mais técnicas, baseando-se nas características da instalação e nos objetivos e resultados esperados.

		TÉCNICAS APLICÁVEIS					
		Análise Quantitativa de Riscos (AQR)	Análise Preliminar de Riscos (APR)	Análise de conseqüências	Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP)	Lista de verificação ("checklist")	E se? ("what if?")
FASE DO CICLO DE VIDA DA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL	Projeto conceitual		X				X
	Projeto Básico		X	X	X		
	Projeto de Detalhamento	X	X	X	X		
	Construção e Montagem		X			X	X
	Comissionamento Pré Operação					X	
	Operação		X	X	X	X	X
	Desativação		X			X	

Fonte Petrobras Modificado

A subscrição deverá ter como norte a possibilidade de falhas e / ou acidentes que possam acarretar danos e prejuízos devendo se valer na identificação das variáveis e suas inter-relações que afetaram os parâmetros da probabilística e classificação da magnitude dos impactos. Para esta tarefa são lançadas inúmeras técnicas relevantes como a APR – Análise Preliminar de Riscos, AAF – Arvore de Análise de Falhas, HAZOP – Hazard and Operability Studies e Matrizes de Risco. Tais metodologias são aplicadas para estimar de forma qualitativa ou quantitativa os parâmetros de risco.

Ao levar em consideração o complexo ambiente de uma planta petrolífera, o subscritor deverá identificar a interdependência entre atividades ou setores que possam originar ou agravar um determinado risco. Ao analisar a informação disponível para o fluxo de produção de toda a organização, deverá ser capaz de determinar seus fatores probabilísticos bem como a ordem de grandeza dos impactos de um acidente estendido.

Dever ser levado em conta relatórios de inspeção, auditoria técnicas entre outros, buscando experimentar o peso de cada estimativa em comparação com uma escala de classificação normalizada, priorizando e forma relativa segundo a conveniência de cada estratégia de subscrição. (Haddad, Morgado, DeSouza / 2008)

### 5.3 Matriz de Relevância

A Matriz de Relevância aplicada a subscrição de riscos dentro da atividade de exploração e produção de petróleo tem como finalidade “*Rankear*” os riscos conforme o nível de criticidade dos diversos setores de uma organização, permitindo auxiliar no julgamento de si e como aceitar um determinado risco frente ao apetite em assumir riscos pela ótica do mercado de seguros.

A priorização dos riscos é baseada na quantificação do risco por meio da multiplicação da probabilidade da ocorrência de um evento relacionado e a severidade das conseqüências.

A Matriz de Risco é construída a partir de uma matriz (i X j), onde as colunas representam os perigos e as linhas os setores da planta em questão.

Cada célula terá uma graduação (“G”) em função da exposição do agente de risco presente no setor ou atividade. (“N”) é um fator que dependerá da análise que será promovida. Ex.: número de trabalhadores presentes em cada um dos sectores de fábrica, valores em risco por setor, população de uma área com possibilidade de ser afetada por um vazamento de petróleo.

Tabela 4 - Graduação dos Riscos para Elaboração da Matriz de Relevância

Fatores de Risco	Descrição
G = 0	Nenhuma Exposição
G = 1	Baixa Exposição
G = 3	Média Exposição
G = 9	Alta Exposição

Fonte: Haddad, Morgado e DeSouza / 2008 - modificado

A atribuição dos fatores de risco deverá ser feita com base nos resultados obtidos das análises da informação prestada pelo tomador do seguro (APR, PPRA entre outros) e caso necessário complementada com a realização de vistoria prévia a planta.

Matematicamente a frequência da exposição a um risco é determinado por FHJ, considerando-se a contribuição de todos os setores e FSI como a frequência de exposição, considerando a contribuição de todos os agentes em um determinado setor como:

$$f_{Hj} = \sum_{i=1}^{i=y} M_{i,1} * N_{i,j}, \text{ for } 2 \leq j \leq x \quad (1)$$

$$f_{Si} = \sum_{j=2}^{j=x} M_{i,1} * N_{i,j}, \text{ for } 1 \leq i \leq y \quad (2)$$

Onde:

$f_{Hj}$  = Somatório dos fatores para cada risco, considerando a contribuição de cada setor

$f_{Si}$  = Somatório dos fatores associados a cada setor, considerando a contribuição de cada risco

Figura 5 - Matriz de Relevância

Setor	Fator	H a	H b	....	H x	f s
S <sub>1</sub>	M <sub>1.1</sub>	N <sub>1.2</sub>	M <sub>1.3</sub>	....	N <sub>1.x</sub>	fs <sub>1</sub>
S <sub>2</sub>	M <sub>2.1</sub>	N <sub>2.2</sub>	N <sub>2.3</sub>	....	N <sub>2.x</sub>	fs <sub>2</sub>
S <sub>3</sub>	M <sub>3.1</sub>	N <sub>3.2</sub>	N <sub>3.3</sub>	....	N <sub>3.x</sub>	fs <sub>3</sub>
:	:	:	:	:	:	:
S <sub>y</sub>	M <sub>y.1</sub>	N <sub>y.2</sub>	N <sub>y.3</sub>	....	N <sub>y.x</sub>	fs <sub>y</sub>
F <sub>h</sub>		F <sub>h2</sub>	F <sub>h3</sub>	....	F <sub>hx</sub>	ΣFh = Σfs

Fonte: Haddad, Morgado e DeSouza / 2008 – modificado

### 5.3.1 Classificação dos Perigos

Para uma correta subscrição os riscos deverão ser segregados em objetos seguráveis distintos: pessoas, patrimônio, responsabilidade civil, responsabilidade contratual, entre outros.

O emprego da matriz de relevância permite ao subscritor identificar quais setores contam com o nível de maior criticidade perante a severidade de um risco cabendo estabelecer condições para aceitação do mesmo ou, em ultima análise declinar da cobertura de tal evento.

### 5.4 Exposição aos riscos operacionais

Ao levar em consideração a interdependência entre a exposição e proteção de um determinado evento, a exposição frente aos aspectos operacionais deve ser considerada como parte da avaliação de risco global de uma planta. Alguns fatores são fundamentais para promoção desta análise, como:

- Modo de operação faz referencia ao grau em que os limites do sistema serão explorados.

- Planejamento das paradas programadas (total ou parcial) bem como a periodicidade que deverão acontecer de uma unidade de processo ou planta para manutenção, reparação ou inspeção.
- Número de mudanças durante a operação da unidade ou planta quanto as mudanças para otimizar as operações, enquanto a planta está em plena produção.
- Intensidade de manutenção durante a operação, ou seja, as manutenções e reparos sofridos pela planta em plena operação.
- As mudanças organizacionais, os níveis de recursos humanos e de flutuação de pessoal, que precisam ser monitorados, em especial durante períodos de baixa atividade e / ou fusão e aquisição empresarial.
- Extensão do uso de contratantes (mão de obra terceirizada, empreiteiros), o que torna a garantia de qualidade um desafio crítico.
- Ambiente de Inspeção que entre outras coisas é conduzido por regulamentações governamentais.

Esta perspectiva do risco traz a luz como o controlador responsável pela operação, por meio do modo que opera a planta, pode ser um risco em si. Os fatores descritos não são os únicos, porém contam com maior relevância aumentando o risco operacional no geral.

#### **5.4.1 Avaliação dos Riscos Operacionais**

A avaliação dos riscos operacionais deverá ser promovida dentro de uma estrutura bidimensional para que se garanta a qualidade da avaliação do risco de um ativo que possa ser segurado.

A dimensão exposição medirá o grau de risco inerente as atividades realizadas na unidade, planta ou site essencialmente quanto os perigos naturais em quanto a dimensão proteção do risco avaliará todas as medidas de proteção e mitigação quanto a exposição das perdas relativas a falhas humanas como da própria planta. A classificação de ambas as dimensões deverão ser baseadas em comparações relativas aos parâmetros praticados pela indústria sendo “baixo grau de exposição” indica que as exposições identificadas são consideravelmente mais baixas quando comparadas aos riscos típicos inerentes aos pares da industria de petróleo. Da mesma maneira “alto grau de exposição” são consideravelmente maior quando comparadas aos riscos típicos inerentes aos pares da industria.

### 5.4.2 Modo de operação

O modo como uma planta ou site é operado tornou-se um dos fatores que mais contribuíram para as perdas na indústria de petróleo. Muitas vezes os processos são conduzidos ao extremo limite operacional para maximização da produção. Tal fato denota o grau de exposição da planta frente ao parâmetro de aceitabilidade de um risco.

Pode-se dizer que a planta opera tendendo a um stress máximo uma vez que a probabilidade de falhas dos equipamentos, dos processos e dos erros humanos aumenta exponencialmente ao trabalharem dentro de um regime fora do programado, ameaçando a integridade da instalação.

Honeywell em sua pesquisa, identifica os 3 principais tipos de fontes ou causas de anomalias que são impulsionadas pelo modo de operação: (1) 40% - Falhas mecânicas e equipamentos – muitas vezes evitáveis, (2) 40% - As pessoas – quase sempre evitáveis e (3) e 20% o contexto de trabalho – principalmente evitáveis.

Tabelas 5 - Indicadores de Operação

Risco de Exposição	Modo de Operação
Baixo grau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Viabilidade para interromper o sistema ao primeiro aviso de anomalias;</li> <li>• Rendimento real dentro da capacidade projetada</li> <li>• Fatores razoáveis no fluxo do processo que permitam janelas de oportunidade para promover pequenos reparos</li> <li>• Nenhum sinal de negligência</li> </ul>
Alto grau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rendimento real acima da capacidade projetada;</li> <li>• Fatores indicativos de instabilidade do processo;</li> <li>• Sinais de negligência durante a vistoria prévia, by pass entorno das válvulas de controle, evidências de controles críticos ignorados.</li> </ul>

Outro fator a se levar em consideração quanto a operação é o numero de paradas e reinícios de uma planta de processo industrial. Tal procedimento torna-se critico quando se opera maquinas e equipamentos submetidos a alta pressão e temperatura, como as condições encontrada na camada pré-sal, podendo alterar significativamente a vida útil dos mesmos. O histórico de acidentes para atividade de petróleo relata que em sua maioria as perdas ocorreram durante a inicialização ou interrupção do processo.



### 5.4.3 Intervalo Entre as Paradas Programadas de uma Planta de Processo

Todos os elementos de um processo produtivo sempre estarão sujeitos a desgastes que podem ser previstos por meio da confiabilidade dos elementos que compõem o sistema de engenharia da planta. Desta forma as paradas necessárias para revisão, manutenção e reparo de uma planta de processos pode ser planejada (parada total ou parcial). Dentro da atividade de exploração de petróleo e gás é prática a realização de inspeções baseadas em risco. Tal prática indicará o correto período para reparar ou substituir instrumentação, tubos, equipamentos e embarcações. No tocante a exposição o intervalo relativo entre as paradas de uma unidade, quando longos, tornam-se fator de preocupação. Os dias parados de uma planta de processo podem ser encarados como prejuízo acarretando em paradas para reparos emergências, fora do planejamento inicial.

Cabe mencionar que na indústria de petróleo algumas plantas e sites contam com mais de 50 anos de atividade e bem verdade que tais plantas contam com um regime de inspeção anual ou bienal conforme a idade da planta. Atualmente algumas unidades operam continuamente, por mais de 5 anos sendo severamente afetadas pelo processo de envelhecimento. Alongar o intervalo entre as paradas programadas pode se tornar um fator de exposição, porém o que motiva tal prática?

Pode se destacar como fator de motivação para aumentar o tempo entre as paradas programadas:

- Processos bem estabelecidos, sem problemas;
- A necessidade de obter boas classificações no índice de referência de desempenho;
- Estender o período de produção aproveitando a alta demanda de mercado para melhorar resultado financeiro;
- Necessidade de cobrir a produção de uma planta que sofreu uma parada forçada;
- Falta de fundos, devido a condições financeiras do gestor impossibilitando um escalonamento melhor entre as paradas.

Tabela 6 - Indicadores para paradas programadas

Plantas de Processo	
Risco de Exposição	Intervalo
Baixo grau	1 à 2 anos
Alto grau	> de 5 anos

Terminais	
Risco de Exposição	Intervalo
Baixo grau	≈ 10 anos
Alto grau	≥ 20

#### 5.4.4 Gestão de Mudanças - *Management Of Change (MOC)*

Grandes perdas na atividade de exploração e produção de petróleo poderiam ser evitadas com a adoção da prática de gestão de mudanças. Normalmente as mudanças para otimização de operações são realizadas em pleno funcionamento da planta. Tais mudanças são apontadas como fatores decisivos que contribuíram para perdas catastróficas. Como exemplo, a plataforma *Piper Alpha* onde o fracasso em atualizar documentos críticos e treinamentos associados ao processo demonstrou não serem eficientes. A grande questão não está na mudança propriamente dita e sim, na gestão das mesmas.

Com as grandes perdas sofridas nas últimas décadas pela indústria de petróleo, operadores desenvolveram de forma sistêmica e padronizada, procedimentos para gestão de mudanças. O que é relevante a dimensão de proteção não é apenas a qualidade da gestão, mas a quantidade de alterações realizadas durante a operação. Tais números, quando comparados, variam amplamente entre os pares desta indústria devido a fatores como a complexidade das instalações, idade das plantas, pressões comerciais e agências reguladoras.

Dentro do aprimoramento da MOC observou-se que quanto maior o intervalo entre as paradas programadas maior o número de mudanças, elevando a probabilidade de alterações e a propensão a perdas.

Procedimentos de gestão de mudanças fracos, relacionados a uma quantidade elevada de alterações realizadas durante a operação da planta, torna-se fator preocupante do ponto de vista da exposição. Por este motivo há uma tendência entre os operadores em adotarem a contagem do número absoluto de mudanças realizadas, independente da localização, extensão do risco da mudança ou qualidade do programa adotado.

Tabela 7- Indicadores de Gestão de Mudanças

Risco de Exposição	Quantidade de mudanças com a planta em pleno funcionamento
Baixo grau	≤ 100 mudanças operacionais por ano e por localização
Alto grau	≥ 600 mudanças operacionais por ano e por localização

#### 5.4.5 Intensidade de Manutenção Necessária Durante a Operação da Planta

Em um ambiente de alta complexidade como encontrado nas plantas petrolíferas, frequentemente são realizadas obras de manutenção e reparos dos sistemas durante a operação da planta. Para tanto, são emitidas ordens de permissão de trabalhos (PT). As PTs esclarecem às condições em que o pessoal e setores envolvidos na tarefa deverão realizar os trabalhos dentro de procedimentos de qualidade e segurança pertinentes a tarefa.

Da mesma forma que a MOC, a análise dos acidentes salientou que operadores com quantidades elevadas de permissões de trabalho, foram mais propensos a perdas. A comparação fora realizada entre unidades semelhante, operando no mesmo local, porém por operadores distintos, demonstrando maior exposição a perdas quanto maior o numero de permissões de trabalhos emitidas. A análise apontou que das PTs relacionadas com o estudo indicava um grande numero de perdas com permissões de execução de manutenção ou troca de equipamentos envolvendo trabalhos a frio, como compressores, bombas e substituição de equipamentos e reparos após a quebra. Este fato demonstrou que o tipo de licença torna-se pouco relevante sendo fator preponderante a quantidade de ordens de trabalho emitidas.

A de salientar que as permissões de trabalhos para manutenção preventiva e preditiva não são consideradas para esta analise.

Tabela 8 - Indicadores de intensidade de manutenção

Risco de Exposição	Indicadores de intensidade de manutenção a pleno funcionamento da planta
Baixo grau	≤ 20 PTs por unidade por semana (complexidade similar)
Alto grau	≈ 100 PTs por unidade por semana (complexidade similar)

#### 5.4.6 Nível de lotação Organizacional e Volume de Negócios

As análises promovidas em acidentes com grandes perdas apontaram para uma combinação de falhas que sobrepueram várias camadas de proteção, tendo como condutor o fator humano como agravante de importantes acidentes, demonstrando em diversas ocasiões não estarem suficientemente preparados para situações de emergências e até mesmo nas habituais necessidades do processo. Tal desconhecimento pode manifestar-se em perda de desempenho frente a anomalias que o processo apresente, levando a um padrão de resposta emergencial insuficiente no tocante a segurança.

Pressões econômicas visando maior competitividade de um operador frente a concorrência pode levar a pratica de incentivar a otimização dos níveis de pessoal necessários para operar a planta aumentando o risco de acidentes. Tal pratica vem demonstrando que a

diminuição do quadro de pessoal destes operadores pode afetar uma serie de tarefas. As re-engenharias quando motivadas apenas pelo aspecto econômico vem demonstrando a perda de massa critica corporativa, levando a fuga de conhecimento e baixo estado de vigilância sobre fatores que levam há incidentes de maior impacto.

Outro fator observado é a freqüente mudança de propriedade de uma planta, dificultando a promoção de uma cultura corporativa estável. Organizações estáveis tendem a ter uma força de trabalho mais consciente e leal aos princípios da empresa.

Organizações que adotam a pratica de contratação de mão de obra por demanda tendem a sentir mais o efeito da falta de experiência. Empresas com pouca robustez administrativa sentem mais a falta de experiência levar a incidentes / acidentes por falhas de varias camadas de proteção.

No entanto a constante mudança da força de trabalho não é o único fator determinante. Elevada rotatividade e contratação de empregados sem formação adequada para o desempenho da função, agravada muitas vezes pela separação física de departamentos podem levar a demora e mesmo erros no julgamento de situações anormais do processo.

Embora tais aspectos sejam difíceis de quantificar, há indicadores indiretos que podem fornecer importantes informações, como: n° de vagas, rotatividade de pessoal, comparativo entre contratações e demissões, horas extras trabalhadas, entre outras. Também deverão ser analisados aspectos adicionais quanto a mudança organizacional da planta que possam afetar a integridade da operação como: Mudanças freqüentes na gestão dos trabalhos, rotatividade de trabalhadores dentro da planta, eliminação, redução e realocação de departamentos (principalmente dos indivíduos envolvidos com a engenharia de segurança, treinamento, brigada de incêndio e respostas a emergências) bem como a remoção de camadas de gerenciamento que podem afetar sensivelmente a fiscalização das tarefas levando a incidentes.

#### **5.4.7 Extensão de trabalhos com emprego de empreiteiros**

Como característica da indústria de petróleo, o emprego de empreiteiros é amplamente utilizado. Tal pratica vem proporcionando o aumento do risco operacional uma vez sendo o contratante detentor de grande expertise e qualificação, limita-se apenas a controlar o trabalho realizado por terceiros. Manter a qualidade do trabalho de um contratado trona-se um desafio

adicional, principalmente quando se estabeleceu um relacionamento advindo de trabalhos anteriores, reduzindo a percepção de detalhes necessários para execução segura de atividades dentro de um ambiente complexo como das plantas petrolíferas.

Tabela 9 - Indicadores para extensão de trabalhos

Risco de Exposição	Uso de contratado com inspeção da contratante	Contratado no uso de manutenção regular
Baixo grau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “All in house” (exceto Engenharia)</li> <li>• Serviços de Raio X</li> <li>• Medições de Emissões acústicas</li> <li>• Emprego de ultra-som</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “All in house” (exceto Engenharia)</li> <li>• Escavação (uso de equipamentos pesados supervisionado)</li> <li>• Pintura</li> <li>• Atividades emergências assistidas</li> </ul>
Alto grau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Somente cordenação “done in house”</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frequentes mudanças nas empresas contratadas</li> <li>• Mudança freqüente de pessoal da empresa contratante</li> </ul>

#### 5.4.8 Inspeção Ambiental

No tocante ao meio ambiente, os padrões de inspeção adotados passam a desempenhar papel fundamental na gestão dos riscos operacionais de uma planta petrolífera. Cabe ressaltar que a atividade de prospecção e produção de petróleo e gás é classificada com o mais alto nível de periculosidade. Aspectos como o envelhecimento da infra-estrutura da planta e equipamentos auxiliares de produção, mau funcionamento de Sistemas Instrumentados de Segurança (SIS) devido a agressividade do ambiente operacional e fadiga na infra-estrutura submersa, podem não serem notados.

Os padrões de inspeção irão contribuir para o nível de risco operacional de uma planta. Estes fatores dependerão principalmente de dois aspectos: (1) o ambiente regulatório vigente em um determinado local de exploração e produção de petróleo e (2) a importância que a empresa demanda para as inspeções de integridade mecânica.

Em alguns países a inspeção de equipamentos, plataformas e tubulações são de responsabilidade dos agentes governamentais sendo que em outros a extensão e freqüência de inspeções é confiada ao operador. Outro aspecto esta relacionado a adoção de um programa de Risco Baseado em Inspeção (RBI), por natureza são mais sujeitos a uma variedade de

considerações de controles a intervalos regulares. Também referidas como Inspeção Baseada no Tempo (IBT).

As normas legais e o ambiente regulatório de um determinado país muitas vezes ditam a filosofia de inspeção adotada pela organização, sendo típicas as seguintes abordagens:

- Ambientes regulatórios como o Brasileiro e Norueguês exigem que a inspeção a todos os equipamentos pertinentes ao processo, incluindo navios, sondas, plataformas e tubulações sejam realizadas por uma agência independente ou o próprio governo. Tal fato denota uma típica abordagem prescritiva conjunta onde a frequência e parâmetros exigidos são de alto rigorosidade, proporcionando um nível elevado de inspeção.
- Outros sites produtores de petróleo limitam-se a prescrever inspeções em vasos de pressão e válvulas de alívio dos operadores associados a atividade por meio de agentes reguladores ligados ao governo. As demais inspeções, como por exemplo, a tubulações e risers, será determinada pelo operador. Em algumas situações os tanques de armazenamento, por ventura podem ser prescritos por agências regulatórias.
- Outros locais de produção não prescrevem nenhum tipo de normativas aos seus operadores cabendo aos mesmos os protocolos de segurança que serão adotados, depositando maior confiança na gestão do operador no controle adequado.

Rigorosas normas empresariais e elevado perfil de inspeção, podem produzir um benefício semelhante à inspeção regulamentada podendo ser realizada dentro da filosofia de melhores praticas mais que exigido pela regulamentação, tornado-se um indicador quanto a importância despendida pela empresa no tocante as inspeções.

- Pessoal: Em organizações líderes a inspeção é gerido por especialistas cabendo aos empreiteiros apenas as atividades no local de medição.
- Padrões pelos quais o desempenho é medido: as organizações líderes estabelecem rigorosos indicadores para parametros chave de desempenho (*Key Performance Indicators - KPI*). Exemplo: Sem atrasos em inspeções a válvulas de segurança (PSV).
- Relatórios regulares de inspeção e desempenho quanto a integridade mecânica para a alta gerência (*KPI*): A alta gerência das organizações, dentro do principio das melhores práticas, levam a serio as métricas de desempenho.

- Melhores práticas: Organizações com fortes padrões corporativos são mais susceptíveis em garantir a adoção de melhores práticas e acompanhamento de auditoria eficaz.

## Capítulo 6 - Estudo de Caso

Subscrição para aceitação ou não de uma cobertura de risco para um possível evento de vazamento de óleo durante a perfuração de um poço.

O objetivo deste estudo de caso é aumentar o entendimento do subscritor de risco de uma Companhia seguradora quanto aos riscos materiais que possam vir a afetar uma Unidade de Perfuração em águas marinha, ultra - profundas, no Golfo do México.

### 6.1 - Análise Histórica de Acidentes

Ao se analisar os acidentes com a atividade de exploração e produção de petróleo em no Golfo do México entre 1950 – 2010 constata-se que apesar da indústria rumar para águas mais profundas, com maior numero de poços perfurados, a freqüência dos acidentes pouco variou. O incremento no aumento do número de acidentes deveu-se a incidência de furacões.

Tabela 10 - Freqüência de acidente relativo a riscos operacionais e naturais

	1950 - 1959	1960 - 1969	1970 - 1979	1980 - 1989	1990 - 1999	2000 - 2010	Total de Acidentes	(%)
<b>Blowout</b>		1	3	5	4	5	18	29,03
<b>Afundamento</b>	4	5	1	4	4	2	20	32,26
Colapso			1	1	1	1	4	6,45
Explosão				1			1	1,61
Furacão					1	16	17	27,42
Incêndio					1		1	1,61
Colisão						1	1	1,61
Numero de acidentes	4	6	5	11	11	25	62	
(%)	6,45	9,68	8,06	17,74	17,74	40,32		

Fonte: Elaboração própria - base de dados Itopf / DNV / Petrobras

Tabela 11 - Freqüência de acidente relativo somente a riscos operacionais

	1950 - 1959	1960 - 1969	1970 - 1979	1980 - 1989	1990 - 1999	2000 - 2010	Total de Acidentes	(%)
<b>Blowout</b>		1	3	5	4	5	18	29,03
<b>Afundamento</b>	4	5	1	4	4	2	20	32,26
Colapso			1	1	1	1	4	6,45
Explosão				1			1	1,61
Incêndio					1		1	1,61
Colisão						1	1	1,61
Numero de acidentes	4	6	5	11	10	9	45	
(%)	6,45	9,68	8,06	17,74	16,13	14,52		

Fonte: Elaboração própria - base de dados Itopf / DNV / Petrobras

Tabela 12 - Indenizações pagas pela indústria de seguros para blowout.

Data do Incidente			Localização	Vazamento (baril)	Fatalidades	Feridos	Perdas Asseguradas (\$)
Início	Termino	Tempo vazado					
28/01/1969	12/06/1969	5 mese e 14 dias	Santa Barbara, California	100.000			Não avaliado
03/06/1979	23/03/1980	10 meses 20 dias	Ixtoc Well, México	3,3 milhões			22.000.000
22/04/1977	30/04/1977	1 mês e 8 dias	Ekofisk Norwegian Sector	202.381			6.887.000
1980			Funiwa Niger Delta, Nigeria	200.000			53.554.000
02/10/1980	10/10/1980	1 mês e 8 dias	Arabian Gulf	100.000			1.300.000
21/08/2009	03/11/2009	3 meses e 14 dias	Timor, Australia , Indonesia	28.800			425.000.000
<b>20/04/2010</b>	<b>15/07/2010</b>	<b>3 mese e 26 dias</b>	<b>Golfo do México</b>	<b>4,9 milhões</b>	<b>11</b>	<b>17</b>	<b>2.560.000.000</b>
07/11/2011	11/02/2012	4 meses e 5 dias	Brasil	3.700			Não divulgado

Fonte: Willis Energy Loss Database (modificado)

Algumas considerações devem ser adotadas no momento da subscrição de um risco dentro de uma atividade de alto grau de periculosidade, como as atividades da indústria de petróleo. Apesar da frequência de acidentes apontarem para uma tendência de estabilidade, o mesmo não se pode dizer quanto aos impactos provocados por danos e prejuízos no caso de um sinistro.

Tabela 13 - Custo total das Indenizações dos acidentes seguráveis

Data	Equipamento	Consequencia	Causa	Ambiente	Extensão da Avaria	Fatalidades	Total de Indenizações (US\$ 000,000)
2010	Deepwater Horizon	Incêndio e Explosão	Blowout	Pré Sal	Perda Total	11	2.500
1988	Piper Alfa	Incêndio e Explosão	Vazamento de gás	Pós Sal	Perda Total	177	1.400
2009	Ekofisk	Colisão	Falha na aproximação	Pós Sal	Avarias Extensas		980
2011	Maersk Gryphon	Perda de Posicionamento	Mal tempo	Pós Sal	Danos severos ao sistema de risers e tubulações		700
2001	Petrobras P-36	Inclinação e Afundamento	Explosão	Pós Sal	Perda Total	1	600
1989	Five Sisters	Incêndio e Explosão	Blowout	Pós Sal	Perda Total		600
2009	Montara - West Atlas	Incêndio e Explosão	Explosão da Cabeça do Poço	Pós Sal	Avarias Extensas		450

Fonte: Willis Energy Loss Database (modificado)

Tabelas 14 - Matriz de Relevância Para Atividade Perfuração (Risco Patrimonial)



Setor	LMI	Blowout	Afundamento	Colapso	Explosão	Incêndio	FS	(%)
Acomodações	50.000	0	0	1	1	1	150.000	0,17
Áreas Externas	90.000	0	0	3	1	1	450.000	0,51
Sistema de Perfuração	350.000	3	9	9	3	3	9.450.000	10,76
Praça de Máquinas	210.000	9	0	3	3	3	3.780.000	4,30
Poço e Risers	2.000.000	9	9	1	9	9	74.000.000	84,25
FH		20.940.000,00	21.150.000,00	6.100.000,00	19.820.000,00	19.820.000,00		
(%)		23,84	24,08	6,95	22,57	22,57	87.830.000	

Por meio da matriz de relevância podem-se notar os setores mais críticos. Neste caso o sistema de perfuração e a área do poço, considerando os risers e sistemas subsea.

Quanto ao evento, se confirmam a criticidade apontada nas análises anteriores.

## 6.2 - Análise Organizacional do Acidente

O modelo de Gerência dos Riscos de Acidentes (GRA) e a *Organizational Accidents Theory* – OAT (Análise da Teoria Organizacional) desenvolvida por James Reason pode ser aplicada para o acidente em Macondo.

Reason descreve os principais acidentes do sistema das organizações como sendo a penetração dos perigos através dos sistemas de defesas ou barreiras. No modelo Reason "queijo suíço" (Figura 13), um acidente se desenvolve quando os principais riscos enfrentados em um sistema é capaz de penetrar com sucesso as barreiras através de buracos alinhados (defeitos, deficiências) nas barreiras formadas pelo Sistema de *Risk Control System* – SCR (Sistema de Controle de Risco).

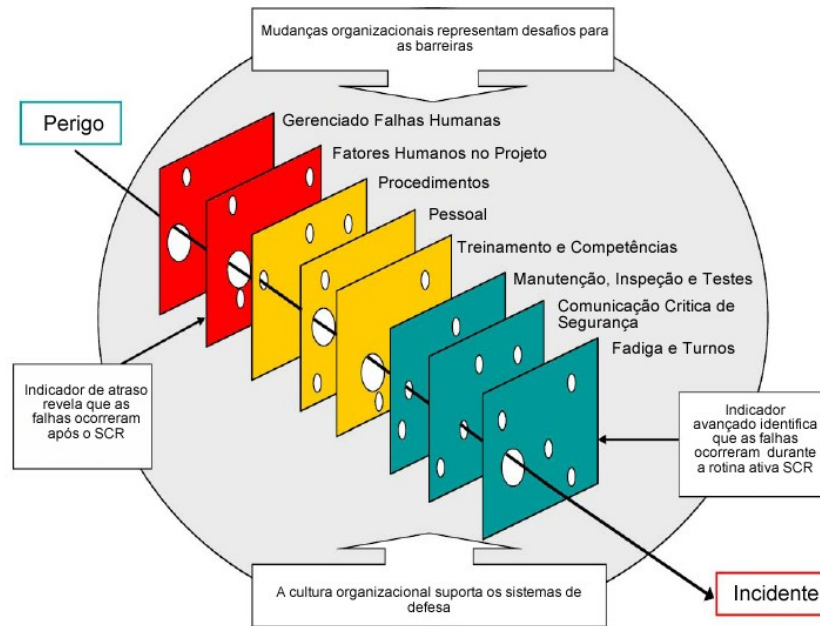


Figura 6- Acidentes resultantes de penetração bem-sucedida de múltiplas barreiras defensivas.  
(Reason/2002 modificado)

No modelo de Reason as barreiras são concebidas para servir uma ou mais das seguintes funções: (1) Criar compreensão e percepção dos riscos locais; (2) Dar orientação clara sobre como operar com segurança; (3) Fornecer alarmes e avisos quando o perigo é iminente; (4) Restaurar o sistema para site seguro em uma situação fora do normal; (5) As barreiras de segurança se interpõem entre os perigos e as perdas potenciais na intenção de conter e/ou eliminá-los e (6) Proporcionar os meios de evacuação e salvamento caso haja falha na contenção.

Os buracos das barreiras são criados por atividades ativas, tais como atos inseguros, e por atividades latentes, como defeitos não detectados ou incorporados ao sistema. Buracos ativos são desenvolvidos pelos operadores no limite extremo do sistema, isto é, quando o sistema está realmente funcionando. Condições latentes são incorporadas ao sistema ao longo da sua vida útil, pela organização, por exemplo, durante a concepção do sistema ou construção. Estas condições podem estar presentes por muitos anos, antes de se combinar com as falhas ativas, permitindo que os riscos penetrem nas camadas de defesa.

O tamanho e alinhamento dos furos nas defesas são determinados em grande parte pelo equilíbrio mantido pelas organizações envolvidas entre produção e proteção. Várias defesas só são eficazes quando não há outros fatores em ação para ajudar a derrotar esses obstáculos.

Quando há insuficiência de recursos dedicados à proteção, os riscos maiores associados ao aumento da produção podem contribuir para que haja falhas. Se o desequilíbrio é muito elevado (de produção elevada, baixa proteção), poderá haver catástrofes decorrentes de falhas múltiplas. A cultura da segurança de uma organização tem efeitos importantes sobre a manutenção de saldos adequados entre produção e proteção, e conseqüentemente, sobre a eficácia das barreiras para evitar falhas.

A OAT faz distinções claras entre a prevenção dos acidentes do trabalho individual e organizacional ou sistema de acidentes. Prevenção de acidentes de trabalho individual pode ser focada no elemento, principalmente pessoas que executam as atividades. Prevenção de acidentes do sistema deve ser focado em um conjunto mais amplo das questões que abrange todo o complexo organizacional (industrial, governamental e inter-organizacional) envolvidos no desenvolvimento e desempenho do sistema.

Aplicando a OAT proposta por Reason para o desastre Macondo, traz a luz informações úteis sobre as causas desta catástrofe, e de como os riscos associados a tais sistemas podem ser melhor geridos no futuro.

É óbvio que múltiplas barreiras pró-ativas, reativas e interativas foram penetradas até o desenvolvimento do blowout (Figura 14).

Uma barreira ativa crítica de proteção que fora penetrada, foi o plano de abandono temporário do poço de Macondo, especificamente o plano para o ensaio negativo de pressão e de deslocamento da lama antes que uma segunda barreira estivesse presente. Durante o teste de pressão negativa, barreiras interativas foram penetradas onde sinais críticos (pressões tubo de perfuração, presença de volume de fluídos emanados do poço) não foram devidamente detectados, analisado ou adotado uma ação apropriada.

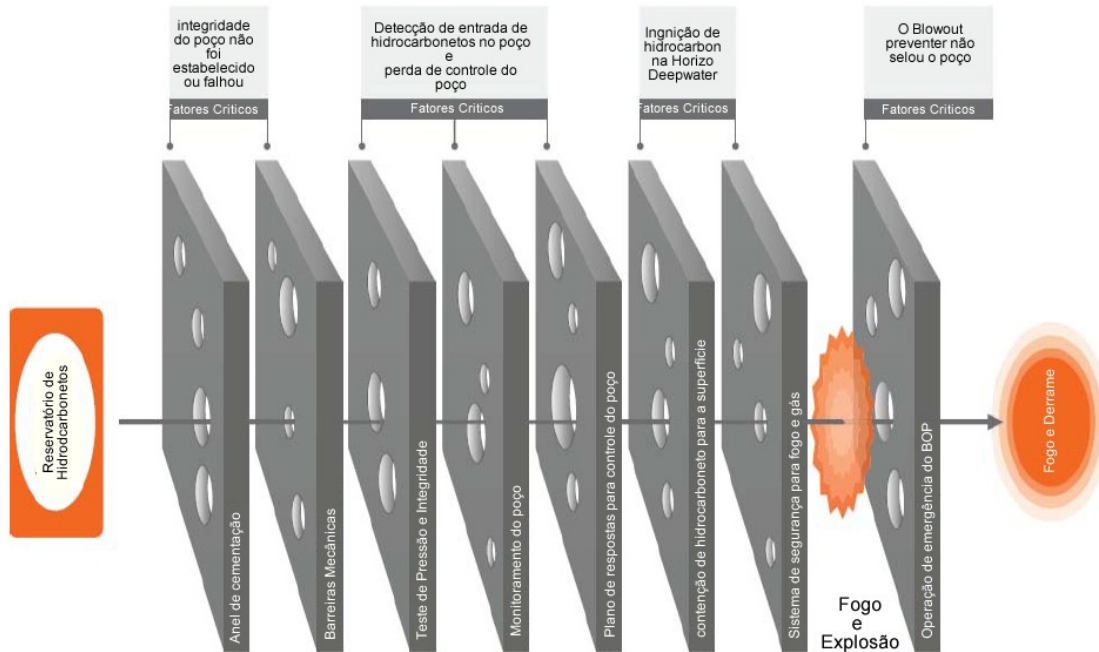


Figura 7 – A análise da barreira de penetração defensiva da BP que levou à ruptura do poço em Macondo. Fonte: President Final Report / 2011 (modificado)

Havia defeitos críticos incorporados ao sistema de barreiras defensivas da BP antes do início das falhas, incluindo aquelas associadas com a concepção e construção no tocante ao cumprimento e a realização das tarefas. Outro exemplo está relacionado com o procedimento de teste negativo enviado pela BP para a Deepwater Horizon, na manhã de 20 de abril de 2010. O procedimento foi um processo de alto risco onde um teste crítico foi realizado com o mínimo de barreiras passivas e ativas.

Nenhuma orientação definitiva foi projetada ou prevista para a interpretação dos dados provenientes dos testes caso o resultado fosse negativo. Não foram prescritas as ações corretivas necessárias caso os testes não fornecessem garantia de que o recipiente de pressão do poço estava intacto. Vários relatórios sobre este acidente indicam que a equipe de perfuração não recebera nenhum treinamento formal para realizar este teste crítico.

Deficiências e defeitos ativos desenvolvidos pela equipe operacional a bordo da Horizon Deepwater ativaram os defeitos incorporados no sistema que permitiram a penetração das múltiplas barreiras. O principal exemplo são as distrações e desvios de atenção que se desenvolveram durante as múltiplas operações em andamento que estavam sendo realizadas durante as operações de abandono temporário. Este déficit de atenção impediu a monitoração rigorosa do fluxo do fluido lama de perfuração, de dentro para fora do poço, impedindo que se

detectasse uma formação sutil de uma tendência das pressões e fluxos do poço (sinais fracos em um ambiente de forte ruído).

Outro exemplo foi a confusão e incerteza no pensamento das equipes offshore, causados pela seqüência de múltiplas atividades executadas por pessoal alocado de última hora, devido a mudanças nos planos da BP para a preparação da produção futura e o abandono temporário do poço.

O projeto de desenvolvimento do poço em Macondo indica evidências do desequilíbrio entre a produção inadequada e proteção. Como era de se esperar, houve pressões significativas para completar o poço o mais rapidamente possível. No entanto, não há clara evidência de pressões correspondentes para fornecer proteções apropriadas para minimizar e mitigar os efeitos múltiplos das mesmas, sobre a produção. À semelhança de um medidor de pressão sobre uma caldeira de vapor, em tempo real, apontava o risco eminente, a poucos metros, indicando o perigo agravado pela ausência de uma válvula de segurança para aliviar a pressão durante a construção.

Análise da Teoria Organizacional (OAT) salienta porque o registro de acidentes com perda de tempo, considerado de excelente qualidade em Macondo, não forneceu precursores eficazes para que se pudessem acompanhar por meio de sinais que o sistema principal encaminhava-se para um iminente acidente.

Esforços para evitar acidentes no sistema devem abordar um conjunto mais amplo de questões organizacionais e riscos associados a todos os elementos que o compõem. O bom registro de acidentes com perda de tempo plausível levou a complacência contribuindo para o desastre. Um elemento-chave da teoria de acidentes organizacional é a Cultura da Segurança de um determinado sistema. A OAT caracteriza como Cultura de Segurança do sistema a resultante a partir de sete elementos, enfatizando as posições de comando:

- 1) "... o motor que impulsiona o sistema com o objetivo de atingir o máximo da saúde, e segurança, independentemente da personalidade da liderança ou do sucesso do concorrente comercial. "
- 2) "... o respeito da continuação das muitas entidades que podem penetrar e romper as defesas ... seu poder deriva de não se esquecer de ter medo. "" ... a criação de um sistema de informação de segurança que recolhe, analisa e divulga informações de incidentes e quase perda, bem como de controles regulares pró-ativas no sistema de sinais vitais .... uma cultura informada. "

- 3) "... é necessário engendrar um relato da cultura de um clima organizacional em que as pessoas estão preparadas para informar os seus erros e quase erros ".
- 4) "... uma só cultura, permitindo uma atmosfera de confiança no qual as pessoas são encorajadas ou até mesmo recompensadas, com intuito de fornecer com informações essenciais relacionadas a segurança. A cultura deverá delimitar claramente onde deve ser traçada a linha entre aceitável e inaceitável para o comportamento. "
- 5) "... as organizações de alta confiabilidade com pleno domínio de SMS (saúde, segurança e meio ambiente) possuem a capacidade de se re-configurar em face do alto tempo das operações ou certos tipos de perigo. Uma cultura flexível pode assumir varias formas. Em muitos casos, envolve a passagem do modelo convencional hierárquico para uma estrutura profissional, onde o controle passa ser executado por especialistas locais de tarefas e depois revertidos para o modo burocrático tradicional, uma vez que a emergência tenha passado.
- 6) "...a capacidade de adaptação é uma característica essencial da organização preparada para a crise e depende fundamentalmente de respeito. Neste caso, o respeito as habilidades, experiência da força de trabalho , em particular, a primeira linha de supervisores. Mas o respeito deve ser conquistado, e isso requer maior investimento em treinamento por parte da organização. "
- 7) "... deve possuir uma cultura de aprendizagem, a vontade e competência para tirar conclusões corretas a partir de seu sistema de informação de segurança, e a vontade de implementar grandes reformas quando sua necessidade é indicada. "

Análises das informações disponíveis indicam que o sistema organizacional e equipes operacionais da BP não possuem uma cultura de segurança funcional. Seu sistema não foi concebido com o objetivo da máxima segurança em todas as suas manifestações, mas foi voltado para uma mentalidade de cumprimento imediato, ao invés de focar o todo. Pode se dizer que a BP "Esqueceu-se de ter medo." Poucas evidências demonstram que a BP é uma organização de alta confiabilidade possuindo uma rápida cultura de aprendizagem com vontade e competência para tirar as conclusões corretas a partir dos sinais de segurança do sistema. OAT indica claramente o desastre Macondo fora um acidente organizacional cujas raízes foram aprofundadas no grave desequilíbrio entre as disposições do sistema para a produção e proteção

### 6.3 A consequência de falhas

O acidente em Macondo indica claramente que a indústria não compreende plenamente o grau de risco envolvido em operar em águas profundas, comprometendo uma adequada estimativa das consequências de um fracasso.

Um dos desafios da aplicação da análise de risco tradicional estático para algo tão dinâmico e incerto como o ambiente de águas profundas e operações complexas é a falta de dados estatísticos significativos. A indústria não pode continuar a aceitar qualquer risco quantificável em águas profundas como sendo baixo.

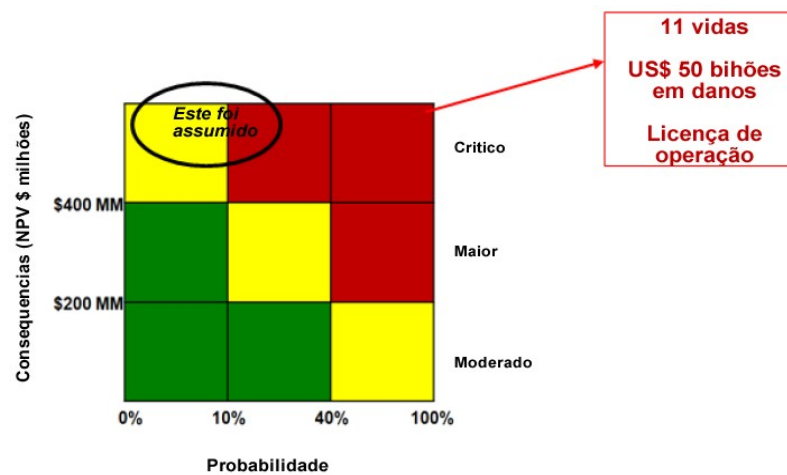


Figura 8 - Visão Tradicional do Risco e Consequência para águas profundas no GOM. (Lacy, 2010 – modificado)

No caso de Macondo a perda das principais salvaguardas, perda da sonda e completa perda do controle do poço por 87 dias, o cenário fora tido como remotamente possível. Embora sejam discutíveis que a qualificação e quantificação real do risco para um blowout importante em águas profundas sejam baixas. O resultado negativo significativo quanto aos impactos provocados é evidência clara e inaceitável para a mudança. Há evidência absoluta onde decisões que foram tomadas não eram consistentes com os verdadeiros riscos e as potenciais consequências.

### 6.4 Incidentes e questões organizacionais

Os acidentes recentes com a exploração de petróleo abalaram a confiança da indústria em lidar com a nova fronteira. As operações em águas profundas e poços complexos não

seguem os padrões tecnológicos desenvolvidos pela indústria tradicional aplicada a perfuração em águas rasas empregadas até então. Quando analisado, o aumento de mais de 300% da frota e equipamento para operação em águas profundas, foram concebidos com maior competência e maior confiabilidade?

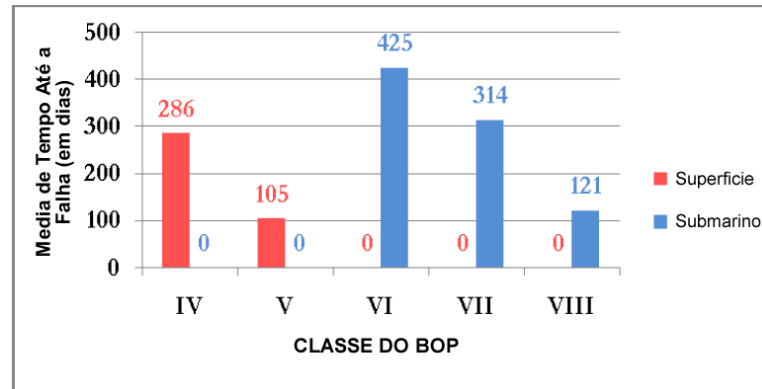


Figura 9 – MTTF - *Mean Time To Failure* para BOP (Satler, 2010 – modificado)

Em 2008, a indústria de E&P criou um projeto experimental com o objetivo de analisar a confiabilidade do BOP encontrados nos poços perfurados no Golfo do México e EUA entre 2004 e 2006. O resultado do estudo indicou a crescente melhoria ao longo tempo, e que sistemas submarinos realmente apresentaram melhores índices de falha do que os sistemas de superfície. O dilema, apesar das melhorias, reside em saber se as *Mean Time To Failure* – MTTF (Tempo médio entre falhas) do BOP são aceitáveis para operarem em poços de alta complexidade.

No entanto, a pergunta que deve ser feita e respondida: Dadas as consequências do fracasso demonstrado pelo incidente em Macondo, as taxas observadas na Figura 16 - MTTF por classe de BOP são aceitáveis?

Há também uma degradação de taxas de falha dos sistemas mais complexos, de águas mais profundas como delineada por sistemas de Classe VIII: o mais complexo dos sistemas de águas profundas.

Tabela 15 - Sistemas de BOP definidas por Classe

Insatlação	Classe	Anel	Rams
Superfície	IV	1	3
	V	1	4
Submarino	VI	2	4
	VII	1	6
		2	5
	VIII	2	6



Os sistemas críticos são fortemente dependentes dos atuais modelos de relação entre empreiteiros de perfuração, prestadores de serviços e agências reguladoras. Este modelo está se tornando cada vez menos político e mais prescritivo. Áreas tradicionais de exploração de petróleo como o GOM e Mar do Norte estão revendo suas normas na tentativa de obter um padrão mais restritivo quanto as questões de segurança e meio ambiente como praticadas na Noruega e Brasil.

O motivo justificado dos lucros contra as normas de segurança confiáveis são por vezes conflitante. O principal objetivo da regulamentação deve ser em impor rigor a confiabilidade, segurança e padrões. O restabelecimento da confiança quanto a segurança de suas operações não se dará apenas calcada na frase "confie em nós".

Aos olhos dos atores deste complexo sistema, governo, sociedade e indústria como um todo que foram afetadas direta ou indiretamente, a atividade de E&P deverá demonstrar que caminha para um patamar de segurança e confiabilidade realmente perceptível e aceito como suficiente.

As operações de alta complexidade como os poços em águas profundas não podem ser decididas quanto aos riscos baseadas somente nas análises tradicionais de riscos físicos, financeiros ou direcionadores de custos. Outra questão que afeta significativamente a confiabilidade são os conflitos naturais de corte de custos e agendamento. Operações de perfuração complexas em águas profundas não devem ser orientadas somente por cronograma.

Na verdade, a avaliação de risco de todas as operações devem se tornar rotina e realizada de forma consciente. A segurança é uma responsabilidade multidisciplinar. A gestão de riscos começa com o planejamento e objetivos claros acordados entre todas as partes interessadas, estabelecendo linhas claras de responsabilidade e responsabilização no processo de tomada de decisão.

É importante entender plenamente os objetivos e suas incertezas associadas para perfuração de poços com maior segurança. As auditorias de segurança realizadas nas operações de E&P apontaram como rotineiro os desvios de conformidade quanto a requisitos regulamentares. A complacência tanto de operadores quanto órgãos fiscalizadores, dentro de um sistema de gestão saudável de segurança, não poderá permitir que as decisões sejam orientadas por uma tendência a negligenciar ou ignorar requisitos essenciais de projeto a fim de garantir uma margem segura de perfuração e gerir adequadamente as incertezas e riscos auxiliares.

Uma relação de co-dependência entre operadores e reguladores, contamina o sistema impedindo a função principal em se tornar um freio e contraponto em detrimento de realizar operações mais baratas e mais rápidas.

Catástrofes são causadas por forças que penetram ou negam as barreiras de proteção. Uma vez que ocorre quase sempre é tarde demais.

A figura mostra claramente os limites das barreiras protetoras quanto a segurança e confiabilidade. (Figura 17) O modelo auxilia no entendimento de como os princípios de controle do poço se relaciona ao processo e segurança pessoal.

Para manter as pessoas seguras e livres de incidentes graves, devesse manter a barreiras instaladas na tentativa de proteger contra lançamentos não intencionais de pressão, hidrocarbonetos, gases nocivos, ou energia armazenada. É estas forças que, quando libertadas inadvertidamente ou deliberadamente penetram uma barreira protetora que resultam em mortes, incêndios e explosões. O modelo salienta que estes obstáculos não são apenas mecânicos, tais como aço, cimento e fluidos de perfuração, mas também as barreiras humanas em termos de padrões de projetos adequados, verificação, garantia de qualidade, supervisão e auditorias. Uma vez que o primeiro conjunto de barreiras foi penetrado somente a vigilância das equipes de trabalho no local, deverá contar com sua competência e treinamento para identificar e tratar uma condição fora do padrão de rotina. O histórico de acidentes é à prova de falhas do nosso controle do poço, equipamentos e sistemas de extinção de incêndio e gás.

Outro agravante reside na comunicação não intencional que enviamos as equipes quando estamos numa situação de: atraso de cronogramas, de custo, ou metas de produção. A segurança pessoal pode ser afetada por uma comunicação ou comportamento que provoque pressões ou pior, a falsa idéia de segurança estimulando decisões que provoquem incidentes e fatalidades. A vigilância sobre o transpasse das barreiras de segurança devem ser promovidas pelos gerentes sênior da alta administração não permitindo que as mesmas sejam violadas. Em suma a responsabilidade pela violação destas barreiras sempre cairá sobre a alta gerência.

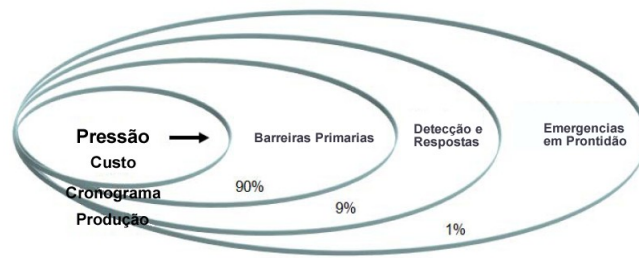


Figura 10 - Penetração de barreiras de proteção, Segurança e Confiabilidade .(Lacy,2010 – modificado)

### 6.5 As métricas de perfuração em águas profundas no Golfo do México (GOM)

Para estabelecer uma base para a segmentação dos poços, que têm sido problemáticos na perfuração em águas profundas é necessário primeiro entender se há uma categoria de poços ou operações que demonstrem ser problemáticos. No caso afirmativo, quais são e em que medida. Isto é importante para entender e desenvolver um perfil de risco robusto para uma análise objetiva.

A James K. Dodson Cia. tem sido o principal fornecedor de bancos de dados de métricas para as operações no GOM. Esta base de dados é preenchida pela maioria dos operadores no GOM. Essas métricas são categorizadas de acordo com o que Dodson desenvolveu como o Índice de Risco Mecânico (IRM).

Poços em águas profundas foram delimitados de acordo com a profundidade da lamina d'água, profundidade total do poço, número de caixa cordas e penetração na camada de sal. A tabela a seguir e figuras resumem cada uma dessas categorias.

A análise do desempenho de perfuração de exploração e avaliação de poços perfurados no estado de Maharashtra desde 1993 indica que a melhora no desempenho de perfuração poços complexos para águas profundas não tem se sustentado. Muitos operadores têm focado na eficiência operacional para a melhoria, mas como evidenciado, a melhoria esperada não ocorreu. Fato observado na ausência de melhoria nos tempos de perfuração do poço bem como não atingir os objetivos, especificamente nos poços altamente complexos.

A Figura xxxx (Dodson IRM 1, 2, 3, 4, 5) ilustra claramente como o aumento da complexidade dos poços em águas profundas e a aprendizagem não ocorrem, ou no mínimo não se sustenta na mesma velocidade.

Tabela 16: Dodson - Principais critérios para classificações de poços.

(IRM) - Nivel de Complexidade (Dodson Cia.)	Lamina D'Agua (pés)	Profundidade do Poço (pés)	Numeros de Tubulares (uni)	Percentual de Penetração na camada Pré Sal (%)
1	3.200	19.000	5	78
2	4.300	23.000	5	72
3	4.400	28.000	5,5	81
4	6.000	29.500	6	85
5	6.700	30.000	7,5	100

Fonte: Dodson Data Systems

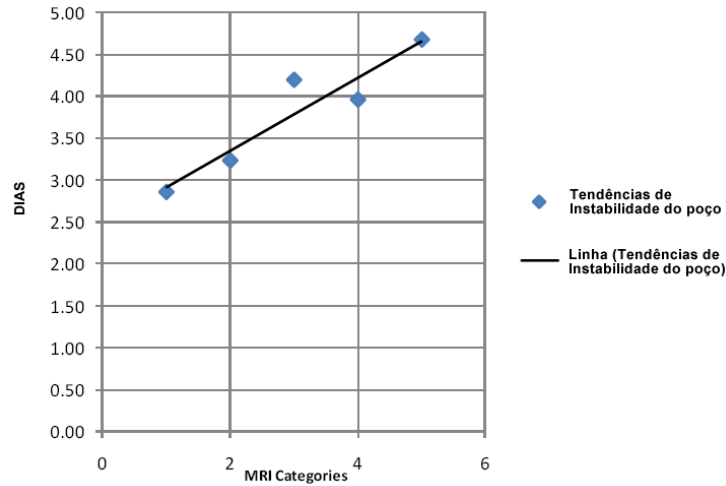
Tal afirmação baseia-se no fato que a indústria perfurou 50.000 poços no Golfo do México, sem implicar em problema real. As métricas não suportam essa afirmação e demonstram que apenas 43 poços com a mesma complexidade foram perfurados até o final do ano 2009 (IRM 3, 4 e 5).

Então, qual é o risco real de ocorrência de uma catástrofe por falha em poços de alta complexidade? 1 acidente para cada 50.000 perfurações ou 1 acidente para cada 43 perfurações? Esta realidade coloca uma perspectiva totalmente diferente sobre a questão da gestão de riscos.

### 6.5.1 Tendências de incidentes com poços de alto grau de Instabilidade

Para os fins do presente estudo, os incidentes com a instabilidade dos poços são considerados como: fluido preso ao tubo, perdas e instabilidade geral e *kicks*. A totalidade destas tendências está representada na seguinte figura 11 que acompanha o número de incidentes de estabilidade por poço perfurado em cada IRM. A análise da tendência de instabilidade do poço incidente sobre as populações de IRM é revelador, apontando para uma tendência de quase o dobro da IRM 1 a IMR 5. No mínimo, estes são indicadores claros de sinais alerta de poços problemático.

Figura 11 - Tendências de incidentes provocados pela instabilidade dos poços, por categoria de IMR.



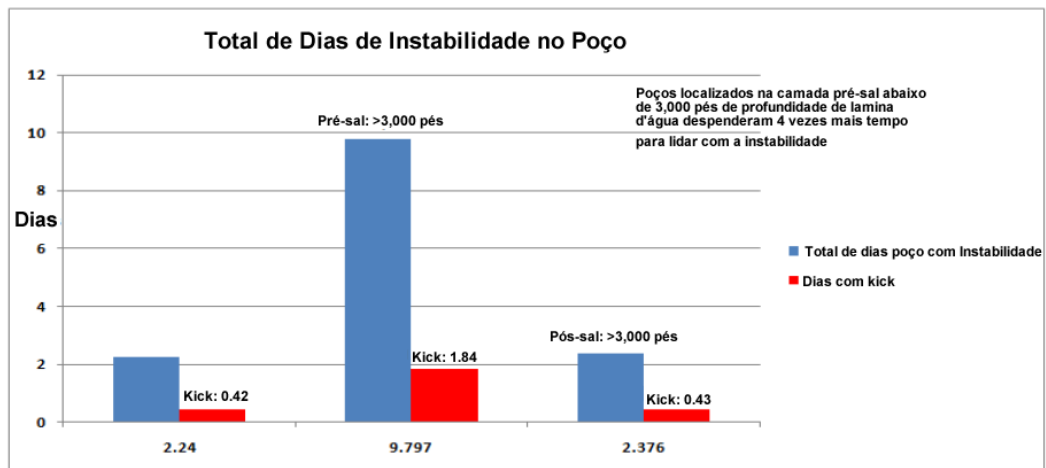
### 6.5.2 Analisando o risco de perfuração em águas profundas - as métricas de instabilidade do poço

Para aprofundar a análise das métricas de eventos de instabilidade de poços relacionados, a Tabela 17 resume o tempo gasto em poços em águas profundas com menos de 600 pés de lamina d'água, poços no pós-sal em profundidades de água maior do que 3000 pés e poços no pré-sal com profundidade de lamina d'água maior de 3000 pés. A maior parte dos poços analisados com IRM 3-5 são constituídos por poços na camada pré-sal em profundidade de água superior a 3000 pés, representando 65 poços.

Tabela 17 - Tempo total em dias da instabilidade do poço (excluindo clima).

Eventos relacionados com a instabilidade do poço	População Geral: 263 poços < 600 pés de lamina d'água	65 poços no pré-sal em águas profundas > 3.000 pés de lamina d'água	99 poços no pós-sal em águas profundas > 3.000 pés de lamina d'água
Tubo Preso	2,20%	2,90%	0,70%
Instabilidade do Poço	0,70%	2,90%	0,90%
Perda de Circulação	2,30%	2,40%	2,00%
Kick	1,20%	1,90%	0,80%
Total (%)	6,40%	10,10%	4,40%
Instabilidade total do poço (dias)	2,24	9,797	2,376
<b>Total do tempo não produtivo (dias)</b>	<b>4</b>	<b>29</b>	<b>9</b>
<b>Percentual do tempo não produtivo provocado por Instabilidade (dias)</b>	<b>56%</b>	<b>33,78%</b>	<b>26,40%</b>
<b>Média de dias de perfuração</b>	<b>35</b>	<b>97</b>	<b>54</b>
<b>Dias com Kick</b>	<b>0,42</b>	<b>1,843</b>	<b>0,432</b>

Figura12 - Gráfico total de dias de instabilidade do poço.



O tempo gasto com os poços mais complexos para controle da instabilidade é 4 vezes maior que em poços menos complexos. Ainda mais revelador é quantidade de vezes que a válvula BOP entre em atuação para evitar kicks nos poços mais complexos.

Fazendo referência à Figura anterior 12, um olhar para os incidentes indica que houve em média uma duração de 2,85 dias de instabilidade para poços classificados com IMR 1, contra 4,67 dias para poços com classificação IMR 5. A tendência é aproximadamente igual a IMR 1 e 2 e salta para mais de 4,1 IMR 3.

Restaurar a integridade do poço ambientado em águas profundas requer um padrão mais elevado:

- O operador deverá ser altamente especializado.
- Os padrões da indústria precisam ser transparentes e estabelecer melhores verificações.
- Os empreiteiros de perfuração devem ser responsáveis por seu pessoal e equipamentos e mantê-los dentro do padrão da indústria.
- As Agencias Reguladores devem ser assistidas para serem mais eficazes.
- A relação dólar/fracasso (poços que não atingem o objetivo) é inadequada.

É imperativo que a indústria adote normas que garantam a segurança do processo em torno da concepção e execução de ações básicas e cumulativas, que deve ser consideradas para o controle absoluto do poço.

Tabela 18 - Matriz de Relevância para Perfuração de Poços

Profundidade	Instabilidade do Poço	Blowout	Afundamento	Colapso	Explosão	Incêndio	FS	(%)
≤ 600 pés	2,24	9	0	1	1	1	27	8,61
> 3.000 pés Pós Sal	2,38	9	3	1	1	3	40	12,95
> 3.000 pés Pré Sal	9,80	9	9	1	3	3	245	78,44
FH		129,78	95,34	14,42	34,02	38,78	312	
(%)		41,55	30,52	4,62	10,89	12,42		

Quando se esboça o cenário em função da profundidade e tipo de camada onde se dá a perfuração, levando-se em consideração a complexidade do poço, o acidente mais crítico é o risco de um blowout.

No cenário anterior, quando é levado somente a complexidade do poço em função da profundidade, temos o seguinte *ranking* quanto as perfurações mais críticas: (1) > 3.000 no pré-sal, > 3.000 no pré-sal no pós sal e ≤ 600 pés pos sal.

Tabela 19 - Matriz de Relevância Operador e Aspectos Operacionais

	Profundidade	Criticidade (%)	Periodicidade para Docagem	N de Mudanças	Quantidade de Permissões de Trabalho	Uso de empreiteiros	FS	(%)
Operador 1	≤ 600 pés	8,61	9	9	9	9	309,82	28,02
Operador 2	> 3.000 pés Pós Sal	12,95	3	0	1	9	168,40	15,23
Operador 3	> 3.000 pés Pré Sal	78,44	1	1	3	3	627,52	56,75
FH			194,76	155,89	325,73	429,36	1.105,74	
			17,61	14,10	29,46	38,83		

Ao introduzir fatores relacionados a gestão do processo e a operação, por operador, podemos observar claramente que o risco da atividade de perfuração, apesar da complexidade dos poços apresentarem a mesma situação, a criticidade foi alterada. A atividade realizada até 600 pés fora agravada principalmente pelas constantes trocas de mão de obra efetuada pelo empreiteiro e número elevado de manutenções realizadas com a planta em funcionamento

## CAPITULO 7 - CONCLUSÃO

Na medida em que a indústria de óleo e gás orienta seu desenvolvimento transpondo novas fronteiras, em ambientes cada vez mais remotos e extremos, será exigido na proporção do desafio assumido, maior compreensão e domínio das técnicas necessárias em se operar em tais locais. O recente acidente em Macondo, reconhecido pelas instituições como sendo o primeiro na exploração de petróleo e gás envolvendo a perfuração em águas profundas, dada a condição inovadora das atividades relacionadas, refletem os desafios enfrentados em se operar no limite do conhecimento disponível. A transposição das barreiras tecnológicas e operacionais a serem vencidas, deverá ser realizada de forma responsável e transparente, levando em conta os potenciais impactos ambientais e suas conseqüências a médio e longo prazo.

Para ampliação da capacidade e limites exigidos pelo segmento Energy, os tradicionais financiadores do risco e o mercado de seguros deverão conhecer e compreender os riscos envolvidos neste tipo de operação, para que a necessidade de alocação de reservas e disponibilidade do capital seja realizada em níveis realistas. Tanto para os tradicionais provedores de capital, quanto às seguradoras, há a necessidade de evidências mais contundentes por parte da indústria de energia, que seu avanço se dá dentro da excelência exigida, quanto a segurança e padrões de confiabilidade conferidos aos processos e equipamentos empregados em ambientes extremos. O mercado de seguros precisará criar condições de monitoramento a fim de garantir a clara compreensão quanto a possibilidade de exposições acumuladas, oriundas das reivindicações originadas em diferentes seções de uma mesma apólice e/ou por vários segurados dentro de um mesmo evento, evitando o choque potencial quanto o valor total agregado.

Outra questão se dá na oportunidade para esclarecer as incertezas percebidas sobre a cobertura de poluição disponível nas apólices existentes. Compreender os possíveis danos e prejuízos envolvidos no risco de poluição é de fundamental importância para o desenvolvimento de produtos adequados e adequação das metodologias de precificação. As incertezas em torno das mudanças regulatórias que estão sendo propostas pelas autoridades governamentais quanto a capacidade que deverá ser disponibilizada para apoiar a ampliação dos limites da responsabilidade financeira envolvendo o risco de poluição, deverão ser claramente apresentadas, comprovando que o valor do limite pretendido para a reposição das perdas e prejuízos, serão adequados e possíveis.



Embora Macondo ser reconhecido como um marco ao apontar as tendências ao se lidar na causas e conseqüências na exploração de óleo e gás em águas profundas e ultra-profundas, não produziu impacto significativo ao mercado de seguros. O limite da responsabilidade financeira e a capacidade ofertada fora testada anteriormente, em derramamentos offshore, com danos provocados por acidentes que produziram derramamentos de óleo acima de um milhão de barris, com a aquisição de valores de coberturas mais significantes, no limite da capacidade ofertada. No entanto dentro do contexto das tendências para a perfuração em ambientes mais extremos, o aumento associado em termos da complexidade técnica e a freqüência de tais acidentes em potencial, não devem ser subestimados. Quanto maior a profundidade, maior a instabilidade potencial do poço e mais complexo será a resposta para lidar com as emergências. Este fato ficou evidenciado tanto em Macondo como Frade uma vez que a indústria demonstrou falta de preparo prévio para lidar com a reparação das causas e conseqüências provocadas pelos acidentes. Ao se tornar evidente que o estudo das possibilidades dos possíveis cenários de acidentes não fora estressado suficientemente, colocou a prova a capacidade do setor de E&P em se antecipar para lidar com os riscos inerentes as atividades em áreas remotas e condições extremas. Ambos os eventos demonstraram falhas da indústria em lidar com o cenário formado na condição de acidente. quanto a capacidade tecnológica e compreensão do que realmente estava acontecendo. O emprego das técnicas para retomada do controle do poço após a explosão, o total de equipamento, os esforços prolongados provocando o aumento das despesas para trazer o poço sob controle demonstraram que a situação enfrentada não fora prevista anteriormente. A falha na previsão de importantes cenários é, em parte, um risco comportamental que deve ser abordado.

Macondo provocou significativas alterações no ambiente regulatório e fiscalizador para a indústria e as seguradoras do ramo de petróleo e gás que operam no Golfo do México. Ambos estão sob maior controle dos reguladores, governos e público em geral. No entanto, quando os reguladores impõem obrigações para a indústria de energia offshore quanto a aquisição de coberturas de seguros em níveis que o mercado não podem fornecer, por estar acima da capacidade disponível ou acima de uma base considerada imprudente, é susceptível que tal decisão criara graves problemas tanto para a indústria de E&P quanto seguradoras.

O fato de que a freqüência de perdas para poços em águas profundas até agora tem sido relativamente baixa não pode ser entendido como uma tendência, uma vez que a razão para tanto pode estar associada simplesmente ao pequeno numero de poços atualmente em

operação, não significando necessariamente que o risco de se operar em ambientes remotos seja baixo.

Este estudo buscou demonstrar a gama de riscos envolvidos na perfuração e exploração em águas profundas, em particular na instabilidade dos poços inseridos nestes ambientes e os reais desafios que ambos, segurados e seguradores precisam estar preparados para enfrentá-los. É importante que a indústria de energia adote normas que garantam a segurança e confiabilidade na concepção e execução da perfuração em ambientes extremos restabelecendo a confiança depositada. Para garantir a capacidade de segurar as atividades dentro das novas fronteiras exploratórias, questões como os desafios operacionais, regulatórios e ambientais, a indústria de seguros terá de trabalhar em estreita colaboração com as empresas do setor de energia para o desenvolvimento de produtos adequados nas suas coberturas, capacidade e limites, que atendem a necessidades de ambas as partes.

## CAPITULO 9 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

- ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial: Referências para a Política Industrial do Setor de Petróleo e Gás: O Caso da Noruega 2011.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Julho 2011 Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=57683](http://www.anp.gov.br/?dw=57683)>. 2011
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP 2011
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução nº 23, de 7 de dezembro de 1994. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/Docs/LDOC12\\_pt.pdf](http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/Docs/LDOC12_pt.pdf)>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Segurança Operacional em Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - 2012
- ALVEAL, Carmen. “Os desbravadores – A Petrobrás e a construção do Brasil Industrial”. Rio de Janeiro, Relume Dumará: ANPOCS, 1994.
- American Petroleum Institute 2009: ‘Analysis of US Oil Spillage 2009’ <http://www.api.org/ehs/water/spills/upload/356-Final.pdf> and Willis Energy Loss Database
- ANTUNES, Paulo de Bessa, Licenciamento Ambiental e Concessões de Exploração e Produção de Óleo e Gás: Aspectos Contratuais, Artigo publicado no sítio da revista TN Petróleo em Julho de 2003, disponível em [www.dannemann.com.br](http://www.dannemann.com.br).

- ARPEL - Regional Association of Oil, Gas and Biofuels Sector Companies in Latin America and the Caribbean - Participatory Monitoring of the Socio-Environmental Management of the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean 2007
- ARPEL - Regional Association of Oil, Gas and Biofuels Sector Companies in Latin America and the Caribbean - Tratamiento y Eliminación de Desperdicios de Perforación de Exploración y Producción, 2005
- ASPO – Association for the study of peak oil&gas  
<http://www.peakoil.net/publications/academic-theses>
- ASTRID, Seltmann :IUMI Global Marine Insurance report 2010:, ‘Global Marine Insurance Report 2010’  
[http://www.iumi2010.com/pdf/conference/FF\\_GlobalMarineInsuranceReport\\_Seltmann.pdf](http://www.iumi2010.com/pdf/conference/FF_GlobalMarineInsuranceReport_Seltmann.pdf), 2010.
- AUSTIN, D. et al. 2004. History of the offshore oil and gas industry in southern Louisiana: Interim report; Volume I: Papers on the evolving offshore industry. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, Nova Orleans, Estados Unidos. OCS Study MMS 2004-049. Disponível em: <http://www.gomr.boemre.gov/PI/PDFImages/ESPIS/2/2994.pdf>.
- Bingham, Goteti: Integrating Hazop And Sil/Lopa Analysis: Best Practice Recommendations - ISA – The Instrumentation, Systems and Automation Society, 2004
- BOEMRE 2011: Offshore statistics by water depth,  
<http://www.gomr.boemre.gov/homepg/fastfacts/WaterDepth/WaterDepth.html>.
- Bruni, P. B. (2002). Petrobras: Estratégia e esforço tecnológico para alavancar competitividade”, análise da conjuntura das indústrias do petróleo e do gás. disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-mar2002.pdf>.

- Camargo, Faertes: Licenciamento ambiental federal das unidades marítimas tipo FPSO - XII SIMPEP 2005
- CETESB – Gerenciamento de Risco – Vazamento de Petróleo. 2012.  
[www.cetesb.sp.gov.br/gerenciamento-de-riscos/vazamento-de-oleo](http://www.cetesb.sp.gov.br/gerenciamento-de-riscos/vazamento-de-oleo)
- Challenges on Drilling and Completion Operation of Deepwater Wells Ultra-deepwater Zones in the Gulf of Mexico (SPE 125111). J.C Cunha and O.Moreira, Petrobras America Inc. and G.H Azevelo, B.C.M. Pereira and L.A.S Rocha, Petrobras, October 2009.
- Crispin Chatar and Riaz Isreal . ‘Drilling Deep in Deepwater: What it takes to drill past 30,000 feet’ (IADC/SPE 128190), International Association of Drilling Contractors 2010.
- Cunha, J.C e Moreira, O e Azevelo, G.H e Pereira, B.C.M. e Rocha, L.A.S: Challenges on Drilling and Completion Operation of Deepwater Wells in Ultra-deepwater Zones in the Gulf of Mexico. (SPE 125111). Society of Petroleum Engineers 2009.
- CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA).Regulamenta os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional do Meio Ambiente. Resolução n. 237, de 19 de dezembro de 1997. Disponível em: <<http://www.siam.mg.gov.br/sla/download.pdf?idNorma=2080>>.
- Deep Water The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling - Report to the President, National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling January 2011
- Deepwater Gulf of Mexico Development Challenges Overview’ (SPE 113001) Frank Close, Bob McCavitt and Brian Smith, Chevron North America E&P Company, March 2008

- Deepwater Horizon Study Group 2011: ‘Deepwater well complexity- the new domain’, David Pritchard and Kevin Lacy, [http://ccrm.berkeley.edu/pdfs\\_papers/DHSGWorkingPapersFeb16-2011/DeepwaterWellComplexity-TheNewDomain-DMP\\_DHSGJan2011.pdf](http://ccrm.berkeley.edu/pdfs_papers/DHSGWorkingPapersFeb16-2011/DeepwaterWellComplexity-TheNewDomain-DMP_DHSGJan2011.pdf), 2011.
- Dodson Data Systems.com: Drilling Performance Benchmark Metrics - James K. Dodson Company 2010
- Fracture Pressure Gradient in Deepwater (IADC/SPE88011), Luiz A. S. Rocha, José L. Falcão, C. J. C. Gonçalves, Petrobrás, Cecília Toledo, Karen Lobato, Silvia Leal and Helena Lobato, PUC-RJ, September 2004.
- Europa – Sínteses da Legislação da UE - Diretiva – Responsabilidade Ambiental- Act 2004/35/CE, 2012
- Furtado, A. T. & Freitas, A. G.: Nacionalismo e aprendizagem no programa de Águas profundas da petrobras. Revista Brasileira de Inovação, 3(1):55–86. (2004)
- Haddad, Morgado, DeSouza: Health, Safety and Environmental Management Risk Evaluation Strategy: Hazard Matrix Application Case Studies, IEE - IEEM (2008)
- Health and Safety Executive 2005: ‘High Pressure, High temperature developments in the United Kingdom continental shelf’, HSE Research Report 409, <http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr409.pdf>
- Hope, Warren: Introduction to Risk Management – Insurance Institute of America (IIA 2002)
- Hubbard, Embrey: Deepwater Horizon – Summary of Critical Events, Human Factors Issues and Implications, 2010
- International Association of Drilling Contractors 2010: ‘Drilling Deep in Deepwater: What it takes to drill past 30,000 feet’ (IADC/SPE 128190), Crispin Chatar and

RiazIsreal, SPE, Schlumberger, and Andre Cantrell, SPE, Devon Energy, February 2010.

- International Association of Drilling Contractors (North Sea Chapter): North West European HSE Case Guidelines for MODU's , 2002
- Jacques,C. e Chaves, F. E.C. e Viegas P. R.A.e Freitas P. S.: Avaliação da proposta para o marco regulatório do pré-sal texto 64, 2009.  
[http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao.htm](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm)
- José Luiz Marcuso. Os desafios para o desenvolvimento do pré-sal da Bacia de Santos, 2011. <http://www.valor.com.br/seminarios/seminarios-realizados>
- John Shaunessy and William Daugherty and Rick Graff and Todd Durkee : ‘More Ultradeepwater Drilling Problems’ (SPE/IADC 105792), Society of Petroleum Engineers, 2007.
- Lloyds & Partners Limited 2011: Energy and Marine Insurance Newsletter, <http://www.lloydandpartners.com/content/s4/publications/newsletters/EnergyMarineNewsletterApril11.pdf> ,2011
- Luiz Octavio P. de Mello. Cenário da atividade na exploração de Oleo e Gás Seminário de Seguros na Exploração de Óleo e Gás Funenseg Vitoria, 2011.  
<http://www.sincor-es.com.br/downloads.asp>
- Mehta, K., Nabighian M. and Li,Y. Controlled Source Electromagnetic (CSEM) technique for detection and delineation of hydrocarbon reservoirs: an evaluation, 2001
- More Ultradeepwater Drilling Problems’ (SPE/IADC 105792). John Shaunessy and William Daugherty, BP America; Rick Graff, Chevron North America E&P Co and Todd Durkee, Anadarko Petroleum Corp, 2007

- MACGREGOR, L.M.; SCOTT, L. Controlled-Source Electromagnetic Imaging in Areas of Complex Geology. In: Offshore Technology Conference, Houston, 2006.
- Minerals Management Service 2006: 'Deepstar CTR- 7501. Drilling and completion gaps for HPHT wells in deepwater', <http://www.boemre.gov/tarprojects/519/HPHTGaps-FinalReport.pdf> , 2006
- Minerals Management Service: Comparative Risk Analysis for Deepwater Production Systems Prepared by: Offshore Technology Research Center, 2011
- MIT World 2010: ' Moving Ahead: Engineering Challenges of Deep Water Drilling and Future Oil Resource Recovery' <http://mitworld.mit.edu/video/831> , 2010.
- Molle, Torres, Farias Filho: Implementação e Certificação de um Sistema Integrado de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde em Atividades de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo na Petrobras, 2002
- Muniz, Tiago: Gerencia de Risco Uma Ferramenta Básica de Segurança: Estudo Prático de Uma Unidade Marítima de Exploração de Hidrocarbonetos, UFRJ /2011
- National Oceanic and Atmospheric Administration – Oil budget technical report dated, 2010
- National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011: 'Final Report', January 2011, <http://www.oilspillcommission.gov/final-report>
- NEPOMUCENO, Francisco. Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal. Rio Oil & Gas Conference, 2008.
- OGP – International Association of Oil & Gas Producer – Risk Assessment Data Directory – Report 434 - 20, 2010



- OGP – International Association of Oil & Gas Producer – Structural Risk for Offshore Installations – Report 434 - 13, 2010
- Oil Spill Prevention and Response Advisory Group (OSPRAG)  
<http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/OSPRAG.cfm>
- Oliveira, Paulo: Proposta de Sistemática para Prevenção de Acidentes a Partir da Avaliação de Erros Ativos e Condições Latentes – Tese UFRGS, 2011
- Othon e outros: Limites da Competência Regulamentar da Agência Nacional do Petróleo em Matéria Ambiental – 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2005
- Petrobras N 2595 - Critérios de Projeto e Manutenção para Sistemas Instrumentados de Segurança em Unidades Industriais – Fonte: Internet
- Petrobras N 2781 – Diretrizes de Engenharia de Confiabilidade – Fonte: Internet
- Petrobras N 2782 – Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais – Fonte: Internet, 2010
- Petrobras N 2784 – Confiabilidade e Análise de Risco – Fonte: Internet
- Petrobras Plano Nacional de Negócios 2001 -2015:  
[www.petrobras.com.br/ri/Download.aspx?id=12280](http://www.petrobras.com.br/ri/Download.aspx?id=12280)
- Presidência da República – Casa Civil – Lei nº 6.938 de 31 de agosto de 1981, Dispõem Sobre a Política Nacional do Meio Ambiente.
- Randall, Everett: Introduction to Underwriting - Insurance Institute of America (IIA 1994)

- Reino Unido – Câmara dos Comuns - Deep Water Drilling – Implicações no Golfo do México – Derramamento de Petróleo: Desafio da Perfuração em Águas Profundas, 2012
- Rocha L.A.S., Falcão J.L., Gonçalves C.J.C., Toledo C., Lobato K., Leal S., Lobato H.: Fracture Pressure Gradient in Deepwater (IADC/SPE 88011), International Association of Drilling Contractors 2010
- Rhodes, Audrey: Introduction to Claims - Insurance Institute of America (IIA 2001)
- Rosenthal, Isadore: Roles for Third Parties in Improving Implementation of EPA's and OSHA's Regulations on the Management of Low-Probability, High - Consequence Process Safety Risks, Wharton Risk Management and Decision Processes Center - Wharton School, University of Pennsylvania, 2011
- Society of Petroleum Engineers 2007: 'More Ultradeepwater Drilling Problems' (SPE/IADC 105792), John Shaunessy and William Daugherty, BP America; Rick Graff, Chevron North America E&P Co and Todd Durkee, Anadarko Petroleum Corp, 2007.
- Society of Petroleum Engineers 2011: Report of the SPE Gulf of Mexico Deepwater Drilling and Completions Advisory Summit to NAE/NRC Committee, 2011
- Sakhalin Energy, <http://www.sakhalinenergy.com/en/>
- Silva, Agostinho: Congresso Nacional de Excelência em Gestão - Niterói, RJ - Universidade Federal Fluminense - Centro Tecnológico - Escola de Engenharia - LATEC - Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão – 2002
- Society of Petroleum Engineer notes 2010: <http://www.spe.org/notes/> 6 July 2010

- Souza, Carvalho e Valle: Novas tendências do licenciamento ambiental das atividades de perfuração de poços de petróleo offshore. Congresso Internacional de Administração. ADM 2010
- Swiss Re - All risks” in property insurance An attempt to remove ambiguities - Technical publishing Property, 2006
- Thad Allen 2010: ‘National Incident Commander’s Report, MC252 Deepwater Horizon’, [http://www.nrt.org/production/NRT/NRTWeb.nsf/AllAttachmentsByTitle/S-A-065NICReport/\\$File/Binder1.pdf?OpenElement](http://www.nrt.org/production/NRT/NRTWeb.nsf/AllAttachmentsByTitle/S-A-065NICReport/$File/Binder1.pdf?OpenElement), 2010.
- The Development of Autonomous Underwater Vehicles (AUV); D. Richard Blidberg, Autonomous Undersea Systems Institute, Lee New Hampshire, USA <http://auvac.org/explore-database/simple-search>
- The World Deepwater Market Report 2008-2012 Douglas-Westwood, Limited, 2007
- Trends In Risk Level In The Petroleum Activity Summary Report 2010 – Norwegian Continental Shelf Petroleum Safety Authority
- World Energy Outlook 2010: OECD/International Energy Agency 2010 <http://www.iea.org/weo/>