

PROJETOS OFFSHORE BRASILEIROS SOB O REGIME PROJECT FINANCE: Assimetria de Informações Sob a Ótica da Análise de Riscos.

Carlos Henrique Bittencourt Moraes
Prof. Dr. Marcelo Ramos Martins

Departamento de Engenharia Naval e Oceânica
Universidade de São Paulo

Estela Mara de Oliveira

Departamento de Telecomunicações e Controle
Universidade de São Paulo

RESUMO

O modelo de *Project Finance*, ou Projeto Estruturado, conforme a nomenclatura usual da indústria brasileira, consiste, em linhas gerais, na conquista de recursos financeiros para o desenvolvimento de bens de capital lastreados em garantias de performance e produtividade, ou seja, do fluxo de caixa resultante, além da propriedade dos ativos resultantes dos projetos. Este modelo vem sendo amplamente empregado na indústria de óleo e gás nacional. A literatura específica sobre os riscos inerentes a esta modalidade de projetos indica que, na sua maior parte, temas de ordem econômica e financeira, baseados em modelos determinísticos operacionais, lastreiam a tomada de decisão de investimentos neste segmento. Não obstante, os autores entendem que a crescente complexidade operacional, notadamente associada aos desafios de exploração em águas ultra-profundas, como é o caso do Pré-Sal brasileiro, demandam o emprego de modelos de riscos operacionais probabilísticos. O presente artigo apresenta um estudo inicial do tema, contrapondo, em uma primeira etapa, o status quo do emprego da análise e avaliação de riscos na elaboração dos modelos de Project Finance vis-à-vis o estado da arte em gestão de riscos operacionais e propondo, em uma etapa posterior, uma síntese analítica sob a ótica da assimetria de informações decorrentes das diferenças de abordagem encontradas.

PALAVRAS-CHAVE

Project Finance, Perfuração em águas profundas e ultra-profundas, Análise de Riscos, Análise Preliminar de Perigos (APP), *System Hazard Identification, Prediction and Prevention* (SHIPP), Assimetria de Informações.

INTRODUÇÃO

Data de 1979 a instalação da primeira árvore de natal molhada (ANM) no Brasil, a uma profundidade de 189 metros. Segundo dados da PETROBRAS, conta-se atualmente com mais de mil ANM's instaladas no País e no exterior, em lâminas d'água de até 2.500 metros. Segundo Moraes (2013), a capacidade de extração de petróleo em águas profundas (lâmina d'água entre 300 e 1.500 metros) e ultra-profundas (lâmina d'água igual ou superior a 1.500 metros) conquistada pelo Brasil ao longo deste período foi alavancada pela tomada de riscos econômicos distintos da "maioria dos demais setores econômicos, notadamente no caso da exploração no

mar”, assim como de “novos riscos tecnológicos uma vez que os equipamentos disponíveis no mundo para a produção de petróleo no mar, no limiar da segunda metade da década de 1980, eram apropriados para profundidades próximas de 400 metros” (MORAIS, 2013). A partir das novas regras de Basiléia, o equacionamento dos riscos econômicos ocorreu através da combinação de *Project Finance* e *Project Bonds* (FERREIRA, 2013), modalidades de financiamento que vêm sendo preferidas aos empréstimos bancários seja por seu maior prazo de carência (de 17 a 20 anos contra 10 anos), seja pela possibilidade de obter taxas de juros fixas (MCLAUGHLIN & YESSIOS, 2011). Ainda segundo Mclaughlin e Yessios (2011), essas modalidades de financiamento vêm sendo aplicadas de forma ampla tanto para projetos *greenfield* quanto *brownfield*, notadamente no Brasil, Peru e México, na América Latina. Por sua vez, a tomada de riscos técnicos apresenta por contrapartida a necessidade da adoção de tecnologias inovadoras, senão disruptivas, tais como plataformas de perfuração semissubmersíveis e navios sondas geoposicionados através de avançados sistemas de posicionamento dinâmico (DP, *Dynamic Positioning*) georreferenciados pelos chamados *Differential Global Positioning System* (DGPS) (CHEN, MOAN, & VERHOEVEN, 2009) e da substituição dos processos convencionais de controle de poço pelo *Managed Pressure Drilling* (HAUGE, AAMO, GODHAVN, & NYGAARD, 2013). Ainda que individualmente endereçados, as opções de financiamento e soluções técnicas necessárias à exploração de petróleo nestas lâminas d’água carecem de um modelo sistêmico de análise. Neste sentido, valendo-se de revisão bibliográfica e em entrevistas não estruturadas com profissionais do setor de perfuração offshore, o presente trabalho intenta apresentar um modelo integrado de riscos aplicável a contratos contraídos no modelo *Project Finance / Project Bound* no mercado brasileiro de perfuração em águas profundas e ultra-profundas.

O MODELO DE PROJECT FINANCE / PROJECT BOUNDS

O *Project Finance* (PF) ou Projeto Estruturado de Financiamento é um modelo de financiamento que busca obter recursos financeiros para projetos de alto investimento e longos prazos. Nesse modelo os financiadores compreendem diversos agentes, nacionais ou estrangeiros, e que veem o fluxo de caixa do projeto como ponto fundamental de recursos para atender ao serviço da dívida e fornecer o retorno sobre o capital investido no projeto (FINNERTY, 1999). Em seu estudo sobre o investimento em obras de infraestrutura por empresas multinacionais, Sawant (2010) afirma que “*investments in infrastructure constitute an important and growing portion of foreign direct investment (FDI)*”. Os setores de óleo e gás, petroquímicos e energia representaram mais de um terço da amostra analisada e os resultados obtidos indicam que a adoção do PF tem papel relevante na mitigação de riscos tanto financeiros, quanto de transações comerciais em investimentos em projetos de infraestrutura nos setores considerados. Por sua vez, Massimo (2001), ao estudar a realidade italiana, aponta a intensificação do uso do PF a partir dos anos 90, decorrente da necessidade da redução do quociente entre débito governamental e PIB, demandando “*una soluzione per reperire, anche da investitori privati, i fondi necessari alla realizzazione di infrastrutture*” (MASSIMO, 2001). Igualmente, o Brasil viu crescer o emprego deste modelo a partir do mesmo período, porém com forte participação estatal, seja pela participação de suas companhias, como a própria PETROBRAS, seja pela presença de seus bancos (BNDES, Banco do Brasil e Caixa Econômica, por exemplo) e com uma taxa de investimento em infraestrutura pequena, na faixa de 2,8% do PIB, muito abaixo do apresentado em outras regiões em desenvolvimento, como o Sudeste Asiático e o Oriente Médio, nos quais os investimentos em infraestrutura variam de 6,5% a 7% do PIB (ROCKMANN, 2017).

Juridicamente, o PF é contraído por uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada para administrar os projetos no seu todo e para gerir os contratos relacionados a esses ativos, dos

quais a SPE se constitui detentora. Um exemplo nacional recente é a Sete Brasil Participações S.A., empresa constituída para a construção de 28 sondas de perfuração de última geração, com capacidade para atender diferentes campanhas em águas profundas e ultra-profundas, principalmente aquelas demandadas para o desenvolvimento do Pré-Sal brasileiro. Sua estrutura é bastante complexa, tendo por patrocinadores a PETROBRAS, com 5%, e o Fundo de Participações FIP Sondas (cotistas PETROBRAS, PETROS, FUNCEF, PREVI, VALIA, Santander, Fundo Strong, BTG Pactual, Lakeshore, Luce Venture, EIG e FIFGTS), com os restantes 95%. Por sua vez, a Sete Brasil Participações é dona das empresas Sete Investimentos I S.A., Sete Investimentos 2 S.A, Sete S.A.R.L. (França) e Sete FINCO GmbH (Alemanha) (“Sete Brasil - Estrutura Societária,” 2017). A Figura 1 apresenta de forma simplificada a estrutura de uma SPE.

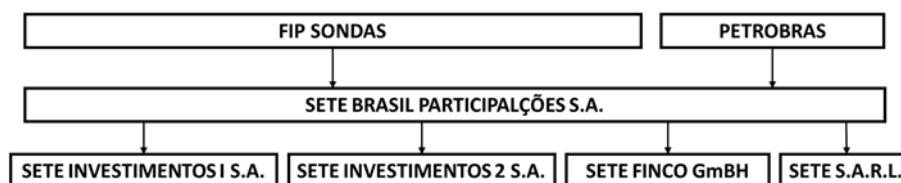


Figura 1 – Estrutura Sete Brasil (“Sete Brasil - Estrutura Societária,” 2017, simplificado)

O mesmo modelo de SEPs, ainda que menos complexo, foi empregado pelas empresas Odebrecht Óleo e Gás, Queiroz Galvão Óleo e Gás e Schahin Petróleo e Gás para desenvolvimento de suas frotas e posterior atendimento dos contratos assinados junto à PETROBRÁS para a prestação de serviços de perfuração. A proposição de um modelo sistêmico para a avaliação dos riscos técnicos envolvidos na operação dos ativos destas SPEs será desenvolvida a seguir. Não obstante, ressalta-se que uma visão completa de todos os riscos demanda a consideração de outros fatores, tais como estratégicos e financeiros, conforme o modelo de categorização de riscos sugerido pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa, IBGC (LA ROCQUE et al., 2007), reproduzido abaixo na Tabela 1.

Tabela 1 – Categorização de Riscos (LA ROCQUE et al., 2007)

| | | TIPOS | NATUREZA DOS RISCOS | | |
|--------------------|---------|----------------|---------------------|-------------|------------|
| | | | ESTRATÉGICO | OPERACIONAL | FINANCEIRO |
| ORIGEM DOS EVENTOS | EXTERNO | MACROECONÔMICO | | | |
| | | AMBIENTAL | | | |
| | | SOCIAL | | | |
| | | TECNOLÓGICO | | | |
| | | LEGAL | | | |
| | INTERNO | FINANCEIRO | | | |
| | | AMBIENTAL | | | |
| | | SOCIAL | | | |
| | | TECNOLÓGICO | | | |
| | | CONFORMIDADE | | | |

A categorização de riscos proposta pelo IBGC correlaciona os mesmos em termos de sua origem, interna ou externa, e natureza, estratégica, operacional e financeira. Por sua vez, os riscos internos podem ser financeiros, ambientais, sociais, tecnológicos ou de conformidade. Já os riscos externos são tipificados em macroeconômicos, ambientais, sociais, tecnológicos e legais. Neste artigo, serão considerados apenas os riscos de natureza operacional, de origem interna ou externa dos tipos tecnológico e ambiental e de origem interna os de conformidade, dado serem estes os que implicarão a ocorrência de *downtime*, com consequente perda da rentabilidade diária da sonda

(CORTS & SINGH, 2004), (ALKAZIMI & GRANTHAM, 2015), (SARSHAR, HAUGEN, & SKJERVE, 2015).

Por sua vez, a regulamentação das sondas de perfuração segue os padrões de associações internacionais bem determinadas, como é o caso da International Maritime Organization, IMO, a qual estabelece em seu Guideline for Formal Safety Assessment (FSA) (IMO, 2002) que a avaliação sistemática do risco depende da identificação de perigos no projeto, sendo perigo definido como todo evento com potencial para gerar um acidente. Ainda segundo a IMO, “*Formal Safety Assessment (FSA) is a structured and systematic methodology, aimed at enhancing maritime safety, including protection of life, health, the marine environment and property, by using risk analysis and cost benefit assessment*” (IMO, 2002).

MODELO SISTÊMICO DE RISCOS EM OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO

Conforme exposto na Introdução, os autores procederam uma extensa revisão bibliográfica objetivando obter elementos técnicos que apoiassem a definição de um modelo global de análise de riscos de uma sonda de perfuração, assim como ilustrar o estado da arte da análise de riscos nas operações de perfuração de poços. Optou-se por apresentar a revisão bibliográfica na sequência acima exposta na medida em que a determinação do elenco de elementos considerados constitutivos do constructo de maior ordem (modelo global) ordena e provê o necessário embasamento requerido para uma leitura crítica da bibliografia específica pertinente ao tema tratado neste artigo. Vale sublinhar que o modelo global procurado seguirá a proposição de Kaplan, Garrick, Kaplin e Garrick (1981) em seu trabalho seminal, a qual formaliza a análise de riscos em termos do estabelecimento de *triplets* de cenários (s_i), probabilidades (p_i) e consequências (x_i), capazes de responder às seguintes três perguntas:

- (i) What can happen? (i.e., What can go wrong?)
- (ii) How likely is it that that will happen?
- (iii) If it does happen, what are the consequences? (KAPLAN & GARRICK, 1981)

Para o desenvolvimento do modelo global de análise, buscou-se caracterizar a sonda de perfuração em termos de suas estruturas operacionais essenciais. Nessa linha, partimos da caracterização macro de uma sonda de perfuração proposta por Thomas (2004), a qual foi categorizada pelos autores do presente artigo em dois tipos, sistemas e elementos de perfuração, resumidos na Tabela 2.

Desta forma, Thomas (2004) considera a sonda de perfuração sob uma ótica construtiva / operacional. Por sua vez, Abimbola e Khan (2016) apresentam um modelo de riscos sistêmico em operações de perfuração capaz de cobrir “*the existing gap in the safety and risk assessment of oil and gas drilling operations*” (ABIMBOLA & KHAN, 2016). A abordagem dada pelos autores considera cinco fases operacionais, a saber: ***drilling ahead, tripping, static conditions, casing e cementing***, aqui mantidas em seus termos na língua inglesa por tratar-se de jargão comum no segmento de perfuração. Na fase *drilling ahead*, a formação é perfurada, ou seja, os elementos rochosos são cortados pela broca e posteriormente carregados para a superfície pelo líquido de perfuração, o qual, como visto anteriormente, exerce a dupla função de impedir o influxo de fluídos indesejáveis através da aplicação de pressão hidrostática às paredes do poço, equilibrando a pressão de poro de rocha presente no envelope de interferência da broca. A manobra de *tripping* consiste na movimentação da coluna de perfuração para fora do poço ou em sua substituição. Na fase estática, não ocorre circulação do fluído de perfuração (lama), nem avanço de profundidade do poço. O *casing* e *cementing* ocorrem em sequência e consistem, respectivamente, na descida de revestimento de diâmetro compatível ao trecho executado e na aplicação de cimento com

características adequadas ao composto geológico encontrado, o qual servirá para o posicionamento do *casing* e como barreira ao colapso do poço (ABIMBOLA & KHAN, 2016).

Tabela 2 – Sistemas e Elementos de Perfuração Marítima, adaptado de Thomas (2004)

| SISTEMAS | COMPONENTES | FUNÇÃO |
|---|---|--|
| Sustentação de Carga | 1. Torre 2. Subestrutura 3. Base | Suportar a carga correspondente ao peso da coluna de perfuração ou revestimento |
| Geração e Transmissão de Energia | 1. Motores Diesel 2. Turbinas a gás | Prover a energia necessária para o acionamento dos equipamentos da sonda de perfuração |
| Movimentação de Carga | 1. Guincho 2. Bloco de coroamento 3. Catarina 4. Cabo de perfuração 5. Gancho 6. Elevador | Movimentar horizontal e verticalmente as colunas de perfuração, de revestimento e outros equipamentos |
| Rotação | 1. Mesa rotativa e Kelly (sondas convencionais) 2. Top Drive acoplado à Catarina (sondas de geração recente) | Girar a coluna de perfuração |
| Circulação | 1. Bombas de lama 2. Peneiras vibratórias 3. Hidrociclones desareiaadores 4. Hidrociclones dessiltadores 5. Desgaseificador | Permitir a circulação e o tratamento do fluido de perfuração |
| Segurança de Poço | 1. <i>Blow Out Preventer</i> (BOP) 2. Equipamentos complementares | Impedir a ocorrência de fluxos indesejáveis dos fluidos contidos nas reservas sob intervenção |
| Monitoração | 1. Manômetros 2. Indicador de peso sobre a broca 3. Indicador de torque 4. Tacômetro | Possibilitar o controle da perfuração |
| ELEMENTOS DE PERFURAÇÃO | COMPONENTES | FUNÇÃO |
| Colunas de Perfuração | 1. Comandos 2. Tubos pesados 3. Tubos de perfuração 4. Acessórios e Ferramentas de Manuseio | Prover energia cinética (rotação) e inercial (peso) à broca para cortar as diversas formações rochosas |
| Brocas | Não aplicável | Promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações |
| Fluidos de Perfuração | Não aplicável | 1. Limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície 2. Exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis e estabilizar as paredes do poço ^(Nota) 3. Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca |

Nota: o fluido de perfuração consiste em elemento primário de Segurança de Poço. A relação do fluido de perfuração com o Sistema de Segurança de Poço não é explicitada por Thomas (2004).

Os diferentes sistemas e elementos de perfuração de uma sonda de perfuração participarão em graus distintos de exigência em cada uma das fases operacionais de construção do poço de exploração. Além do tipo de fase, o grau de exigência da sonda de perfuração dependerá também das características geológicas de cada formação que esteja sendo desenvolvida comercialmente, implicando em uma ampla gama de combinações de cenários operacionais, ou seja, a complexidade operacional implica na adoção de modelos de análise de riscos proporcionalmente

mais complexos. Por exemplo, a rede Bayesiana para a fase de *tripping* proposta por Abimbola e Khan (2016) possui cerca de 30 elementos, enquanto a rede de integridade do poço durante as operações de *casing* e *cementing* conta com quase o triplo de elementos.

Tanto a perspectiva de Thomas (2004), quanto a de Abimbola e Khan (2016), se concentram no chamado pacote de perfuração (sua composição e operação). No entanto, para operações de perfuração em águas profundas e ultra-profundas a sonda de perfuração, enquanto embarcação, deve ser igualmente considerada na determinação de um modelo de riscos global. O estudo de Chen, Moan e Verhoeven (2009) sobre os efeitos de falhas em sistema de posicionamento dinâmico DGPS (*Differential Global Positioning System*) de sondas de perfuração no Mar do Norte ilustra esse ponto. Os autores identificaram que o sistema empregado fornecia informações errôneas de posicionamento para as sondas. Consequentemente, perdas de posicionamento (deriva) rápidas e lentas ocorreram, levando sondas para além da zona limite de operação. Chen, Moan e Verhoeven (2009) identificaram três barreiras para a correção da indicação errônea: (i) Independência entre os DGPS's, (ii) localização apropriada de antenas e (iii) alteração no código do software DGPS *quality control function*.

Uma abordagem mais adequada à obtenção de um modelo sistêmico de análise de riscos em operações offshore pode ser encontrada em Baksh, Khan, Gadag e Ferdous (2015), os quais empregam o *System Hazard Identification, Prediction and Prevention* (SHIPP) de Rathnayaka, Khan e Amyotte (2011) em seu estudo para modelagem preditiva de acidentes em plantas de Gás Natural Liquefeito (GNL). A metodologia SHIPP pressupõe sete barreiras de acidentes, a saber:

1. *Human Factor Barrier (HFB)*
2. *Management and Organizational Barrier (MOB)*
3. *Release Prevention Barrier (RPB)*
4. *Dispersion Prevention Barrier (DPB)*
5. *Ignition Prevention Barrier (IPB)*
6. *Escalation Prevention Barrier (EPB)*
7. *Damage Control Emergency Management Barrier (DCEMB)* (RATHNAYAKA et al., 2011)

Os eventos resultantes são classificados nas seis categorias a seguir: *safe*, *near miss*, *mishap*, *incident*, *accident* e *catástrofe* (RATHNAYAKA et al., 2011). A Figura 2 relaciona as sete barreiras de acidentes com os estados extremos *safe* e *catástrofe*. Os estados intermediários são *near miss*, *mishap*, *incident* e *accident* decorrem igualmente da passagem do estado *safe* para um deles pela quebra de uma ou mais das barreiras de proteção. Através do uso da técnica de árvores de eventos, é possível determinar-se a probabilidade relativa a cada um dos seis estados operacionais. A Figura 3 apresenta uma adaptação resumido do exemplo de árvore de eventos empregado por Baksh, Khan, Gadag e Ferdous (2015) em seu estudo.

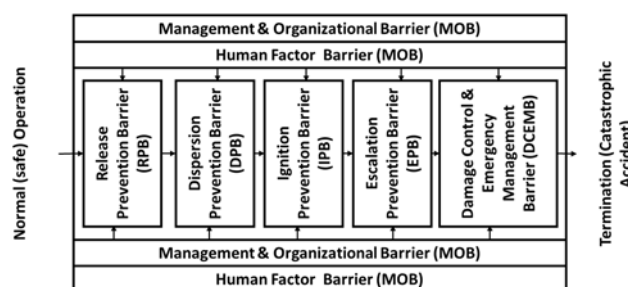


Figura 2 – SHIPP (RATHNAYAKA et al., 2011)

| SAFETY FUNCTION | Release Prevention Barrier (RPB) | Dispersion Prevention Barrier (DPB) | Ignition Prevention Barrier (IPB) | Escalation Prevention Barrier (EPB) | Damage Control & Emergency Management Barrier (DCEMB) | Human Factor Barrier (HFB) | Management & Organizational Barrier (MOB) | CONSEQUENCES |
|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|---|----------------------------|---|--------------|
| FAILURES | X3 = 5,27E-2 | X4 = 6,16E-2 | X5 = 1,06E-1 | X6 = 2,71E-2 | X7 = 1,09E-1 | X1 = 2,9E-3 | X2 = 4,21E-2 | |
| DEVIATION FROM SAFE STATE | 9,47E-1 = S | | | | | 9,97E-1 = S | 9,58E-1 = S | S 9,05E-1 |
| | | | | | | 4,21E-2 = F | 4,21E-2 = F | N 3,98E-2 |
| | | | | | | 2,9E-3 = F | 9,58E-1 = S | S 2,63E-3 |
| | | | | | | | 4,21E-2 = F | N 1,16E-4 |
| | 5,27E-2 = F | 6,16E-2 = F | 8,94E-1 = S | | | 9,97E-1 = S | 9,58E-1 = S | M 2,77E-3 |
| | | | | | | 4,21E-2 = F | 4,21E-2 = F | I 1,22E-4 |
| | | | | | | 2,9E-3 = F | 9,58E-1 = S | M 8,06E-6 |
| | | | | | | | 4,21E-2 = F | I 3,54E-7 |
| | 5,27E-2 = F | 6,16E-2 = F | 1,06E-1 = F | 2,71E-2 = F | 8,91E-1 = F | 9,97E-1 = S | 9,58E-1 = S | A 9,69E-7 |
| | | | | | | 4,21E-2 = F | 4,21E-2 = F | C 4,26E-8 |
| | | | | | | 2,9E-3 = F | 9,58E-1 = S | C 2,82E-9 |
| | | | | | | | 4,21E-2 = F | C 1,24E-10 |

Figura 3 – Árvore de Eventos Revisada (Adaptado de BAKSH et al., 2015)

Ainda que outras técnicas análise de risco como *What if Analysis*, *Hazid – Hazard identification*, *Hazop-Hazard and Operability Studies*, *FMEA – Failure Mode and Effect Analysis*, *FEMECA – Failure Mode, Effect and Criticality Analysis* possam ser combinadas com o SHIPP, propomos utilizar a Análise Preliminar de Perigo (APP) em composição com este último, pois a APP tem como objetivo identificar e avaliar potenciais perigos associados ao projeto de novas instalações ou sistemas, desde as fases iniciais do projeto da instalação e também ao longo da sua evolução, ou seja, a AAP busca avaliar o projeto de forma ampla.

REMUNERAÇÃO DE SONDAS DE PERFURAÇÃO

A PETROBRAS contrata as sondas de perfuração em duas modalidades: (a) afretamento e (b) serviços, ambas as quais empregam taxas diárias para remunerar os serviços contratados. No primeiro tipo, o objeto contratual corresponde ao ativo em si (semisubmersível ou navio sonda), ou seja, as sondas de perfuração são alugadas pela companhia petrolífera por um período de tempo determinado para a realização de “n” fases de perfuração de “k” diferentes naturezas (caracterização geológica, revestimento, completação, etc...). Já o contrato de serviços versa sobre a efetiva operação do ativo, em todos os seus níveis de atividade (navegação, descida de BOP, controle de poço, gestão do almoxarifado, etc...).

As diferentes fases de perfuração implicam complexidades operacionais distintas. Por exemplo, atividades de completação são menos complexas que atividades de perfuração, seja pelo menor número de equipamentos envolvidos, seja pelas condições de carga aos quais estes estarão submetidos. Note-se que a complexidade do modelo de riscos é diretamente proporcional à complexidade da fase em execução. Não obstante, o modelo de remuneração das missões é independente de sua complexidade, ou seja, as taxas diárias de afretamento e de serviços não levam em consideração os riscos operacionais implicados em cada tipo de missão. Na verdade, estas taxas são, via de regra, fixas, havendo, no entanto, dispositivo de bonificação que premia performances superiores.

A bonificação se traduz em diárias extras, calculadas ao longo do período de medição de faturamento (normalmente, 30 dias), em função de um índice geral de performance que, por sua vez, é determinado tendo como base o número total de dias de operação considerados, o número

total de dias em que ocorrer caso fortuito ou força maior, o número total de dias em reparo, o número total de dias em isenção de pagamento, o número total de dias em taxa de operação reduzida e o número total de dias de docagem remunerada.

Por outro lado, as multas e as reduções previstas para as taxas diárias decorrem, diretamente, de problemas operacionais, tais como: ocorrência de desvio de poço ou reperfuração, "kick", prisão de coluna, perda de circulação, pescaria e abandono, "blow-out", interrupção do afretamento em decorrência de falha verificada em qualquer dos equipamentos, ausência, inoperância total ou parcial ou o mau funcionamento de qualquer equipamento constante nos termos contratuais e baixo rendimento.

A Tabela 3 exemplifica o fluxo de caixa e retorno esperado para um contrato de afretamento mais serviços típico, com *uptime* operacional de 95% (5% de *downtime*). Os dados de entrada para o *daily rate* foram estimados através pesquisa bibliográfica (Veja, 2012; FERREIRA, 2013). Os demais dados de entrada decorrem da experiência dos autores no setor. Não foram consideradas bonificações.

Tabela 3 – Fluxo de Caixa Operacional Ideal e VPL Associado (os autores)

| | | | | | | | | | | |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|--------------|-----------|-----------|-----------|--------------|-----------|-----------|
| DAILY RATE (USD) | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 | \$410.000 |
| CUSTO DIÁRIO (USD) | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 | \$110.000 |
| RECEITA LÍQUIDA (USD) | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 | \$300.000 |
| DIAS/ANO | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 |
| DIAS/BETWEEN WELLS | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| BETWEEN WELL RATE | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| CUSTO DOCAGEM (USD) | | | | \$25.000.000 | | | | \$25.000.000 | | |
| UPTIME (%) | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% |
| DOWNTIME (DIAS) | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 18,25 |
| CUSTO EM DT (USD) | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 | \$140.000 |

| ANO 0 | ANO 1 | ANO 2 | ANO 3 | ANO 4 | ANO 5 | ANO 6 | ANO 7 | ANO 8 | ANO 9 | ANO 10 |
|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| -\$530.000.000 | \$98.970.500 | \$98.970.500 | \$98.970.500 | \$73.970.500 | \$98.970.500 | \$98.970.500 | \$98.970.500 | \$73.970.500 | \$98.970.500 | \$98.970.500 |
| -\$530.000.000 | -\$431.029.500 | -\$332.059.000 | -\$233.088.500 | -\$159.118.000 | -\$60.147.500 | \$38.823.000 | \$137.793.500 | \$211.764.000 | \$310.734.500 | \$409.705.000 |

| | |
|----------|------------------|
| TAXA VPL | 9,9% |
| VPL | \$ 47.194.463,11 |

APLICAÇÃO DO MODELO SISTÊMICO DE RISCO OPERACIONAL

Retomando a proposição de *triplets* (KAPLAN & GARRICK, 1981) em vista das condições de contratação e remuneração comumente empregadas pela PETROBRAS para sondas de perfuração e buscando a minimização da assimetria de informações entre os diversos agentes tomadores de decisão no modelo de PF, o modelo sistêmico ora proposto parte da caracterização das condições de operação típicas das sondas ao longo da vigência de seu contrato, a saber: Operação Rotineira, Manutenção em Between Wells e Paradas Programadas de Manutenção, descritas a seguir e cuja alternância temporal é ilustrada na Figura 4.

- **Operação Rotineira**
 - Embarcação em posicionamento dinâmico
 - Descida / subida de BOP
 - Descida / subida de Risers
 - Descida e manobras de tubos
 - Subida de tubos
- **Manutenção em Between Wells (BW)**
 - Embarcação navegando (em rota para nova locação)
 - Sistemas de perfuração e posicionamento dinâmico inoperantes

- Sistemas de navegação operantes
- **Paradas programadas de manutenção**
 - Embarcação (a) em águas abrigadas e em posicionamento dinâmico ou (b) docada
 - Sistemas mínimos operantes

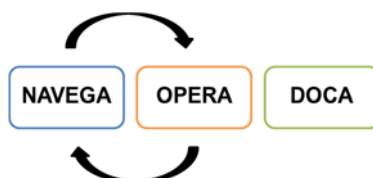


Figura 4 – Condições Operacionais (os autores)

Cada uma das operações típicas da sonda podem ser consideradas com missões, sujeitas a ocorrências de *downtime*, definidas através da AAP apresentada nas tabelas de 3 a 5 (definição de frequências, severidade e matriz de risco) e nas tabelas 6 e 7 (aplicação aos Sistemas e Elementos de Perfuração Marítima, adaptados de Thomas (2004)).

Tabela 4 – Tabela de frequências (os autores)

| FREQUÊNCIA | CARACTERÍSTICA |
|------------|-----------------------------------|
| 1 | Uma ocorrência a cada 20 anos |
| 2 | Uma ocorrência entre 10 e 20 anos |
| 3 | Uma ocorrência entre 5 e 10 anos |
| 4 | Uma ocorrência em 5 anos |
| 5 | Uma ocorrência anual |
| 6 | Mais de uma ocorrência anual |

Tabela 5 – Tabela de severidade (os autores)

| SEVERIDADE | PERDA DE RENTABILIDADE DIÁRIA |
|------------|-------------------------------|
| 1 | Downtime sem perda de bônus |
| 2 | Downtime com perda de bônus |
| 3 | Perda de bônus + multa |
| 4 | Reparo docado não previsto |

Tabela 6 – Matriz de Risco (os autores)

| FREQUÊNCIA | SEVERIDADE | | | |
|------------|------------|---|---|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |

A Tabela 9 resume as situações que se encontram na zona não aceitável de risco, os quais servirão de entrada para a elaboração do modelo de análise de risco pela metodologia SHIPP. Note-se que ao invés do uso das probabilidades de falha das barreiras técnicas, foram consideradas as probabilidades de falha das barreiras *Human Factor Barrier* (HFB) e *Management and Organizational Barrier* (MOB) em termos de processos de manutenção e/ou ação de Saúde,

Segurança e Meio Ambiente (Tabela 10). A Tabela 11 resume as distribuições empregadas na Simulação de Monte Carlo, mostrada na Tabela 12.

Tabela 7 – APP Sistemas (os autores)

| SISTEMAS | SITUAÇÃO DE PERIGO | EVENTOS QUE CAUSAM A SITUAÇÃO DE PERIGO | P | S | R | CLASS. |
|---|--|--|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| Sustentação de Carga | Perder capacidade de suportar a carga correspondente ao peso da coluna de perfuração ou revestimento | 1. Falha estrutural na torre 2. Falha estrutural na subestrutura 3. Falha estrutural na base | 1 1 1 | 4 | 4 4 4 | 5 5 5 |
| Geração e Transmissão de Energia | Perder capacidade de prover a energia necessária para o acionamento dos equipamentos da sonda de perfuração | 1. Falha mecânica motores Diesel 2. Incêndio na praça de máquinas | 3 3 | 1 4 | 1 8 | 4 7 |
| Movimentação de Carga | Perder capacidade de movimentar horizontal e verticalmente as colunas de perfuração, de revestimento e outros equipamentos | 1. Falha do Guincho 2. Quebra do Bloco de coroamento 3. Falha do Catarina 4. Falha do Cabo de perfuração 5. Falha do Gancho 6. Falha do Elevador | 2 1 2 2 2 3 | 1 4 1 1 1 4 | 2 4 1 2 1 12 | 3 5 2 2 2 7 |
| Rotação | Perder capacidade de girar a coluna de perfuração | 1. Falha no Top Drive acoplado à Catarina | 2 | 4 | 8 | 8 |
| Circulação | Perder capacidade de permitir a circulação e o tratamento do fluido de perfuração | 2. Falha nas Bombas de lama 3. Falha nas Peneiras vibratórias 4. Falha nos Hidrociclones desareiaadores 5. Falha nos Hidrociclones dessiltadores 6. Falha no Desgaseificador | 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 |
| Segurança de Poço | Permitir a ocorrência de fluxos indesejáveis dos fluidos contidos nas reservas sob intervenção | 1. Problema hidráulico no (BOP) 2. Perda de comunicação com os PODs 3. Detecção de Kick na coluna de perfuração | 3 4 1 | 3 3 3 | 9 12 3 | 6 7 4 |
| Monitoração | Perder capacidade de possibilitar o controle da perfuração | 1. Manômetros 2. Indicador de peso sobre a broca 3. Indicador de torque 4. Tacômetro | 2 2 2 2 | 1 1 1 1 | 2 2 2 2 | 3 3 3 3 |

Tabela 8 – APP Elementos de Perfuração (os autores)

| ELEMENTOS DE PERFURAÇÃO | SITUAÇÃO DE PERIGO | EVENTOS QUE CAUSAM A SITUAÇÃO DE PERIGO | P | S | R | CLASS. |
|------------------------------|--|--|---|---|----|--------|
| Colunas de Perfuração | Perder capacidade de prover energia cinética (rotação) e inercial (peso) à broca para cortar as diversas formações rochosas | 1. Comandos 2. Tubos pesados 3. Tubos de perfuração 4. Acessórios e Ferramentas de Manuseio | 6 | 2 | 12 | 8 |
| Brocas | Perder capacidade de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações | | 6 | 0 | 0 | 0 |
| Fluidos de Perfuração | 1. Perder capacidade de limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície 2. Perder capacidade de exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis e estabilizar as paredes do poço ^(Nota) Perder capacidade de resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca | | 6 | 0 | 0 | 0 |

Tabela 9 – Estados Operacionais Versus APP Sistemas e APP Elementos de Perfuração (os autores)

| SISTEMAS | SITUAÇÃO DE PERIGO | EVENTOS QUE CAUSAM A SITUAÇÃO DE PERIGO | CLASS. | ESTADO OPERACIONAL. |
|---|---|--|--------|---------------------|
| Geração e Transmissão de Energia | Perder capacidade de prover a energia necessária para o acionamento dos equipamentos da sonda de perfuração | 1. Incêndio na praça de máquinas | 7 | Todos |
| Movimentação de Carga | Perder capacidade de movimentar horizontal e verticalmente as colunas de perfuração, de revestimento e outros equipamentos | 1. Falha do Elevador | 7 | Operação Rotineira |
| Segurança de Poço | Permitir a ocorrência de fluxos indesejáveis dos fluídos contidos nas reservas sob intervenção | 1. Problema hidráulico no (BOP) 2. Perda de comunicação com os PODs | 6 7 | Operação Rotineira |
| ELEMENTOS DE PERFURAÇÃO | SITUAÇÃO DE PERIGO | EVENTOS QUE CAUSAM A SITUAÇÃO DE PERIGO | CLASS. | ESTADO OPERACIONAL. |
| Colunas de Perfuração | Perder capacidade de prover energia cinética (rotação) e inercial (peso) à broca para cortar as diversas formações rochosas | 1. Comandos 2. Tubos pesados 3. Tubos de perfuração 4. Acessórios e Ferramentas de Manuseio | 8 | Operação Rotineira |

Tabela 10 – Aplicação SHIPP (os autores)

| SISTEMA / ELEMENTO | EVENTO | Release Prevention Barrier (RPB) | Dispersion Prevention Barrier (DPB) | Ignition Prevention Barrier (IPB) | Escalation Prevention Barrier (EPB) |
|---|--|----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| Geração e Transmissão de Energia | 1. Incêndio na praça de máquinas | Inspeções Periódicas | Prevenção de vazamentos | Condicionamento de vazamento | Sistema Anti-incêndio |
| Movimentação de Carga | 1. Falha do Elevador | Inspeções Periódicas | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| Segurança de Poço | 1. Problema hidráulico no (BOP) | Manutenção durante BW | Testes antes da descida do BOP | Nenhum | Nenhum |
| | 2. Perda de comunicação com os PODs | Manutenção durante BW | Testes antes da descida do BOP | Nenhum | Nenhum |
| Colunas de Perfuração | 1. Comandos | Inspeções Periódicas | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| | 2. Tubos pesados | Inspeções Periódicas | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| | 3. Tubos de perfuração | Inspeções Periódicas | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| | 4. Acessórios e Ferramentas de Manuseio | Inspeções Periódicas | Nenhum | Nenhum | Nenhum |

Tabela 11 – Funções em dias de DT (os autores)

| EVENTO | DT (DIAS) | Release Prevention Barrier (RPB) | Dispersion Prevention Barrier (DPB) | Ignition Prevention Barrier (IPB) | Escalation Prevention Barrier (EPB) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1. Incêndio na praça de máquinas | Lognormal. Média = 20 D. Padrão = 5 | Normal. Média = 1,0e-1 D. Padrão = 1,0e-2 | Normal. Média = 1,0e-1 D. Padrão = 1,0e-2 | Normal. Média = 1,0e-1 D. Padrão = 1,0e-2 | Normal. Média = 5,0e-2 D. Padrão = 5,0e-3 |
| 1. Falha do Elevador | Triangular. Min = 1,8 Max = 3 MP = 2 | Normal. Média = 5,0e-2 D. Padrão = 5,0e-3 | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| 1. Problema hidráulico no (BOP) | Triangular. Min = 2,7 Max = 5 MP = 3 | Normal. Média = 2,0e-1 D. Padrão = 2,0e-2 | Normal. Média = 2,0e-1 D. Padrão = 2,0e-2 | Nenhum | Nenhum |
| 2. Perda de comunicação com os PODs | Triangular. Min = 2,7 Max = 6 MP = 3 | Normal. Média = 2,0e-1 D. Padrão = 2,0e-2 | Normal. Média = 2,0e-1 D. Padrão = 2,0e-2 | Nenhum | Nenhum |
| 1. Comandos | Uniforme. Min = 0,9 Max = 1,1 | Normal. Média = 1,5e-1 D. Padrão = 1,5e-2 | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| 2. Tubos pesados | Uniforme. Min = 0,9 Max = 1,1 | Normal. Média = 1,5e-1 D. Padrão = 1,5e-2 | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| 3. Tubos de perfuração | Uniforme. Min = 0,9 Max = 1,1 | Normal. Média = 1,5e-1 D. Padrão = 1,5e-2 | Nenhum | Nenhum | Nenhum |
| 4. Acessórios e Ferramentas de Manuseio | Uniforme. Min = 0,45 Max = 0,55 | Normal. Média = 1,5e-1 D. Padrão = 1,5e-2 | Nenhum | Nenhum | Nenhum |

Tabela 12 – Matriz para Avaliação de DT por Monte Carlo (os autores)

| SISTEMA / ELEMENTO | CENÁRIO | Release Prevention Barrier (RPB) | Dispersion Prevention Barrier (DPB) | Ignition Prevention Barrier (IPB) | Escalation Prevention Barrier (EPB) | Probabilidade do Cenário | Frequência Release Event (Dias/Ano) | Pressuposto Dias de DT | Consequência em Dias de DT |
|----------------------------------|---|----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|------------------------|----------------------------|
| Geração e Transmissão de Energia | 1. Incêndio na praça de máquinas | 1,00E-01 | 1,00E-01 | 1,00E-01 | 5,00E-02 | 5,00E-05 | 365 | 20 | 0,365 |
| Movimentação de Carga | 1. Falha do Elevador | 5,00E-02 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 5,00E-02 | 46 | 2 | 4,6 |
| Segurança de Poço | 1. Problema hidráulico no BOP | 2,00E-01 | 2,00E-01 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 4,00E-02 | 122 | 3 | 14,64 |
| | 2. Perda de comunicação com os PODs | 2,00E-01 | 2,00E-01 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 4,00E-02 | 122 | 3 | 14,64 |
| Colunas de Perfuração | 1. Comandos | 1,50E-01 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,50E-01 | 46 | 2 | 13,8 |
| | 2. Tubos pesados | 1,50E-01 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,50E-01 | 46 | 2 | 13,8 |
| | 3. Tubos de perfuração | 1,50E-01 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,50E-01 | 46 | 2 | 13,8 |
| | 4. Acessórios e Ferramentas de Manuseio | 1,50E-01 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,00E+00 | 1,50E-01 | 46 | 0,5 | 3,45 |

A disponibilidade operacional (*uptime*) e sensibilidade aos parâmetros de risco obtidos pela análise de Monte Carlo são apresentados na Figura 5e Figura 6, respectivamente. Os resultados apontam para uma disponibilidade operacional da ordem de 84% decorrente de falhas nas barreiras de prevenção de riscos decorrentes dos processos de manutenção, saúde, segurança e meio ambiente. A disponibilidade encontrada é muito inferior à usualmente considerada (95%). Caso fosse verificada nos três primeiros anos de operação, o valor presente líquido (VPL) encontrado para o fluxo de caixa considerado na Tabela 3 seria negativo.

A simulação indica ainda que a perda de comunicação com os PODs e os problemas hidráulicos do BOP, ou seja, os eventos de *subsea* considerados no modelo respondem por 56% de *downtime*.

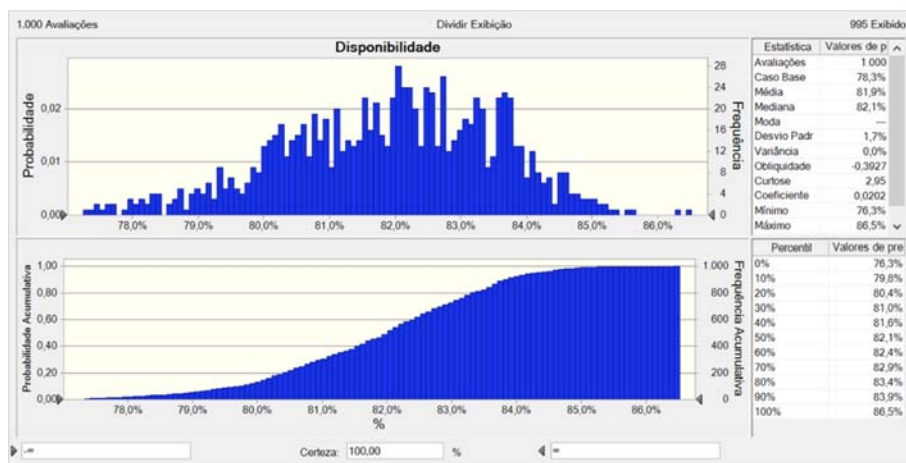


Figura 5 – Disponibilidade (os autores)

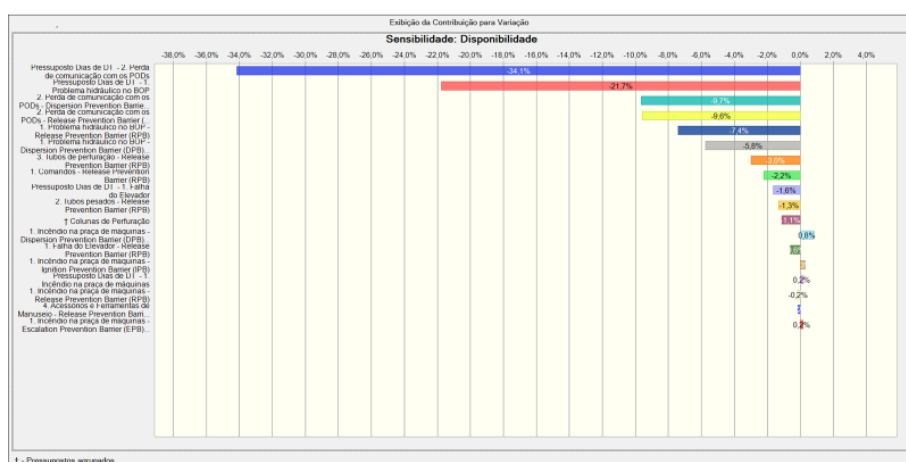


Figura 6 – Sensibilidade da Disponibilidade (os autores)

CONCLUSÕES

Uma abordagem sistêmica orientada ao desenvolvimento de um modelo de análise riscos aplicado ao PF de sondas de perfuração de águas profundas e ultra-profundas foi apresentada. A metodologia ora proposta se mostrou adequada à harmonização da granularidade de tratativa dos riscos operacionais ao nível daqueles empregados em modelos financeiros comumente empregados no desenvolvimento de planos de negócio, como é o caso do *Project Finance*.

A manutenção da atratividade financeira do PF foi adotada como premissa central, implicando em adaptações das metodologias usuais de análise de riscos técnicos, assim como da releitura das considerações clássicas de análise de riscos de negócios, dado que a harmonização destas duas perspectivas não ser usual na literatura especializada. A alternativa proposta parte da caracterização das condições operacionais das sondas em termos das cláusulas contratuais de remuneração destes ativos, para as quais serão construídas APPs específicas, posteriormente conjugadas a modelos de *System Hazard Identification, Prediction and Prevention* (SHIPP). Por sua vez, estes modelos, através de simulações de Monte Carlo, possibilitam a obtenção de densidades de probabilidade de *downtime* e multas, que aplicadas aos modelos de retorno dos PFs, permitem a redução da assimetria de informações entre os financiadores de SPEs e seus gestores, tanto no momento da tomada de decisão de investimento, quanto ao longo do contrato de afretamento e/ou serviços das sondas.

Basicamente, a metodologia proposta considera que os riscos operacionais típicos de sondas de perfuração possam ser agrupados considerando-se três tipos de missões (Operação Rotineira, Manutenção em Between Wells e Paradas Programadas de Manutenção). Para cada um destes, desenvolve-se uma APP própria, de forma a caracterizar as frequências e severidades dos diferentes perigos presentes em cada uma destas condições, caracterizando a matriz de risco para os *triplets* determinados. Das APPs, procede-se a análise quantitativa através do modelo SHIPP adaptado. Para tal, deve-se montar a árvore de eventos relativa a cada um dos cenários de operação e avaliar-se as probabilidades de falha das barreiras de acidentes em termos de falhas no processo de manutenção e/ou procedimentos de segurança, saúde e meio ambiente. O modelo obtido é submetido, então, à simulação de Monte Carlo para que sejam avaliadas as curvas resultantes das probabilidades combinadas, aplicadas ao modelo de fluxo de caixa do PF.

BIBLIOGRAFIA

- ABIMBOLA, M., & KHAN, F. (2016). Development of an integrated tool for risk analysis of drilling operations. *Process Safety and Environmental Protection*, 102, 421–430. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2016.04.012>
- ALKAZIMI, M. A., & GRANTHAM, K. (2015). Investigating new risk reduction and mitigation in the oil and gas industry. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 34, 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2015.02.003>
- BAKSH, A. A., KHAN, F., GADAG, V., & FERDOUS, R. (2015). Network based approach for predictive accident modelling. *Safety Science*, 80, 274–287. <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2015.08.003>
- CHEN, H., MOAN, T., & VERHOEVEN, H. (2009). Effect of DGPS failures on dynamic positioning of mobile drilling units in the North Sea. *Accident Analysis and Prevention*, 41(6), 1164–1171. <https://doi.org/10.1016/j.aap.2008.06.010>
- CORTS, K. S., & SINGH, J. (2004). The Effect of Repeated Interaction on Contract Choice: Evidence from Offshore Drilling. *Journal of Law, Economics, & Organization*, 20(1), 230–260. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/3554926>
- FERREIRA, E. F. A. (2013). *Financiamento de sondas de perfuração de petróleo : Uma análise quanto às opções de financiamento no setor*. Escola de Administração de Empresas de São Paulo.
- FINNERTY, J. D. (1999). *Project finance: engenharia financeira baseada em ativos*. Rio de Janeiro: Qualitymark.
- HAUGE, E., AAMO, O. M., GODHAVN, J. M., & NYGAARD, G. (2013). A novel model-based scheme for kick and loss mitigation during drilling. *Journal of Process Control*, 23(4), 463–472. <https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2013.01.006>
- IMO. (2002). *GUIDELINES FOR FORMAL SAFETY ASSESSMENT (FSA) FOR USE IN THE IMO RULE-MAKING PROCESS*. London: IMO.
- KAPLAN, S., & GARRICK, B. J. (1981). On The Quantitative Definition of Risk. *Risk Analysis*, 1(1), 11–27. <https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.1981.tb01350.x>
- LA ROCQUE, E., Laporta, A., Moura, A., Nogueira, C., Rocca, C. A., Lins, C., ... Lamb, R. (2007). *Guia de orientação para gerenciamento de Riscos Corporativos*. Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (Vol. Série de C). São Paulo, SP: IBGC. Retrieved from <http://www.ibgc.org.br/userfiles/3.pdf>
- MASSIMO, L. C. (2001). Project financing. *Meridiana*, 41(PONTE SULLO STRETTO), 187–

210.

- MCLAUGHLIN, C., & YESSIOS, D. (2011). Why project bonds? Why now? *Latin Lawyer Magazine*, 10(3), 35–37.
- MORAIS, J. M. De. (2013). *Petróleo em Águas Profundas - Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. Retrieved from <http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/1147>
- RATHNAYAKA, S., KHAN, F., & AMYOTTE, P. (2011). SHIPP methodology: Predictive accident modeling approach. Part I: Methodology and model description. *Process Safety and Environmental Protection*, 89(3), 151–164. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2011.01.002>
- ROCKMANN, R. (2017). Gasto orientado pode reduzir o déficit de serviços. Retrieved from <http://www.valor.com.br/brasil/4958282/gasto-orientado-pode-reduzir-o-deficit-de-servicos>
- SARSHAR, S., HAUGEN, S., & SKJERVE, A. B. (2015). Factors in offshore planning that affect the risk for major accidents. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 33, 188–199. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2014.12.005>
- SAWANT, R. J. (2010). The economics of large-scale infrastructure FDI: The case of project finance. *Journal of International Business Studies*, 41(6), 1036–1055. <https://doi.org/10.1057/jibs.2009.63>
- Sete Brasil - Estrutura Societária. (2017). Retrieved September 3, 2017, from <http://ri.setebr.com/static/ptb/estrutura-societaria.asp?idioma=ptb>
- THOMAS, J. E. (2004). *Fundamentos de Engenharia de Petróleo* (2a Edição). Interciência.
- Veja, R. R. (2012). Petrobras anuncia contratação de 26 sondas de perfuração marinha. Retrieved October 5, 2017, from <http://veja.abril.com.br/economia/petrobras-anuncia-contratacao-de-26-sondas-de-perfuracao-marinha/>