

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
ESCOLA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA
MESTRADO EM FINANÇAS E ECONOMIA EMPRESARIAL

RICARDO HENRIQUE DIONISIO GIAMATTEY

GESTÃO ESTRATÉGICA DE RISCOS DE UM ATIVO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO:
UMA ABORDAGEM QUANTITATIVA

RIO DE JANEIRO

Junho de 2011.

RICARDO HENRIQUE DIONISIO GIAMATTEY

GESTÃO ESTRATÉGICA DE RISCOS DE UM ATIVO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO:
UMA ABORDAGEM QUANTITATIVA

Dissertação submetida ao corpo docente
da Escola de Pós-Graduação em
Economia da Fundação Getúlio Vargas –
EPGE/FGV – como parte dos requisitos
necessários à obtenção do grau de Mestre
em Finanças e Economia Empresarial

Orientador: Cláudio Henrique da Silveira
Barbedo

RIO DE JANEIRO

Junho de 2011

RICARDO HENRIQUE DIONISIO GIAMATTEY

GESTÃO ESTRATÉGICA DE RISCOS DE UM ATIVO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO:
UMA ABORDAGEM QUANTITATIVA

Dissertação submetida ao corpo docente
da Escola de Pós-Graduação em
Economia da Fundação Getúlio Vargas –
EPGE/FGV – como parte dos requisitos
necessários à obtenção do grau de Mestre
em Finanças e Economia Empresarial

Aprovada em 30 de junho de 2011.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Cláudio Henrique da Silveira Barbedo (orientador)
Doutor em Finanças, UFRJ/COPPEAD

Prof. Caio Ibsen Rodrigues de Almeida
Doutor em Engenharia Elétrica, PUC-RJ

Prof. Marco Antônio Cesar Bonomo
PhD em Economia, Princeton University

RESUMO

O objetivo dessa dissertação é estabelecer um modelo quantitativo de gestão de riscos estratégicos de um ativo de produção de petróleo, notadamente o valor em risco do seu fluxo de caixa e de sua rentabilidade. Para tanto, foi utilizado um modelo de fluxo de caixa onde a receita operacional foi definida como variável estocástica. A receita operacional foi estimada a partir de uma função de perdas que descreve o volume de produção de petróleo, e de uma trajetória de preços definida por um modelo geométrico browniano sem reversão a média e com volatilidade descrita por um processo GARCH.

Os resultados obtidos demonstram que o modelo proposto é capaz de fornecer informações importantes para a gestão de riscos de ativos de produção de petróleo ao passo que permite a quantificação de diferentes fatores de risco que afetam a rentabilidade das operações. Por fim, o modelo aqui proposto pode ser estendido para a avaliação do risco financeiro e operacional de um conjunto de ativos de petróleo, considerando sua estrutura de dependência e a existência de restrições de recursos financeiros, físicos e humanos.

Palavras-chave: Risco, ativo de produção de petróleo, métricas at-risk, simulação de Monte Carlo

ABSTRACT

This dissertation proposes a quantitative risk management framework for an oil producing asset, focusing on the CFaR and on the likelihood of a less-than-expected return on capital. A simple cashflow model was used, and the operational revenues were forecasted using a operational loss function on the volume side, and for the price forecast it was used a geometric brownian motion without mean reversion and with a time-varying volatility based on a GARCH model.

The results show that the proposed framework can provide relevant information to support risk management of oil producing assets since it helps to quantify the importance of different risk factors underlying the operation's cash flow and therefore its financial results. Lastly, further development in this subject might include a multi-asset operation with a dependence structure among different producing systems and with financial, human and equipments constraints.

Keywords – Risk, oil production asset, at-risk metrics, Monte Carlo Simulation

Não há gestão de riscos que sobreviva
a um processo decisório inadequado.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 Benefícios da gestão de riscos.
- Figura 2 Principais fatores de risco.
- Figura 3 Estrutura do fluxo de caixa e identidade das contas.
- Figura 4 Produção histórica total do campo X.
- Figura 5 Histograma de perdas (em azul) e ajuste dos dados através de uma DVE.
- Figura 6 Três caminhos aleatórios para a produção efetiva do campo X.
- Figura 7 Preços de Petróleo – realizações, limites de controle e um caminho aleatório.
- Figura 8 Distribuição de frequência dos preços de petróleo – preço médio no período.
- Figura 9 Distribuição de frequência do fluxo de caixa livre acumulado.
- Figura 10 Distribuição de frequência do retorno sobre o ativo (ROA).

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
2. A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	13
3. GESTÃO DE RISCOS	18
3.1 GESTÃO DE RISCOS NAS ORGANIZAÇÕES	19
3.2 METODOLOGIAS DE CÁLCULO DAS MÉTRICAS AT-RISK	24
3.3 MODELO DE PREVISÃO DE VOLUME DE PRODUÇÃO E PREÇO DE PETRÓLEO.....	29

3.3.1 Modelo de perdas de volume de produção	29
3.3.2 Modelos de previsão de preços de petróleo	30
4. MODELO DE PROJEÇÃO DO FLUXO DE CAIXA.....	34
4.1 ESTIMAÇÃO DA CURVA DE PRODUÇÃO EFETIVA	35
4.2 ESTIMAÇÃO DA TRAJETÓRIA DE PREÇOS DE PETRÓLEO	38
4.3 RESULTADOS DA PROJEÇÃO DE FLUXO DE CAIXA	42
4.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	45
5. CONCLUSÃO.....	48
BIBLIOGRAFIA	51

1. Introdução

O desenvolvimento de métodos de gestão de riscos de ativos financeiros percebeu uma evolução muito intensa nos últimos 15 anos. A introdução do conceito de VaR¹ em meados da década passada e sua aplicação para fins de regulação e gestão interna de riscos ensejou um grande volume de pesquisa nessa área. O aparecimento de conceitos derivados diretamente do VaR, como CFaR e EaR, bem como evoluções no conhecimento, como EVT e ES², forneceu um instrumental muito importante para a gestão de riscos.

Uma extensão natural desses métodos é a sua aplicação para a gestão de riscos de ativos não financeiros.

Empresas não financeiras possuem objetivos estratégicos muitas vezes definidos através de indicadores de desempenho cuja eficácia e eficiência depende diretamente de realização operacional. Empresas de construção civil, por exemplo, dependem da entrega de seus empreendimentos para a geração de retorno para o acionista.

O manual de gestão integrada de riscos do COSO (2007) ressalta que uma organização não apenas define sua missão ou visão, mas também estabelece objetivos estratégicos, isto é, metas de alto nível que alinham e apóiam as decisões para o cumprimento destes. A organização estabelece uma estratégia para alcançar seus objetivos, e, além disso, os objetivos relacionados que deseja alcançar, que, por meio da estratégia, fluirão em forma de cascata para suas unidades de negócios, divisões e processos.

No caso da indústria do petróleo, os objetivos estratégicos estão intimamente associados à realização da produção de petróleo, gás natural e derivados, aos preços dessas *commodities*, à competitividade de custos operacionais e de investimentos, e ao estoque de reservas de petróleo e gás natural. Uma vez estabelecida a visão empresarial, pode-se dizer que a chance de sua realização está associada com a gestão dos riscos que podem afetar os objetivos

¹ *Value-at-Risk*. Será discutido no capítulo 3.

² Os termos correspondem respectivamente a *Cash-Flow-at-Risk*, *Earnings-at-Risk*, *Extreme Value Theory* e *Expected Shortfall*. Alguns desses termos serão discutidos no capítulo 3.

estratégicos advindos dessa visão.

O Comitê da Basileia define risco operacional como “a perda operacional, direta ou indireta, devido a inadequação ou falha atribuível aos procedimentos, às pessoas, aos sistemas ou a eventos externos”. Essa definição se aplica perfeitamente aos riscos a que uma empresa de petróleo está submetida quando da operação de seus ativos de produção.

O fluxo de caixa advindo da operação de um campo de petróleo é função da sua receita operacional, sua estrutura de custos e do arcabouço tributário a que ele está submetido. A receita operacional advém das variáveis preço e produção, podendo a primeira ser tratada como um risco de mercado, exógeno. Assim sendo, e de forma endógena, o principal risco associado à rentabilidade de campos de petróleo em operação é a realização da sua curva de produção.

Para mensurar o risco desse fluxo de caixa, a literatura oferece algumas métricas: O CFaR, um métrica de riscos que endereça a questão do desvio entre o fluxo de caixa operacional efetivo e o valor usado para fins de planejamento e definição de metas, e sua relação com os fatores de risco adjacentes ao fluxo de caixa. Por sua vez, a métrica de EaR está conectada diretamente com a probabilidade de o lucro líquido efetivo ser menor que o lucro líquido projetado³. Essa métrica pode ser trabalhada com valores monetários, ou em valores percentuais, como por exemplo acontece quando utilizamos o retorno sobre o ativo (ROA) como métrica de rentabilidade.

Levando em consideração tudo o que foi exposto acima, o objetivo dessa dissertação é avaliar o risco de rentabilidade de um campo de produção de petróleo através da construção de um modelo de simulação usando a técnica de Monte Carlo e da aplicação de métricas como o CFaR. Conhecida a tolerância ao risco dos gestores do campo de petróleo, é possível criar mecanismos de gestão de risco que minimizem a probabilidade de um desvio relevante na rentabilidade do campo.

Tal modelo de simulação considera como variável estocástica a receita operacional,

³ Extraído do documento *Corporate Risk Management* disponível em www.approximity.com

decomposta nos seus dois elementos constituintes, os preços de petróleo e o volume de produção, para os quais são construídos modelos de previsão. Dentro da modelagem de previsão de preços de petróleo, é realizada uma discussão sobre modelos de previsão de volatilidade. A estrutura de custos do fluxo de caixa e o arcabouço tributário a que este está submetido são modelados como variáveis exógenas.

A dissertação está estruturada da seguinte forma: o capítulo 2 discorre sobre a atividade de exploração e produção de petróleo, enquanto que o capítulo 3 apresenta os conceitos relativos aos métodos de gestão de riscos utilizados nesse trabalho. O capítulo 4 descreve o modelo de simulação, os modelos de previsão para as variáveis de estudo e discute os resultados desta modelagem. A conclusão oferece um resumo do que foi discutido e indica possíveis extensões dessa dissertação.

2. A atividade de exploração e produção⁴ de petróleo

No Brasil, a lei 9.478/97, conhecida informalmente como “lei do petróleo”, apresenta algumas definições importantes, a saber⁵:

Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

Lin (2004) afirma que o processo de E&P encerra uma série de decisões sequenciais de investimento, cuja dinâmica é complexa e afetada por fatores como a competição, e onde, após a fase de exploração, a empresa deve decidir se investe ou não na produção de petróleo.

Essa decisão é central na atividade de E&P. Por tratar-se de um segmento capital intensivo, a reversibilidade de uma decisão de investimento geralmente possui um custo elevado. Neste contexto, Postali e Pichetti (2006) colocam que a decisão de investir enseja o comprometimento de recursos internos das firmas, bem como a negociação de contratos de fornecimento cujo rompimento geraria ônus. A decisão por não investir, por outro lado, significa a total extinção dos direitos da firma sobre o ativo exploratório

⁴ E&P

⁵ Disponível em www.anp.gov.br

Essa decisão de investimentos dá-se em um ambiente de incertezas econômicas e técnicas. Incertezas econômicas, ou de mercado, estão associadas a fatores exógenos à atividade em si, enquanto que incertezas técnicas, ou de projeto, estão associadas a fatores endógenos. Sobre esse tema, Antikarov e Copeland (2001) afirmam que incertezas de natureza econômica resolvem-se com o passar do tempo, enquanto que incertezas de natureza técnica são invariáveis ao tempo, devendo ser tratadas com investigação que propicie a coleta de informações relevantes – os fatos existem, apenas precisam ser revelados.

A existência de uma regra que contenha, de forma tácita ou explícita, a tipificação do conjunto ótimo de informações que a firma requer para a tomada de decisão de investimento serve como diretriz para o processo decisório. Esse conjunto ótimo está relacionado à existência de um ponto de inflexão na curva de valor marginal da informação que identifica o momento adequado para a tomada de decisão. Dias (2004) estabelece que quando a incerteza técnica não mais justifica investimentos adicionais em aquisição de informação, a firma decide entre investir em um ativo de produção, abrir mão dos direitos sobre o prospecto ou esperar, na medida do possível, por melhores condições de mercado para rever a decisão de investimento.

Uma vez coletado e processado o conjunto de informações ótimo sobre uma jazida de petróleo, duas perguntas são fundamentais para a decisão de investimento: (i) Existe petróleo, e em quantidade relevante? (ii) À luz da função de produção da companhia, é possível extrair esse petróleo de forma rentável? A resposta afirmativa a essas perguntas é um dos principais critérios de exigibilidade para a decisão de investimento em um ativo de produção.

Rose (1992) escreve que existe um conjunto de condições necessárias e suficientes cuja verificação garante a existência de uma jazida de petróleo. Considerando que essas condições são independentes entre si, define-se a probabilidade de sucesso geológico como sendo o produto das probabilidades individuais de ocorrência de cada uma dessas condições. Essa probabilidade representa a chance *a priori* de ocorrer a descoberta de uma jazida quando da perfuração de um poço exploratório.

Realizada a descoberta, deve-se inferir o volume de petróleo em uma jazida, que é estimado através de uma equação com cinco parâmetros⁶. Sobre essa equação, Repsold Junior (2003) afirma que a representação da incerteza de seus parâmetros através de distribuições de probabilidade permite a obtenção da distribuição de probabilidade do volume de petróleo existente na jazida, a partir do uso de um modelo de simulação.

A verificação desta estimativa de volume é realizada através de um programa de avaliação da jazida. Uma vez comprovado o volume, a próxima etapa é a verificação, à luz da função de produção da firma, da economicidade da extração do petróleo dessa jazida. Segundo Thomas (2010), a resposta a essa pergunta é obtida pela consideração conjunta de fatores técnicos e econômicos, e o processo a ser utilizado para essa análise deve ser feito de maneira compatível com a qualidade das informações disponíveis.

A distribuição temporal da produção do volume da jazida, denominada curva de produção de petróleo, é uma informação importante para a tomada de decisão de investimento. Ainda, para a especificação de um projeto de investimento, outras estimativas importantes dizem respeito às necessidades de investimento para instalação do ativo fixo de produção de petróleo, ao custeio operacional, e outras premissas econômicas como preços de petróleo, custo de capital, e tributação. Outrossim, a incerteza relacionada à economicidade de uma jazida é fruto da composição de todos esses parâmetros, e usualmente essa decisão de investimento sob condições de incerteza é tomada à luz da função de densidade de probabilidade acumulada de alguma métrica de valor, como por exemplo o valor presente líquido (VPL)

No Brasil a dinâmica da atividade de E&P mudou quando da aprovação da lei do petróleo em 1997. O sistema que antes garantia o monopólio da atividade à Petrobras foi aberto para a participação de outras empresas dentro de um processo concorrencial (leilão) pela aquisição de direitos de exploração.

Segundo a Constituição Federal, os recursos minerais são de propriedade da União, que pode conceder direitos de sua exploração e produção. Nessa linha, existe o CNPE – Conselho

⁶ Notadamente a área da jazida, sua espessura, sua porosidade, sua saturação de hidrocarbonetos e o fator volume de formação.

Nacional de Política Energética – que define as estratégias públicas no setor de energia no Brasil, e a ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – órgão regulador das atividades da indústria cuja responsabilidade é executar a política nacional para o setor energético.

Do ponto de vista tributário, pode-se considerar que o agente privado, para ingressar na sociedade com o Estado, aporta recursos de duas formas: antecipadamente, para exercer o direito de investigação, na forma de um lance vencedor em um processo de leilão, e de forma diferida, para exercer o direito de produção, através dos tributos e participações incidentes sobre a atividade produtiva.

Essa parcela diferida é o valor da renda da atividade extrativa que cabe ao Estado. Ao conceder o direito de produção de uma jazida, ele deve buscar uma parcela composta de dois itens: um de natureza fixa, como parcela da renda bruta gerada, e um de natureza variável, função da rentabilidade da atividade econômica, e que venha a compensar ganhos imprevistos quando da estimação do valor da primeira parcela, paga antecipadamente, conhecida como bônus de assinatura.

Nesse sentido, é usual a definição de um tributo como uma fração da renda econômica gerada pela produção da jazida, sendo renda econômica a renda gerada em excesso relativamente às necessidades de cobertura de custos de capital e operacional. Tratar-se-ia então de um tributo de caráter progressivo independente da fração da renda econômica que seja apropriada, ou seja, é racional para o agente privado investir na produção da jazida mesmo que essa fração seja um.

No Brasil incidem 3 tributos relevantes sobre a operação de um campo de petróleo – *royalties*, participação especial e impostos corporativos sobre o resultado líquido (imposto de renda e CSLL).

Os *royalties* são definidos pela aplicação de uma alíquota diretamente sobre a receita bruta da produção de um campo de petróleo. Nos campos marítimos de petróleo no Brasil, em águas

profundas, essa alíquota é de 10%, e esse tributo é destinado principalmente para os municípios da área de influência de cada campo.

A participação especial é o tributo criado na legislação brasileira que corresponde à fração da renda econômica da atividade de produção de petróleo que é destinada ao Estado. A maior parte desse tributo fica com a União, e outra parcela é distribuída para estados e municípios.

A alíquota a ser aplicada sobre a receita líquida da produção de um campo de petróleo é crescente no nível de produção e no número de anos decorridos desde o começo da atividade produtiva. Ela varia também de acordo com o ambiente onde o petróleo é produzido – campos terrestres, campos marítimos em profundidade de até 300 metros (águas rasas), e campos marítimos em profundidade acima de 300 metros (águas profundas).

Por exemplo, sobre um campo em águas profundas que em seu segundo ano de operação e que produz um volume de 110 mil barris por dia é aplicada a alíquota de 20%. No caso de ele produzir mais de 157 mil barris por dia no quarto ano de produção, essa alíquota é de 40%

Sobre o imposto de renda e a CSLL, não há legislação especial para a indústria do petróleo, e as alíquotas são as mesmas de outras diversas atividades econômicas industriais.

3. Gestão de riscos

Gerir riscos é uma atividade que faz parte da rotina dos seres humanos. Olhar para o céu com nuvens carregadas e colocar um guarda-chuva na bolsa é gerir o risco de se molhar caso chova. Uma alimentação saudável é uma prática que diminui o risco de doenças cardiovasculares. Até mesmo animais que fogem ao sinal de perigo estão gerindo o risco de, por exemplo, serem mortos por predadores.

Na literatura especializada podemos encontrar diversas definições do que seja risco. Uma definição abrangente aqui proposta desse termo é que um risco é definido pela possibilidade de desvios em relação a um resultado esperado. Embora a preocupação natural com riscos esteja associada a riscos negativos, percebe-se que a definição acima também contempla riscos positivos, ou seja, a chance de o resultado efetivo superar o resultado esperado.

A gênese do risco está no processo de tomada de decisão, ou seja, os riscos são contingentes a uma decisão tomada. Embora aparentemente retórico, esse argumento é central para o entendimento do processo de gestão de riscos, principalmente no ambiente corporativo. As melhores práticas associadas a processos decisórios nas organizações trazem em seu escopo um componente de avaliação de riscos para fins de suporte a decisão.

Pode-se dividir didaticamente o processo de gestão de riscos em dois momentos: um anterior a tomada de decisão, em que o comportamento dos fatores de risco é entendido, e um posterior a tomada de decisão, em que práticas de gerenciamento de risco visam defender o resultado esperado a partir da decisão tomada.

Focando especialmente nos riscos negativos, o espaço para a gestão de riscos está associado com o conjunto de possíveis resultados (performance) advindos de uma decisão tomada, e seus respectivos níveis de risco. Esse *trade-off* performance versus risco define a prática de gestão de riscos no sentido em que ela deve focar em viabilizar a melhor performance possível dado um nível de risco tolerável, ou o menor nível de risco dada uma performance desejada⁷. Do ponto de vista dos riscos positivos, gerir riscos é explorar as oportunidades,

⁷ Supondo aversão ao risco

mesmo que sabendo que elas não são condições necessárias para o alcance dos objetivos esperados, caracterizando-se como um “bônus de performance”, ao passo que os riscos negativos podem impedir que esses mesmos objetivos sejam alcançados.

3.1 Gestão de riscos nas organizações

Os últimos 20 anos perceberam uma grande evolução qualitativa dos métodos de gestão de riscos, especialmente no que diz respeito a instituições financeiras. E, como em outras áreas de conhecimento, a adaptação de modelos aplicados em instituições financeiras para instituições não financeiras aparece como consequência natural.

Servaes, Tamayo e Tufano (2009) afirmam que a gestão de riscos em corporações é vista como um conjunto de métodos e procedimentos pelos quais executivos identificam o nível de exposição ao risco de suas organizações e decidem quais riscos reter e quais transferir para terceiros através de uma variedade de técnicas de gestão de riscos. Nesse sentido, um dos principais benefícios da gestão de riscos é aumentar a qualidade da tomada de decisão. Outro benefício percebido da gestão de riscos está associado à redução de volatilidade dos lucros das organizações e na gestão da sua reputação, ambos conectados com a visão de longo prazo de seu valor e rentabilidade.

Soutelinho (2009) ressalta que a prática de gestão de riscos possibilita que as empresas identifiquem maneiras de quantificar sua exposição ao risco, fortalecendo o processo decisório e a geração de valor para os acionistas, sendo que essa abordagem se aplica indistintamente a organizações financeiras ou não financeiras. E sobre a diferença entre esses dois tipos de organização, La Rocque e Lowenkron (2004) explicam que ela está associada a liquidez dos seus ativos, muito maior para as instituições financeiras.

O argumento acima é fortalecido por Ozório (2006) ao afirmar que o gerenciamento de risco difere bastante do ambiente puramente financeiro para o ambiente corporativo. Tanto o tamanho dos ativos das organizações não financeiras quanto sua menor liquidez sugerem que a gestão de riscos dessas organizações deve visar a volatilidade da sua trajetória de geração de valor, diferentemente dos bancos que visam a volatilidade do valor presente das posições

futuras. Sem a possibilidade de uma troca rápida de posições, as organizações não financeiras devem buscar uma trajetória segura ao longo do tempo.

Essa idéia apareceu anteriormente em Stulz (1996) que afirma que a alocação de recursos em atividades de gestão de riscos faz sentido no momento em que os fatores de risco tem potencial de gerar custos relevantes para as organizações. Nesse sentido, a consideração principal deve estar associada com a trajetória do valor da firma mais do que ao valor em final de determinado período de tempo, principalmente se houver um valor mínimo abaixo do qual o valor da firma não pode estar, valor esse definido de acordo com as expectativas dos gestores da firma. E a forma mais adequada de acompanhar essa questão está na análise de sensibilidade do fluxo de caixa esperado.

Sobre o valor da gestão de riscos nas organizações, MacKay e Moeller (2007) demonstram que existe uma forte correlação positiva entre o valor da firma e o valor da gestão de riscos, especialmente se receitas e custos possuírem relações não lineares com os fatores de risco, e se a volatilidade do preço dos produtos e serviços e serviços disponibilizados for alta.

Segundo Servaes, Tamayo e Tufano (2009), os eventos dos últimos anos fortaleceram a percepção de que as organizações tem falhado em antecipar e planejar respostas para os riscos a que estão expostas, inclusive em alguns casos demonstrando não possuir um entendimento compreensivo da natureza desses riscos . Há evidências de que a maioria das empresas não incluem um processo formal de avaliação de riscos em seus processos de planejamento estratégico, e dado o ambiente atual de negócios, incluir práticas de gestão de riscos estratégicos e operacionais pode gerar relevantes benefícios. E essas práticas estariam relacionadas com a tentativa de eliminar eventos extremos que possam colocar a firma em uma situação na qual a implementação do seu plano de negócios seja prejudicada.

De acordo com os autores, as organizações estão expostas a três categorias de risco: riscos de mercado, riscos comerciais, e eventos externos. **Riscos de mercado** estão geralmente associados a variações nos preços dos ativos da economia, sejam eles ações, taxas de juros ou preços de *commodities*. **Riscos comerciais** são inerentes às operações das firmas, e até certo ponto podem ser controlados e/ou influenciados pelos seus gestores. Por fim, riscos advindos de **eventos externos** não são necessariamente específicos para uma determinada firma, como

por exemplo riscos naturais, políticos e regulatórios.

Através de uma pesquisa qualitativa, os autores construíram um ranking dos benefícios percebidos pelas organizações advindos das práticas de gestão de riscos, bem como ranquearam os principais fatores de riscos apontados por elas. As figuras 1 e 2 sumarizam esses resultados, onde os gráficos representam o percentual das organizações que respondeu que cada um benefícios e fatores de risco são muito importantes na sua visão.

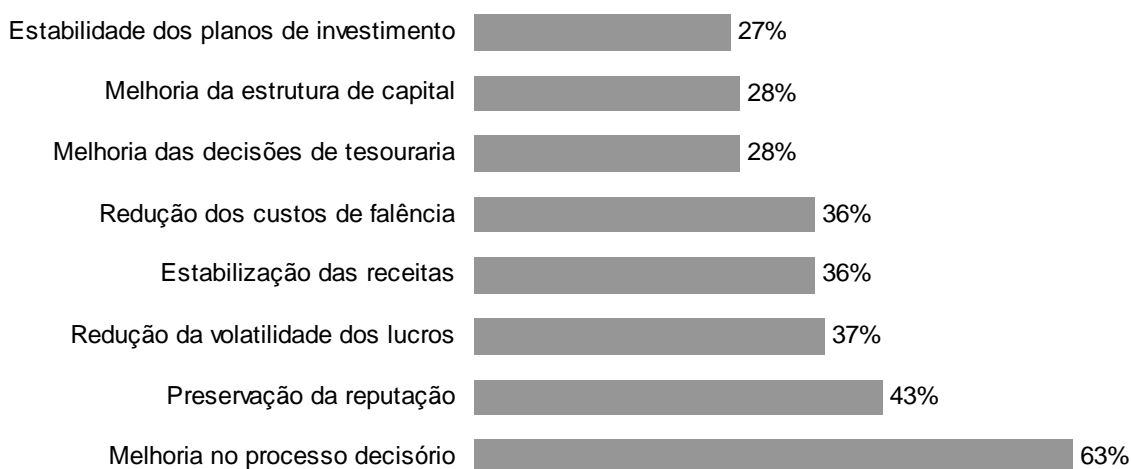


Figura 1 – Benefícios da gestão de riscos

As evidências coletadas sobre quais métodos de gestão de riscos são utilizados pelas organizações apontam para duas práticas relevantes nesse contexto: avaliação de cenários, incluindo cenários de estresse, e métricas de quantificação de riscos – sendo a primeira prática identificada em 73% das empresas e a segunda prática identificada em aproximadamente 45% das empresas.

Sobre os principais fatores de risco elencados como resultado dessa pesquisa, é interessante perceber que a grande maioria deles se refere a riscos externos à firma, e que muitos deles estão correlacionados, demonstrando que riscos associados ao ambiente de negócios e a variáveis econômico-financeiras possuem posição de destaque no rol de incertezas que cercam as organizações.

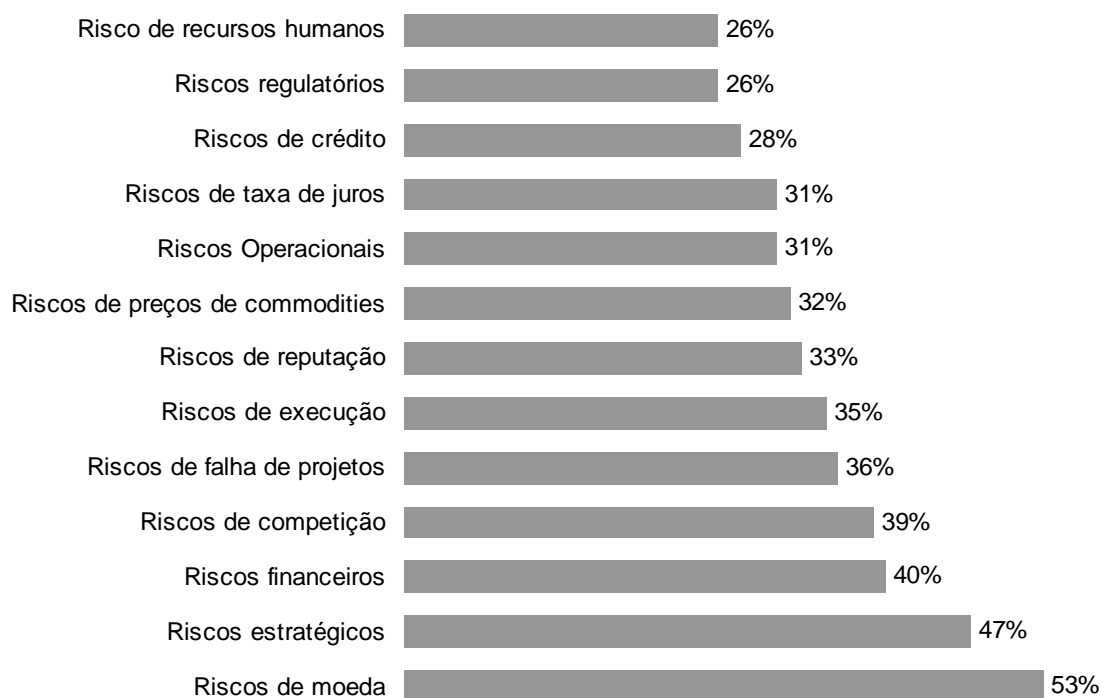


Figura 2 – Principais fatores de risco

Dentre as possíveis ferramentas de quantificação de riscos pode-se dar destaque especial aos métodos “*at-risk*”. A origem desses métodos remonta à década de 90, com o estabelecimento do VaR como métrica de perdas potenciais. Extensões desse método para gestão de riscos em organizações não financeiras, como CFaR e EaR, ocupam atualmente uma posição de destaque no conjunto de metodologias de quantificação de riscos nessas organizações.

Segundo Yiu (2004) o VaR mede, em termos monetários, a máxima perda esperada do valor de um ativo em um determinado horizonte de tempo, avaliado em um determinado nível de confiança. Essa métrica é amplamente utilizada na gestão interna de riscos de organizações financeiras.

Andrén, Jankensgard e Oxelheim (2005) definem o CFaR como o máximo déficit⁸ de caixa que a firma tolera, observado um período de tempo e um nível de confiança. Eles afirmam que o CFaR vem ganhando popularidade entre organizações de base industrial pelo mesmo motivo que o VaR obteve sucesso em instituições financeiras - ele congrega em um único

⁸ Tradução livre do termo em inglês *shortfall*

número a exposição ao risco da firma, servindo assim de instrumento de gestão de risco na medida em que pode ser comparado com a tolerância ao risco da organização. O procedimento de cálculo do CFaR para esse fim envolveria então a estimação de distribuições de probabilidade que descrevem o comportamento dos fatores que integram o fluxo de caixa da firma.

Para os autores, o VaR somente atende a necessidade por medidas quantitativas de riscos negativos quando aplicado a ativos financeiros. Isso acontece porque ele captura apenas uma pequena parte da exposição ao risco de uma organização não financeira ao ignorar fatores de riscos associados ao fluxo de caixa não oriundos de operações financeiras. La Rocque e Lowenkron (2004) avalizam essa idéia ao afirmar que no CFaR há a possibilidade de inclusão do risco advindo de outras variáveis como por exemplo o risco de demanda que poderia ser modelado através da elasticidade preço da demanda

Para firmas que focam em resultados relativos, como lucro por ação ou retorno sobre o ativo, Damodaran (2009) afirma que o uso do EaR é uma boa prática para gerenciar o risco de esse resultado ficar abaixo de um determinado nível pré-estabelecido. Segundo Desrochers e Préfontaine (2006), EaR representa uma medida a priori da variação estimada do lucro de uma firma em um determinado período de tempo, dado um nível de confiança. E Dahlgren (2003) escreve que essa métrica é freqüentemente utilizada para auxiliar na definição de políticas de gestão de riscos das firmas.

Como extensão ao VaR financeiro, a literatura apresenta o VaR operacional como uma métrica associada a riscos operacionais. Segundo Teixeira (2005) trata-se basicamente de uma função de agregação dos processos estocásticos que definem a freqüência de perdas operacionais e a severidade dessas perdas, unindo-se preferencialmente através de um modelo de simulação. E, para a utilização desse indicador, é necessário entender quais os fatores de risco que influenciam a freqüência de perdas e a sua severidade, e talvez considerá-los diretamente no modelo de simulação

3.2 Metodologias de cálculo das métricas at-risk

As métricas *at-risk* estão associadas a um valor monetário, um nível de significância e um intervalo de tempo. O VaR é o quantil da distribuição de valor de um determinado ativo determinado pelo nível de significância desejado para essa métrica. É uma medida única, e de forma intuitiva pode-se afirmar que, em média, espera-se que o VaR seja violado uma vez a cada $1/\alpha$ períodos, sendo α o nível de significância do VaR. Por exemplo, um VaR diário de \$100 ao nível de significância de 5% significa que, em média, a perda realizada será maior que o VaR em um dia a cada vinte.

O VaR no horizonte de tempo t pode ser matematicamente definido através da fórmula abaixo

$$P(\Delta X_t \leq VaR) = \alpha$$

onde α denota o nível de significância do teste e ΔX_t a variação do valor de um ativo em t .

O VaR calculado de forma analítica baseia-se na suposição de os retornos, em tempo discreto ou contínuo, serem distribuídos normalmente. Para retornos aritméticos a fórmula de cálculo do VaR é

$$VaR = X_0 z_{1-\alpha} \sigma$$

Onde X_0 denota o valor do ativo, $z_{1-\alpha}$ é a constante que determina o número de desvios-padrão que corresponde ao nível de significância do teste, e σ é a volatilidade do retorno. Caso os retornos sejam geométricos, a fórmula seria

$$VaR = X_0 (1 - e^{-z_{1-\alpha} \sigma})$$

Quando se trata de dois ou mais ativos, o VaR pode ser calculado de duas formas: através do cálculo do valor e da volatilidade dessa carteira de ativos como um todo, ou através da

composição do VaR individual de cada ativo através de uma fórmula que leva em consideração a correlação entre esses ativos.

Daniélson (2002) apresenta duas críticas ao VaR: ele não leva em conta o volume da perda potencial (somente uma estimativa de perda máxima) e não se trata de uma métrica coerente de risco pelo fato de ser subaditiva. A subaditividade também afeta as métricas de CFaR e EaR, porém essa crítica pode ser relativizada se o fluxo de caixa da firma for entendido como um elemento onde todos os ativos estão representados, não sendo portanto necessário uma composição analítica do VaR dos diversos ativos.

A literatura oferece em Acerbi e Tasche (2002) uma métrica adicional chamada *Expected Shortfall* como uma visão mais robusta que as métricas *at-risk* no sentido de que ela fornece o valor esperado de todas as perdas dado que a “barreira” sinalizada pelo VaR já foi violada. Essa abordagem também pode ser estendida para a avaliação de um fluxo de caixa (*Expected cash-flow shortfall*).

O CFaR não mede o risco do valor presente do fluxo de caixa, e sim de toda a trajetória desse fluxo no período em questão através de processos estocásticos que descrevam o comportamento dos fatores de risco adjacentes. Isso permite por exemplo a gestão de riscos de liquidez da firma, ou de capacidade de crescimento orgânico.

A fórmula de cálculo do EaR é igual ao CFaR, estando a diferença entre os dois associada por exemplo a normas contábeis e ao fato de que o EaR pode ser expresso como uma métrica relativa, p.e., lucro sobre ação.

Utilizar um modelo de simulação⁹ para o cálculo do CFaR permite uma observação direta da volatilidade do fluxo de caixa independente de qualquer solução analítica baseada nas distribuições de probabilidade dos fatores de risco que compõem esse modelo. Adaptando definição formal de VaR escrita anteriormente, pode-se dizer que

⁹ Nesse trabalho foi usada a técnica de simulação de Monte Carlo

$$P(FC < FC_{refer\acute{e}ncia}) = \alpha \Rightarrow CFaR^\alpha = FC_{refer\acute{e}ncia}$$

sendo $CFaR^\alpha$ calculado ao nível de significância α . O mesmo raciocínio se aplica ao EaR ou qualquer outra métrica relativa de lucratividade.

Muito embora a volatilidade do fluxo de caixa seja observada diretamente do modelo de simulação, para os seus fatores de risco a variância da distribuição de probabilidade que descreve seu comportamento deve ser estimada *a priori*.

No estudo de séries financeiros, apresentam-se diversas formas de estimar a volatilidade dos retornos de um ativo. O modelo mais simples está associada a definição clássica de variância de uma distribuição de probabilidade, ou seja

$$\hat{\sigma}_n^2 = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (r_{n-i} - \mu)^2, \text{ onde } \mu = \frac{\sum_{i=1}^m r_{n-i}}{m}$$

No caso de retornos diários, pode-se considerar a mdia μ como zero. A definição do parâmetro m deve levar em consideração uma janela representativa do movimento atual do preço dos ativos¹⁰.

Uma das fragilidades desse modelo está associado ao fato de que todas as observações possuem o mesmo peso. Como alternativa para solucionar essa questão, pode-se trabalhar com modelos ARCH, como proposto no trabalho seminal de Engle (1982), que ponderam as observações sendo que as mais recentes recebem pesos maiores. A forma desse modelo é descrita por

$$\sigma_n^2 = w_0 V + \sum_{i=1}^m w_i r_{n-i}^2$$

¹⁰ Essa consideração está associada a hipótese de retornos iid, o que também se aplica ao modelo EWMA.

Onde os parâmetros w_i denotam os pesos aplicados e V é uma estimativa para a média de longo prazo da variância.

No caso de V igual a zero pode-se trabalhar com pesos que sigam um padrão exponencial, sendo esse caso particular do modelo acima denominado modelo EWMA¹¹. A fórmula que descreve a computação dos pesos é

$$\sigma_n^2 = \frac{\sum_{i=1}^m \lambda^{i-1} r_{n-i}^2}{\sum_{i=1}^m \lambda^{i-1}}$$

onde λ é definido como fator de decaimento do modelo, sendo que quanto menor o λ maior o peso das observações recentes. Quando o valor de m for suficientemente grande, o denominador dessa fórmula é $1/(1-\lambda)$. Nesse caso, a fórmula geral do modelo EWMA é calculada por recursividade e pode ser reescrita como

$$\sigma_n^2 = \lambda \sigma_{n-1}^2 + (1 - \lambda) r_{n-1}^2$$

O modelo EWMA apresenta como ponto positivo o fato de que a volatilidade responde mais rapidamente a eventos extremos de mercado. E o fato de o declínio do peso ser exponencial faz com que esses mesmos eventos “saíam” da amostra de forma suavizada. Um valor típico de λ usando dados diários de retorno é 0,94, como sugerido no documento *Riskmetrics*.

Entretanto, uma das fragilidades dos modelos de média móvel e EWMA está associada ao fato de que eles geram superfícies planas de volatilidade, sendo que há evidências empíricas de correlação positiva entre os quadrados dos retornos (heterocedasticidade condicional autoregressiva).

¹¹ *Exponentially Wiegthed Moving Average*.

Como apresentado em Bollerslev (1986) , modelos GARCH¹² são capazes de capturar *clusters* de volatilidade que um modelo que gera superfícies planas de volatilidade não captura. A fórmula do modelo GARCH(1,1), ou seja, a formulação de um modelo GARCH que considera um *lag* tanto para a volatilidade quanto para o retorno é

$$\sigma_n^2 = V + \alpha\sigma_{n-1}^2 + \beta r_{n-1}^2 \quad \text{sendo} \quad r_n | F_{n-1} \sim N(0, \sigma_n^2)$$

onde F é o conjunto de informações disponíveis. A forma geral de um modelo GARCH (p,q) com p *lags* para a volatilidade e q *lags* para o retorno é

$$\sigma_n^2 = V + \sum_{i=1}^p \alpha_i \sigma_{n-i}^2 + \sum_{j=1}^q \beta_j r_{n-j}^2$$

Por não ser linear, a estimação de um modelo GARCH dá-se pela maximização de uma função de máxima verossimilhança a partir de distribuição dos retornos, usualmente a distribuição normal pelo fato de ela ser de mais fácil manipulação algébrica. Por fim, o processo GARCH é estacionário se a soma dos coeficientes α_i e β_i for menor que 1.

Uma extensão do modelo GARCH apresentada por Nelson (1991) é o modelo EGARCH, derivado da idéia de que choques negativos repercutem mais do que choques positivos. Sua fórmula geral, com um *lag* para os retornos e para a volatilidade é

$$\ln \sigma_n^2 = V + \frac{1}{\sigma_{t-1}} [\alpha | r_{t-1} | + \gamma r_{t-1}] + \beta \ln(\sigma_{t-1}^2)$$

onde $\alpha > 0$ e $\gamma < 0$ indicam a maior repercussão dos choques negativos.

¹² Generalized Autoregressive Heteroskedastic

3.3 Modelo de previsão de volume de produção e preço de petróleo

Como dito acima, o cálculo do CFaR baseia-se na projeção do fluxo de caixa da firma tendo como base distribuições de probabilidade que descrevem o comportamento das suas variáveis constituintes. Diretamente desse fluxo de caixa podem ser obtidas outras métricas *at-risk* como por exemplo o valor em risco do retorno sobre o ativo (ROA) que baseia-se na razão entre o lucro líquido em cada período expresso no fluxo de caixa e o valor dos ativos.

Como essa dissertação avalia o valor em risco do fluxo de caixa da operação da produção de um campo de petróleo, duas variáveis serão modeladas através de distribuições de probabilidade: o volume de produção desse campo e o preço do petróleo. Todos os demais parâmetros do fluxo de caixa serão tratados de forma determinística ou como um múltiplo de alguma das variáveis estocásticas.

3.3.1 Modelo de perdas de volume de produção

A definição de risco operacional apresentada pelo Basileia II incorpora o conceito de função de perdas. Essa função é composta por duas distribuições de probabilidade, uma que descreve o impacto de um evento individualmente e outra que descreve a frequência de ocorrência de tal evento. Baseado nessas duas variáveis é possível computar a distribuição cumulativa das perdas operacionais.

Torna-se necessário então definir uma referência sobre a qual as perdas serão calculadas. No caso de perdas operacionais em sistemas de produção de petróleo e gás existe um parâmetro chamado potencial de produção. Trata-se do valor esperado da produção caso os sistemas de produção performem de acordo com o esperado. O desvio entre a produção efetiva e essa produção potencial caracteriza então o volume da perda.

Defina-se a produção efetiva $P_{\text{efetiva}, t}$ como

$$P_{efetiva,t} = P_{potencial,t} (1 - \alpha_t)$$

onde $0 \leq \alpha_t \leq 1$ é a perda percentual de produção, a distribuição de α pode ser estimadas a partir de dados históricos, sendo as distribuições binomial, poisson, lognormal e gama exemplos que podem ser utilizados na tentativa de ajuste desse histórico. E a produção potencial é função de condições geológicas da jazida e da eficiência referencial dos sistemas de produção. Nesse trabalho, essas duas variáveis são consideradas exógenas ao modelo de perdas em $t = 0$, e calculadas de forma recursiva ao longo do horizonte de análise.

3.3.2 Modelos de previsão de preços de petróleo

Frey et alli (2009) discutem que na literatura empírica sobre modelos de previsão de petróleo podem ser identificados três grandes categorias de modelos econométricos: **modelos de séries temporais** que exploram propriedades estatísticas dos dados históricos como autocorrelação e não estacionariedade, **modelos financeiros** baseados na relação entre preços correntes e preços futuros e **modelos estruturais** que descrevem como fatores econômicos específicos e o comportamento dos agentes econômicos afetam os preços futuros do petróleo

Dessas três categorias, é interessante avaliar os três tipos de modelos de séries temporais que tem sido propostos para a modelagem de preços de petróleo, modelos esses que eles diferem entre si pelo processo de geração de dados: seqüências *martingale*, modelos auto-regressivos e modelos de reversão à média.

Uma seqüência *martingale* é um processo estocástico onde o valor esperado da variável em $t+1$ condicional ao conjunto de informação disponível até t é igual ao valor em t . Esse modelo remete à hipótese dos mercados eficiente que diz que na presença de informação completa e de um grande número de agentes os preços correntes refletem toda essa informação disponível e expectativas para o futuro ,i.e., os preços correntes são os melhores preditores para os preços futuros. Uma forma de especificação desse processo é

$$S_{t+1} = \delta + S_t + \varepsilon_t$$

onde $\delta \neq 0$ representa uma tendência linear no processo de geração de dados e ε_t é o erro não correlacionado com média zero e variância constante. De acordo com esse modelo, os preços desviam de seu nível / tendência atual somente por flutuações casuais.

No processo auto-regressivo de ordem p a observação corrente S_t é gerada por uma média ponderada de observações passadas até o p-ésimo período cuja forma é

$$S_t = \sum_{i=1}^p \phi_i S_{t-i} + \nu + \varepsilon_t$$

onde ν é um termo constante que se relaciona com a média do processo estocástico e ε_t é uma perturbação aleatória do processo. Para que esse processo seja estacionário, e por extensão ter uma média μ finita, é necessário que

$$\Phi = \sum_{i=1}^p \phi_i < 1$$

E a média μ é dada por

$$\mu = \frac{\delta}{1 - \Phi}$$

Nesse modelo o preço pode ser inferido a partir da observação de dados passados.

Os preços de petróleo também pode ser modelados através de um processo de reversão à média, cuja intuição advém da evidência de que nos mercados financeiros os preços tendem a retornar a seu nível médio após um choque. Dado um preço de equilíbrio de longo prazo S^* e uma taxa de reversão à média β o modelo pode ser descrito como

$$S_{t+1} - S_t = \beta(S^* - S_t) + \varepsilon_t$$

Nesse caso, a variação de preços no futuro é explicado pela diferença entre preços correntes e de longo prazo que podem ser especificados a partir de um conjunto de variáveis exógenas.

Um caso particular de processo estocástico adequado para aplicação em modelos de simulação é o movimento geométrico browniano. De forma simplificada, o MGB que descreve o preço P_t de uma *commodity* pode ser escrito como

$$dP_t = \mu P_t dt + \sigma P_t dw_t$$

onde W_t é um processo de Wiener, um processo estocástico onde $W(0) = 0$ e W_t é distribuído normalmente com média zero e variância t , e μ indica a tendência do processo. Outra forma de escrever o MGB é

$$\frac{dP}{P} = \mu dt + \sigma dw$$

sendo

$$\frac{dP}{P} \sim N(\mu dt, \sigma \sqrt{dt})$$

A solução geral para essa equação é

$$P_t = P_o e^{\left(\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2} \right) t + \sigma W_t \right)}$$

sendo P_t uma variável aleatória com distribuição lognormal e

$$E(P_t) = P_0 e^{\mu t}$$

$$VAR(P_t) = P_0^2 e^{2\mu t} \left(e^{\sigma^2 t - 1} \right)$$

O termo μ é definido como a taxa de retorno esperada do preço da commodity, e σ é a volatilidade dos retornos. Essas variáveis podem ser tomadas como constantes e derivadas dos dados históricos, ou podem ser da forma $\mu = \mu(t)$ e $\sigma = \sigma(t)$. Por exemplo, pode-se trabalhar com médias móveis para μ e usar um modelo GARCH para σ .

4. Modelo de projeção do fluxo de caixa

O cálculo das métricas *at-risk* relacionadas à rentabilidade da operação de um campo de petróleo depende da construção de um fluxo de caixa estocástico que reflita as suas condições operacionais, o arcabouço tributário a que essa operação está submetida, e que incorpore uma premissa de comportamento dos preços do petróleo.

Optou-se por uma estrutura simplificada de fluxo de caixa para esse trabalho, a saber:

	Sigla	Fórmula de cálculo	Unidade de medida
Receita Operacional Bruta	ROB	$p \cdot v$	US\$ MM
Preço	p	-	US\$/barril
Volume de produção	v	-	MM barris
Receita Operacional Líquida	ROL	$ROB - co$	US\$ MM
Custos Operacionais		$\% p$	US\$ MM
Tributos	T	$r + pe + ir$	US\$ MM
Royalties	r	$\% ROB$	US\$ MM
Participação Especial	pe	$\% (ROL - r)$	US\$ MM
IR e CSLL	ir	$\% (ROL - r - pe)$	US\$ MM
Fluxo de Caixa Livre	FCL	$ROL - T$	US\$ MM

Figura 3 – Estrutura do fluxo de caixa e identidade das contas

Foram obtidos dados reais de um campo de petróleo da Petrobras – campo X – no que diz respeito ao histórico de produção nominal e do percentual de perdas da produção na forma de dados mensais de janeiro de 2005 a dezembro de 2010.

Em relação aos custos operacionais, tomou-se a razão entre o custo operacional unitário e o preço de petróleo (valores médios anuais) dos últimos 3 anos, calculou-se a média, e assim obteve-se a premissa de custo operacional – o equivalente a 30% do preço do petróleo.

O preço do petróleo do campo X foi calculado como uma fração do preço do petróleo de referência WTI, dadas as diferenças de qualidade entre ambos. Na média dos últimos 3 anos essa proporção foi de 94%, o que foi então usado como premissa.

O fluxo de caixa foi projetado para 12 períodos consecutivos de 30 dias. Essa escolha foi baseada no ciclo operacional do campo, e de forma que cada período do fluxo de caixa contivesse 2 ciclos operacionais.

Pela natureza do campo X, as alíquotas dos tributos são: *royalties* – 10%, participação especial – 20% e IR+CSLL – 34%. E para fins de cálculo do ROA, estimou-se o valor do ativo em $t = 0$ como sendo US\$ 5,3 bilhões

4.1 Estimação da curva de produção efetiva

Recapitulando, no Capítulo 3 foi definida a função que define a produção efetiva como sendo

$$P_{efetiva,t} = P_{potencial,t} (1 - \alpha_t)$$

$0 \leq \alpha_t \leq 1$ é a perda percentual de produção. Deve-se então obter a regra de cálculo das duas variáveis do modelo, produção potencial e perda percentual de produção.

Potencial de produção - A produção de um campo de petróleo declina naturalmente no tempo por conta da diminuição da energia potencial de uma jazida. Carvalho, Rosa e Xavier (2006) apresentam modelos de declínio da produção onde se destaca o declínio exponencial pela sua simplicidade e poder explicativo, principalmente em campos com longo histórico de produção. Sua principal característica reside no fato de a taxa de declínio ser constante ao longo do tempo, e sua especificação é

$$Q_t = Q_0 e^{-\alpha t} \therefore Q_t = Q_{t-1} e^{-\alpha}$$

onde Q é a vazão de produção e α representa a taxa de declínio no tempo. Percebe-se que dada uma série histórica de produção, é possível estimar o valor de α ajustando um modelo AR(1). No caso do campo X, obteve-se um valor de $\alpha = 0,83\%$ ao mês, que foi utilizado para a previsão da produção potencial.

A figura 4 mostra a curva histórica de produção potencial do campo X.

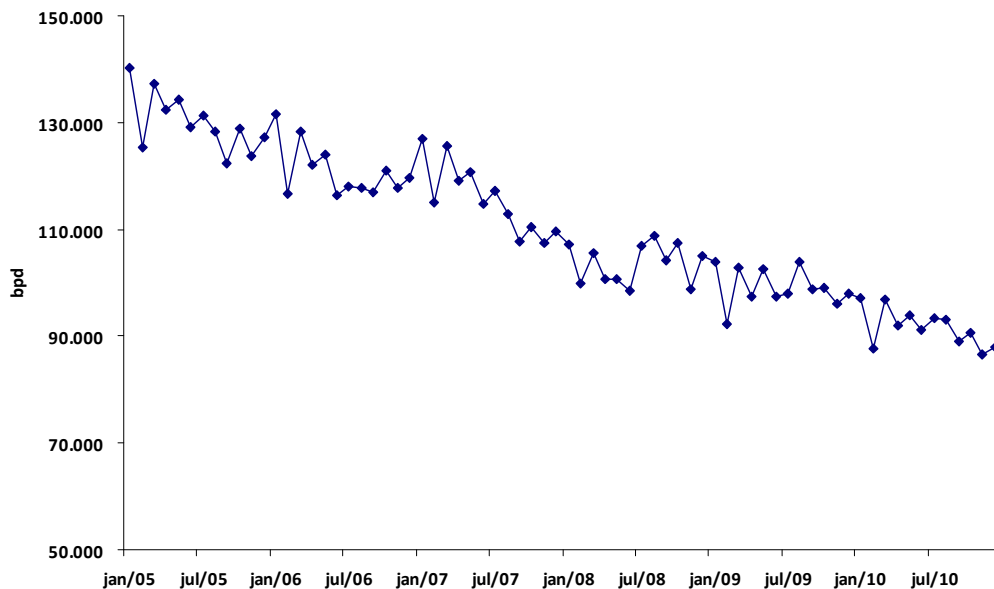


Figura 4 – Produção histórica total do campo X

Perdas operacionais - A contabilização das perdas operacionais do campo X pode ser dividida em dois componentes. O primeiro está associado a falhas operacionais que ocorrem no dia a dia das operações, e um segundo componente associado a períodos de parada parcial ou total da produção, referentes a eventos como, por exemplo, manutenção. Dado que o banco de dados de perdas usado nesse trabalho não diferencia esses componentes, optou-se por remover da amostra os meses onde os valores de $\alpha > 20\%$ pois eles são indicativos de eventos de parada de produção, determinísticos pois suas datas são definidas antecipadamente. Esse argumento é robusto pois não há previsão de paradas para o Campo X no período em análise desse trabalho.

Cruz (2002) cita diversas funções contínuas de probabilidade adequadas para a estimação das perdas operacionais, onde se destacam as distribuições gama, pareto, lognormal, weibull e normal. Silva (2006) acrescenta a esse conjunto distribuições de valores extremos que são especialmente adequada para capturar eventos raros.

Com a ajuda do software *@risk* foi realizado o ajuste dos 66 dados de perdas de produção. Todas as distribuições citadas acima foram oferecidas como possibilidades de ajustes. Muito

embora trate-se de uma amostra relativamente pequena, o fato de incorporar a performance operacional em um período muito distante pode enviesar a análise ao incluir condições operacionais distantes que não são representativas da realidade presente.

O resultado do ajuste apontou para a distribuição de valor extremo como sendo a que melhor representa dos dados históricos (p-valor = 0,8672). As demais distribuições ajustadas apresentam p-valores menores – weibul (0,7277), gama (0,6655) e normal (0,6025).

Muito embora o nível de confiança de 86% não seja adequado do ponto de vista de avaliação empírica, trata-se do melhor ajuste possível com os dados históricos, e portanto será utilizada a distribuição de valor extremo como representativa para a previsão de perdas de produção.

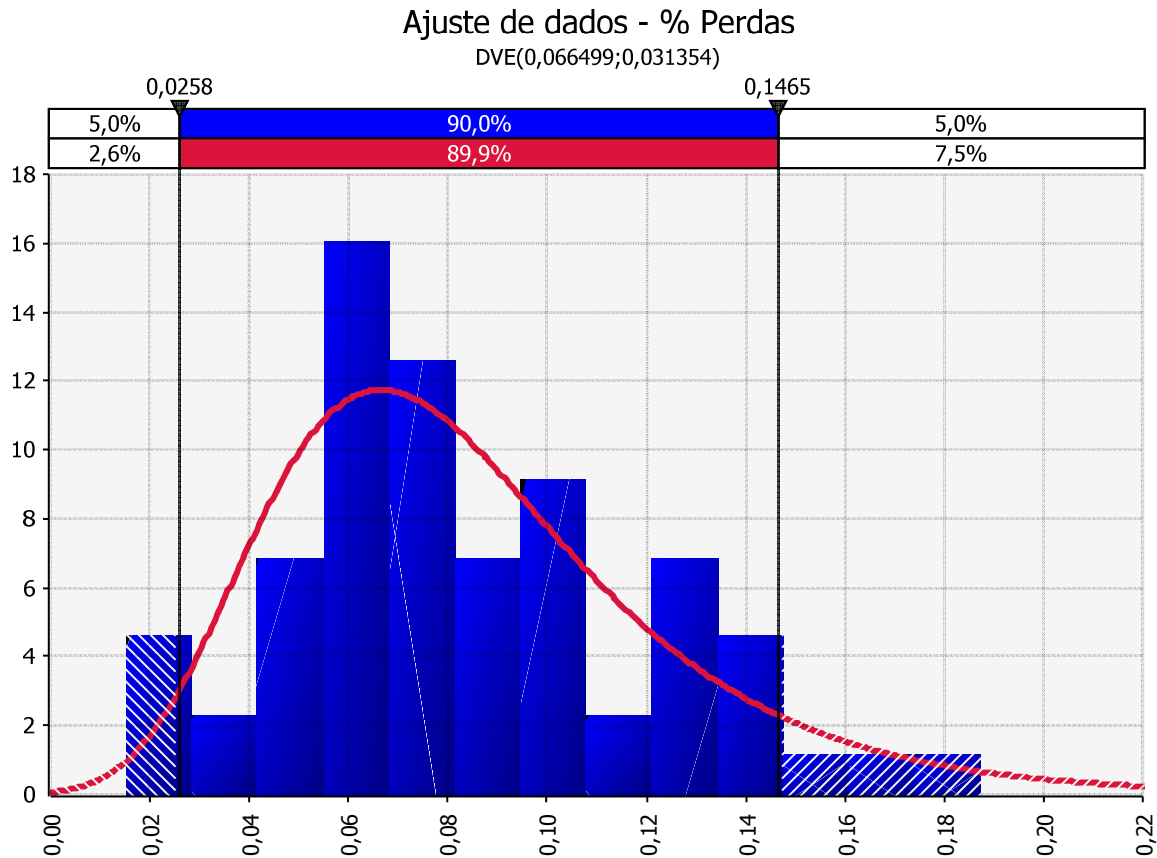


Figura 5 – Histograma de perdas (em azul) e ajuste dos dados através de uma DVE.

A partir dos resultados acima, a previsão de produção para 12 períodos foi então realizada utilizando novamente o software *@risk*. A figura 6 mostra três caminhos aleatório gerados para a curva de produção efetiva do campo X.

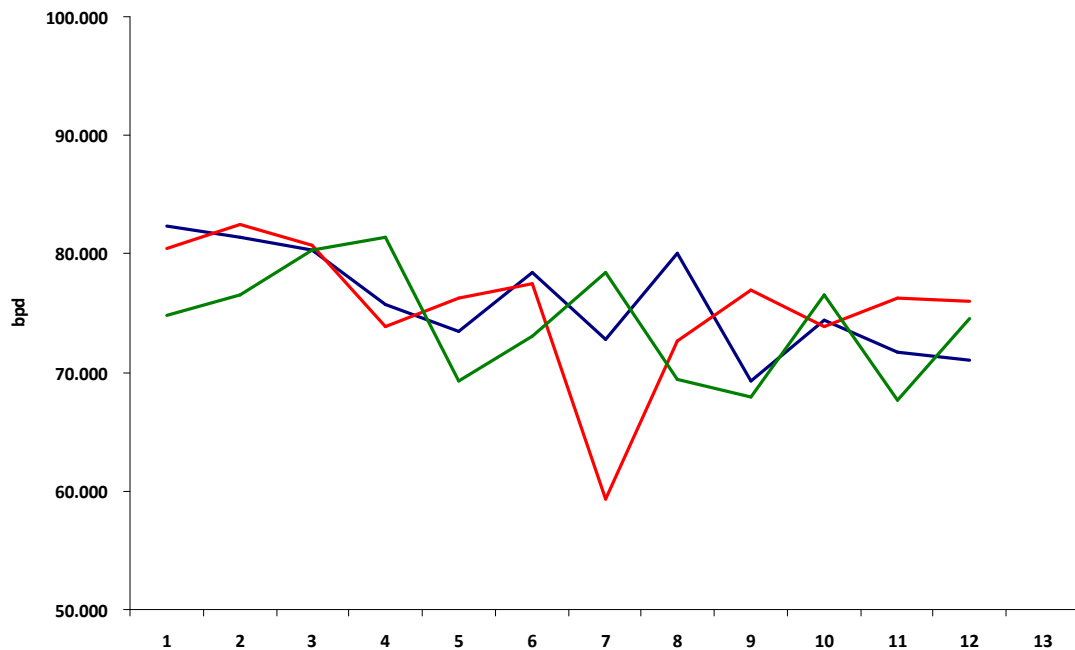


Figura 6 – Três caminhos aleatórios para a produção efetiva do campo X

4.2 Estimação da trajetória de preços de petróleo

Os modelos de previsão de preços de petróleo disponíveis em grande parte da literatura no assunto apontam para a utilização de séries históricas de dados diários de fechamento atualizados por algum índice de inflação do dólar norte-americano. Tanto Hooker (1996) quanto Dadkhah e Stjns (2006) utilizaram índice de preços ao produtor (PPI) – *commodities* – para deflacionar o preço do petróleo.

Meade (2010) afirma que o modelo mais consistente para a previsão de longo prazo de preços de petróleo está baseado em um processo *jump-diffusion* com volatilidade variando no tempo e sem reversão a média. Ainda, o movimento geométrico browniano seria um bom modelo de estimação para prazos mais curtos, desde que o modelo incorpore a volatilidade σ como sendo $\sigma(t)$ e não considere a distribuição dos erros como sendo gaussiana.

Sobre previsão de estruturas de volatilidade, Amaral et alli. (2005) apresentam um estudo sobre o poder preditivo de diferentes modelos de volatilidade para o mercado interbancário de câmbio concluindo que os modelos EGARCH(1,1), GARCH(1,1) e EWMA são os que apresentam resultados mais satisfatórios.

Hansen e Lunde (2001) utilizaram dados diários de taxa de câmbio (marco alemão) e ações da IBM e realizaram um teste com 330 diferentes modelos de previsão de volatilidade. A conclusão apontou para o fato de que os melhores modelos não oferecem uma previsão significativamente melhor que o modelo GARCH (1,1)

Aiube e Baidya (2006) utilizaram um modelo GARCH (1,1) considerando uma distribuição GED para os resíduos para a estimação da volatilidade do preço do petróleo, e obtiveram resultados significativos ao nível de 5%. A utilização da distribuição GED para os resíduos também é proposta em Fan et alli (2008) que concluem que essa distribuição é mais realista e compreensiva do que a abordagem tradicional usando distribuição gaussiana.

Moraes (2004) coletou dados de preços de 4 ações no mercado brasileiro e ao comparar diversos modelos univariados de volatilidade condicional a partir do valor do máximo do log da função de verossimilhança e do critério de Akaike, identificou a formulação GARCH-GED como a que apresentou melhor resultado

Isso posto, e para a seleção de qual modelo de previsão de volatilidade utilizar no modelo de simulação de fluxo de caixa desse trabalho, foi testado o poder preditivo de 2 modelos da família GARCH – GARCH (1,1) e EGARCH(1,1) – usando a distribuição GED para os resíduos. Foi testado também um modelo EWMA com $\lambda = 0,94$, conforme sugerido na literatura para modelos com dados diários

Foram coletados dados diários de fechamento do preço do petróleo WTI entre 03/01/2001 e 31/12/2010, totalizando 2508 dados. Tomando-se o período desde o início da série até 31/12/2009 foram rodadas regressões com a ajuda do software *evIEWS* tendo sido obtidas especificações para um modelo GARCH (1,1) e um modelo EGARCH(1,1).

A partir da especificação do modelo GARCH (1,1) comprovou-se sua fraca estacionariedade e alta persistência de volatilidade dado que $\alpha + \beta = 0,98$. Comprovou-se também que o modelo EGARCH (1,1) estimado, além de fracamente estacionário - dado que o coeficiente do EGARCH(1) é ligeiramente menor do que 1 ($\beta = 0,9819$) - favorece a predição de que choques negativos induzem uma resposta maior da volatilidade do que os choques positivos ($\alpha > 0, \gamma < 0$). O valor de $\alpha = 0,1218$ permite inferir a existência de *clusters* de volatilidade.

Tanto para os dois modelos GARCH acima como para o modelo EWMA foram simuladas 10.000¹³ trajetórias de volatilidade para o período de 03/01/2010 até 31/12/2010, e conseqüentemente foram obtidas 10.000 trajetórias de preços de petróleo. Dessa forma foi possível obter a distribuição de probabilidade do preço de petróleo para cada dia nesse período. Por fim, os preços realizados no ano de 2010 foram então comparados com as trajetórias simuladas.

Para testar a aderência dos modelos, primeiro foi calculado o erro quadrático médio para cada uma das séries geradas. Esse critério não se mostrou eficiente para a seleção do modelo pois os valores calculados foram bastante próximos, com diferença na ordem de 1%. Essa descoberta está em linha com Hansen e Lunde (2001), Amaral et al (2005) e Cassuce, Mattos e Müller (2006) que encontraram diferenças sutis na qualidade de previsão entre diferentes modelos de volatilidade.

Adaptou-se então de Danielson (2002) o cálculo de um índice de violação para cada uma das séries. Esse índice foi definido como o percentual associado ao número de vezes em que o valor realizado do preço do petróleo esteve fora das faixas de controle de 1 desvio padrão e 2 desvios padrão.

A partir desse resultado notou-se que o modelo EWMA não apresentou uma performance adequada. Para a faixa de controle de um desvio padrão, o modelo GARCH (1,1) apresentou um índice de violação de 3%, enquanto que o modelo EGARCH (1,1) apresentou um índice de violação de 17%. Usando a faixa de controle de dois desvios padrão, os índices de violação são respectivamente 1,6% e 13,5%.

¹³ Número máximo de iterações que o software @risk permite

A figura 7 mostra um caminho do preço de petróleo utilizando o modelo GARCH (1,1).

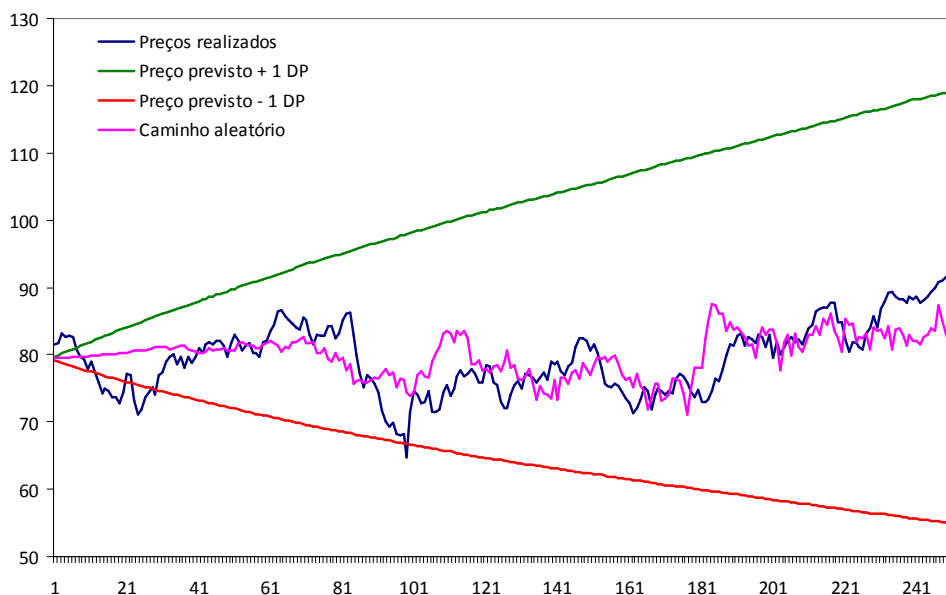


Figura 7 – Preços de Petróleo – realizações, limites de controle e um caminho aleatório

Note-se que os coeficientes dos modelos GARCH foram considerados fixos no tempo, ou seja, não foram reestimados continuamente a cada tempo t_k usando as informações de t_{k-1} . Essa simplificação advém da dificuldade computacional em trabalhar modelos econométricos e modelos de simulação de forma acoplada, e ela também será considerada quando da previsão do fluxo de caixa estocástico do campo X.

A solução para a atualização dos coeficientes dos modelos a cada nova trajetória simulada seria acoplar um algoritmo de maximização da função de log verossimilhança ao simulador de monte carlo de forma que a cada novo preço sorteado fossem estimados novos coeficientes a serem usados na estimação da volatilidade do dia seguinte, que por sua vez seria utilizada para simular um novo preço.

Bauwens e Storti (2006) reconhecem essa dificuldade ao afirmarem que não há solução analítica fechada para o problema da previsão de volatilidade n períodos a frente usando um modelo GARCH com coeficientes variantes no tempo. E, utilizando dados diários de preços de ação de CVRD de janeiro de 2003 a dezembro de 2007, Souza (2009) verificou que a

utilização de modelos auto-regressivos com coeficientes variantes no tempo não apresentou erros de previsão significativamente menores do que o modelo auto-regressivo clássico.

Tudo isso considerado, foi então construído então um modelo de simulação de Monte Carlo para a previsão dos preços diários de petróleo, baseado em um modelo geométrico browniano sem reversão a média e com estrutura de volatilidade descrita por um modelo GARCH (1,1)¹⁴.

A figura 8 mostra o resultado do modelo na forma de distribuição de frequência após 10.000 iterações, considerando como variável aleatória a média dos preços projetados.

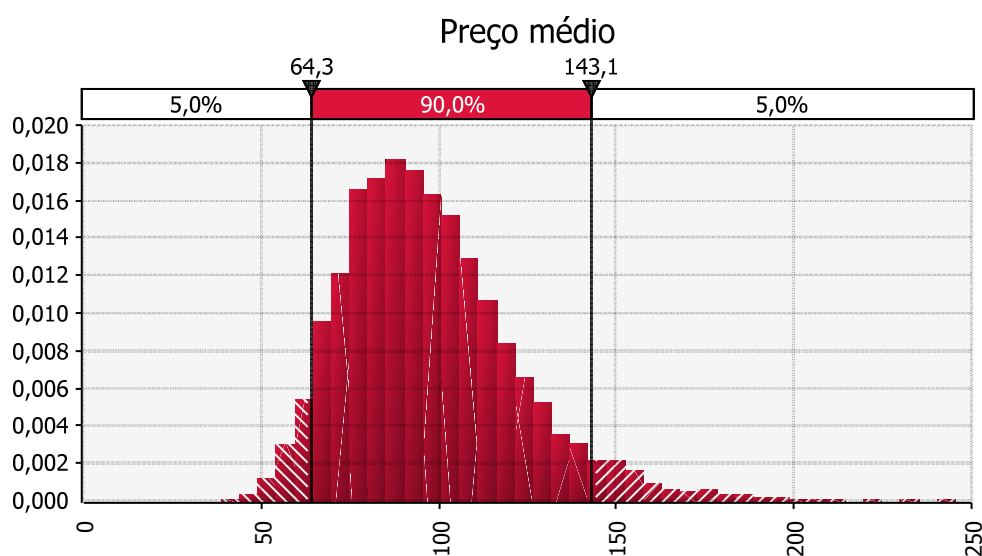


Figura 8 – Distribuição de frequência dos preços de petróleo – preço médio no período

4.3 Resultados da projeção de fluxo de caixa

Adicionalmente às premissas descritas no início desse capítulo, definiu-se a taxa de desconto livre de risco a ser usada na avaliação do fluxo de caixa como sendo 2,1% ao ano. Tal valor foi extraído da curva forward das taxas de juros de *money market* no mercado interbancário dos EUA para o prazo de 12 meses – dado o momento de elevada liquidez da economia americana, os títulos do governo que normalmente são usados como *benchmark* para a taxa livre de riscos estão apresentando *yields* negativos. Ainda, convencionou-se que o preço que

¹⁴ A ausência de reversão à média segue o que foi proposto por Meade (2010).

remunera a produção de cada um dos 12 períodos do fluxo de caixa é a média entre os preços no meio e no final do período, para respeitar o ciclo operacional de 15 dias do campo X.

Para fins de gestão de riscos financeiros e operacionais da produção de um campo de petróleo uma série de parâmetros – e suas distribuições de frequência – podem ser analisados a partir dos resultados do modelo de simulação construído.

O CFaR medido no fluxo de caixa acumulado de 12 períodos, ao nível de significância de 5%, é US\$ 1,61 bilhões. A figura 9 mostra o resultado da simulação.

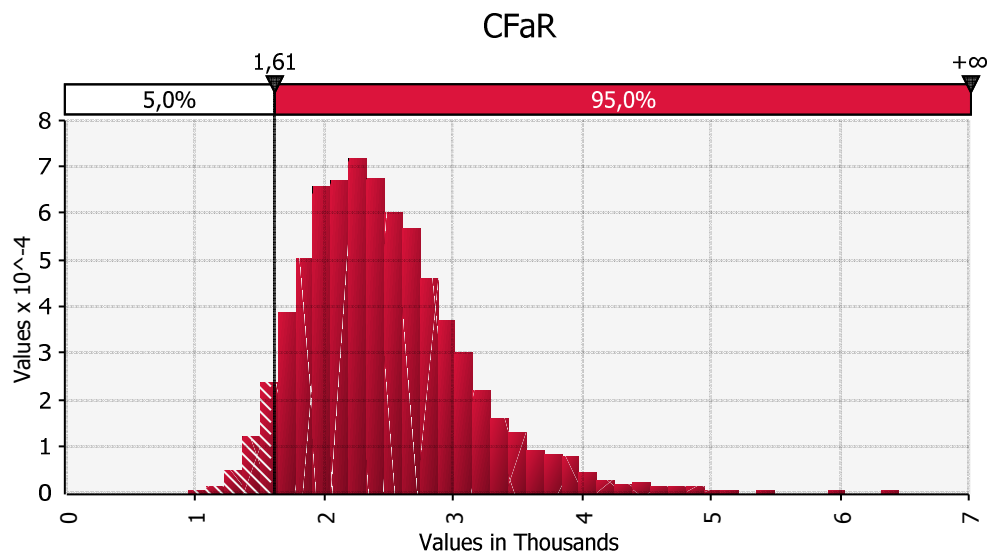


Figura 9 – Distribuição de frequência do fluxo de caixa livre acumulado

O valor em risco do retorno sobre o ativo (ROA) também foi obtido diretamente do modelo de simulação. Seu valor para o horizonte de 12 períodos, ao nível de significância de 5%, é igual a 30,3% a.a. A figura 10 mostra o resultado da simulação.

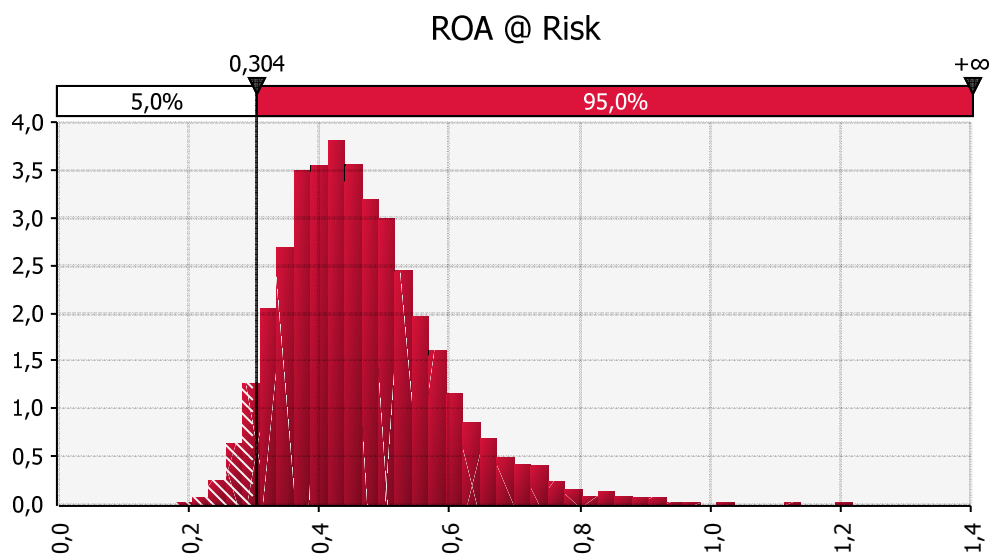


Figura 10 – Distribuição de frequência do retorno sobre o ativo (ROA)

Para avaliar o significado desses resultados, usou-se a base de planejamento do fluxo de caixa do campo X para o período em questão, onde a produção esperada e o preço esperado foram inseridos no modelo, ambos valores determinísticos. Esse fluxo de caixa apresenta as seguintes métricas

$$\text{Fluxo caixa acumulado} = \text{US\$ 2.385 milhões}$$

$$\text{ROA} = 44,5\%$$

Nesse sentido, é válido definir variáveis que expressem o excesso de alguma variável projetada em relação ao valor esperado que é premissa da base de planejamento real do fluxo de caixa do campo X. A intenção seria, portanto, calcular a probabilidade de um resultado ser pior do que o planejado.

Sejam as seguintes variáveis aleatórias:

X = diferença entre o ROA calculado e o ROA esperado

Y = diferença entre o ROA calculado e o retorno do petróleo WTI no período¹⁵

M = diferença entre a produção média calculada e a produção média esperada

D = diferença entre o declínio da produção calculado e o declínio usado como premissa na base de planejamento.

W = diferença entre a o preço médio do petróleo calculado e o preço médio usado como premissa na base de planejamento

Os resultados obtidos devem ser avaliados em torno do valor zero em que não há excesso. Note-se que para as variáveis X , Y , M e W , a região desfavorável encontra-se à esquerda do valor zero, e para variável D acontece o contrário. Tem-se que

$$P(X < 0) = 0,625$$

$$P(Y < 0) = 0,476$$

$$P(M < 0) = 0,021$$

$$P(D > 0) = 0,342$$

$$P(W < 0) = 0,534$$

4.4 Discussão dos resultados

Ao considerar como sendo exógena a base de planejamento do fluxo de caixa do campo X , foi possível comparar os resultados da avaliação de risco realizada de acordo com a metodologia proposta nesse trabalho com os resultados esperados implícitos nessa base de planejamento.

Dois grupos de resultados podem ser destacados: resultados financeiros e resultados operacionais. Os resultados financeiros foram expressos através do retorno sobre o ativo, e os resultados operacionais foram discutidos sob três óticas diferentes.

Para discutir as probabilidades calculadas para as cinco variáveis aleatórias definidas anteriormente é necessário conhecer a tolerância ao risco do tomador de decisão, ou a

¹⁵ Por simplificação, assume-se que ambos os ativos possuem o mesmo nível de risco

tolerância ao risco representativa da organização.

Diretamente no tema operacional, a probabilidade de o declínio da produção ser maior do que o declínio esperado é 0,342. Ou seja, é de se esperar de que em um a cada três períodos o declínio registrado seja maior do que o declínio esperado. Esse é um valor alto, que comunica à organização a necessidade de atuação sobre os fatores de risco que afetam negativamente o declínio da produção de um campo. Normalmente a gestão sobre esses fatores é feita através de novos dispêndios que visem preservar a capacidade produtiva do ativo. Nesse sentido, não se trata de eliminar o risco de declínio, e tampouco é objeto da gestão de riscos buscar a minimização desse declínio: sob a ótica pura da gestão de riscos de curto prazo, o melhor resultado possível é a ausência de desvio negativo em relação ao valor esperado¹⁶.

Analisando uma das dimensões financeiras do resultado, calculou-se a probabilidade de a operação do Campo X ser menos rentável que uma aplicação financeira diretamente na *commodity* petróleo e obteve-se o valor 0,476. Para um investidor não diversificado que deve optar entre comprar ações do “Campo X S.A.” e investir na *commodity* diretamente, esse é um número intuitivamente alto, pois comprar essa ação significa estar exposto a todas as idiosincrasias dessa firma.

Para a empresa, a validade dessa comparação traz implícita a possibilidade de reversão de posição, ou seja, é possível vender o Campo X e se expor ao risco da *commodity*, e vice versa, indefinidamente, o que não é plausível. Entretanto, se a rentabilidade de um campo de petróleo em operação pode ser tomada como uma *proxy* para a rentabilidade de um projeto de investimento, a distribuição de probabilidade do excesso de retorno sobre uma posição pura em *commodity* é uma importante métrica de decisão sob condições de incerteza.

Entretanto, uma política abrangente de gestão de riscos de ativos de produção de petróleo, extensível a outras classes de ativos, determinaria que a projeção determinística oficial do fluxo de caixa desse ativo seja um valor específico da avaliação estocástica desse fluxo de caixa. Em outras palavras, os compromissos de rentabilidade que os gestores da empresa

¹⁶ Considerando-se apenas riscos negativos

assumem para com os seus acionistas seriam firmados com base no percentil que representasse a sua tolerância ao risco.

O cálculo de métricas *at-risk* auxilia não somente a gestão de riscos financeiros. A necessidade de modelar o comportamento de parâmetros operacionais para a construção do fluxo de caixa acaba fornecendo subsídios para a atuação direta sobre os fatores de risco identificados, principalmente sobre aqueles que a análise de sensibilidade do CFaR, por exemplo, identificar maior impacto sobre o resultado financeiro final do ativo.

5. Conclusão

Uma definição abrangente do termo risco aponta para a possibilidade de desvios em relação a um resultado esperado, onde os riscos negativos são de especial interesse pois sua manifestação acarreta uma destruição de valor dos ativos das firmas, seja elas financeiras ou não financeiras.

Gestão de riscos é uma atividade que didaticamente pode ser dividida em duas etapas, uma anterior a tomada de uma decisão, onde as práticas estão voltadas para a análise dos riscos, e uma posterior a tomada de uma decisão, onde as práticas estão voltadas para a mitigação de riscos negativos e potencialização de riscos positivos.

Na indústria do petróleo, a atividade de exploração e produção possui uma posição de destaque, sendo o seu objetivo encontrar jazidas petrolíferas e extraí-las de forma econômica, à luz da função de produção da firma. Para a produção de petróleo são necessários investimentos em ativos fixos de produção, em projetos muitas vezes bilionários. Nesse sentido, tanto anteriormente a tomada de decisão de investimentos quanto durante a gestão das operações, é necessário avaliar e gerir o risco de o retorno da atividade não remunerar adequadamente as fontes de capital.

Uma prática adequada a avaliação e gestão desse risco é a construção de um modelo de fluxo de caixa que considere as incertezas da atividade e subsidie a gestão de riscos. Para isso, esse modelo deve incorporar a distribuição de probabilidade de alguns de seus parâmetros de forma a gerar métricas de risco como por exemplo o CFaR.

O CFaR representa o máximo déficit de caixa que a firma tolera em um horizonte de tempo, e dado um nível de significância que determina o percentil da distribuição de probabilidade do fluxo de caixa a ser considerado. Da mesma forma, podem ser calculadas métricas de rentabilidade, como por exemplo o valor em risco do retorno sobre o ativo, o que foi usado nessa dissertação.

Esse trabalho propôs uma metodologia para a construção desse fluxo de caixa. Utilizou-se uma

estrutura simplificada que contém receitas, custos e tributos. A receita, função de preços e volumes, foi considerada como variável a ser descrita através de uma distribuição de probabilidade.

Para projetar o volume de produção foi estimada uma função de perdas operacionais a ser aplicada sobre uma produção potencial, e para projetar o preço de petróleo foi utilizado um processo estocástico denominado movimento geométrico browniano. A variância dos retornos foi projetada a partir de um histórico de dez anos de dados de preços diários, utilizando um modelo GARCH (1,1) que foi escolhido por ter apresentado o melhor ajuste dos dados históricos.

A partir do resultado do modelo, foram construídas variáveis aleatórias que permitiram inferir o nível de riscos de alguns parâmetros operacionais e financeiros do fluxo de caixa. Também foi sugerido que o método aqui descrito, ou alguma variação, seja aplicado como elemento de construção da base de planejamento da firma.

Ao longo do trabalho algumas simplificações foram feitas, e que servem de direção para possíveis aprofundamentos desse trabalho. Duas dessas simplificações merecem destaque: primeiramente o fato de somente três modelos de previsão de volatilidade terem sido considerados.

Em segundo lugar, uma simplificação mais forte, de que os coeficientes do modelo GARCH (1,1) para a projeção da volatilidade dos retornos se mantêm constantes ao longo do período da projeção. A solução computacional dessa segunda simplificação mostrou-se por demais complexa para fazer parte do escopo desse trabalho.

Os resultados obtidos oferecem informações importantes para fins de gestão de riscos. Do ponto de vista da métrica de rentabilidade avaliada, o retorno sobre o ativo, obteve-se que a probabilidade de o ROA obtido na projeção do fluxo de caixa ser menor que o ROA esperado é igual a 0,625. Obteve-se ainda que a probabilidade de o ROA superar o retorno do preço do petróleo WTI no período é igual a 0,524. Muito embora não seja conhecida a tolerância ao risco do tomador de decisão, esses números intuitivamente se mostram relevantes e sugerem a necessidade de mecanismos efetivos de gestão de riscos nos níveis operacional e financeiro.

Um possível refinamento desse trabalho incluiria um teste de validade do modelo proposto, onde ao longo de um determinado período de tempo seriam avaliadas as previsões do modelo à luz dos resultados realizados. Por fim, propõe-se a extensão do método proposto nesse trabalho para a avaliação do risco financeiro e operacional de um conjunto de ativos de petróleo, considerando sua estrutura de dependência e a existência de restrições de recursos financeiros, físicos e humanos.

BIBLIOGRAFIA

ACERBI, C. e TASCHE, D. **On the coherence of expected shortfall**. Journal of Banking and Finance, 26, pp. 1487-1503, 2002.

AMARAL, H. F. et alli. **Previsão da volatilidade no mercado interbancário de câmbio**. RAE - Revista de administração de empresas, Edição especial Minas Gerais, vol 45, p. 86-101, 2005.

ANDRÉN, N., JANKENSGÅRD, H., OXELHEIM, L. **Exposure-Based Cash-Flow-at-Risk: An Alternative to VaR for Industrial Companies**. Journal of Applied Corporate Finance. Vol 17, No 3, 2005.

ANTIKAPOV, V., COPELAND, T. **Real Options – A Practitioner's Guide**. Texere LLC Publishing, New York, 2001.

AIUBE, F. A. L., BAIDYA, T. K. N., E. **Análise do comportamento da volatilidade dos preços do petróleo**. VI Encontro Brasileiro de Finanças, Vitória, 2006.

AIUBE, F. A. L., BAÍDYA, T. K. N.. **Avaliação Econômica de Concessões na Indústria de Produção de Petróleo**. Revista Brasileira de Economia, Rio de Janeiro, Vol 51, p. 53-76, 1997.

AIUBE, F. A. L., BAIDYA, T. K. N., COSTA, B.M. **Fatos estilizados e volatilidade de retorno do petróleo WTI**. Anais do XXIV Encontro Nacional de Engenharia de Produção - Florianópolis, SC, 2004

Basel Committee on Banking Supervision. **Overview of The New Basel Capital Accord**. 2003

BAUWENS, L. , STORTI, G. **A component GARCH model with time varying weights**. Computing in Economics and Finance. Society for Computational Economics. 2006.

BOLLERSLEV, T. **Generalizes Autoregressive Conditional Heteroskedasticity**. Journal of Econometrics 31. pp.307-328, 1986.

CASSUCE, F.C.C, MATTOS, L.B., MÜLLER, C.A.S. **Análise da volatilidade de retorno mensal de boi gordo: 1967-2005**. Unimontes Científica. Montes Claros, Vol .8, No.1, 2006

Committee Of Sponsoring Organizations Of The Treadway Commission. **Integrated Framework – Application techniques**. 2007. Disponível em: <<http://www.coso.org>>. Acesso em: 28 mar. 2010.

Corporate Risk Management. Disponível em: <<http://www.approximity.com>>. Acesso em: 28 mar. 2010

CRUZ, M. G. **Modeling, Measuring and Hedging Operational Risk**. West Sussex: Wiley Finance, 2002

DAHLGREN, R., LIU, C., LAWARRÉ, J. **Risk assesment in energy trading.** IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 18, No 2, 2003.

DAMODARAN, A. **Gestão estratégica do risco: uma referencia para a gestão de riscos empresariais.** Bookman, 2009.

DANIÉLSSON, Jón. **The emperor has no clothes: limits to risk modelling.** Journal of Banking and Finance 26, pp. 1273-1296, 2002.

DESROCHES, J., PRÉFONTAINE, J. **How Useful Are Banks' Earnings-At-Risk And Economic Value Of Equity-At-Risk Public Disclosures?** International Business & Economics Research Journal, Vol 5, No 9, 2006.

DENTON, M et alli. **Managing market risk at energy.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, No. 2, 2003

DIAS, M.A.G. **Valuation of exploration and production assets: an overview of real options models.** Journal of Petroleum Science and Engineering 44, pp.93– 114, 2004.

ENGLE, R.F. **Autoregressive Conditional Heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdon inflation.** Econometrica 50:4. pp. 987-1007, 1982.

FAN, Y.et alli. **Estimating ‘Value at Risk’ of crude oil price and its spillover effect using the GED-GARCH approach.** Energy Economics 30, 3156–3171, 2008.

FERREIRA, I. F. **Earnings at risk para as instituições não financeiras e as exigências da lei americana sarbanes-oxley.** Dissertação (mestrado). Fundação Getúlio Vargas – RJ, 2005.

FREY, G et alli. **Econometric models for oil price forecasting: a critical survey.** CESifo Forum, 1, 29-44, 2009

GABBAY, A.M. **Simulação de monte carlo para mensuração de risco operacional: aplicação do modelo LDA.** Dissertação (mestrado). Universidade Presbiteriana MacKenzie, 2010.

GAIO, L.E. **Gestão de riscos no mercado financeiro internacional: uma análise comparativa entre modelos de volatilidade para estimação do value-at-risk.** Dissertação (mestrado). Universidade de São Paulo, 2009.

GALDI, F. C., PEREIRA, L. M. **Valor em Risco (VaR) utilizando modelos de previsão de volatilidade: EWMA, GARCH e Volatilidade Estocástica.** Brazilian Business Review, Vol. 4, No 1, pp. 74-95, 2007.

HANSEN, P. R., LUNDE, A. **A comparison of volatility models – does anything beat GARCH (1,1)?** Journal of Applied Econometrics, Vol. 20, issue 7, pages 873-889, 2005.

HOOKE, M. A. **What Happened to the Oil Price-Macroeconomy Relationship?** Journal of Monetary Economics, 38, 195-213, 1996.

LIN, C.Y. **The Multi-Stage Investment Timing Game in Offshore Petroleum Production: Preliminary results from an econometric model.** Department of Economics, Harvard University, Institute of Transportation Studies. Working Paper Series, 2004.

MACKAY, P., MOELLER, S. **The value of corporate risk management.** The Journal of Finance, Vol. 62, No. 3, pp. 1379-1419, 2007.

MARIMOUTOU V., RAGGAD, B., TRABELSI, A. **Extreme Value Theory and Value at Risk: Application to oil market.** Energy Economics 31, pp. 519–530, 2009.

MEADE, N. **Oil prices — Brownian motion or mean reversion? A study using a one year ahead density forecast criterion.** Energy Economics 32, 1485–1498, 2010.

MORAES, I.A. **Fatos estilizados e correlação no setor bancário brasileiro.** Revista Análise Econômica, Ano 22, No 42, 2004

NELSON, D.B. **Conditional Heteroscedasticity in Asset returns: a new approach.** Econometrica, 59:2, pp. 347-370, 1991.

PANZIERI FILHO, A. **Teoria de Valores Extremos Aplicada a Finanças: Dois Ensaios.** Tese (doutorado). Escola de Administração de Empresas da Fundação Getúlio Vargas, 2001.

PEROBELLI, F.F.C, SECURATO, J.R. **Modelo para medição do fluxo de caixa em risco: aplicação a distribuidoras de energia elétrica.** Revista de Administração de Empresas, Vol. 45, No 4. 2005.

POON, S., GRANGER, C.W.J. **Forecasting Volatility in Financial Markets: A Review.** Journal of Economic Literature, Vol. 41, No. 2, pp. 478-539, 2003.

POSTALI, F.A.S, PICCHETTI, P. **Irreversibilidade dos investimentos e valor da opção de encerrar a extração de petróleo.** Pesquisa e Planejamento Econômico, 36(2):289–318, 2006

REPSOLD JUNIOR, H. **A competição e cooperação na exploração e produção de petróleo.** Dissertação (mestrado). Universidade federal do Rio de Janeiro, 2003.

RISKMETRICS GROUP. *CorporateMetrics Technical Document*, 1999. Disponível em <<http://www.riskmetrics.com>>.

ROCQUE, E., LOWENKRON, A. **Métricas e particularidades da gestão de riscos em corporações.** Artigo técnico RiskControl. Disponível em www.riskcontrol.com.br. 2004.

ROSE, P.R. **Chance of Success and its use in Petroleum Exploration,** In Steimetz, R. (ed), The Business of Petroleum Exploration, AAPG, 1992.

SILVA, J.V.M. **Modelagem estocástica em risco operacional aplicando teoria dos valores extremos.** Dissertação (mestrado). Universidade de Brasília, 2006

SOUTELINHO, W.F. **Gerenciamento de risco em empresas não financeiras.** Dissertação (mestrado). Fundação Getúlio Vargas – RJ, 2009.

SOUZA, L.T.L. **Modelos de séries temporais com coeficientes variando no tempo** Dissertação (mestrado). Universidade Federal de São Carlos, 2009

SERVAES, H., TAMAYO, A., TUFANO, P. **The theory and practice of corporate risk management**. Journal of Applied Corporate Finance, Vol 21, No 4, 2009

STULZ, R.M. **Rethinking risk management**. Journal of Applied Corporate Finance. Vol 9, No 3, 1996.

TEIXEIRA, M.A.S. **Risco operacional - modelos de alocação de capital aplicados aos bancos no Brasil**. Dissertação (mestrado). Fundação Getúlio Vargas – RJ, 2005.

VICENTE, J.V.M. **Gerenciamento de Riscos**. Mestrado em finanças e economia empresarial. FGV-RJ. Notas de aula. 2011

WERNER, A.L. **Um estudo do processo estocástico de preços de commodities e seus determinantes**. Dissertação (mestrado). Fundação Getúlio Vargas – RJ, 2008.

XU, L. **A GBM oil price model**. Dissertação (mestrado). University of Texas at Austin. 2006.

YIU, K.F.C. **Optimal portfolios under a value-at-risk constraint**. Journal of Economic Dynamics & Control 28 1317 – 1334, 2004.