

PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO EM PROJETOS DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL: UMA ABORDAGEM UTILIZANDO
CONJUNTOS NEBULOSOS

Cláudio José Teixeira de Lima

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Lucio Guido Tápia Carpio, D.Sc.

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Prof.: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2003

LIMA, CLÁUDIO JOSÉ TEIXEIRA DE

Processo de Tomada de Decisão em Projetos de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil: Uma abordagem utilizando conjuntos nebulosos [Rio de Janeiro] 2003.

X, 198p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2003)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Tomada de decisão
2. Projetos de risco
3. Conjuntos nebulosos
4. Exploração e produção de petróleo

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Dedico este trabalho ao meu pai, José
Geraldo de Lima, que saído do
campo em meados da década de 1950, conseguiu
atingir seus objetivos últimos: evoluir como ser
humano, trabalhar, construir e educar uma família,
neste País de características tão sofríveis.

AGRADECIMENTOS

Ao Deus Uno e Trino.

À querida família.

À querida namorada.

Aos queridos amigos.

Ao competente e prestativo orientador.

À equipe do Programa de Planejamento Energético pela infra-estrutura oferecida.

À Agência Nacional do Petróleo pelo apoio financeiro em parte da realização deste trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO EM PROJETOS DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL: UMA ABORDAGEM UTILIZANDO
CONJUNTOS NEBULOSOS

Cláudio José Teixeira de Lima

Outubro/2003

Orientador: Lucio Guido Tápia Carpio

Programa: Planejamento Energético

O objetivo desta dissertação é o estudo do processo de tomada de decisão em projetos de exploração e produção de petróleo (E&P) considerando o novo modelo do setor de petróleo brasileiro. Primeiramente, é apresentada uma revisão bibliográfica, abordando o novo contexto do setor petrolífero nacional, a questão das reservas de petróleo e os principais conceitos e aplicações da teoria da decisão. Posteriormente, é desenvolvido um modelo matemático para auxiliar a tomada de decisão em projetos de E&P. As variáveis risco exploratório, reservas recuperáveis de petróleo, preço do petróleo e alíquota de impostos são modeladas com a utilização de conjuntos nebulosos, haja vista as imprecisões existentes nas informações para a construção do modelo decisório. O modelo permite avaliar em quais condições (técnica, econômica e regulatória) é atrativo para uma empresa petrolífera investir em novos blocos exploratórios no País. Um bloco exploratório marítimo é analisado a partir do modelo desenvolvido, sendo os resultados apresentados e discutidos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DECISION MAKING PROCESS IN PROJECTS OF EXPLORATION AND
PRODUCTION OF OIL IN BRAZIL: A APPROACH USING FUZZY SETS

Cláudio José Teixeira de Lima

October/2003

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning

The objective of this dissertation is the study of the process of decision making in projects for the exploration and production (E&P) of oil considering the new model of the Brazilian sector. First, a bibliographical review is presented so as to approach the new context of the national petroleum sector, the issue of the oil reserves and the main concepts and applications of decision theory. Later, a mathematical model is developed to help the decision making in E&P projects. The variables risk, recoverable reserves of oil, price of oil and taxes are modelled with the use of fuzzy sets given the imprecisions in information to build the decision model. The model evaluates the conditions (technical, economic and regulatory) are attractive to a petroleum company to invest in new exploratory blocks in Brazil. An offshore block is analyzed by means of developed model and results are presented and discussed.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1. Considerações iniciais	1
1.2. Apresentação do problema	4
1.3. Objetivos da dissertação	17
1.4. Motivações da dissertação	22
1.5. Metodologia e hipóteses	23
1.6. Estrutura da dissertação	29

CAPÍTULO 2 – O NOVO CONTEXTO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO

2.1. Considerações iniciais	31
2.2. Novo paradigma de atuação do Estado no setor de infra-estrutura	33
2.3. Abertura do Setor de Petróleo	38
2.4. Atuação da Agência Nacional do Petróleo	40
2.5. Processo de licitação pública para aquisição de áreas exploratórias	46
2.6. Contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural	50
2.7. Atual posição da Petrobras	56

CAPÍTULO 3 – A QUESTÃO DAS RESERVAS MUNDIAIS E NACIONAIS DE PETRÓLEO

3.1. Considerações iniciais	58
-----------------------------------	----

3.2. Alguns conceitos	59
3.3. Reserva Técnica x Reserva Política.....	63
3.4. Reservas mundiais	65
3.5. Reservas nacionais	67
3.6. Perspectivas	68

CAPÍTULO 4 – ALGUNS CONCEITOS EM TEORIA DA DECISÃO

4.1. Considerações iniciais	71
4.2. Principais critérios	72
4.2.1. Árvore de decisão	72
4.2.2. Maximização do Valor Esperado	73
4.2.3. Maximização da Utilidade Esperada	75
4.3. Aplicação em projetos de E&P de petróleo	79

CAPÍTULO 5 – MODELAGEM UTILIZANDO CONJUNTOS NEBULOSOS

5.1. Lógica e Conjuntos Nebulosos	80
5.1.1. Histórico	80
5.1.2. Imprecisão e Incerteza	83
5.1.3. Variáveis Lingüísticas	84
5.1.4. Conjuntos Nebulosos e Funções de Pertinência	84
5.1.5. Operações	88
5.1.6. Princípio de Extensão	89
5.1.7. Números Nebulosos	90
5.2. Modelagem nebulosa do processo decisório em E&P de petróleo.....	93

5.2.1. Variáveis Envolvidas no Processo de Decisão	93
5.2.2. Variáveis Modeladas	94
5.2.2.1. Reserva de petróleo	95
5.2.2.2. Preço do petróleo	98
5.2.2.3. Alíquota de imposto	99
5.2.2.4. Risco exploratório	101

CAPÍTULO 6 – APLICAÇÃO DO MODELO

6.1. Considerações iniciais	104
6.2. Bloco exploratório analisado	104
6.2.1. Características gerais do bloco exploratório	105
6.2.2. Programa Exploratório Mínimo	105
6.2.3. Duração da Fase de Exploração	106
6.2.4. Informações Financeiras	106
6.3. Cenários elaborados	106
6.4. Árvores de decisão	108
6.5. Resolução das árvores de decisão	112
6.6. Resultados obtidos	121

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES, RECOMENDAÇÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1. Conclusões	123
7.2. Recomendações e Sugestões de continuidade.....	125
7.3. Considerações Finais	126

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	128
ANEXOS	142
ANEXO 1 – Programa Exploratório Mínimo da 5ª Rodada de Licitações Públicas promovida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP)	143
ANEXO 2 – Operações matemáticas com números nebulosos L-R	145
ANEXO 3 – Modelo de fluxo de caixa para etapa de exploração	147
ANEXO 4 – Modelagem do risco exploratório	152
ANEXO 5 – Modelo de fluxo de caixa para etapa de produção	155
ANEXO 6 – Modelo de resolução de árvore de decisão	181
ANEXO 7 – Análise de sensibilidade dos parâmetros da curva de produção de reservatórios de petróleo	183

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. Considerações iniciais

Hoje a maioria das tomadas de decisão – sejam elas técnicas, econômicas, financeiras, administrativas, ambientais – não são mais realizadas por simples intuição, imposição ou mesmo experiência de um dado especialista ou grupo de especialistas. Pesquisas e estudos, principalmente no campo da Pesquisa Operacional, foram e são desenvolvidos com o intuito de servir como ferramenta de apoio nos processos de tomada de decisão. Por conseguinte, o tomador de decisão ao se deparar com várias alternativas para um determinado projeto tem a possibilidade de realizar uma análise racional e sistematizada do processo decisório por meio de modelos matemáticos¹.

Na construção dos modelos matemáticos o que se objetiva é representar com fidedigna aproximação o problema ou fenômeno que temos em mãos. Desta forma, simplificações são realizadas no sentido de “carregar” o modelo matemático somente com as variáveis mais expressivas e que de fato influenciam de modo significativo no comportamento do problema analisado. Dependendo do problema em questão podem existir tantas variáveis que certamente nos perderíamos em meio a tantos parâmetros e variáveis, dados de entradas e de saídas.

Ao modelar o comportamento de uma estrutura por exemplo, o engenheiro não considera como preponderantes todos os esforços que de fato ocorrem nos elementos

¹ Isto, porém, não quer dizer que a intuição seja uma ferramenta desnecessária na modelagem matemática, pois, sem dúvida a subjetividade é também um grande aliado nas tomadas de decisão. Os argumentos de todos os que acreditam na preparação científica das decisões demandam que empreguemos melhor essa intuição valorosa, porque é óbvio que ela não pode ser substituída na sua totalidade por mecanismos puramente lógicos (KAUFMANN, 1968). Nas decisões a serem tomadas nos projetos de exploração e produção de petróleo, a intuição dos profissionais envolvidos é extremamente importante, haja vista a

estruturais, assim como o economista ao modelar o comportamento macroeconômico considera algumas variáveis como exógenas, isto é, pré-fixadas e mantidas constantes no modelo matemático – tudo isto a título de simplificação. Como não poderia deixar de ser, também nas modelagens dos processos decisórios são realizadas simplificações, haja vista que além das limitações de ordem técnica – percepção, construção, implementação e confiabilidade do modelo – existem ainda limitações no que diz respeito ao tempo e à própria complexidade das decisões.

Processos de tomada de decisão estão presentes no planejamento de qualquer atividade, pois ao planejar inevitavelmente nos deparamos com várias alternativas e temos de nos posicionar a favor de uma ou mais alternativas em detrimento de outras – é a análise do custo de oportunidade. A todo momento empresas, governos e organizações estão diante de alternativas e decisões para serem tomadas no curto, médio ou o longo prazo. É neste contexto que a questão do planejamento se torna essencial e mesmo imprescindível, pois resultados advindos de decisões “mal planejadas” podem se configurar em sérios limitadores dos objetivos fixados, isto é, das metas estabelecidas.

Quando nos referimos às tomadas de decisões dois conceitos se tornam importantes: incerteza e imprecisão. Incerteza na ocorrência de determinado(s) resultado(s). Em verdade, não há resultado único para um dado problema e sim possíveis resultados, cada um deles com uma determinada probabilidade de ocorrência. Diz-se que uma abordagem deste tipo é probabilística, aleatória ou ainda sob incerteza. A esta probabilidade de ocorrência de um determinado evento, associa-se muitas das vezes um outro conceito também muito importante: risco². Em termos práticos nunca há risco nulo, pois, por mais sofisticado que seja um modelo ele ainda continua sendo uma

complexidade dos mecanismos geológicos e a difícil modelagem dos mesmos. *Oil is found in the minds of men* (MEGILL, 1979).

² O risco pode ser definido como a probabilidade de ocorrência de um evento indesejado associado às consequências adversas que eles possuem.

representação simplificada da realidade e portanto com incertezas inerentes. Mesmo se fosse do nosso conhecimento todas as variáveis inerentes ao processo, nem assim, ele perderia seu caráter probabilístico e consequentemente o risco a ele associado.

No caso da abordagem determinística os resultados obtidos de um modelo dito determinístico são interpretados como os que efetivamente irão ocorrer, ou seja, com 100% de chances de ocorrência. É como se exigíssemos dos meteorologistas – e dos modelos matemáticos meteorológicos – a informação sobre o quanto vai chover amanhã com exatidão, e ainda mais, com total certeza. É óbvio concluir que esta tarefa não é somente difícil como também impossível, haja vista a complexidades dos fenômenos que compõem o estado meteorológico da atmosfera. Atesta-se, assim, que a abordagem determinística é insuficiente em muitos problemas reais, principalmente quando diz respeito a problemas em que a natureza é fator importante, tal como a meteorologia, a mecânica dos solos, a geologia, entre outros.

De quanto são as reservas de petróleo em um campo petrolífero ? Qual a taxa de crescimento do PIB para o próximo ano ? Estas são algumas perguntas que nos mostram o quanto incertos podem ser os resultados que queremos conhecer. Na realidade, o que se tem são resultados possíveis e não “o resultado”. É comum associarmos probabilidades para a ocorrência desses possíveis resultados, ou melhor, desses eventos. Então seria mais correto perguntarmos: qual é a probabilidade da reserva do campo petrolífero X ser de m barris ? E do crescimento do PIB ser de n% ?

Imprecisão no que se refere às informações disponíveis para a construção do modelo. Nem sempre os dados estatísticos são fartos e disponíveis; na realidade muitas das vezes a maior dificuldade reside na quantificação de variáveis que possuem natureza predominantemente qualitativa. É assim, por exemplo, o parecer de um especialista sobre uma determinada questão. As reservas de óleo do campo petrolífero X são

grandes ? As taxas de juros praticadas no mercado financeiro estão cotadas com vieses de alta ou de baixa ? Estas são indagações que nos mostram o quanto de imprecisão as variáveis de nossos modelos possuem.

1.2. Apresentação do problema

Na extensa cadeia da indústria petrolífera encontrar as acumulações de petróleo³ é o primeiro passo a ser dado e uma vez constatada a viabilidade técnico-econômica de um campo ou de um bloco⁴, a tarefa é então explorar o óleo, seja em terra (*onshore*), seja em mar (*offshore*). No Brasil grande parte das reservas petrolíferas não se encontra em terra e sim em grandes profundidades d'água⁵ (figura 1.1), acarretando às etapas de exploração e de produção de petróleo (E&P) a absorção de elevados montantes financeiros, haja vista a capacitação tecnológica necessária para prospectar, perfurar e completar poços, produzir e transportar óleo em profundidades da ordem de mais de 2000 metros.

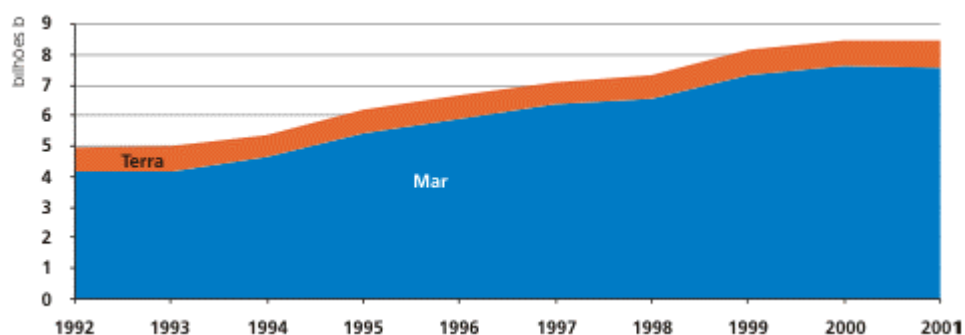


Figura 1.1 – Evolução das reservas provadas nacionais de petróleo
Fonte: ANP (2002)

³ O termo petróleo define a mistura ou a associação de frações líquidas de hidrocarbonetos (óleo) e de frações gasosas de hidrocarbonetos (gás natural).

⁴ Parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo ou gás natural (Art. 6º - Lei 9.478/97).

⁵ Cerca de 90% das reservas provadas nacionais de petróleo são marítimas, sendo que mais de 70% destas localizadas em águas profundas (300 a 1500m) e ultraprofundas (>1500m).

Além dos altos investimentos necessários para empreender os projetos de E&P *offshore*, os riscos associados a estes investimentos são também bastante altos, principalmente na etapa de exploração devido às incertezas geológicas. As atividades exploratórias são altamente arriscadas em termos de retorno, pois nem sempre os esforços de exploração realizados conduzem a uma descoberta comercial de petróleo. Porém, como todo projeto de risco as incertezas tendem a diminuir à medida que novos investimentos são realizados. Os riscos de exploração podem ser minimizados com a realização de contínuos investimentos em levantamentos sísmicos e geológicos (perfuração de poços exploratórios). Estes investimentos são ainda mais intensificados quando o projeto de E&P é marítimo⁶, pois neste caso as incertezas são ainda maiores.

Para poder realizar todos estes investimentos as companhias petrolíferas têm de possuir uma alta capacidade financeira⁷ de modo a garantir a vitalidade e sobrevivência mesmo quando determinados projetos exploratórios não resultem em sucesso. Na prática, o que se procura é maximizar o valor monetário esperado da carteira de projetos da companhia, resultando assim na ocorrência de compensações financeiras entre os vários projetos. Atualmente a tendência é a formação de parcerias entre as várias empresas do setor, visando minimizar a exposição aos riscos e consequentemente às perdas associadas a estes. Na prática isso representa a divisão das possíveis perdas e dos possíveis ganhos advindos de um bloco exploratório.

⁶ A partir da definição clássica de risco (Risco = Perigo/Salvaguarda) pode-se perceber que o risco sempre pode ser diminuído à medida que o salvaguarda – neste caso, investimentos – aumenta. É importante salientar que mesmo sendo realizados crescentes investimentos, a componente “perigo” não é modificada, ou seja, o perigo sempre existe e é constante. O que se pode conseguir é a diminuição do risco de determinada atividade perante investimentos. Em exploração de petróleo poderíamos associar a componente “perigo” com as condições incertas referentes à estrutura geológica e a componente “salvaguarda” como os investimentos em sísmica por exemplo.

⁷ As atividades de exploração de petróleo podem levar anos sem ocorrer descobertas de valor econômico e por isso requerem algum tipo de financiamento para terem continuidade. As empresas podem, em princípio, obter financiamento para exploração através de recursos internos e/ou externos. Os recursos internos são aqueles advindos da venda de reservas ou da rentabilidade de atividades integradas como a produção, refino e comercialização. Os recursos externos provêm de outras empresas de petróleo (parcerias) ou dos sistemas de mercado de capitais e bancário. Alguns números sobre este tema são encontrados em MASSERON (1991).

Um poço exploratório em águas profundas tem custos da ordem de 10 milhões de dólares, podendo atingir até valores bem superiores dependendo das condições geológicas e meteoceanográficas da região. Mesmo sendo realizados extensos levantamentos sísmicos nos blocos, ainda assim a taxa de sucesso na perfuração é relativamente baixa. A taxa média mundial de sucesso na perfuração de poços exploratórios é de aproximadamente 1 para 8, ou seja, para cada 8 poços perfurados somente em um se encontram reservas de hidrocarbonetos, podendo estas ainda ser tanto comerciais como sub-comerciais⁸.

A viabilidade econômica dos projetos *offshore* é creditada aos sucessivos choques do preço do petróleo no mercado internacional ocorrido nos anos 70, haja vista a pressão dos países produtores no sentido de restringir a oferta – realidade até os dias de hoje – e a conseqüente alta dos preços. A partir deste momento as grandes companhias petrolíferas internacionais foram buscar petróleo não apenas em profundidades marítimas crescentes como também em outras regiões inóspitas, tal como regiões geladas e florestas densas. A razão residia na dependência perante a produção dos países do Oriente Médio que deveria de ser ao menos amenizada, com isso novas áreas exploratórias começaram a ser estudadas.

A importância econômica e estratégica dos reservatórios de campos marítimos justificou significativos investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologia, resultando no contínuo desenvolvimento dos sistemas de E&P *offshore*. Como exemplo podemos citar o desenvolvimento dos métodos de prospecção no mar, os equipamentos e métodos de perfuração e completação de poços marítimos, a tecnologia de elevação e escoamento de fluidos, os projetos de plataformas marítimas e navios, a logística de transporte, entre outros.

⁸ A tecnologia desenvolvida pela Petrobras vem permitindo alcançar taxas de sucesso da ordem de 40% para os poços pioneiros. Porém, nem mesmo as novas técnicas exploratórias eliminam – nem eliminarão –

O esforço para reduzir a dependência externa de petróleo também se verificou no Brasil, onde o petróleo sempre teve participação expressiva no Balanço Energético Nacional (BEN) e consequentemente na balança comercial, haja vista a condição de país importador. Uma das medidas destinadas a superar as dificuldades de suprimento energético de petróleo foi a iniciativa da Petrobras de intensificar seus estudos e levantamentos de exploração na plataforma continental brasileira, mais precisamente na Bacia de Campos⁹. Quando em 1974 são descobertos os dois primeiros campos petrolíferos marítimos – os campos de Garoupa e Badejo – pelo navio sonda P-II, o País importava mais de 70% de sua demanda interna.

Atualmente o cenário é bem diferente daquele do final da década de 70, pois ao longo das três últimas décadas o incremento da produção interna foi de tal magnitude, que hoje, a proporção inverteu-se, isto é, cerca de 90% do consumo interno são oriundos da produção nacional. A produção no mar, mais especificamente na Bacia de Campos é responsável por mais de 80% desta produção.

Na seleção dos projetos de E&P em blocos marítimos é requisito fundamental a estimativa da produtividade dos reservatórios¹⁰ e do volume de reservas recuperáveis¹¹, pois qualquer mudança no fluxo de caixa de um projeto desta natureza pode-se converter em dezenas ou centenas de milhões de dólares, tanto para mais como para menos. Para tal, são efetuados trabalhos de investigação que permitem a definição das estruturas geofísica e geológica dos reservatórios(s) existentes assim como a perfuração de poços exploratórios e de extensão. É imprescindível a realização de um extenso programa exploratório visando identificar as possíveis regiões produtoras, os diferentes

os riscos de o poço estar seco ou ser subcomercial.

⁹ Destacam-se também os grandes projetos hidrelétricos, o programa brasileiro de incentivo a produção e uso do álcool (Proálcool), o programa de conservação de energia elétrica (Procel) e o Programa Nuclear Brasileiro (PNB).

¹⁰ Reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção (Art. 6º da Lei 9.478/97).

tipos de óleo existentes nos reservatórios, as características petrofísicas dos reservatórios, as condições geotécnicas do solo marinho, entre outros.

A exploração de petróleo – tanto em terra como em mar – compreende basicamente três fases interdependentes e inter-relacionadas: a prospecção, a perfuração e a avaliação (NEIVA, 1983; THOMAS, 2001).

- (i) **Prospecção:** é a fase dos estudos preliminares para a localização de uma acumulação de petróleo. Para localizar um campo petrolífero em uma bacia sedimentar é necessário analisar a subsuperfície da região, sendo para isso necessário a aplicação de conhecimentos específicos de geofísica e de geologia. O programa de pesquisa começa com a elaboração do mapa elaborado a partir de levantamentos sísmicos diversos. Pela interpretação dos resultados destes registros sísmicos se faz um mapeamento geológico das estruturas favoráveis à existência do petróleo (prospecto exploratório), onde são escolhidos os pontos para a perfuração de poços exploratórios.
- (ii) **Perfuração:** é a fase onde realmente se confirmam ou não as suspeitas de existência de petróleo. Caso não se confirme a existência de petróleo, os testemunhos obtidos são analisados em laboratório, fornecendo dados sobre a história e a natureza do perfil geológico. Desta análise muitas vezes depende a decisão de se perfurar novos poços exploratórios.
- (iii) **Avaliação e Delimitação:** é a fase onde se verifica a atratividade comercial do poço exploratório caso seja encontrado petróleo na etapa de perfuração. Entre os

¹¹ Trata-se da quantidade de petróleo que efetivamente será retirada da reserva. A taxa de recuperação do petróleo oscila entre 20 e 50% dependendo da técnica de recuperação utilizada (métodos convencionais e

procedimentos utilizados destacam-se a análise de perfis elétricos e os testes de formação e produção. Se o poço exploratório produz petróleo dentro das características comerciais, o próximo passo é delimitar a descoberta e estimar com mais precisão o volume das reservas. Isto é realizado perfurando-se poços de delimitação ao redor da primeira perfuração de acordo com os mapas sísmicos. Caso as reservas forem comerciais então se prossegue com as fases de desenvolvimento da produção.

O investimento total em exploração se constitui na soma dos investimentos destas três fases e basicamente compreende os dispêndios realizados em levantamentos sísmicos e na perfuração de poços exploratórios e delimitadores, além dos testes necessários na etapa de avaliação. Isto inclui basicamente os seguintes trabalhos: aquisição de dados junto à agência reguladora, contratação de empresas especializadas em sísmica de reflexão e aluguel de sondas marítimas de perfuração. Estes investimentos visam em primeiro lugar a verificação da existência e a quantificação das acumulações de petróleo e num segundo plano uma estimativa dos possíveis esquemas de desenvolvimento (produção, receita, custos etc.) do campo a partir de determinados parâmetros levantados no campo.

Incertezas não se constituem numa novidade nas avaliações e decisões em projetos econômicos de uma forma geral, haja vista o número relativamente grande de fatores envolvidos e a incerteza de cada um deles. Estas incertezas estão diretamente ligadas a preços futuros¹², custos operacionais, mercados, previsão de produção, entre

métodos especiais).

¹² Estimar os preços futuros do petróleo no mercado internacional é tarefa difícil, haja vista a enormidade de interesses políticos e econômicos, além das estratégias praticadas por empresas, governos e principalmente pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Todavia, se reconhece a existência de um *range* de preços cujo limite inferior não tão baixo de forma a inviabilizar a produção marítima e em determinadas áreas produtoras do mundo e cujo limite superior não seja tão alto que incentive o desenvolvimento e o uso de outras fontes de energia.

outros, e são tanto maiores quanto mais afastadas estiverem no futuro as variáveis que tivermos que estimar na época em que a decisão for tomada (BUARQUE, 1991). Daí ser normal esperarmos discrepância ou nos dispêndios ou nas receitas, ou em ambos, tomando por base os valores que serviram para orientar a decisão. No caso específico de projetos de E&P é comum a constante atualização e revisão das variáveis envolvidas, como por exemplo, volume do reservatório, curvas de produção, taxa de recuperação, preços praticados no mercado, tributação etc.

Em verdade, na etapa de exploração as incertezas não se limitam somente à discrepância dos valores dos dispêndios e da receitas em relação às previsões, pois são projetos em que não se sabe sequer se haverá receitas, pois todo processo exploratório pode culminar em insucesso na localização de campos comerciais de petróleo (MANNARINO, 1991). Projetos deste tipo se desdobram segundo diferentes possibilidades, sendo que a ocorrência de cada projeto possível leva a um projeto em separado dos demais, sendo portanto, esses projetos considerados eventos mutuamente exclusivos. Projetos sob incerteza são geralmente analisados pela técnica de maximização do valor monetário esperado (VME), tornando-se necessário atribuir uma probabilidade de ocorrência e uma utilidade a cada estado da natureza e cada evento subsequente a este. De maneira simplificada pode-se dizer que o método do VME é o somatório de todos os ganhos ou prejuízos atualizados, depois de multiplicados pelas respectivas probabilidades de ocorrência.

Na exploração de petróleo as decisões referentes realização de levantamentos sísmicos e de perfuração de poços exploratórios são tomadas a partir de modelos matemáticos de Teoria da Decisão¹³ (*Decision Analysis*). Os cinco passos básicos da

¹³ Também denominada de Teoria Estatística da Decisão (NEWENDORP, *op. cit.*). Os métodos baseados em Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) etc., não consideram a presença do risco geológico, sendo as reservas e as projeções de produção tomadas como dados já conhecidos. Estes

técnica de Teoria da Decisão (TD) são apresentados em NEWENDORP (1975), RAIFFA (1977) e BEKAMAN & NETO (1981) e podem ser condensados em:

- A. Definição dos possíveis resultados advindos de cada uma das alternativas. Estes possíveis resultados podem ser interpretados como os eventos decorrentes da escolha de cada alternativa;
- B. Determinação dos ganhos ou perdas para cada um destes possíveis resultados, o qual é geralmente expresso em termos monetários;
- C. Estimação da probabilidade de ocorrência de cada alternativa e de seus desdobramentos, isto é, o julgamento probabilístico a respeito da ocorrência dos possíveis eventos;
- D. Computação dos valores esperados para cada alternativa valorando os possíveis resultados;
- E. A cada evento de uma alternativa determina-se o produto da probabilidade estimada no item C pelo ganho ou perda calculada no item B.

É a partir da comparação entre os valores esperados de cada alternativa, determinados no item D, que as alternativas são aceitas ou rejeitadas. Vale ressaltar que estes cinco passos são válidos para problemas de decisão diversos, portanto, não sendo restrito somente às decisões exploratórias de petróleo. Enquanto os passos A e B se

métodos são válidos somente nas avaliações posteriores à descoberta de petróleo (MANNARINO, *op. cit.*).

constituem no tradicional método de avaliação econômica de projetos e é apresentado em BUARQUE (1991), PUCCINI (1999) e BENJÓ (2000) e em outras inúmeras obras, os passos C e D é onde reside a abordagem probabilística da tomada de decisão, haja vista a necessidade de estimação das probabilidades dos resultados possíveis para cada alternativa. Em NEWENDORP (*op. cit.*) afirma-se, e com razão, que as decisões em exploração de petróleo se configura num exemplo clássico de tomada de decisão sob incerteza, pois além de ser incerto o fato de se descobrir ou não petróleo, caso se descubra, ainda é incerto o volume das reservas existentes. Na avaliação de projetos exploratórios de petróleo, a Análise de Risco compreende a estimação da probabilidade de sucesso (PS) na perfuração dos poços.

As acumulações de petróleo se situam em bacias sedimentares e os requisitos para a ocorrência de hidrocarbonetos são de natureza basicamente geológica e geoquímica. São condições necessárias – porém não suficientes – para ocorrer petróleo no subsolo de uma bacia sedimentar:

- rocha geradora rica em matéria orgânica;
- calor suficiente durante longo período de tempo para conversão de matéria orgânica em hidrocarbonetos;
- caminhos que permitam a migração de óleo para as camadas acima da rocha geradora. Os hidrocarbonetos que migram da rocha geradora somente podem se acumular caso haja a rocha reservatório adequada – em geral arenitos e limonitas com porosidade específica – e caso exista rocha impermeável confinando o reservatório, tal como argila, folhelho e domo de sal. Além disso, a rocha

reservatório deve ser suficientemente permeável para que se obtenha produção comercial de óleo.

Na prática o que se faz é estimar o risco exploratório a partir do produtório de cinco probabilidades (NEWENDORP, *op. cit.*), cada uma delas relacionada com determinada fenômeno ou característica de natureza geológica¹⁴:

- (i) a probabilidade de ocorrência de geração de hidrocarbonetos (P_1);
- (ii) a probabilidade de haver ocorrido migração (P_2);
- (iii) a probabilidade de existir um reservatório – rocha permo-porosa (P_3);
- (iv) a probabilidade de haver rocha selante para o óleo (P_4);
- (v) e a probabilidade de haver sincronia entre estes eventos (P_5).

O produtório destas probabilidades define a probabilidade de sucesso na perfuração de um poço exploratório:

$$PS = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4 \times P_5 \quad (1.1)$$

¹⁴ Em MEGILL (*op. cit.*) a determinação do risco exploratório (*wildcat risk*) é realizada através de um método simplificado que utiliza apenas três parâmetros, a saber: estrutura geológica, reservatório e ambiente local. Porém, tal como bem salienta o autor a estimação do risco exploratório é uma tarefa complexa, haja vista a heterogeneidade na definição das componentes desse risco por parte dos especialistas além da própria complexidade da natureza. Desta forma, não existe um resultado fechado para o risco exploratório para um prospecto e sim possíveis resultados.

Além de existir a dificuldade relativa à estimação do risco exploratório, há ainda a questão da quantificação do volume de reservas existentes. Como foi dito, estas reservas são importantes na previsão das receitas obtidas, pois o nível de produção é função das reservas recuperáveis existentes. Para a determinação destes volumes várias metodologias podem ser empregadas, destacando-se a simulação numérica de Monte Carlo. Esta técnica de simulação descreve as incertezas geológicas a partir de funções de distribuição de probabilidades para os vários parâmetros envolvidos na análise de risco, tais como espessura e porosidade das rochas, custos de perfuração, características do fluido etc. Oferece como resultado uma faixa de valores para o volume do reservatório juntamente com as respectivas probabilidades associadas.

A partir da quantificação probabilística das reservas, pode-se, então, determinar o valor monetário esperado da oportunidade que está sendo avaliada a partir da construção de vários fluxos de caixa – um para cada condição de volume – e da respectiva árvore de decisão que contempla as opções e desdobramentos das atividades. Quando a disponibilidade de informações não permite a quantificação das incertezas associadas ao tamanho das reservas, pode-se utilizar apenas o valor médio da reserva para representar o valor da oportunidade como um todo (REPSOLD JR., *op. cit.*).

O valor monetário esperado (VME) da oportunidade é representado pelo somatório do produto do valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa pela probabilidade de sucesso exploratório (PS) juntamente com o produto do capital exposto a perdas multiplicados pela probabilidade de fracasso (1-PS). A representação mais utilizada para a determinação do VME se faz a partir das árvores de decisão, onde os pontos de decisão são representados por retângulos e as incertezas – estruturas geológicas, descobertas de petróleo e quantificação das reservas – por circunferências.

A realização de levantamentos sísmicos em um bloco adquirido numa licitação pública é uma decisão a ser tomada e cujos eventos decorrentes se configuram nas possíveis características do perfil geológico com suas probabilidades associadas: P_1 , P_2 e P_3 (figura 1.2). Assim, da decisão em realizar ou não realizar um programa de levantamento sísmico decorre eventos incertos, pois o prospecto pode revelar uma estrutura aberta, fechada ou ainda se mostrar não-estruturado¹⁵.

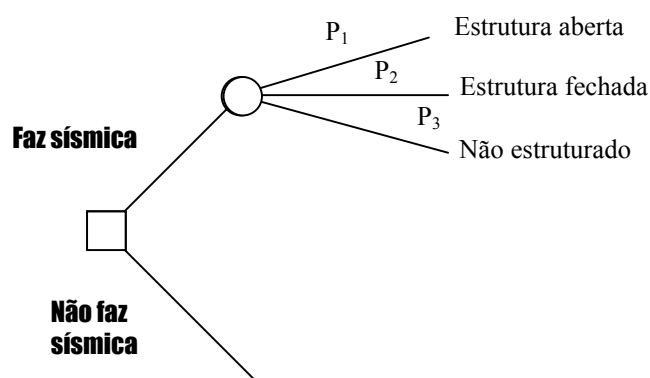


Figura 1. 2 – Árvore de decisão para realização de levantamento sísmico

No caso da perfuração de um poço exploratório, os eventos incertos estão associados aos possíveis resultados advindos: poço seco ou poço com óleo, podendo este ser “molhado” ou “surgente” (figura 1.3). Assim como no caso do levantamento sísmico os resultados da perfuração também são incertos porque não há controle sobre estes resultados por parte do decisor. Associam-se às probabilidades P_4 , P_5 e P_6 .

¹⁵ A partir do levantamento sísmico é construído o prospecto exploratório da área, com o qual se decide perfurar ou não poços pioneiros.

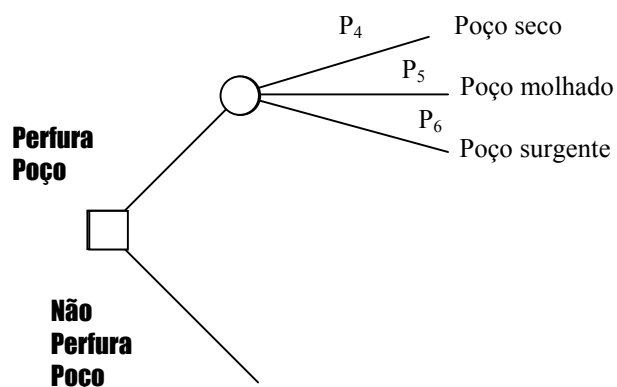


Figura 1. 3 – Árvore de decisão para perfuração de poço pioneiro

Estas incertezas existentes na etapa de exploração estão diretamente ligadas aos riscos econômicos. Estes riscos econômicos se referem às perdas monetárias referentes à possibilidade de não ser descoberta uma acumulação de petróleo em termos comerciais e se constituem basicamente nos gastos em levantamentos sísmicos e na perfuração de poços exploratórios.

Para a tomada de decisão em exploração de petróleo são necessários inicialmente dois parâmetros, os quais posteriormente alimentarão a árvore de decisão representativa do problema:

- (i) estimação do risco exploratório, ou seja, a estimativa da probabilidade de sucesso, o qual de modo geral é expresso por um único valor de probabilidade (PS);
- (ii) estimativa do volume de reservas de hidrocarbonetos – também expressa em termos de probabilidades, geralmente funções de densidade de probabilidades, tais como: binomial, exponencial e a logarítmica, sendo que a mais comum é a log-normal.

Assim, a Teoria de Decisão aplicada em projetos de E&P envolve basicamente dois tipos de risco (figura 1.4):

- (i) Risco Geológico: voltado para a estimação da Probabilidade de Sucesso na perfuração de poços pioneiros, ou seja, a avaliação do risco exploratório;
- (ii) Risco Econômico: quantificação das reservas recuperáveis de óleo e gás, volta-se para a avaliação econômica dos eventos associados aos possíveis estados, ou seja, para a quantificação monetária das reservas de óleo. Envolve a análise dos ganhos e das perdas existentes num projeto de E&P de petróleo.

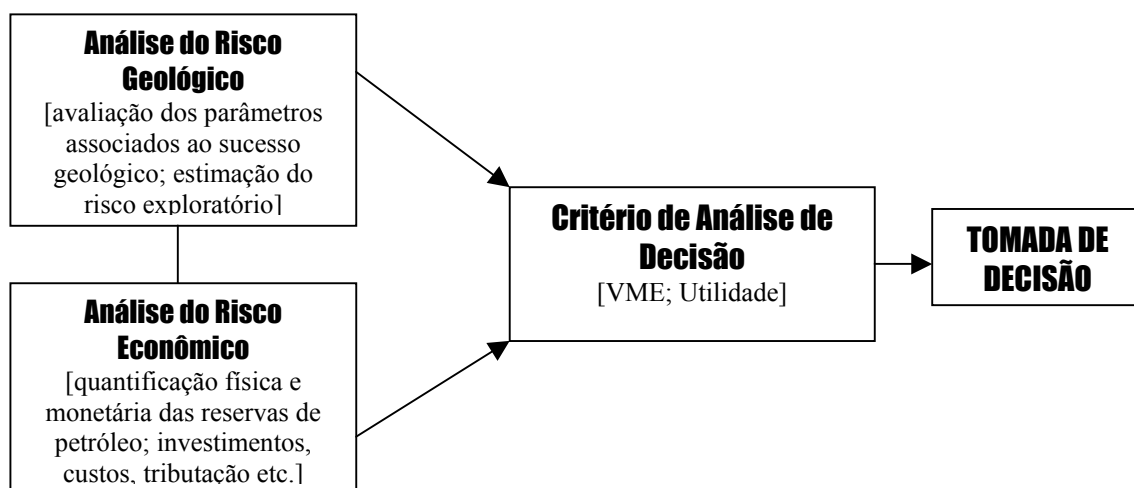


Figura 1. 4 – Esquema geral da análise de decisão em exploração
 Fonte: NEWENDORP (*op. cit.*); NEPOMUCENO FILHO (*op.cit.*)

1.3. Objetivos da dissertação

Tendo em vista que o processo de decisão em projetos de exploração e produção de petróleo envolve dois tipos de incertezas: (1) probabilidade de sucesso na perfuração de poços exploratórios e (2) quantificação dos volumes de petróleo existentes no

reservatório; e que estas incertezas estão associadas a probabilidades ou a funções de probabilidades que são construídas a partir de dados e informações geológicas fornecidas pelos especialistas da área, o objetivo é então, contornar a determinação dessas incertezas por meio de variáveis lingüísticas utilizando conjuntos nebulosos.

No primeiro capítulo de NEWENDORP (*op. cit.*) são apresentadas as vantagens na utilização da análise probabilística da decisão, o que de certa forma abre caminho para a discussão sobre a questão das imprecisões do processo decisório de exploração:

- *“Decision analysis is a convenient and unambiguous way to communicate judgments about risk and uncertainty.” (p.4)*
- *“(…) There are only two ways to express judgments about likelihoods of occurrence of various chance events – numerical probabilities or adjectives.” (p.4)*

Ao mesmo tempo em que o autor reconhece as vantagens da abordagem probabilística da teoria da decisão – na época (1975) o mais comum era considerar somente os métodos clássicos de avaliação econômica de projetos: taxa interna de retorno, *pay-back*, índice de lucratividade etc. – ele reconhece que existem imprecisões nas informações para a construção de um modelo estatístico de decisão, porém não as considera pela reconhecida complexidade do tema:

- *“Decision analysis is based entirely on descriptions of risk and uncertainty in the form of probabilities.” (p.5)*

Mostra ainda que estas imprecisões se dão através de adjetivos comumente utilizados pelos especialistas para designar as condições de geologia e de reservatórios de petróleo. Termos como “*it’s a sure thing*”, “*we have a good chance in the Triassic sands*”, “*it’s a pretty risky prospect*” são bastante comuns no ambiente de decisão nos projetos de E&P.

Em RAIFFA (1968) são apresentadas as vantagens na utilização da TD em problemas fortemente incertos, entre eles as decisões em exploração de petróleo. O autor relata que os valores monetários associados aos eventos são altamente incertos, utilizando até mesmo o termo *fuzziness*. Assim como outros autores, RAIFFA (*op. cit.*), mesmo reconhecendo as imprecisões inerentes aos problemas de decisão, realiza uma abordagem probabilística das decisões, ou seja, as imprecisões são tratadas como incertezas e são modeladas a partir da teoria clássica das probabilidades.

Em MEGILL (1979) o autor relata que a estimação do risco exploratório é realizada a partir do julgamento que cada especialista faz sobre os dados disponíveis, logo também de natureza imprecisa e vaga. Em FANG & CHEN (1990) e CHEN & FANG (1993) são consideradas as vantagens de se representar as incertezas geológicas pela lógica nebulosa. Em SILVA (2000) afirma-se que a representação de tais incertezas por meio da teoria das probabilidades é de certa forma insuficiente, pois:

- “(...) representações crispadas¹⁶ não incorporam adequadamente a característica difusa ou nebulosa dos parâmetros geológicos”.

¹⁶ Pelo termo “crispado” – advindos de *crisp* (nítido) – entende-se os valores baseados na lógica clássica (booleana) enquanto que os valores nebulosos (*fuzzy*) são os obtidos a partir da lógica nebulosa.

- “numa representação crispada, os engenheiros e geólogos sofrem ao ter que reduzir um conhecimento complexo e incerto em termos de um único número: a probabilidade de sucesso exploratório”.

Assim, ao invés de estimarmos a probabilidade de sucesso pelo método do produto das probabilidades apresentado na página 14, iremos considerar os seguintes pareceres lingüísticos:

- Risco exploratório baixo (Probabilidade de Sucesso alta na perfuração do poço pioneiro);
- Risco exploratório moderado (Probabilidade de Sucesso moderada na perfuração de poço pioneiro);
- Risco exploratório alto (Probabilidade de Sucesso baixa na perfuração de poço pioneiro);
- Risco exploratório muito alto (Probabilidade de Sucesso muito baixa na perfuração de poço pioneiro).

Cada um destes pareceres ou cada uma destas informações lingüísticas oferece um conjunto solução para a variável nebulosa Probabilidade de Sucesso (PS). A cada solução lingüística se associa um intervalo de probabilidades, de tal maneira a representar as informações advindas dos especialistas e nelas incorporar as imprecisões inerentes. Tal como diz a lógica nebulosa, determinados valores de probabilidades poderão pertencer a mais de um conjunto nebuloso.

Para a quantificação das reservas recuperáveis (R) o procedimento é análogo, porém, a imprecisão agora não diz respeito à probabilidade de sucesso e sim ao volume

de reservas recuperáveis do reservatório, geralmente expresso em milhões de barris (MMb). Ao invés de realizarmos simulações numéricas baseadas nas características geológicas do bloco exploratório – tal como o método de Monte Carlo – são adotadas as seguintes soluções lingüísticas (figura 1.5):

- Reserva gigante;
- Reserva muito grande;
- Reserva grande;
- Reserva média;
- Reserva pequena.

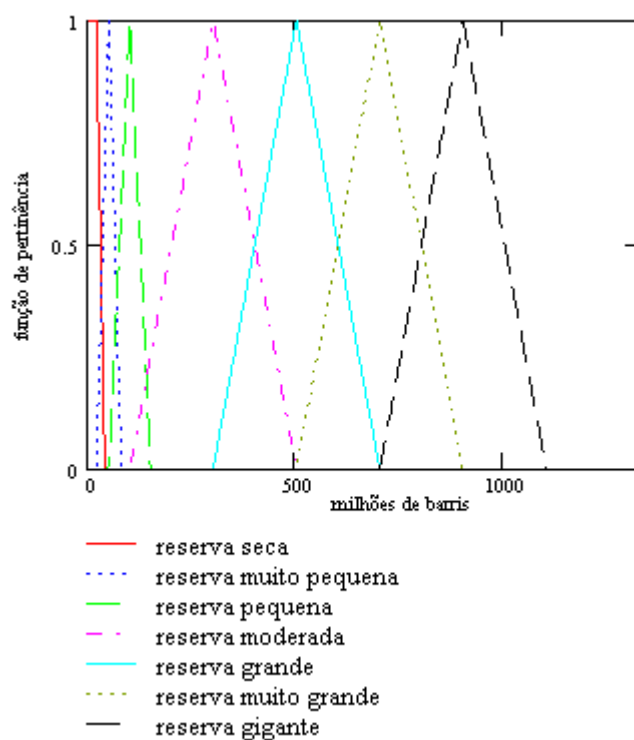


Figura 1. 5 – Exemplo de funções de pertinência para a variável reserva

A partir desta abordagem é possível levar em consideração toda uma variedade de valores advindos da opinião de vários especialistas. Com efeito, uma reserva

recuperável de 3 bilhões de barris como a do Campo de Roncador pode pertencer tanto ao conjunto “Reserva Muito Grande” como ao conjunto “Reserva Gigante”, dependendo das funções de pertinência construídas. Além da PS e das reservas recuperáveis R , também são modelados como variáveis nebulosas os seguintes parâmetros:

- Preço do petróleo: p (expresso em dólares/barril);
- Alíquota de Impostos: I (expresso em percentagem da receita bruta).

Como a variável R é nebulosa, também são nebulosas as variáveis calculadas a partir dela: a produção (q), as receitas bruta (RB) e líquida (RL), o valor presente líquido (VPL) e o valor monetário esperado (VME).

1.4. Motivações da dissertação

As motivações para a realização deste trabalho são as seguintes:

- Tornar mais simples e rápida a modelagem do processo de tomada de decisão em projetos de E&P de petróleo com utilização de variáveis lingüísticas (conjuntos nebulosos);
- Analisar o comportamento das empresas petrolíferas neste novo modelo de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, verificando quais em quais condições é economicamente interessante a obtenção de novas áreas exploratórias;

- Relacionar o modelo adotado pelo setor de petróleo no País com a questão da depleção das reservas nacionais, tema de suma importância no planejamento energético do País.

1.5. Metodologia e hipóteses

O método de análise consistirá na construção de um modelo que realize as operações nebulosas tanto no que diz respeito ao fluxo de caixa do projeto como no cálculo das operações da árvore de decisão. O software utilizado para construção deste modelo é o programa de computação simbólica e numérica MathCad 2000 da MathSoft®, o qual oferece facilidades na construção dos conjuntos nebulosos assim como na geração gráfica e na elaboração de rotinas computacionais.

De forma resumida poderíamos descrever a abordagem do problema da seguinte maneira: “de posse dos valores monetários obtidos a partir do modelo matemático desenvolvido para o fluxo de caixa do projeto e das respectivas probabilidades de sucesso, “carregamos” a árvore de decisão e a resolvemos pelo método da maximização do VME a partir da metodologia apresentada em BEKAMAN & COSTA (*op. cit.*) e NEPOMUCENO FILHO (*op. cit.*). Os valores monetários para cada configuração de reserva são obtidos a partir do VPL. As variáveis reservas recuperáveis (R) e preço do petróleo (p) são denominadas aqui de variáveis básicas.

A determinação dos valores monetários para cada estado de reserva (volume recuperável de petróleo) segue os seguintes passos:

- (i) Considera-se uma curva de produção anual $q(t)$ para o reservatório¹⁷, função da reserva recuperável R e do ritmo de produção (figura 1.6). O ritmo de produção varia de acordo com as tendências da política energética adotada no país;

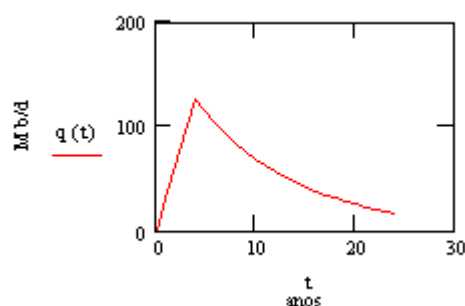


Figura 1.6 – Curva de produção de um reservatório de petróleo

- (ii) Considera-se um preço p para o barril de petróleo praticado no mercado internacional durante os anos de produção, o que possibilita o cálculo das receitas brutas R_B para cada ano de produção;

$$R_B = q \cdot p \text{ (expresso em dólares}^{18}\text{/ano)}$$

- (iii) Consideram-se os investimentos realizados em exploração (I_E) correspondentes aos trabalhos de prospecção (sísmica e perfuração de poços exploratórios) e de avaliação e delimitação das descobertas (perfuração de poços delimitadores e avaliações de formação). Tais investimentos se realizam ao longo do chamado período de exploração (T_E) que segundo as

¹⁷ A análise de curvas de produção é um método simplificado para a estimativa de comportamento de poços, reservatórios e de campos petrolíferos. Maiores detalhes em CARVALHO *et al.* (2002).

¹⁸ Dólares dos Estados Unidos da América do Norte (dólares americanos).

regras atuais podem se alongar até 8 anos dependendo do setor exploratório¹⁹;

- (iv) Consideram-se os investimentos realizados em desenvolvimento (I_D) correspondentes aos investimentos necessários para produzir, coletar, armazenar, transportar e entregar o petróleo do campo. Tais investimentos se fazem ao longo do chamado período de desenvolvimento (T_D), que geralmente duram de 2 a 7 anos. Fazem parte destes investimentos os custos de perfuração e completção dos poços produtores e dos poços injetores e os custos para a implantação do sistema de produção (plataforma, linhas de produção, malha de escoamento, árvores de natal, *manifolds*, sistema de ancoragem, planta de processo etc.);
- (v) Das receitas brutas advindas do período de produção (T_P) descontam-se os custos de operação e manutenção (C_{Op}) correspondentes aos dispêndios necessários para manter em funcionamento o sistema de produção instalado. Assim é possível obter as receitas líquidas (R_L) para cada ano de produção do reservatório. Compõem os custos de operação: custos de manutenção dos poços, custos de manuseio do óleo produzido (coleta, tratamento, armazenamento, transferência, transporte e entrega), custos fixos (seguro das instalações e pessoal) e alíquota de royalties;

$$R_L = R_B - C_{Op} \text{ (expresso em dólares/ano);}$$

¹⁹ Os detalhes referentes aos atuais prazos e regras para E&P de petróleo no Brasil são apresentados no capítulo dois.

- (vi) Incide sobre a receita líquida anual a alíquota de imposto I correspondente aos vários impostos existentes na fase de produção, tais como Pis/Cofins, ICMS e IR. Obtemos, desta forma, o valor do fluxo de caixa (FC) para cada ano de produção.

$$FC = R_L (1 - I)$$

- (vii) De posse das receitas líquidas descontadas dos impostos para cada ano de produção pode-se, então, construir o fluxo de caixa para o projeto de exploração correspondente a uma determinada condição de reservas recuperáveis, preços e alíquota de imposto. A figura 1.7 representa o esquema de fluxo de caixa assim descrito.

Projeto Explotatório do Bloco Marítimo BM – XX –X									
Reservas Recuperáveis: R = “Reserva Grande”								PDA =	
								1400m	
Taxa de desconto ²⁰ : i = 13% a.a.									
Ano T	Preço (p)	Produção (q)	Investimentos		Custos Op. (C _{Op})	Receita Bruta (R _B)	Alíquota de Imposto (I)	Receita Líquida (R _L)	Fluxo de Caixa (FC)
			Exp. (I _E)	Des. (I _D)					
0 ²¹	"alto"	-	IE ₀	-	-	-	"moderada"	-	FC ₁
1	"alto"	-	IE ₁	-	-	-	"moderada"	-	FC ₂
2	"alto"	-	IE ₂	-	-	-	"moderada"	-	FC ₃
3	"alto"	-	...	-	-	-	"moderada"	-	FC ₄
4	"alto"	-	...	-	-	-	"moderada"	-	FC ₅
5	"alto"	-	...	-	-	-	"moderada"	-	...
...	"alto"	-	...	-	-	-	"moderada"	-	
T _E	"alto"	-	IE _{TE}	-	-	-	"moderada"	-	...
		-	-	ID ₁	-	-	"moderada"	-	...
...	"alto"	-	-	...	-	-	"moderada"	-	...
T _D	"alto"	q _D	-	ID _{TD}	C _{Op1}	RB ₁	"moderada"	RL ₁	...
...	"alto"	...	-		...	...	"moderada"	...	...
...	"alto"	...	-		...	...	"moderada"	...	...
14	"alto"	q ₁₄	-		C _{Op14}	RB ₁₄	"moderada"	RL ₁₄	...
15	"alto"	q ₁₅	-		C _{Op15}	RB ₁₅	"moderada"	RL ₁₅	...
16	"alto"	q ₁₆	-		C _{Op16}	RB ₁₆	"moderada"	RL ₁₆	...
...	"alto"	...	-		...	...	"moderada"	...	...
T _P	"alto"	q _{TP}	-		C _{OpTP}	RB _{TP}	"moderada"	RL _{TP}	FC _{TP}

Figura 1. 7 – Modelo de fluxo de caixa de um projeto de E&P de petróleo

De posse dos valores de fluxo de caixa para cada ano de produção, FC_k ($0 \leq k \leq T$), podemos calcular o valor presente líquido (VPL) para este estado – condição de reserva, preços, impostos etc. – do projeto exploratório através do somatório dos valores atualizados a partir de uma determinada taxa de desconto i (taxa mínima de

²⁰ Os métodos de decisão econômica exigem a adoção de uma taxa de juros básica, geralmente denominada de taxa mínima de atratividade. Esta taxa representa a mínima rentabilidade pretendida nos novos projetos da empresa e é determinada em função das alternativas de emprego extensivo dos capitais da empresa. A taxa mínima de atratividade varia com a época e com a natureza do projeto e não pode ser inferior ao custo do dinheiro para a empresa. Na verdade, a escolha da taxa mínima de atratividade relaciona-se com a limitação de fundos disponíveis, em face do grande número de projetos potenciais que surgem em função do progresso tecnológico e das condições gerais do sistema econômico (MANNARINO, *op. cit.*).

²¹ Ano Zero é o instante inicial do Ano 1.

atratividade). A expressão do VPL da série é determinada pelo somatório dos fluxos de caixa para cada ano, sendo que os fluxos iniciais (correspondentes aos investimentos) são negativos:

$$\text{VPL} = \text{FC}_T / (1+i)^T + \text{FC}_{T-1} / (1+i)^{T-1} + \dots + \text{FC}_2 / (1+i)^2 + \text{FC}_1 / (1+i) + \text{FC}_0 \quad (1.2)$$

Onde:

- VPL: valor presente líquido do fluxo de caixa;
- T: tempo total do projeto ($T = T_E + T_D + T_P$);
- FC_k : fluxo de caixa anual ($0 \leq k \leq T$);
- i: taxa de desconto (em %).

Por fim, associam-se os valores monetários aos eventos da árvore de decisão. A figura 1.8 ilustra um “ramo” de árvore de decisão para um projeto de exploração de petróleo correspondente à fase de avaliação (poço de extensão com as respectivas respostas em termos de volume da acumulação). Desta forma, os resultados do modelo proposto serão do tipo:

$$\text{VME} = \text{PS}_1 \cdot \text{VPL}_1 + \text{PS}_2 \cdot \text{VPL}_2 + \dots + \text{PS}_n \cdot \text{VPL}_n \quad (1.3)$$

Onde:

- VME: valor monetário esperado;
- VPL: valor presente líquido para um estado de reserva;

- n : número de estados possíveis para a condição das reservas recuperáveis;
- PS_n : probabilidade de sucesso associada ao estado n da árvore de decisão.

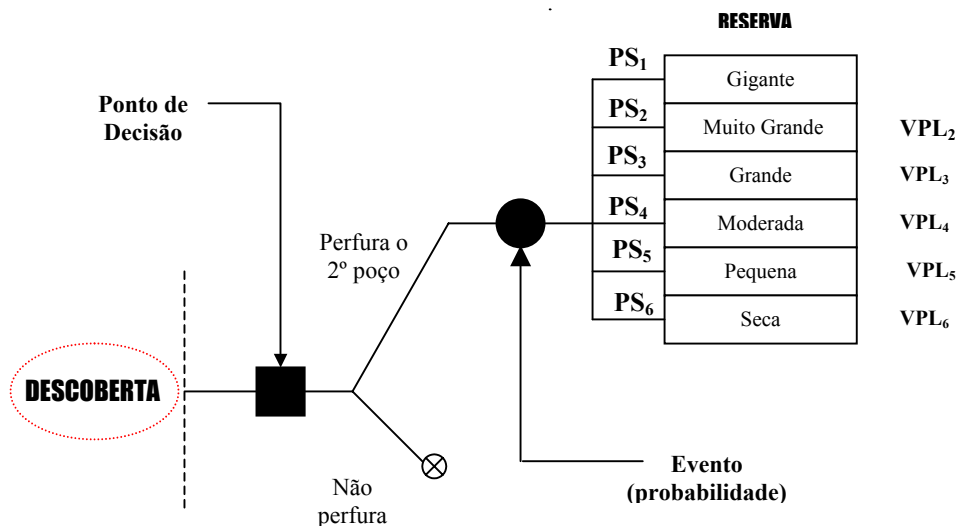


Figura 1. 8 – Trecho de árvore de decisão correspondente à avaliação de uma descoberta valorada com as probabilidades de sucesso (PS) e com os VPL associados aos vários estados de reservas.

1.6. Estrutura da dissertação

Após finalizarmos este primeiro capítulo correspondente à introdução da dissertação será apresentado no capítulo dois as características do atual modelo do setor petrolífero brasileiro, devido a importância do ambiente econômico e regulatório nas tomadas de decisão dos agentes inseridos no setor de E&P de petróleo. Discorre-se sobre o fim monopólio estatal do petróleo, sobre a reforma do setor, além de tópicos sobre regulação econômica. Discute-se, em especial, a atuação da Agência Nacional do Petróleo e os contratos de concessão para exploração e desenvolvimento de campos petrolíferos.

No capítulo três será abordada a questão das reservas de petróleo, tanto em âmbito mundial como em âmbito nacional. São definidos conceitos básicos sobre classificação de reservas de petróleo utilizada pelas principais agências e associações internacionais do setor. Apresentam-se também números referentes às reservas mundiais de petróleo e perspectivas futuras em termos de comportamento das reservas ao longo dos próximos anos. Este capítulo possui grande importância para o planejamento das atividades de E&P advindos da abertura do setor de petróleo nacional.

No capítulo quatro se apresentará uma revisão bibliográfica sobre a ferramenta mais utilizada nas tomadas de decisão em E&P: a teoria da decisão. A partir deste capítulo é possível conhecer as aplicações, as vantagens e as limitações na representação do processo decisório e assim propor uma abordagem mista para o problema através da utilização da teoria da decisão juntamente com a teoria dos conjuntos nebulosos.

No capítulo cinco serão apresentadas as bases teóricas para a abordagem proposta. Primeiramente se apresenta a lógica nebulosa (*fuzzy logic*) de maneira mais formal, o que inclui histórico, operações básicas, relações, números e conjuntos nebulosos, além de algumas aplicações. Posteriormente se procede a descrição das variáveis modeladas a partir da teoria dos conjuntos nebulosos.

No capítulo seis o modelo matemático desenvolvido será posto em prática a partir da análise de um bloco exploratório marítimo. Nesta análise são construídos vários cenários (taxa e tempo de produção, investimentos, tributos etc.) com o intuito de verificar o comportamento das decisões e a viabilidade econômica dos possíveis projetos de E&P no bloco exploratório em questão.

No capítulo sete serão apresentadas as conclusões e recomendações assim como as considerações finais da dissertação e sugestões de continuidade sobre o tema.

CAPÍTULO 2

O NOVO CONTEXTO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO

2.1. Considerações iniciais

Uma das grandes questões em discussão nas economias modernas refere-se ao papel que cabe ao Estado: investidor, interventor, regulador ou um misto dessas atribuições ? A resposta para esta questão é certamente difícil e sob certo ponto de vista até mesmo paradoxal, haja vista os interesses conflitantes dos agentes econômicos envolvidos e as particularidades econômicas, sociais e mesmo ambientais de cada país. Porém, o fato é que no cenário econômico de hoje Estado e mercado não podem mais ser vistos como alternativas polares e sim em fatores complementares de coordenação econômica.

Sem dúvida, o ambiente econômico, institucional e jurídico de um país influi sobremaneira no comportamento das empresas, dos consumidores e do próprio governo. As características e as tendências vigentes num dado momento ou época da sociedade refletem em muito nas tomadas de decisão destes agentes, onde via de regra, cada um destes busca maximizar seus objetivos. No caso das empresas privadas o objetivo insere questões de competitividade, maximização dos lucros e busca por novos mercados, enquanto que para os consumidores a busca é pela escolha ótima da cesta de consumo a partir de suas preferências e renda, tal como nos revela a microeconomia.

Quanto ao Governo, cabe o papel de mediar e/ou intervir nestes interesses, no sentido de equilibrá-los, pois na maioria das vezes estas “maximizações” são conflitantes. O papel de mediador é legado ao Estado quando num ambiente dito de mercado, onde existe, pelo menos teoricamente, um número relativamente grande de empresas concorrentes.

Partindo do princípio de que estas empresas não podem se sobrepor de forma ilegal uma sobre as outras se torna justificável a função reguladora do Estado através de órgãos específicos, evitando assim a ocorrência de anomalias econômicas (monopólios, cartéis, *dumping* etc.). É improvável uma economia funcionar de forma satisfatória para a maioria da sociedade sem a presença dos governos na economia, independentemente do modelo econômico adotado e do papel dirigido ao Estado. Num mercado competitivo, tal como vem se idealizando no Brasil, é fundamental a atuação dos órgãos de regulação e da adoção de regras claras com metas a serem cumpridas pelas empresas e concessionárias.

O atual cenário brasileiro é bastante peculiar neste ponto, haja vista a abertura econômica promovida nos últimos anos. Foram inúmeras privatizações, concessões, desregulamentações e novas regulamentações em vários setores da economia nacional. Esse longo processo de reestruturação do Estado construiu um novo contexto econômico, institucional e jurídico no País, porém, como relatado em ARAÚJO & PIRES (*op. cit.*), “a harmonização simultânea dessas novas tarefas não é trivial, principalmente por se tratar de um País que carece de uma cultura regulatória e, ao mesmo tempo, que necessita de uma rápida expansão da oferta dos serviços públicos.”

Há uma vasta literatura sobre a questão das reformas implementadas no Brasil, indo desde estudos e análises que defendem, seja parcial ou totalmente estas mudanças, ou mesmo aqueles que são favoráveis mas criticam o modelo utilizado para tal. Cada uma dessas linhas de pensamento, se assim podemos dizer, apresenta argumentos referentes à reforma do Estado e suas conseqüências para a sociedade. Destaca-se o estudo apresentado pelo Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA, 1994), intitulado de “Subsídios para a Reforma do Estado” – o qual foi direcionado para o então recente Governo Fernando Henrique Cardoso eleito em 1994 – onde foram traçadas diretrizes

visando reformar o Estado para sua nova atuação de regulador. Em BRESSER PEREIRA (1997) se apresenta a lógica e os mecanismos de controle na reforma do Estado brasileiro.

No que diz respeito ao setor energético, especificamente o setor de petróleo, interessantes tópicos sobre monopólio estatal, abertura do mercado, reservas de petróleo, concessão de áreas etc. são discutidos em MARINHO JR. (1989), RODRIGUES & DIAS (1994a), RODRIGUES & DIAS (1994b), FREIRE (1995), DUTRA *et al.* (1996), GUIMARÃES *et al.* (1996), ROSA (2000), FANTINI & ALVARENGA (2000) entre outros.

A forte característica estratégica do petróleo faz a discussão sobre a reforma desse setor torna-se ainda mais acalorada, haja vista as questões sobre reservas mundiais, concentração da produção, preços e mesmo os interesses das empresas internacionais. O fato, é que o petróleo não é uma simples *commodity* comercializada no mercado, pois sua produção é controlada pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e não por forças meramente de mercado²².

2.2. Novo paradigma de atuação do Estado nos serviços de infra-estrutura

A partir da segunda metade da década de 1970 começou a ser debatida a questão da intervenção estatal na economia, onde se responsabilizaram principalmente as empresas públicas e órgãos públicos pela maioria dos problemas econômicos do País. Uma forte campanha de não intervenção estatal ocorreu simultaneamente com os problemas financeiros do Estado Brasileiro devido principalmente às crises petrolíferas de 1973 e 1979 e ao crescimento expressivo da dívida externa então dolarizada (dólares

²² A OPEP não manipula diretamente os preços do petróleo; existe o controle das quotas de produção dos países-membros com conseqüente reflexão nos preços.

americanos). Passaram então a ser amplamente discutidos e questionados os modelos político e econômico dos governos militares (BORENSTAIN, *op. cit.*).

Além da escassez de recursos financeiros requeridos para a expansão dos serviços surgiu uma série de inovações tecnológicas, as quais viabilizaram a adoção de práticas de gestão mais eficientes. Isso também propiciou a criação de um ambiente mais competitivo, estimulando um amplo processo de privatizações (ARAÚJO & PIRES, *op. cit.*). Destaca o estudo do IPEA (*op. cit.*) que, “na área das empresas estatais, o complexo por elas formado sofreu distorções pelas ingerências políticas em sua atuação, pela falta de compensação dos encargos que lhes foram impostos no processo do crescimento econômico, pela falta de definição e de cobrança de seus padrões de desempenho e pela ênfase corporativista na atuação de seus quadros. Por tais razões muitas delas passaram depois a ser vistas mais como empresas deficientes a pesarem sobre os recursos públicos do que como alternativas para sustentar o desenvolvimento.”

Em termos práticos, foi a partir do Governo Fernando Collor de Melo (1990-1992) que as políticas públicas adotaram como meta as tendências de mercado, assumindo, assim, a redução da máquina estatal, a privatização de algumas companhias estatais e de concessionárias de serviços de utilidade pública. Verificou-se também a abertura aos mercados internacionais visando a integração da economia nacional ao comércio exterior. O Programa Federal de Desestatização (PFD) criado pela Lei 8031/90 surgiu como elemento fundamental nesse contexto, pois visava associar resultados econômicos através da reforma do Estado com a integração aos mercados internacionais. E assim, o processo de privatização dos serviços de infra-estrutura se realizou, mesmo diante de sérias críticas por parte de vários segmentos da sociedade.

Segundo o IPEA (*op. cit.*) o fracasso das desregulamentações do PFD se verificou na preocupação pontual com determinadas questões, havendo, portanto, a carência de

uma linha direcional que estabelecesse critérios consistentes sobre as áreas estratégicas a serem desregulamentadas. Visando implementar de modo efetivo a reforma do Estado brasileiro – corrigindo os erros detectáveis do PFD e propondo novos compromissos na agenda do então recém eleito Presidente Fernando Henrique Cardoso – foram propostas duas estratégias de ação para o processo de reforma do Estado:

- (i) reestruturação dos monopólios estatais: mantendo alguns monopólios estatais, introduzindo, porém, reformas administrativas e institucionais que assegurassem a sua maior eficiência;
- (ii) privatizações: mobilizando a iniciativa privada e os capitais privados e utilizando os mecanismos e instrumentos de mercado para um atendimento eficaz das necessidades sociais.

O primeiro item teve como sustentação básica a experiência brasileira no tocante às empresas estatais, pois diversas destas cumpriram e vêm cumprindo funções de importância fundamental para o desenvolvimento do País. Por conseguinte, era e é racional propor a manutenção de determinadas empresas estatais, haja vista a quantidade de recursos financeiros aplicados e o capital humano desenvolvido ao longo de décadas, além da visão estratégica de determinados setores. Para a realização de uma eficiente gestão das empresas públicas brasileiras foram e estão sendo criadas condições e incentivos de natureza financeira e administrativa. Isto implica fundamentalmente em separar com nitidez o nível de decisão política do nível de gestão operacional, fixando normas claras e transparentes de administração gerencial.

Assim, a ênfase de participação direta do Estado na produção de bens e na prestação de serviços que se verificou até alguns anos atrás cedeu lugar ao movimento de retirada do setor público dessas atividades, as quais deverão cada vez mais ser desenvolvidas pela iniciativa privada. A partir dessa ótica, o Estado regulador se faz necessário para permitir a liberdade de atuação dos agentes envolvidos e incentivar o crescimento, tal como ocorreu nos países que adotaram a política de reforma do Estado nestes moldes (EUA, Inglaterra, Alemanha, Suécia e Canadá entre outros).

Ao renunciar o controle direto das empresas nos setores de infra-estrutura e abrindo os setores para concorrência, o Governo Federal pretendeu obter uma maior eficiência produtiva e a geração de novos investimentos. A figura 2.1 mostra de forma simplificada os agentes que compõem o atual cenário econômico e institucional brasileiro e suas principais interações.

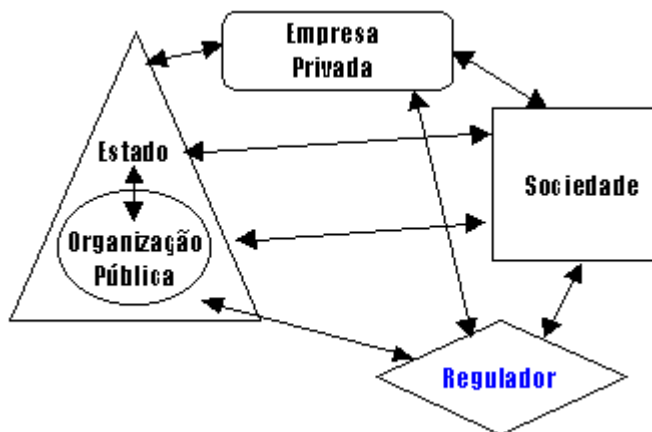


Figura 2.1 – Interações entre os vários agentes e posição do órgão regulador

Fonte: BORENSTEIN (2000)

A constituição das agências reguladoras independentes para exercer a missão imposta pelo novo contexto dos setores de serviços públicos adquiriu caráter essencial pelas seguintes razões (ARAÚJO & PIRES, *op. cit.*):

- aumento da complexidade setorial com a elevação do número de agentes envolvidos;
- necessidade crescente de arbitragem de conflitos;
- exigência de grande flexibilidade e agilidade na implementação de políticas *ad hoc* por meio de regulamentos, resoluções e portarias.

A legislação que criou as agências reguladoras brasileiras estabeleceu a outorga de delegação normativa aos seus diretores para a implementação prática de diretrizes técnicas adotadas nas áreas de suas competências. A missão regulatória dessas agências é de zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, monitorar o cumprimento desses contratos sob a ótica da qualidade e da expansão dos serviços e, por fim, regular a concorrência naqueles setores nos quais for possível introduzir um ambiente baseado na competição entre os agentes.

No contexto das transformações em curso, e em face da inovação que as agências representam no aparelho estatal, surge a necessidade de monitorar e avaliar permanentemente seus desempenhos, de modo a estimular seu aperfeiçoamento e favorecer sua maior integração à estratégia geral de desenvolvimento (CAMPOS *et al.*, 2000). É importante ressaltar que os ganhos de eficiência para o conjunto da economia que resulta dessa divisão de funções entre o público e o privado são dependentes de um adequado exercício do Governo e seus órgãos reguladores.

2.3. Abertura do setor de petróleo

Um dos fatores para a reforma do setor de petróleo no Brasil, concretizada através do marco histórico da flexibilização do monopólio, foi a necessidade de capital para

investimentos por parte da Petrobras – principalmente no segmento de *upstream*. Afirmava-se que a empresa – monopolizadora de todos os direitos exploratórios – não detinha capital suficiente para desenvolver áreas marginais e grande parcela das reservas provadas. A crescente demanda pelo petróleo observada ao longo da década de 1990 levou o governo a repensar e assim reformar o modelo de nacionalização do setor (RODRIGUES & PIRES, 1994a).

As críticas ao monopólio estatal foram intensificadas pela tendência de alta nos preços do petróleo experimentada no final dos anos 90 (figura 2.2) quando o barril passou da faixa de 10-12 dólares para 25-30 dólares. Atualmente, mesmo com os generalizados conflitos militares no Oriente Médio o preço do barril de óleo tem se mantido dentro de um patamar de 28-30 dólares, certamente devido à política de oferta adotada pela OPEP.

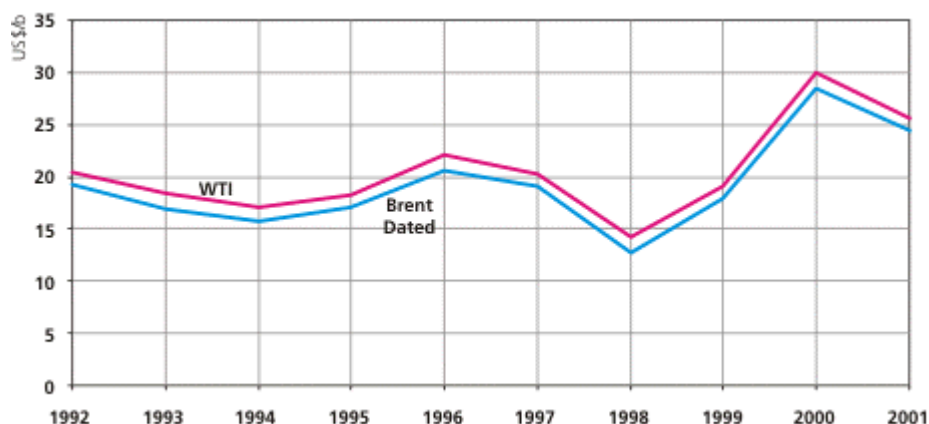


Figura 2.2 – Evolução dos preços médios anuais no mercado *spot* dos petróleos *Brent* e *WTI*

Fonte: ANP (2002a)

Os contratos de risco²³ realizados nas décadas de 70 e 80 foram uma primeira tentativa da estatal no sentido de permitir o acesso de outras companhias ao setor. Os

²³ Os contratos de risco revelam-se muito semelhantes aos contratos de partilha da produção, diferindo pelo fato de a remuneração se dar em dinheiro e não em óleo, ainda assim, no caso brasileiro era

contratos de risco refletiram a necessidade de investimentos em E&P no País, haja vista o contexto das crises petrolíferas e a conseqüente urgência do aumento da produção de petróleo pelo fato do crescimento das despesas inerentes às importações de óleo. De fato, a necessidade de um aumento abrupto na produção de petróleo não encontrou sua contrapartida em termos de capacidade de investimentos pela Petrobras. Entre 1975 e 1988 foram assinados 243 contratos de risco, os quais tiveram resultados pouco significativos uma vez que não houve nenhuma descoberta significativa de acumulações de petróleo²⁴.

Os primeiros passos na direção da abertura do setor de petróleo no Brasil foram dados ainda em 1990. No PFD foi extinto o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e criado o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC). Em novembro de 1995, o processo de abertura ganhou grande impulso com a promulgação da Emenda Constitucional n.º 9, a qual flexibilizou o monopólio do petróleo até então exercido pela Petrobras. Esta emenda foi regulamentada pela Lei 9.478 de 06/08/1997 e ficou conhecida como a “Lei do Petróleo”, pois dispõe sobre a política energética nacional nas atividades relativa ao monopólio do petróleo, instituindo também o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Na seqüência foi editado o Decreto n.2.455 de 14/01/1998 que criou a ANP em moldes legais, sendo que nesse mesmo ano a agência iniciou suas atividades. Naturalmente

permitido às companhias internacionais a opção de comprar parte da produção ao preço internacional. O contrato de partilha da produção baseia-se em dois princípios (RODRIGUES & PIRES, 1994b, *op. cit.*):
1º: O Estado, diretamente ou através de sua empresa estatal de petróleo, é o único possuidor dos direitos sobre os minerais e o subsolo de seu país. A execução de operações de E&P, no entanto, pode ser delegada a companhias privadas mediante assinatura de um contrato de serviço em que a companhia se compromete a assistir o Estado no desempenho das atividades de prospecção e extração;
2º: Apesar de, em alguns casos, o governo até solicitar ajuda financeira e técnica às empresas contratadas, estas somente fazem jus à remuneração pelos serviços prestados. Para tanto, recebem uma fração da produção total de cada área.

²⁴ Alguns números existentes na literatura atestam estes resultados: a soma dos investimentos realizados pela Petrobras com as trinta e cinco maiores empresas petrolíferas do mundo representou apenas 5% do total despendido no País no mesmo intervalo de tempo. Enquanto isto, os trabalhos exploratórios da Petrobras realizados paralelamente levaram a importantes descobertas de acumulações petrolíferas, principalmente na Bacia de Campos e na Amazônia (FANTINE & ALVARENGA, *op. cit.*).

essas mudanças na estrutura do mercado foram acompanhadas de significativa redução da interferência do governo no setor pela ação da Petrobras. Um outro fator que foi importante para a abertura do mercado brasileiro foi a questão dos investimentos externos que iriam ser realizados – e de fato estão – na indústria nacional, gerando emprego, renda e arrecadação de impostos para o País²⁵.

2.4. Atuação da Agência Nacional do Petróleo

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) é uma entidade integrante da Administração Federal indireta submetida ao regime autárquico especial e está vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Tem como principal função a promoção e a manutenção de um ambiente competitivo para o setor petrolífero. Na concepção de um ambiente de mercado para o setor são instrumentos fundamentais: a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas envolvidas em toda cadeia petrolífera.

Segundo o artigo 21 da Lei 9.478 todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva pertencem à União, cabendo sua gestão a ANP. Mesmo o acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais e também cabe a ANP sua coleta, administração e manutenção. A transferência de informações da Petrobras – até então detentora de todas

²⁵ O índice de nacionalização dos equipamentos e serviços a serem oferecidos tem sido um dos critérios de julgamento das ofertas nos processos de licitação de áreas exploratórias promovidos pela ANP. O peso dado à aquisição de bens e serviços tanto na fase de exploração como na etapa de desenvolvimento, que era relativamente baixo (15% da nota final) até a Quarta Rodada de Licitações, a partir da Quinta Rodada passou a ser 85% da nota final, ou seja, se tornará o fator preponderante na composição das ofertas.

as informações – para a ANP foi motivo de grandes discussões e deu origem a inúmeras críticas por parte de especialistas do setor.

Devido à reconhecida complexidade da extensa cadeia petrolífera (exploração, produção, transporte, refino e distribuição) a atuação da ANP se torna complexa, fato que é ainda mais agravado pela já citada inexperiência brasileira em matéria de regulação. A ANP nestes mais de quatro anos de existência tendo de promover desde a delimitação de blocos até o controle de qualidade de combustíveis nos postos de venda, vem montando o nascente mercado petrolífero brasileiro. Entretanto, ainda são visíveis as várias lacunas em termos de legislação para vários segmentos do setor, especialmente no que se refere aos licenciamentos ambientais para as várias atividades e operações.

Dentre as várias funções da ANP citadas na Lei 9.478 destacam-se aquelas relacionadas ao setor *upstream*:

- promover estudos visando à delimitação de blocos para concessão²⁶ de atividades de exploração, desenvolvimento e produção;
- elaborar editais e promover licitações para as referidas concessões;
- celebrar contratos de concessão e fiscalizar a sua execução.

Em um sistema de concessão a companhia ou consórcio de companhias recebe o direito de explorar uma determinada área e em caso de descoberta comercial tem o direito de produzir e comercializar o petróleo extraído, assumindo todos os riscos e

²⁶ São chamados de concessões os contratos em que o governo local concede a uma empresa ou consórcio de empresas o direito de exploração e produção de hidrocarbonetos, mediante regras como a participação obrigatória da estatal local em caso de descoberta comercial, pagamento de royalties etc. (RODRIGUES & DIAS, 1994b). Porém, no caso brasileiro, a participação da Petrobrás não é obrigatória nos projetos exploratórios de outras empresas petrolíferas, o que vem ocorrendo em termos práticos, é que, sendo a estatal brasileira detentora da tecnologia de exploração em águas profundas, geralmente as empresas estrangeiras procuram realizar parceiras. “O Concessionário assumirá sempre, em caráter exclusivo, todos os custos e riscos relacionados com a execução das Operações e suas conseqüências, cabendo-lhe, como

custos inerentes. O concessionário recebe então toda a receita proveniente da venda da produção, tendo que arcar com os pagamentos dos impostos incidentes sobre a mesma, tais como royalties, imposto de renda, impostos específicos e outros tributos variados (RODRIGUES & DIAS, 1994a). No caso específico das concessões brasileiras as participações governamentais foram estabelecidas pela Lei 9.478/97 e regulamentadas pelo Decreto nº 2.705/98 e compreendem (tabela 2.1):

- Bônus de Assinatura: correspondente ao montante ofertado pela empresa ou consórcio de empresas para obtenção da concessão de petróleo e gás natural não inferior ao valor mínimo fixado no respectivo edital de licitação, sendo recolhido diretamente pela ANP no ato da assinatura do Contrato de Concessão²⁷.
- Royalties: correspondente a 10% do valor bruto da produção, podendo a ANP reduzir para até o patamar de 5%, considerando os riscos geológicos presentes, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes.
- Participação Especial (PE): calculada trimestralmente e incidida sobre a receita líquida da produção individual de cada campo. A alíquota a ser adotada é calculada com base nos volumes produzidos, na localização da lavra (em terra ou na plataforma continental, em função da profundidade batimétrica) e no número de anos de produção (1º, 2º, 3º e 4º em diante) de acordo com as portarias específicas da ANP.

única e exclusiva contrapartida, a propriedade do Petróleo e Gás Natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ele recebidos no Ponto de Medição da Produção.” (ANP, 2001)

²⁷ O estabelecimento do valor do bônus de assinatura depende basicamente de dois pontos: percepção das empresas quanto ao valor econômico do bloco e expectativa de competição entre empresas.

- Pagamento da Ocupação ou Retenção de Área: valores unitários dos pagamentos pela ocupação ou retenção de área no primeiro ano do período exploratório são definidos nos respectivos editais de cada licitação.

TABELA 2.1 – ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

Participação Especial (R\$ milhões)			
Ano	1999	2000	2001
Brasil	0	1040	1722
RJ	0	416	683
Royalties (R\$ milhões)			
Brasil	984	1868	2134
RJ	380	736	858

Fonte: COLOMBI NETTO (2001)

Os concessionários também estão sujeitos a outras exigências (impostos e contribuições) previstas na legislação brasileira, dentre estas, a participação constante do artigo 52 da Lei 9.478/98 que estabelece o pagamento de um percentual de 0.5% a 1.0% do valor da produção ao proprietário da terra onde se localizar a lavra. Além desta tributação específica da indústria do petróleo incidem também as tributações normalmente aplicadas às demais indústrias:

- tributação sobre o Lucro: Contribuição Social sobre o Lucro Tributável²⁸ (cerca de 9%) e IR de Pessoa Jurídica (cerca de 25%);
- tributação sobre Operações: Pasep/Cofins e ICMS (alíquotas variáveis).

A figura 2.3 ilustra a distribuição de custos e receitas em um modelo de concessão onde geralmente o concessionário tem à sua disposição 100% da

produção. Entretanto, este deve usar parte de sua receita para recuperar os custos operacionais de extração e proceder ao recolhimento dos tributos incidentes. A recuperação dos investimentos também se faz por meio de amortizações (de Despesas pré-operacionais e Investimentos em Exploração) e depreciações (Investimentos em Desenvolvimento) segundo as regras do regime fiscal do País.

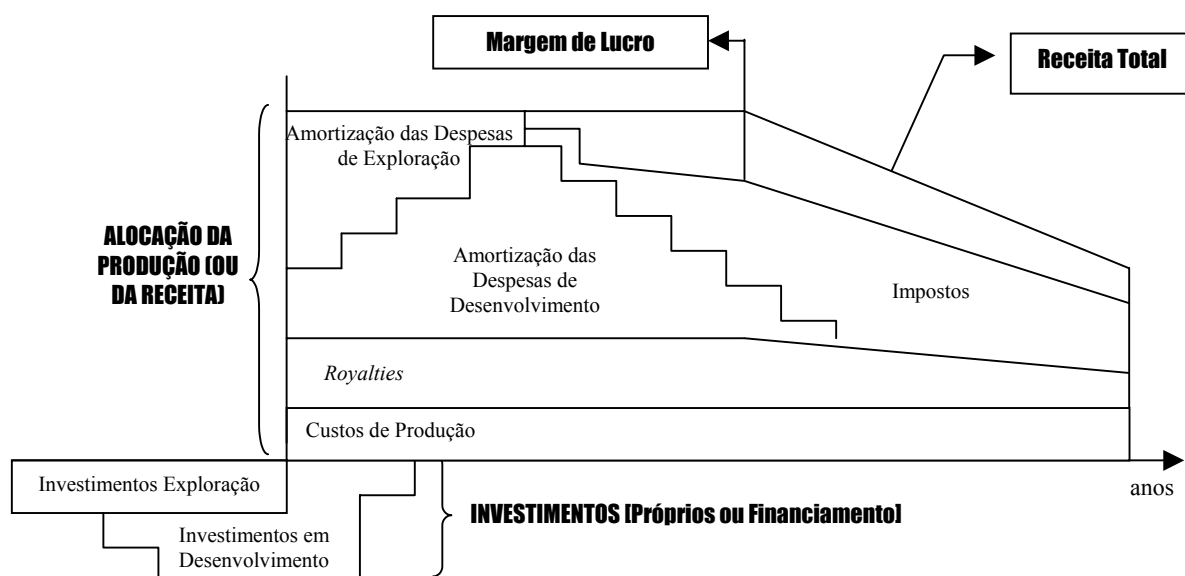


Figura 2.3 – Distribuição típica de custos e receitas em um modelo de concessão

Fonte: RODRIGUES & DIAS (1994a)

Até o momento foram realizadas cinco licitações²⁹ pela ANP com resultados relativamente satisfatórios tanto em termos de novos blocos exploratórios sob concessão como de arrecadação de divisas para a União (tabela 2.2). Porém, ainda não foram realizadas descobertas significativas em grande número nos blocos exploratórios.

²⁸ Lucro Tributável = Receita Bruta – (Royalty + Custos Operacionais + Investimentos Não-depreciáveis + Depreciação)

²⁹ Com a quebra do monopólio da Petrobras e com a criação da ANP em 1998, realizou-se a assinatura de 397 contratos de concessão de E&P entre a Petrobras e a ANP de acordo como a Lei n.º 9.478. Esta

TABELA 2.2 – RESULTADO DAS LICITAÇÕES PÚBLICAS DE BLOCOS
EXPLORATÓRIOS

Ano	Número de Blocos Concedidos	Total de Bônus (R\$ milhões)
1999	12	321
2000	21	468
2001	34	594
2002	21	94
2003	101	27
Total	186	1504

Fonte: ANP (2002a); ANP(2003b)

O quarto *round* do processo de licitações (*Round 4*) ocorreu em junho de 2002 e foram colocados à disposição um total de 54 blocos (39 em mar e 15 em terra) com grande diversidade de condições geológicas (águas profundas, águas rasas, bacias maduras e novas fronteiras), porém, apenas 21 áreas receberam oferta para concessão. O montante arrecado nesta quarta licitação pública em termos de bônus de assinatura foi de 94 milhões de reais, valor este bem menor se comparado com as três licitações anteriores. Vários fatores explicam esta diminuição na arrecadação dos bônus de assinatura: número menor de empresas participantes devido aos processos de fusão das empresas do setor ocorrido nos últimos anos, maior participação de empresas de médio porte e áreas licitadas com maior risco geológico. É fato que o atual cenário econômico mundial – pós-onze de setembro de 2001 – também influenciou em muito os interesses das empresas multinacionais.

Os resultados apresentados até o momento em termos de novas áreas produtoras³⁰, fruto da concessão dos 86 blocos em 1998 pela ANP no *Round 1* não vêm se mostrando promissores no que diz respeito à descoberta de grandes e mesmo

concessão também ficou conhecida como Rodada Zero. Dos 397 blocos concedidos, 28 blocos foram voluntariamente devolvidos pela companhia, os quais foram postos para concessão na primeira rodada.

de médios campos petrolíferos. Este fato afeta diretamente o interesse das companhias por novas áreas de exploração, explicando assim a diminuição observada na quarta rodada de licitações.

Na Quinta Rodada de Licitações foram introduzidas mudanças no modelo e formato das áreas para exploração, onde a principal delas é a introdução do sistema de células, semelhante ao adotado no Golfo do México³¹. Neste modelo as companhias interessadas têm o direito a fazer ofertas simultâneas para mais de uma célula, podendo então desenhar o tamanho e o formato de suas áreas de acordo com sua estratégia e capacidade de investimento. Além da formatação dos próprios blocos, as companhias puderam definir o programa exploratório mínimo que será incluído na oferta, passando a contar pontos na concorrência junto com o valor do bônus e o conteúdo local, que já eram considerados nas licitações anteriores.

2.5. Processo de licitação pública para aquisição de áreas exploratórias

As licitações públicas internacionais promovidas pela ANP têm como objetivo a contratação de empresas ou consórcios de empresas para a execução de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. A modalidade adotada para a realização destas licitações é denominada de *Sealed Bid Auction*, mais comumente conhecida como licitação com envelope fechado, a qual vem proporcionando tanto a competição entre as empresas do setor como também a oportunidade de associação entre as mesmas. Como as licitações públicas promovidas são de âmbito internacional, primeiramente são realizados *Roadshows* em vários países envolvidos nos negócios da indústria petrolífera, destacando-se aí

³⁰ A primeira fase dos trabalhos exploratórios referentes à primeira rodada de licitações foi concluída em agosto de 2001 com a devolução de 58 blocos concedidos.

os Estados Unidos da América do Norte, o Reino Unido, o Canadá e a Austrália. O cronograma de uma rodada de licitação no Brasil geralmente segue as seguintes atividades:

- ☑ Divulgação dos Setores e Blocos: sequência das áreas exploratórias abertas à concessão, englobando tanto setores marítimos como terrestres, muitas das vezes sob sugestão das próprias empresas petrolíferas atuantes no mercado.
- ☑ *Roadshows*: apresentações de natureza técnica e jurídica referentes às licitações nos países com interesse por novas áreas exploratórias, proporcionando assim a divulgação das várias oportunidades de negócios no setor brasileiro de exploração e produção.
- ☑ Publicação do Edital: divulgação de todas as informações e instruções legais fornecidas pela ANP a respeito das licitações das áreas exploratórias.
- ☑ Encaminhamento da Documentação de Habilitação: as empresas participantes na rodada de licitações devem cumprir os seguintes requisitos requeridos pela Agência Reguladora: apresentação do Documento de Manifestação de Interesse, do Termo de Confidencialidade e obtenção da qualificação técnica, jurídica e financeira³²;

³¹ As bacias sedimentares são divididas em setores que, por sua vez, são divididas em células.

³² A qualificação técnica das empresas é baseada nas respectivas experiências comprovadas em atividades de E&P, sendo que estas empresas podem solicitar a qualificação técnica como operadoras ou não-operadoras. As empresas qualificadas como operadoras são geralmente classificadas em três categorias: Operadora A; Operadora B e Operadora C, de acordo com suas operações e experiências no setor. A qualificação financeira das empresas interessadas é avaliada com base nas seguintes informações: demonstrações financeiras consolidadas; parecer contábil; classificação atual e histórica da empresa de acordo com o *Stanford & Poors Rating Services* (S&P) e o *Moody's Investor Services, Inc. (Moody's)* ou linhas de crédito (ANP, 2001).

- ☑ Pagamento da Taxa de Participação: além das qualificações as empresas necessitam realizar o pagamento da Taxa de Participação, cujos valores variam para cada setor onde se localizam os blocos que são licitados.

- ☑ Envio da Notificação de Habilitação e dos Envelopes para Apresentação das Ofertas: após as documentações e informações técnicas terem sido enviadas pelas respectivas empresas interessadas, a ANP é encarregada de divulgar a qualificação obtida dentro do prazo de 21 dias úteis. Caso necessário a ANP pode realizar pedidos de informações adicionais visando um aprofundamento sobre as empresas interessadas no(s) bloco(s). As decisões sobre a habilitação de qualquer empresa ou consórcio são tomadas unicamente pela ANP através de uma comissão especial.

- ☑ Entrega da Caução de Garantia de Oferta: para garantir a obrigação do concorrente vencedor da licitação assinar o Contrato de Concessão para o bloco em que for vencedor, cada empresa ou consórcio deve fornecer para cada bloco que deseje apresentar proposta uma Caução de Garantia à ANP. Os valores das cauções variam de acordo com o tipo de bloco operado (A, B ou C). Empresas ou consórcios que apresentam ofertas para mais de um bloco devem assegurar que dispõe de um número suficiente de Cauções de Garantia, de modo a não serem limitadas em suas capacidades de apresentarem ofertas. As cauções dos concorrentes que não forem vencedores em um determinado bloco são devolvidas pela ANP.

- ☑ Apresentação das Ofertas: as ofertas são elaboradas isoladamente para cada bloco licitado e são entregues em envelopes padrão lacrados fornecidos pela Agência. As ofertas consistem em:

- **Investimentos Locais Mínimos na Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento (“Conteúdo Local”):** os contratos de concessão estabelecem valores mínimos obrigatórios de aquisições de bens e serviços junto a fornecedores locais, expressos em percentagem dos investimentos totais despendidos de acordo com a tabela 2.3. Além destes percentuais mínimos obrigatórios as empresas concorrentes podem oferecer percentuais adicionais. Possui peso de 40% no cálculo da oferta final.

TABELA 2.3 – PERCENTUAIS MÍNIMOS OBRIGATÓRIOS DE INVESTIMENTOS PELAS CONCESSIONÁRIAS

Qualificação Operacional do Bloco	Fase de Exploração (Fator E)	Etapa de Desenvolvimento (Fator D)
A	30%	30%
B	50%	60%
C	70%	70%

Fonte: ANP (2003)

- **Programa Exploratório Mínimo (PEM):** no primeiro período o PEM faz parte da oferta de acordo com a proposta da empresa concorrente (expresso em Unidades de Trabalho). Caso o concessionário se decida continuar com o bloco após o término do primeiro período, o PEM do se constitui na perfuração de um poço exploratório. Possui peso de 30% no cálculo da oferta final. No anexo 1 é apresentado o PEM utilizado na Quinta Rodada de Licitações Públicas realizada pela ANP.
- **Bônus de Assinatura:** são estabelecidos pela ANP valores mínimos de acordo com a classificação das operadoras (tabela 2.4). Possui peso de 30 % no cálculo da oferta final.

TABELA 2.4 – VALORES MÍNIMOS DE BÔNUS DE ASSINATURA

Qualificação Operacional do Bloco	Valor Mínimo [Mil Reais]
A	100
B	20
C	10

Fonte: ANP (2003)

☑ Julgamento das Ofertas: o vencedor do bloco é a empresa ou consórcio cuja oferta obtiver a maior nota de acordo com o critério de atribuição de pontos e pesos da ANP.

☑ Assinatura dos Contratos de Concessão.

Vale salientar que diante da importância econômica e estratégica do setor de petróleo, a ANP pode revogar no todo ou em parte, a qualquer tempo, as licitações por ela realizadas, se forem verificadas razões de interesse público. Pertencem à União os depósitos de petróleo e gás natural existentes no território nacional de acordo com o artigo terceiro da Lei do Petróleo.

2.6. Contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural

A empresa ou o consórcio de empresas vencedor das licitações para uma determinada área exploratória tem como última etapa a assinatura do Contrato de Concessão. Este contrato é o documento legal que contém todas as obrigações e direitos

tanto por parte da ANP como por parte do concessionário. Devido a importância jurídica e técnica deste documento é importante apresentar alguns pontos nele contido. Além de todas as características jurídicas de um contrato típico (definições, objeto, participações, rescisão, regime jurídico, penalidades etc.), o Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural possui importantes cláusulas de natureza técnica, tal como as cláusulas referentes às fases de Exploração e Avaliação, Desenvolvimento e Produção. O contrato é composto de seis capítulos e possui um total de 35 cláusulas, sendo aqui o enfoque dirigido aos capítulos 2 e 3 referentes.

Fase de Exploração (Cláusula Quinta)

- **DURAÇÃO:** a fase de exploração começa na data de entrada em vigor do contrato de concessão e tem a duração máxima especificada no Programa Exploratório Mínimo (PEM) – variando de 2 a 8 anos. Esta fase é dividida em 2 períodos, cada um com duração específica de acordo com o setor exploratório. Ao final de cada período de exploração o concessionário deve devolver à ANP a totalidade da área da concessão original. No encerramento da fase de exploração o concessionário somente retém as áreas de desenvolvimento aprovadas pela ANP.
- **OPÇÕES APÓS A CONCLUSÃO DO PEM:** Depois de haver cumprido integralmente as obrigações de trabalho estabelecidas no PEM para os 2 períodos de exploração, o concessionário pode a seu critério e mediante notificação por escrito à ANP: dar prosseguimento à fase de exploração iniciando o período subsequente (perfuração de poço exploratório); ou encerrar a fase de exploração retendo apenas

eventuais áreas estabelecidas como potencialmente produtoras; ou informar não ter havido descobertas que justifiquem investimentos em desenvolvimento, o que implica na extinção do Contrato de Concessão e na total devolução da área de concessão.

Etapa de Descoberta e Avaliação (Cláusula Sexta)

- **NOTIFICAÇÃO DE DESCOBERTA:** qualquer descoberta dentro da área de concessão deverá ser notificada pelo concessionário à ANP em caráter exclusivo no prazo máximo de 72 horas, sendo a respectiva notificação acompanhada de todos os dados e informações disponíveis.
- **AValiação:** o concessionário pode a seu critério avaliar uma descoberta de petróleo durante a fase de exploração. A avaliação da descoberta deve ser realizada integralmente e necessariamente durante a fase de exploração que em nenhuma hipótese pode ser prorrogada, exceto em situações especiais. Caso o concessionário decida avaliar a descoberta, o mesmo deve notificar a ANP e entregar a mesma, antes do início proposto para as atividades de avaliação da descoberta, o respectivo Plano de Avaliação preparado segundo a legislação brasileira aplicável.

Declaração de Comercialidade (Cláusula Sétima)

- **OPÇÃO DO CONCESSIONÁRIO:** antes do término da fase de exploração o concessionário, por meio de notificação à ANP, efetuará ou não a declaração de comercialidade da descoberta ora avaliada. Cabe ao concessionário, a seu critério

exclusivo, a decisão de fazer ou não a declaração de comercialidade da descoberta avaliada.

- **DEVOLUÇÃO DA ÁREA DA DESCOBERTA:** se o concessionário decidir não fazer a declaração de comercialidade de uma descoberta avaliada, ou se, tendo efetuado a declaração de comercialidade deixar de entregar à ANP no prazo devido o plano de desenvolvimento exigido, a área em questão está sujeita à devolução.
- **CONTINUAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E/OU AVALIAÇÃO:** o fato de o concessionário efetuar uma ou mais declarações de comercialidade não implicará na redução ou modificação dos direitos ou obrigações de exploração do concessionário.

Fase de Produção (Cláusula Oitava)

- **DURAÇÃO:** a fase de produção de cada campo inicia na data da entrega pelo concessionário à ANP da declaração de comercialidade e tem duração máxima de 27 anos, podendo ser reduzida ou prorrogada.
- **DEVOLUÇÃO DO CAMPO:** concluída a fase de produção ou extinto o Contrato de Concessão o campo é devolvido à ANP, que poderá, se assim julgar conveniente, adotar medidas cabíveis para prosseguir com a operação do mesmo. No prazo de um ano antes do término da fase de produção o concessionário deverá submeter à ANP um programa de desativação das instalações, descrevendo em detalhe a proposta de tamponar e abandonar os poços, a desativação e remoção de plantas, equipamentos e outros ativos e todas as demais considerações relevantes da área de concessão.

Plano de Desenvolvimento (Cláusula Nona)

- **CONTEÚDO:** dentro do prazo de 180 dias contados da data de entrega de uma declaração de comercialidade, o concessionário entregará à ANP o respectivo plano de desenvolvimento, praticado de acordo com a legislação brasileira aplicável e com as melhores práticas da indústria do petróleo³³.
- **EXECUÇÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO:** uma vez aprovado o plano de desenvolvimento o concessionário conduzirá todas as operações.
- **EXTINÇÃO ANTECIPADA QUANTO À ÁREA DE DESENVOLVIMENTO:** durante a fase de produção o concessionário poderá, mediante notificação, resilir o contrato e submeter concomitantemente um programa de desativação das respectivas instalações, descrevendo em detalhe a proposta de tamponar e abandonar os poços, a desativação e remoção de plantas, equipamentos e outros ativos e todas as demais considerações relevantes.
- **CONSTRUÇÕES, INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS:** são de responsabilidade do concessionário, por sua conta e risco, todas as construções, instalações e

³³ Por “Melhores Práticas da Indústria do Petróleo” entende-se as práticas e procedimentos geralmente empregados na indústria de petróleo em todo o mundo, por operadores prudentes e diligentes, visando principalmente a garantia de: (a) conservação dos recursos petrolíferos e gaseíferos, que implica na utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável, com o correspondente controle do declínio das reservas, e à minimização das perdas na superfície; (b) segurança operacional que impõem o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança operacional; (c) proteção ambiental que determina a adoção de métodos e processos que minimizem o impacto das operações no meio ambiente.

fornecimento dos equipamentos para a extração, tratamento, coleta, armazenamento, medição e transferência da produção.

Programas de Produção (Cláusula Décima)

- **PROGRAMA DE PRODUÇÃO:** a cada ano civil o concessionário deve entregar à ANP, para cada campo, o Programa de Produção de acordo com o plano de desenvolvimento. Este Programa de Produção deve também conter explicações cabíveis, sempre que o total anual da produção nele indicado sofrer variação igual ou maior do que 10% quando comparado com o total anual respectivo no Plano de Desenvolvimento em vigor aplicável ao campo.
- **VARIAÇÃO AUTORIZADA:** o volume efetivamente produzido em cada campo a cada mês não poderá variar em mais de 15% em relação ao nível de produção previsto para o mês em questão, exceto quando essa variação resultar de motivos técnicos, caso fortuito ou força maior.

Entrega e Disponibilidade da Produção (Cláusula Décima Primeira)

- **TRANSFERÊNCIA DE PROPRIEDADE:** ao concessionário cabe receber e assumir no ponto de medição da produção a propriedade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos. Está também assegurado ao concessionário a livre disposição dos volumes de petróleo e gás natural por ele recebido.
- **ABASTECIMENTO DO MERCADO NACIONAL:** se em caso de emergência nacional, declarada pelo Presidente da República, houver necessidade de limitar

exportações de petróleo ou gás natural, a ANP pode mediante notificação determinar que o concessionário atenda às necessidades do mercado interno.

2.7. Atual posição da Petrobras

O mercado competitivo idealizado para o setor nacional de petróleo tem como uma de suas premissas básicas a atuação da Petrobras como uma empresa independente, tanto no aspecto financeiro como no aspecto político. A estrutura regulatória vigente para o setor de petróleo exige que a companhia atue como mais um *player* no mercado de *upstream* e *dowstream*. De maneira que, a situação atual da Petrobras é bastante distinta quando no cenário anterior, onde a missão da companhia era assegurar o abastecimento do mercado nacional de óleo, gás natural e derivados através das atividades definidas na Constituição Federal e na Lei 2004.

Com a reforma do setor a estatal tem como objetivos atuar de forma rentável nas atividades da indústria de óleo e gás, nos negócios relacionados e nos mercados nacional e internacional. O artigo 32 da Lei 9.478/97 ratificou os direitos da estatal sobre os campos que já estavam em efetiva produção e nas áreas exploratórias em que ela comprovou capacidade técnica e financeira para o futuro projeto de desenvolvimento da produção. Com estas concessões – os chamados blocos azuis – a estatal pôde formar sua carteira de projetos visando atuar no ambiente de mercado livre que vem se delineando para o setor.

De um modo geral, a Petrobras se beneficiou com a abertura do setor, pois além de modificar substancialmente sua realidade financeira³⁴, hoje ela se configura como uma empresa detentora da tecnologia e da experiência nas bacias sedimentares marítimas

³⁴ Os lucros da Petrobras foram crescentes com a inserção da empresa no mercado internacional devido a prática de preços de mercado (*border price*).

brasileiras. Isto se constitui numa expressiva vantagem competitiva da empresa no setor, o que tem permitido a realização de vários números contratos e parcerias, tanto no Brasil como no exterior.

Nas quatro licitações promovidas pela ANP a Petrobras liderou o número de concessões, seja como operadora exclusiva, seja em consórcio com outras empresas. Outra importante decorrência da abertura do setor para a empresa foi a possibilidade de desenvolver novas formas de cooperação entre as empresas petrolíferas, haja vista a necessidade de redução dos riscos financeiros envolvidos na E&P de petróleo *offshore*. Já foram assinados vários contratos de parcerias entre a Petrobras e várias empresas nacionais e internacionais³⁵.

É fundamental ressaltar que o fato da Petrobras deter o conhecimento de boa parte das bacias sedimentares brasileiras e da logística do suprimento nacional e internacional, confere a um papel muito importante no sentido da representação do Brasil junto ao mercado petrolífero mundial. A importância da existência de uma empresa estatal integrada e forte no setor petróleo é essencial, já que se observa uma tendência mundial de fusões entre grandes empresas privadas e também de crescentes associações dessas empresas privadas com as gigantescas estatais do Oriente Médio, da África, da Ásia e da América do Sul.

³⁵ Em 1999 foram assinados 20 contratos para os blocos adquiridos no *Round 1*, além de 11 contratos de exploração da empresa para *farm-out* (venda de ativos). Com o objetivo de ajustar sua carteira de projetos a Petrobras vem realizando a venda de campos maduros para empresas de menor porte, visando se desfazer de áreas pouco rentáveis e também visando estimular a participação de pequenas empresas do setor.

CAPÍTULO 3

A QUESTÃO DAS RESERVAS MUNDIAIS E NACIONAIS DE PETRÓLEO

3.1. Considerações iniciais

O incremento das atividades exploratórias é essencial para o descobrimento de novas reservas e consequentemente para a produção futura de petróleo, sendo assim fundamental no planejamento energético do País. Porém, o nível de produção das reservas nacionais de petróleo é um tema bastante discutível. Especialistas afirmam que a adoção de níveis de produção mais baixos é hoje mais importante estrategicamente do que a produção acelerada objetivando a auto-suficiência e exportação. O declínio das reservas mundiais, o crescimento da demanda e a ausência de grandes descobertas observadas nos últimos anos podem levar a um aumento expressivo do preço do petróleo no mercado internacional no médio-longo prazo.

Questões sobre reservas, produção e consumo do petróleo é ponto de controvérsia entre especialistas do setor. Enquanto os mais pessimistas afirmam que a era do petróleo tem no máximo mais vinte ou trinta anos, outros, mais otimistas acreditam que a duração das reservas atuais e futuras é da ordem de oitenta a cem anos. Alegam que a crescente capacitação tecnológica³⁶ proporcionará um tempo maior para a era do petróleo.

Ao analisar diversos estudos sobre as reservas mundiais de petróleo (BERG *et al.*, 1974, CONANT & GOLD, 1981, ROTSTEIN, 1990) é notório que na maior parte destes pairam conclusões semelhantes: acreditava-se que para o nível de reservas da época, a era do petróleo não ultrapassaria o século XX devido ao esgotamento das

³⁶ Principalmente em recuperação não-convencional de petróleo e em exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.

reservas e do desenvolvimento de novas fontes energéticas. É fato que o petróleo será a forma predominante de energia pelo menos até os próximos quarenta anos, mesmo considerando um cenário de alto crescimento econômico mundial e conseqüentemente de alto crescimento na demanda de energia.

3.2. Alguns conceitos

A indústria do petróleo utiliza o diagrama de McKelvey (figura 3.1) para a análise das restrições de ordem econômica e tecnológica na definição das reservas e dos recursos petrolíferos³⁷. Porém, não existe uniformidade de critérios sobre definição, classificação e métodos de estimativas de reservas petrolíferas, é comum as empresas de petróleo estabelecerem critérios e normas próprias de modo a garantir uniformidade nas suas estimativas e na adequação ao planejamento e gerenciamento da empresa.

Devido a inúmeras limitações (definição de volumes, estudos de viabilidade técnico-econômica, comparação entre reservas de empresas e países) se tornou necessário a elaboração de um sistema único de classificação destes recursos. Atualmente as empresas tendem a se basear nos critérios do código internacional da SPE (*Society of Petroleum Engineers*) e do WPC (*World Petroleum Congresses*), de modo que as suas reservas possam ser reconhecidas por instituições internacionais e comparadas com as de outras empresas e países (THOMAS, *op. cit.*).

³⁷ Reserva é o volume de petróleo, de reservatórios conhecidos, que pela análise dos dados de geologia e engenharia, sob condições econômicas, regulamentares e com métodos de operação vigentes na época da avaliação. Por recursos entende todos os demais volumes que não se enquadram como reservas. Esta definição foi proposta por McKelvey em 1972. Atualmente são utilizados diagramas adaptados especificamente para a indústria do petróleo.

Diagrama de McKelvey: Classificação de Reservas e Recursos Minerais

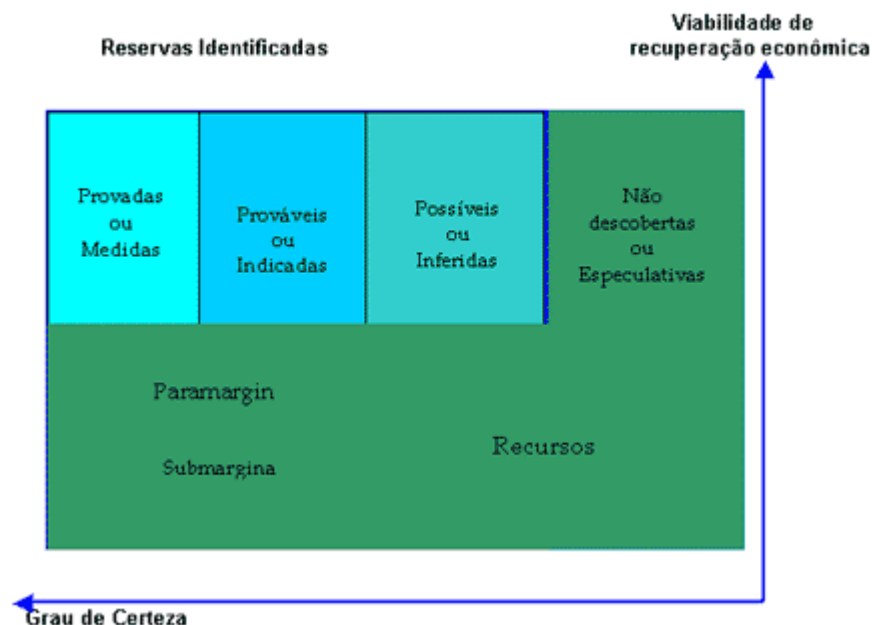


Figura 3.1 – Diagrama de McKelvey

Fonte: Portal Gás e Energia

Em 1997 a SPE/WPC aprovaram um conjunto de definição e classificação para as reservas de petróleo. Em 2000 a SPE/WPC juntamente com AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*) publicou um outro documento de forma a complementar o sistema de classificação e definição das acumulações de petróleo. Neste artigo foi proposto também um novo sistema de classificação visando a otimização e uma melhor gestão de carteiras de projetos (SPE, 2001).

A metodologia SPE/WPC para reservas é baseada no grau de certeza, isto é, uma abordagem probabilística associado ao volume de óleo:

- Reservas Provadas³⁸, Reservas P90 ou Reservas P (provadas): são as reservas que existem com 90% de probabilidade de ocorrência;

³⁸ Nos EUA a SEC (*Securities and Exchange Commission*) – órgão regulador do mercado financeiro norte- americano – propõe para as companhias do setor petrolífero classificar como reservas provadas somente aquelas com alto grau de probabilidade de ocorrência e que possam ser produzidas com a tecnologia vigente à preços competitivos. Devido a esta metodologia da SEC as reservas estimadas pelas

- Reservas Prováveis, Reservas P50 ou Reservas 2P (provadas + prováveis): são as reservas que existem com 50% de probabilidade de ocorrência;
- Reservas Possíveis, Reservas P10 ou Reservas 3P (provadas + prováveis + possíveis): são as reservas que existem com 10% de probabilidade de ocorrência.

As principais definições do sistema de classificação SPE/WPC estão representados na figura 3.2. Este sistema de classificação é na verdade um aperfeiçoamento do diagrama de McKelvey para o caso particular da indústria do petróleo no atual cenário econômico e tecnológico.

agências internacionais se aproximam bastante das reservas P90. Este fato, porém, tende a subestimar as reservas norte-americanas e mesmo as reservas mundiais de petróleo, haja vista que matematicamente, a soma de reservas P90 de uma determinada região, tem como resultado um valor menor que o real. Segundo os autores Campbell e Laherrère o mais indicado é o uso das reservas P50 na totalização das reservas, pois além de oferecerem um número que abrange as reservas provadas e prováveis, as reservas P50 ao se somarem tendem a minimizar os erros. Como as reservas P90 tendem a ser subestimadas, ao longo da produção elas também comportam um número maior de incrementos. Isto explica o aumento nas reservas norte-americanas e mundiais mesmo sem haver ocorrido novas descobertas significativas. Para o estabelecimento das condições econômicas a serem utilizadas na estimativa das reservas pode-se considerar o histórico de preços de petróleo e custos associados, bem como as obrigações contratuais, procedimentos corporativos e regulamentações governamentais.

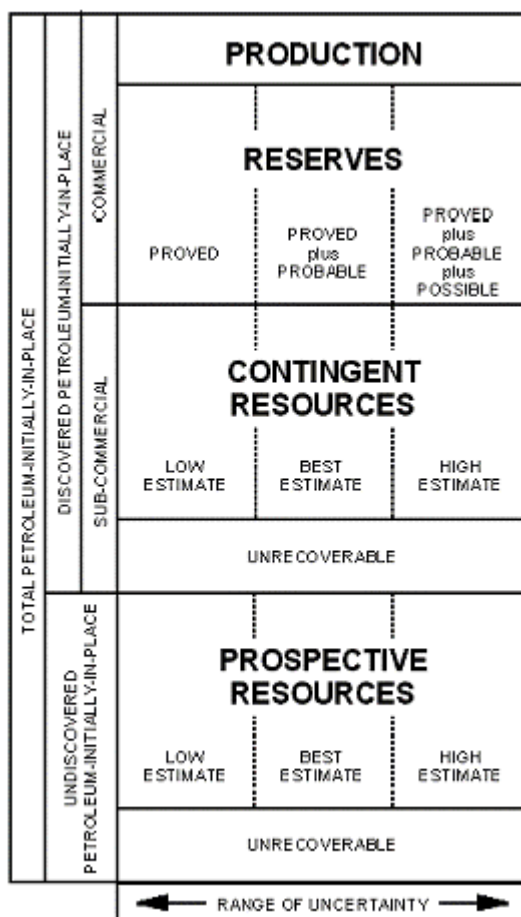


Figura 3.2 – Sistema de Classificação de Recursos Petrolíferos

Fonte: SPE (*op. cit.*)

Neste sistema de classificação o eixo horizontal (*range of uncertainty*) representa a incerteza na estimação do volume de determinada acumulação de petróleo e o eixo vertical representa as várias definições associadas ao volume de uma acumulação. Estes vários níveis classificam a quantidade total de petróleo *in place* em:

- *Prospective Resources*: volume ainda não descobertos;
- *Contigent Resources*: volume descoberto que não são classificados como reservas;
- *Reserves*: volume de petróleo descoberto e comercial;
- *Production*: volume de petróleo pronto para produção.

Uma particularidade deste sistema de classificação se refere ao volume associado ao termo “Recursos Contingentes”, que é a parcela de petróleo já descoberta, porém, ainda sub-comercial por fatores de caráter econômico, tais como comercialidade, condições operacionais, demanda de mercado, tecnologia para produção, aprovação governamental, aspectos de regulação, entre outros.

3.3. Reserva Técnica x Reserva Política

Analizando os números oficiais das reservas mundiais de petróleo é possível verificar que os mesmos variam de forma considerável de uma associação internacional para outra. A razão para esta variabilidade abrange uma série de questões de natureza técnica, econômica e política. Em LAHERRÈRE (2001a) as informações sobre as reservas mundiais de petróleo são divididas em dois grupos: reservas políticas (oficiais) e reservas técnicas (determinadas a partir de projeções estatísticas). Enquanto as chamadas reservas políticas – oriundas do *American Petroleum Institute* (API), *BP Review*, *World Oil* (WO), *Oil and Gas Journal* (OGJ), OPEP e outras organizações do setor – estão em crescimento, as reservas técnicas se apresentam em declínio acentuado (figura 3.3). Segundo LAHERRÈRE (2001b) os números apresentados para as reservas oficiais não são os mais próximos da realidade, pois necessitam de critérios técnicos mais precisos e realistas.

Em CAMPBELL & LAHERRÈRE (1998) são destacados os erros existentes nas projeções oficiais para a produção mundial e conseqüentemente para as reservas mundiais de petróleo³⁹. O primeiro erro seria a excessiva credibilidade dirigida às estimativas das reservas mundiais oferecidas pelas organizações do setor, que, segundo

³⁹ A relação Reserva/Produção (R/P) consiste num índice utilizado para avaliar a situação de oferta frente a demanda.

os autores, refletem não somente projeções estatísticas como também fortes interesses econômicos, políticos e estratégicos. O segundo erro se refere à produção de óleo no tempo que é considerada como constante nas estatísticas mundiais⁴⁰.

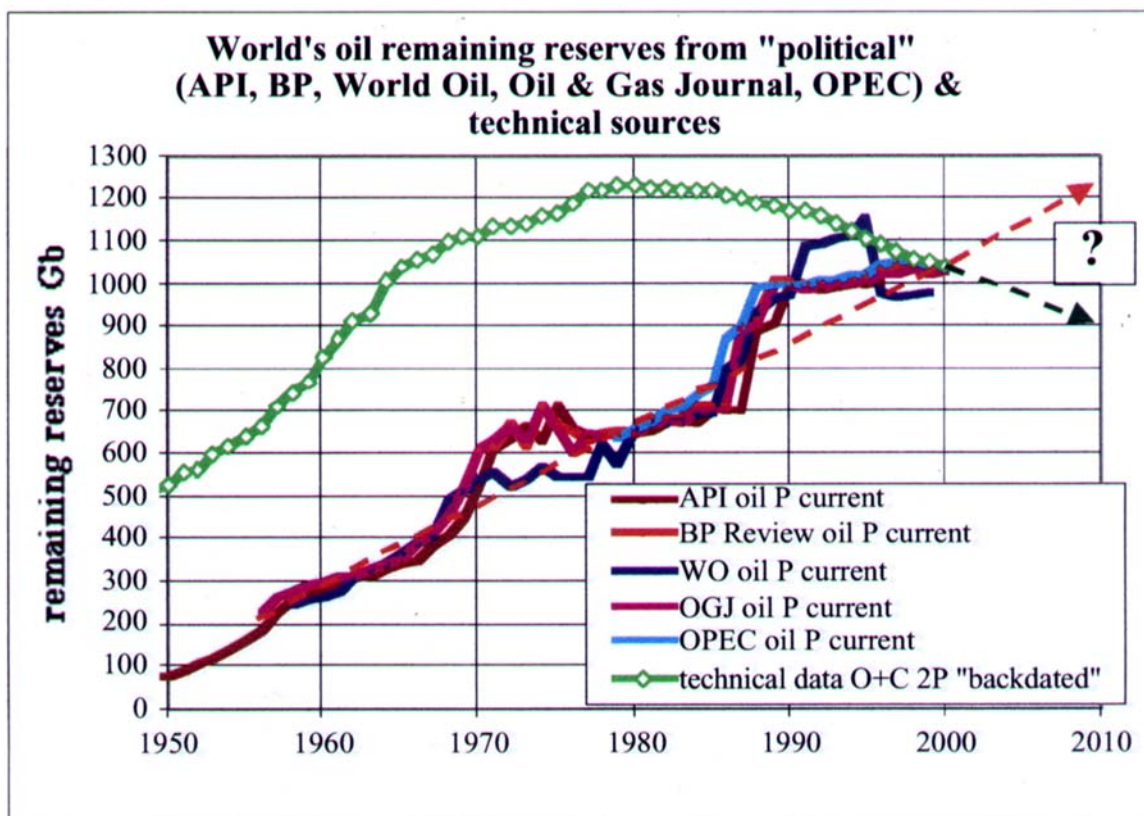


Figura 3.3 – Reserva Técnica X Reserva Política

Fonte: LAHERRERE (2001a)

De acordo com o modelo desenvolvido em CAMPBELL & LAHERRÈRE (*op. cit.*), baseado em modelos e técnicas de estimação de reservas⁴¹ e também considerando

⁴⁰ Uma área produtora de petróleo possui inicialmente produção crescente até atingir um ponto de máximo, a partir do qual inicia um decaimento aproximadamente exponencial até o ponto de abandono. Esta premissa não é adotada pelos institutos do setor ao realizarem suas respectivas correções anuais das reservas mundiais. Esta simplificação superestima a produção de hidrocarbonetos.

⁴¹ Em 1956 o geólogo M. King Hubbert desenvolveu uma eficiente técnica de estimação para a produção de petróleo que é utilizada até os dias de hoje. Hubbert observou que para um região produtora qualquer, a extração dos recursos petrolíferos cresce segundo uma função do tipo gaussiana, passando pelo ponto de máximo (pico de produção) aproximadamente no ponto correspondente a metade das reservas totais – desde que a produção seja realizada com 100% da capacidade. O trabalho de CAMPBELL & LAHERRÈRE (*op. cit.*) faz uso desta técnica de simulação juntamente com outras metodologias e hipóteses.

algumas hipóteses sobre a descoberta de novos campos⁴², as reservas P50 mundiais ao final do ano de 1996 eram de aproximadamente 850 bilhões de barris. Este número é bem mais conservador quando comparado com os números fornecidos no *Oil and Gas Journal* (1019 bilhões de barris) e no *World Oil* (1160 bilhões de barris) para o mesmo ano. Além da diferença absoluta observada entre estes valores, deve-se atentar também que as estimativas realizadas em CAMPBELL & LAHERRÈRE (*op. cit.*) consideram no cálculo as reservas P50, enquanto as estimativas oficiais são baseadas no conceito de reservas P90, ou seja, considerando somente as reservas provadas, que naturalmente são menores que as reservas P50.

3.4. Reservas mundiais

Os últimos números apresentados pela ANP referente às reservas provadas mundiais de petróleo (óleo cru + condensado) – advindos do relatório estatístico do *BP-Amoco Statistical Review of World Energy* – contabilizam reservas provadas da ordem de 1039 bilhões de barris (figura 3.4).

⁴² Estatisticamente a ocorrência das diferentes magnitudes na natureza tende a seguir uma distribuição matematicamente simulável como uma curva log-normal assimétrica com moda situada à esquerda da média. Em outras palavras, a maior frequência de campos está concentrada abaixo do tamanho médio. Outro aspecto a ser considerado é o estágio exploratório de uma determinada bacia. Em geral, os campos de maiores dimensões tendem a ser descobertos nos estágios iniciais da história exploratória de uma bacia, enquanto que em um estágio de maturidade avançada, a tendência é para ocorrência de descobertas de pequeno porte. Além de afetar a eficiência exploratória, esse fato interfere também nos custos de desenvolvimento e produção. À medida que uma bacia se aproxima da maturidade exploratória, torna-se progressivamente mais oneroso produzir cada barril de “óleo novo”, acima do qual o processo se torna antieconômico (NEPOMUCENO FILHO, *op. cit.*).

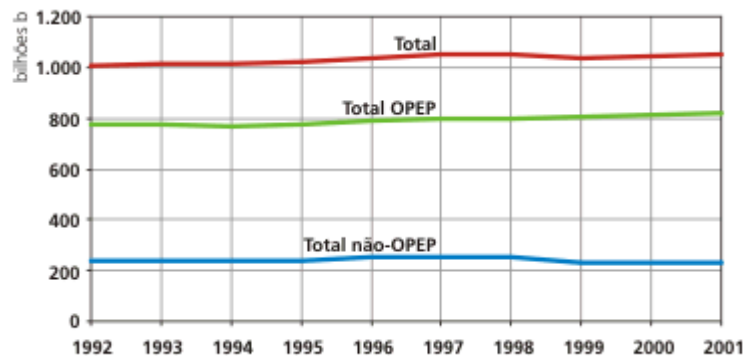


Figura 3.4 – Evolução das reservas mundiais provadas

Fonte: ANP (2002a)

Estas reservas estão distribuídas por regiões produtoras segundo a figura 3.5, donde se pode constatar que aproximadamente 66% das reservas provadas estão localizadas nos países do Oriente Médio. Somente a Arábia Saudita possui cerca de 25% das reservas provadas.

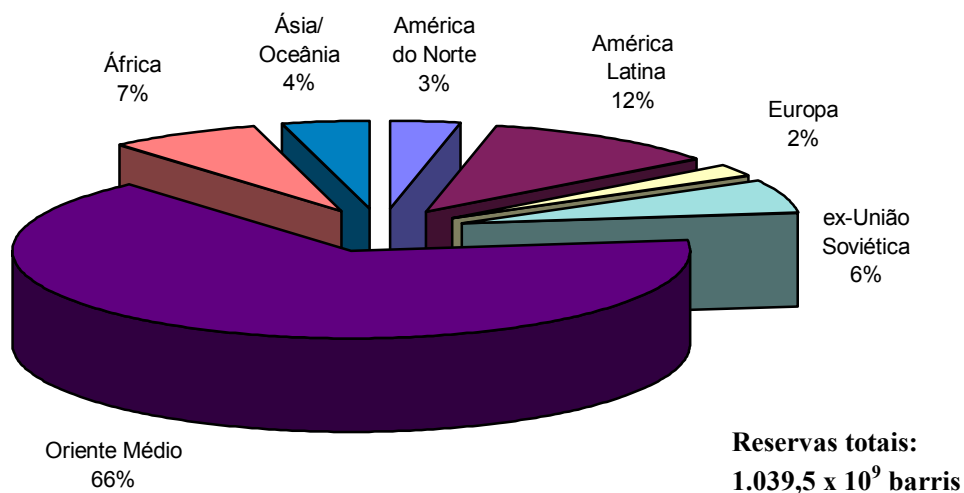


Figura 3.5 – Reservas mundiais provadas segundo regiões produtoras

Fonte: ANP (2002a)

A relação R/P para os principais países exportadores de petróleo – basicamente os membros da OPEP – está na ordem de 70-100 anos, enquanto que para os demais países

(Reino Unido, Canadá, Nigéria, Argentina, Brasil, entre outros) este índice dificilmente ultrapassa 20 anos.

Nas tabelas 3.1 e 3.2 são apresentados os números correspondentes às reservas mundiais de petróleo (estimadas ao final de 2001): reservas oficiais (política) e reservas técnicas.

TABELA 3.1 – RESERVAS MUNDIAIS

Reservas Políticas	
Reservas P90	1039 bilhões de barris
Reservas P50	1500 bilhões de barris

Fonte: ANP (2002a)

TABELA 3.2 – RESERVAS MUNDIAIS

Reservas Técnicas	
Reservas P90	1700 bilhões de barris
Reservas P50	1800 bilhões de barris

Fonte: LAHERRÈRE (2001a)

3.5. Reservas nacionais

Quanto às reservas nacionais de petróleo temos os dados oficiais mostrados na tabela 3.3.

TABELA 3.3 – RESERVAS NACIONAIS

Reservas Oficiais	
Reservas P90	9,6 bilhões de barris
Reservas P50	12,9 bilhões de barris

Fonte: ANP (2002a)

Considerando que a atual produção brasileira está na ordem de 2 milhões de barris/dia, a relação R/P é de aproximadamente 13 anos para as reservas P90 e 17 anos para as reservas P50.

3.6. Perspectivas

Provavelmente num cenário futuro o petróleo não será uma fonte de energia abundante e de baixo preço, pois em menos de dez anos a produção mundial iniciará seu declínio, principalmente nos países não-membros da OPEP (países da Ásia, África, Mar do Norte e América Latina). A possível escassez de petróleo no mercado internacional terá como consequência o aumento da dependência em relação ao petróleo dos países árabes, o que certamente irá fortalecer o poder de barganha destes nas negociações. Pelas projeções de LAHERRÈRE (2001a) o *market-share* da OPEP em 2010 atingirá o nível de 50%. Assim, é de se esperar que os preços praticados no médio-longo prazo aumentem de forma expressiva.

O trabalho de FANTINE & ALVARENGA (*op. cit.*) apresenta um outro importante fator na abertura do mercado nacional de petróleo: o “fechamento” continuado dos negócios petrolíferos mundiais. O movimento de fusões, absorções e associações das grandes companhias, acelerado nos últimos anos, evidência a redução dos atores globais no setor petrolífero mundial. O autor relata que as “dez das maiores empresas se transformaram em apenas quatro, casos mais recentes são os da Exxon-Mobil, da BP-Amoco-Arco, da Total-Petrofina-ELF e da Repsol-YPF”. Possivelmente o fluxo mundial de petróleo e de derivados para exportação – em termos de volumes significativos – terá origem basicamente em sete países a partir da próxima década.

CAPÍTULO 4

ALGUNS CONCEITOS EM TEORIA DA DECISÃO

4.1. Considerações iniciais

Tendo em vista que as decisões nos projetos de E&P de petróleo são tomadas com base em modelos de Teoria da Decisão (TD), torna-se relevante incluir nesta dissertação um capítulo sobre os conceitos e aplicações desta técnica⁴³. Inúmeros livros, artigos e programas computacionais estão disponíveis sobre o assunto atualmente, porém em uma primeira abordagem do tema algumas obras são referências básicas, destacando-se RAIFFA (*op. cit.*), BEKAMAN & NETO (*op. cit.*) e NEWENDORP (*op. cit.*). A partir destas obras é possível construir o arcabouço teórico necessário para a abordagem dos problemas de decisão sob incerteza.

Pesquisas realizadas nos últimos anos constataam que o mais eficiente método para a construção de um modelo de decisão é através de árvores de decisão e de funções de utilidade. Fazendo uso destas duas ferramentas, a primeira para a estruturação (lógica e cronológica) do problema e a segunda para a representação da subjetividade do decisor é possível identificar a melhor decisão a ser tomada em situações de risco. Com a contínua evolução dos computadores a TD faz uso de sofisticadas técnicas analíticas e computacionais na resolução de problemas sob incerteza. Existem várias empresas especializadas neste tema, que oferece aos seus clientes tanto consultoria como a venda de softwares e produtos específicos⁴⁴.

⁴³ Há de se salientar, porém, que as aplicações da TD não se restringem somente à área de exploração de petróleo, existindo um vasto campo de aplicações do método, tal como as áreas de marketing, negócios e políticas públicas.

⁴⁴ Salientam-se as empresas Palisade®, TREEAGE® e Decisioneering®, cujas páginas eletrônicas na Internet oferecem artigos, estudos de caso, *downloads* sobre o tema.

Os principais benefícios na utilização da TD em problemas de decisão podem ser listados a seguir (NEWENDORP, *op. cit*, PALISADE, 2001):

- Eficiência nos modelos de decisão construídos;
- Estruturação do problema de decisão com os objetivos e as opções associadas bem definidas;
- Caracterização da seqüência cronológica dos pontos de decisão e dos eventos associados;
- Funções de utilidade que permitem representar com relativa fidelidade as escolhas dos decisores;
- Possibilidade de apresentar dados consistentes sobre as decisões para os demais participantes e interessados na tomada de decisões.

4.2. Principais critérios

4.2.1. Árvore de decisão

Tomadas de decisão sob incerteza implica que existem pelo menos dois possíveis resultados que poderiam ocorrer se um curso particular de ação fosse escolhido. Tendo o decisor já formulado seu problema básico, o passo seguinte é a construção do diagrama de fluxo de decisões, diagrama este denominado de “árvore de decisão”. A

figura 4.1 ilustra a forma computacional de uma árvore de decisão típica construída em projetos de exploração de petróleo.

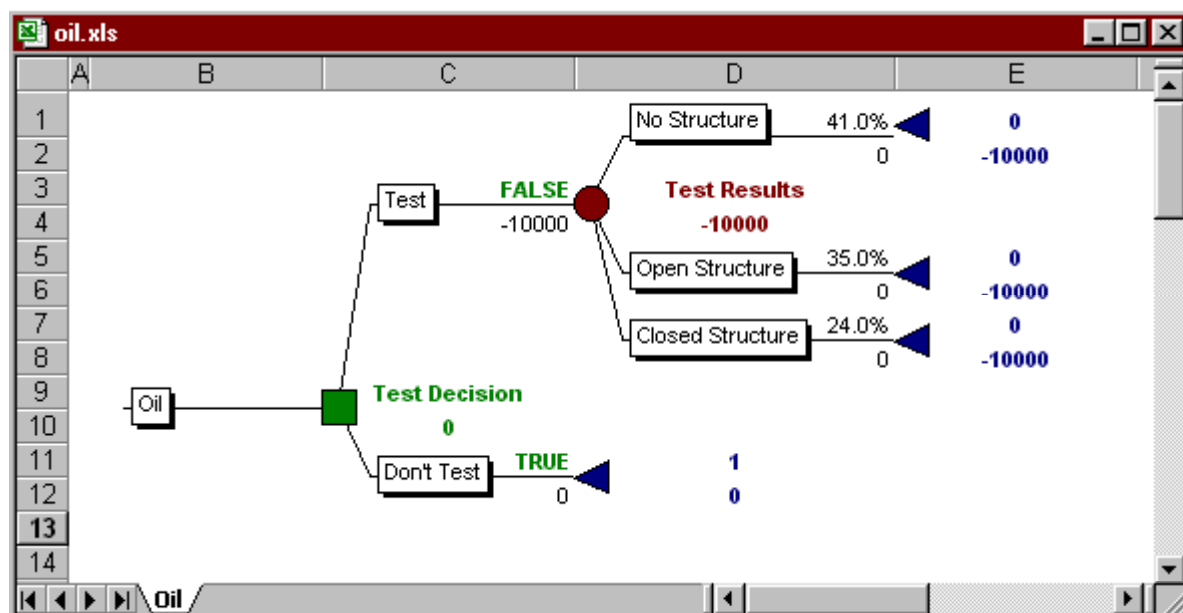


Figura 4.1 – Árvore de decisão construída com a utilização do software PRECISIONTREE®

Fonte: PALISADE (2001)

A árvore de decisão representa uma importante ferramenta a ser utilizada nos dois critérios para a tomada de decisão: maximização do valor esperado e maximização da utilidade esperada.

4.2.2. Maximização do Valor Esperado

Para a tomada de decisão em projetos de investimentos sob incerteza é necessária a atribuição de valores aos possíveis resultados existentes para cada curso de ação. Geralmente a escala adotada para esta valoração é a escala monetária, daí se falar em valor monetário. Assim como na maioria dos problemas de decisão, também no

segmento de E&P de petróleo a escala monetária é a mais realista, haja vista a associação dos eventos de sucesso e fracasso com as perdas e os ganhos monetários.

O conceito do valor monetário esperado (VME) possibilita agregar três variáveis importantes na tomada de decisão (ganhos monetários, perdas monetárias e probabilidade de sucesso) gerando um único índice econômico de decisão. O VME representa o valor monetário médio obtido em um projeto quando na existência de uma carteira com um número relativamente grande de projetos e quando todos são avaliados por este método.

Denotando-se a variável aleatória X como o valor esperado para cada ação tomada (a_j), a ação ótima é aquela que corresponde ao valor esperado máximo (figura 4.2). A expressão para esta escolha ótima é dada por:

$$\text{VME} = E(X) = \max_{j=1,2,3} \{E(X/a_j)\}, \quad (4.1)$$

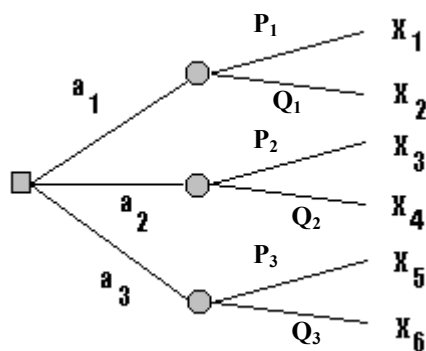


Figura 4.2 – Árvore de decisão com os valores monetários X_i e as probabilidades P_i e Q_i

Onde:

$$E(X/a_1) = P_1 \cdot X_1 + Q_1 \cdot X_2 \quad (4.2)$$

$$E(X/a_2) = P_2 \cdot X_3 + Q_2 \cdot X_4 \quad (4.3)$$

$$E(X/a_1) = P_3.X_5 + Q_3.X_6 \quad (4.4)$$

$$P_i + Q_i = 1 ; \text{ para } i = 1,2,3 \quad (4.5)$$

4.2.3. Maximização da Utilidade Esperada

A vida prática mostra que as pessoas e as empresas não pautam suas decisões pura e simplesmente tendo por base o VME. O elemento risco desempenha um papel importante, pois de acordo com os valores envolvidos o comportamento do decisor tende a mudar. Normalmente as pessoas apresentam aversão ao risco quando a decisão a ser tomada envolve grandes valores.

O VME não considera a magnitude do dinheiro exposto à chance de perda e também não leva em conta a preferência do decisor em relação ao risco. Sendo assim, o critério do VME é mais apropriado para decisores e empresas indiferentes ao risco, ou seja, para pessoas e empresas que tenham recursos financeiros ilimitado ou relativamente grande.

Para a representação das preferências básicas do decisor se considera uma função de utilidade, função esta que associa ao valor monetário uma quantidade abstrata chamada utilidade. Em realidade ocorre uma substituição de VME por valores de utilidade. Após haver substituído todos os valores monetários por valores de utilidade a análise é feita tal como a maximização do VME.

A Teoria da Utilidade é uma teoria matemática que possui uma série de axiomas referentes à construção das funções de utilidade. Admitidos estes axiomas podemos então definir uma função de utilidade $U(X)$, onde X é o valor monetário. A cada valor X se associa uma utilidade, que nada mais é que uma medida da importância do valor X para o decisor.

A determinação da função de utilidade é uma questão experimental ainda sujeita à pesquisa. Uma das dificuldades está exatamente em que as pessoas, em geral, não tomam suas decisões em perfeita concordância com os axiomas básicos da teoria. Porém, pode-se obter uma boa aproximação da curva de utilidade de um indivíduo perante um estudo mais aprofundado do decisor em questão (entrevistas, consultas perante situações de risco etc.). Ainda assim as funções de utilidade obtidas empiricamente segundo estes procedimentos devem ser vistas com certa reserva, pois tal como é relatado em BEKAMAN & COSTA (*op. cit.*):

- Os decisores têm uma tendência de se mostrar mais tolerantes em relação ao risco quando se deparam com uma situação hipotética que quando se vêem obrigadas a tomar uma decisão concreta;
- Os decisores exibem em certas ocasiões um comportamento em relação ao risco francamente incoerente que, ao que parece, deve ser atribuído a fatores puramente emocionais.

Como o pressuposto básico da TD é auxiliar as pessoas e entidades a tomarem decisões melhores e mais coerentes, em certos casos é indicado empregar funções matemáticas padronizadas para representar as preferências do agente decisório (figura 4.3.). Os parâmetros do modelo matemático poderão ser então escolhidos de forma que as decisões tomadas sejam compatíveis com a estrutura de preferências do decisor.

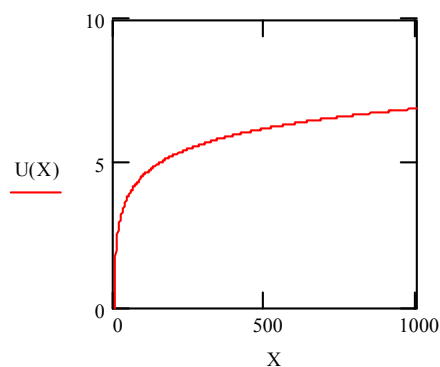


Figura 4.3 – Curva de utilidade logarítmica de um decisor com aversão ao risco

As curvas com aspecto apresentado na figura 4.3, isto é, com concavidade para baixo, indicam aversão ao risco. Enquanto que as curvas com concavidade para cima seria indicação de propensão ao risco. A indiferença perante o risco é sinônimo de uma função de utilidade linear. Neste critério de decisão três conceitos são de suma importância:

(i) Equivalente Certo

Muitas vezes uma opção arriscada pode ser comparada com uma opção sem risco, ou seja, se compara o certo com o duvidoso. O menor valor monetário que um determinado decisor aceitaria, sem risco, como retorno pela escolha arriscada é o valor do equivalente certo da escolha arriscada.

(ii) Coeficiente de Aversão ao Risco

O coeficiente de aversão ao risco (r) é uma grandeza muito útil no estudo dos modelos de utilidade. Dada uma função de utilidade $U(X)$, onde X é uma variável aleatória, o coeficiente de aversão ao risco $r(X)$ é definido pela expressão:

$$r(X) = - \frac{U''(X)}{U'(X)} \quad (4.6)$$

O numerador $U'(X)$ representa a derivada de $U(X)$ em relação a X e $U''(X)$, a derivada segunda de $U(X)$ em relação a X . Este coeficiente indica como varia o comportamento do decisor quanto ao risco com a magnitude monetária. Um coeficiente positivo indica aversão ao risco, um valor nulo representa a indiferença ao risco e um valor negativo, propensão ao risco.

(i) Função de Utilidade Exponencial

A função de utilidade exponencial é o modelo empregado com maior frequência na modelagem de problemas decisórios, inclusive nas decisões em E&P de petróleo. Esta função é definida pela expressão 4.7, onde γ é um parâmetro não nulo cujo valor deve ser obtido experimentalmente e que varia de decisor para decisor.

$$U(X) = 1 - e^{-\gamma X} \quad (4.7)$$

Este tipo de função de utilidade corresponde à situação em que existe aversão ao risco constante, pois $r(X) = \gamma$. Vale ressaltar que esta é a única função de utilidade que possui $r(X)$ constante. Esta característica matemática da função utilidade facilita muito o tratamento dos problemas decisórios.

4.3. Aplicação em projetos de E&P de petróleo

A aplicação da TD na indústria do petróleo se iniciou de modo mais intenso na década de 1970 nas empresas petrolíferas norte-americanas, haja vista a condição de mercado vigente nos EUA e a conseqüente busca por melhores resultados na perfuração de poços exploratórios e na quantificação das reservas. NEWENDORP (*op. cit.*) afirma que uma das barreiras para a utilização da TD em exploração de petróleo – como também em outras áreas – foi a resistência das próprias empresas envolvidas nas tomadas de decisão, por ser a TD uma ferramenta nova e pouco experimentada na época. Atualmente as técnicas de TD são largamente utilizadas pelas empresas do setor petrolífero.

Os critérios da TD não eliminam nem mesmo reduz o risco envolvido na atividade exploratória, pois como se sabe não é possível prever e controlar as variáveis representativas da natureza (estruturas geológicas, acumulação de hidrocarbonetos etc.). Assim, a utilidade da TD é de servir como uma ferramenta para melhor avaliar, quantificar e entender os riscos envolvidos no processo de tomada de decisão e com isso gerar decisões que minimizem a exposição ao risco, ou seja, minimizem as perdas monetárias.

Várias companhias petrolíferas tomam suas decisões tendo como base o critério do VME, obtendo com isso resultados satisfatórios em termos de sucesso exploratório e quantificação de reservas e conseqüentemente na locação dos investimentos em E&P. Isto se justifica pelo fato de que caso o investimento direcionado para a exploração represente uma pequena fração do orçamento da companhia, o tomador de decisão pode conservar o seu critério de decisão baseado tão somente no VME. Desta forma se

considera que o nível de aversão ao risco do tomador de decisão é nulo, ou seja, que o tomador de decisão é indiferente ao risco.

Vários trabalhos mostram que a função de utilidade do tipo exponencial pode servir com boa aproximação às decisões em projetos exploratórios. Esta função é importante na análise de risco nos projetos de E&P de petróleo, visto que a maioria das empresas não tem conhecimento de suas funções de utilidade.

Verificou-se que a função de utilidade mais utilizada na exploração de petróleo é a função exponencial do tipo (COZZOLINO, 1997 *apud* FILHO, *op. cit.*):

$$U(X) = - e^{-C \cdot X} \quad (4.8)$$

Onde:

- $U(X)$: função utilidade
- X : valor monetário (variável aleatória);
- C : coeficiente de aversão ao risco.

COZZOLINO (*op. cit.*) sugere uma regra para a determinação da ordem de grandeza do nível de aversão ao risco de uma empresa, baseada no inverso do orçamento de investimento de capital da empresa. Este critério empírico pode ser aplicado com relativo sucesso em problemas de decisão para exploração de petróleo. Um estudo empírico que envolveu 50 empresas de petróleo independentes nos EUA no período de 1981 a 1990 conclui que a tolerância ao risco nas companhias norte-americanas é de aproximadamente um quarto do capital exploratório anual da empresa, isto é, $C = 1/4$ (WALLS & DYER, 1992 *apud* FILHO, *op. cit.*).

No modelo desenvolvido nesta dissertação não foi utilizado o conceito da função de utilidade, pois a escolha dos parâmetros envolvidos demandaria um estudo adicional a respeito das tomadas de decisão nas companhias de petróleo, fugindo, portanto da proposta de trabalho.

CAPÍTULO 5

MODELAGEM UTILIZANDO CONJUNTOS NEBULOSOS

5.1. Lógica Nebulosa

5.1.1. Histórico

Praticamente todas as pessoas, de uma forma ou de outra, já tiveram contato com a lógica convencional – ou a também chamada lógica booleana, lógica binária, ou lógica nítida (*crisp logic*). Neste tipo de lógica uma certa afirmação ou é verdadeira ou é falsa, não existindo representação entre estes dois estados. São exemplos de eventos binários: chover ou não chover, luz acesa ou luz apagada, copo cheio ou copo vazio, temperatura fria ou quente, som alto ou baixo e assim por diante. Este princípio de verdadeiro ou falso foi formulado pelo filósofo grego Aristóteles (384-322 a.C.) há mais de dois mil anos e possui infinitas aplicações. Porém, o próprio Aristóteles já admitia na época a existência de graus de verdade e de falsidade em várias situações cotidianas (XEXÉO, 2001).

É notório que em muitos casos as afirmações envolvendo somente os estados verdadeiro ou falso não fazem sentido ou expressam sentenças ou mesmo idéias incompletas. Considere, por exemplo, uma pessoa de 1,80m de altura. Para alguns, esta altura significa ser alto, para outros, porém, nem tanto. Em verdade, o que se tem na prática são graus de verdade para o termo lingüístico “alto” em relação à altura de determinada pessoa. Assim, seria mais realista afirmarmos que esta pessoa pertence 80% ao conjunto alto, ou seja, tem pertinência de 0,8 ao conjunto das pessoas altas. Os outros 20% se associam aos demais conjuntos representativos dos termos lingüísticos

previamente definidos, como o conjunto das pessoas baixas, conjunto das pessoas de altura mediana e assim por diante. A classificação de uma determinada característica seja ela de que natureza for, depende do critério de julgamento empregado pela pessoa, pelo grupo ou pela empresa em questão. Desta forma, a utilização de adjetivos como alto, baixo, caro, barato, cheio, vazio, grande, pequeno etc. associam-se aos termos lingüísticos de uma dada variável imprecisa.

A fim de lidar com estas imprecisões e de contornar as dificuldades em torno de problemas complexos, em 1965, o professor Lotfi Zadeh da Universidade da Califórnia, publicou o primeiro trabalho de pesquisa sobre a teoria da Lógica Nebulosa. Esta teoria trata dos conjuntos não totalmente verdadeiros e dos conjuntos não totalmente falsos e embora seja difícil definir seus conceitos fundamentais, podemos estabelecer que a lógica nebulosa é um conjunto de métodos baseados no conceito de conjunto nebuloso e das operações nebulosas que possibilita a modelagem mais realista e flexível de sistemas (OLIVEIRA JR., 1999). Na verdade, um conjunto nebuloso é uma extensão de um conjunto nítido (conjunto clássico), onde os valores 0 e 1 representam o caso limite da precisão, assumindo ele ainda outros valores no intervalo $[0,1]$ (XEXÉO, *op. cit.*).

Assim como toda idéia e conceito novos, a abordagem nebulosa do Prof. Zadeh foi inicialmente recusada pelo meio acadêmico, haja vista os conceitos inovadores existentes na teoria. Somente a partir da década de 1970 que se iniciaram as pesquisas e as aplicações da teoria nebulosa por parte dos pesquisadores e da indústria, principalmente no Japão. Dentre as aplicações mais famosas se destacam àquelas no campo da engenharia de controle: projeto de eletrodomésticos, controle de fornos de siderurgia, controle de sistemas de trens subterrâneos, entre outros.

As figuras 5.1.a, 5.1.b e 5.1.c ilustram de forma simplificada a distinção entre a lógica nítida e a lógica nebulosa⁴⁵. O exemplo trata dos níveis de altura de um líquido em copos, no sentido de informar se o mesmo está cheio ou vazio. Em uma abordagem dita nítida, ou seja, se utilizando a lógica convencional, temos uma altura bem definida h a partir da qual o copo é considerado cheio. Caso o nível esteja abaixo deste nível o copo é considerado vazio. Já na abordagem nebulosa se tem graus de pertinência para aos dois estados: copo cheio e copo vazio. Em termos nebulosos, a altura h demarcada nas figuras corresponde simultaneamente aos estados cheio e vazio, cada estado com seu grau de verdade ou pertinência.

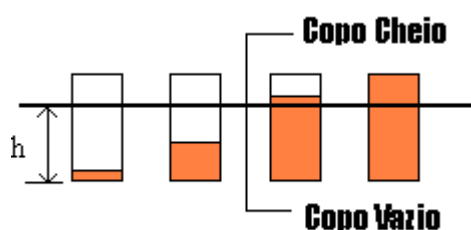


Figura 5.1.a – Copo Cheio x Copo Vazio

Fonte: Adaptado de XEXÉO (2001)

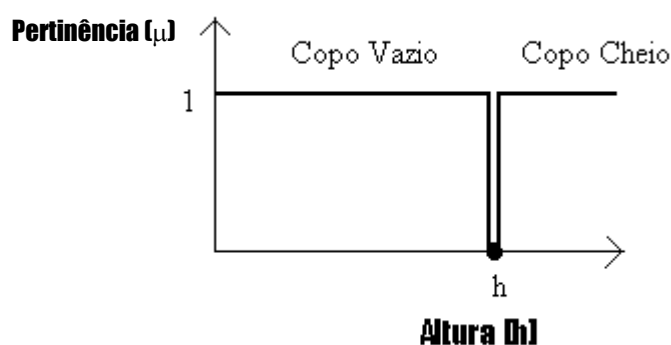


Figura 5.1.b – Abordagem com conjuntos nítidos

⁴⁵ É importante salientar ainda que a lógica nebulosa, apesar da nomenclatura, não se configura em uma vertente da lógica matemática nem uma nova teoria dos conjuntos.

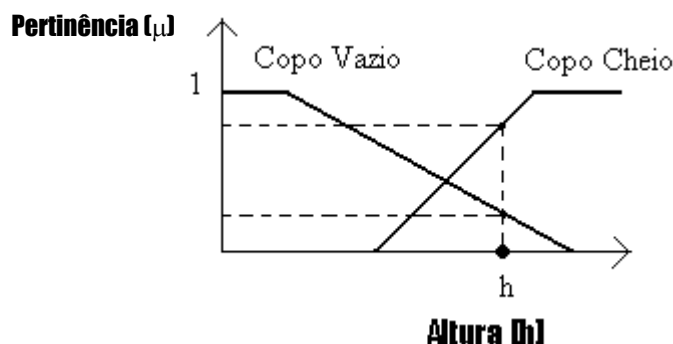


Figura 5.1.c – Abordagem com conjuntos nebulosos

Um aspecto interessante da teoria nebulosa é a possibilidade de se incluir em um modelo matemático conceitos intuitivos que na maioria das vezes são altamente imprecisos e conseqüentemente de difícil tratamento. A capacidade de capturar com clareza e concisão as várias nuances dos conceitos psicológicos utilizados pelos seres humanos em seu raciocínio usual, sem necessidade de enquadrá-lo em estados nítidos torna a lógica nebulosa uma importante ferramenta na modelagem de sistemas imprecisos.

5.1.2. Imprecisão e incerteza

É sabido que o mundo real é complexo, haja vista as relações nele existentes: relações sociais, políticas, ambientais, naturais etc. e as conseqüentes inter-relações originadas. Segundo ROSS (1995) esta complexidade se origina basicamente de duas formas de incerteza: incerteza randômica e imprecisão. É interessante o fato de podermos entender a imprecisão como uma forma de incerteza, porém, uma incerteza de natureza não-randômica, na qual a abordagem com teoria das probabilidades é inadequada. Neste caso a incerteza não concerne as possíveis respostas de um sistema e sim às incertezas relacionadas ao próprio sistema e as variáveis que dele fazem parte. Em resumo: a incerteza associada com a ocorrência futura de algum evento está ligada

ao tratamento probabilístico (incerteza randômica), enquanto que a imprecisão está associada à descrição de sistemas nos quais não se tem conhecimento sobre sua estrutura interna. Neste caso o tratamento nebuloso é o mais indicado (OLIVEIRA JR, *op. cit.*).

5.1.3. Variáveis lingüísticas

Devido à imprecisão existente em determinadas variáveis se torna interessante a representação destas em termos qualitativos, isto é, a partir da utilização de conjuntos lingüísticos. Uma variável lingüística pode assumir como solução um conjunto de valores lingüísticos, que em termos práticos são os adjetivos que representam um determinado conjunto nebuloso definido sobre a variável lingüística. Exemplificando: caso a variável lingüística seja uma altura H , os termos lingüísticos, que nada mais são que os conjuntos solução para a variável associam-se aos adjetivos “pequena”, “média” e “grande”. Teríamos a variável nebulosa altura (H) representada da seguinte forma:

$$H = \{\text{pequena; média; grande}\}$$

5.1.4. Conjuntos nebulosos e funções de pertinência

Assim como os conjuntos nítidos podem ser expressos por funções características, os conjuntos nebulosos podem ser caracterizados por meio das funções de pertinência. Um conjunto ou subconjunto nebuloso A em um universo X é um conjunto definido pela função de pertinência μ_A representando o mapeamento:

$$\mu_A : X \rightarrow \{0,1\}, \quad (5.1)$$

Onde o valor de μ_A para o conjunto nebuloso A é chamado grau de pertinência de um valor $x \in X$.

As funções de pertinência definem o grau de pertinência de um determinado elemento x ao conjunto nebuloso A . Enquanto que para os conjuntos nítidos os valores de pertinência μ_A podem assumir somente os valores 0 ou 1, para os conjuntos nebulosos esses valores podem assumir qualquer valor no intervalo entre estes extremos. Porém, assim como já foi apresentado, podemos visualizar os conjuntos nebulosos como uma extensão ou mesmo uma generalização dos conjuntos nítidos.

Na construção dos conjuntos nebulosos – referentes aos termos lingüísticos de uma variável lingüística – temos extrema flexibilidade na escolha da forma geométrica da função que descreve os vários graus de pertinência dos elementos. As funções mais encontradas na prática são as triangulares, trapezoidais, gaussianas etc. As triangulares e gaussianas aparecem normalmente em casos nos quais se deseja exprimir pertinência crescente à esquerda e decrescente à direita. As funções trapezoidais podem ser utilizadas em situações similares, em que se queira aumentar a faixa de pertinência máxima. A diferença básica entre as curvas poligonais (triangulares e trapezoidais) e as curvas gaussianas e “S” reside na indiferenciabilidade de determinados pontos das curvas poligonais, o que em termos computacionais pode dificultar a implementação. Porém, nos casos em que não é necessário um bom comportamento das curvas em termos de diferenciabilidade, a opção para a construção das funções de pertinência tenderá para as formas poligonais. Já as curvas “S” e as semitrapezoidais são usualmente aplicadas em casos em que se busca delimitar pontos extremos, a partir dos quais a pertinência se mostra constante. Qualquer que seja a escolha, o mais importante é retratar com máxima fidelidade o conceito apresentado.

Os principais métodos para a determinação das funções de pertinência de um sistema nebuloso estão apresentados com detalhes em ROSS (*op. cit.*). De forma sintética pode-se listar os seguintes métodos:

- Intuição: onde o projetista escolhe as funções de pertinência de acordo com sua experiência na abordagem do problema.
- Horizontal: é baseado em entrevistas com especialistas. Para um conjunto de valores os especialistas devem dizer se esses valores são ou não compatíveis com um termo; o valor estimado é a razão entre o número de respostas sim e o número de perguntas.
- Vertical: cada conjunto é levantado por meio de cortes-alfa, sendo o corte-alfa um conjunto nítido que contém todos os elementos cujo grau de pertinência é maior que um valor alfa.
- Comparação par a par: é construída uma matriz comparando par a par em níveis de preferência, onde a partir de operações algébricas desenvolve-se a função de pertinência; é composta a partir de um número finito de elementos.
- Inferência: baseado em conhecimento prévio sobre o sistema em questão; baseados em regras (*IF-THEN Rules*) predeterminadas.
- Automáticos: baseado nos métodos de Redes Neurais e Algoritmos Genéticos.

Podemos representar os conjuntos nebulosos fazendo uso de duas formas: a forma discreta e a forma contínua. Considerando o universo $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ na forma discreta, ou seja, quando o universo de valores x é finito, a notação do conjunto nebuloso A é dada por:

$$A = \mu_A(x_1)/x_1 + \mu_A(x_2)/x_2 + \dots + \mu_A(x_n)/x_n$$

$$A = \sum_{i=1}^n \mu_A(x_i)/x_i \quad (5.2)$$

Na forma contínua, ou seja, quando o universo X é dado por infinitos elementos no intervalo $\{0,1\}$, a representação é dada por:

$$A = \int_X \mu_A(x_i)/x_i \quad (5.3)$$

O símbolo “ / ” nas equações apresentadas é chamado de separador, onde no lado direito do mesmo é apresentado o elemento x_i do universo X e no lado esquerdo o grau de pertinência μ_A do elemento x_i ao conjunto nebuloso A . Os símbolos matemáticos ($/$, $+$, $\int$) utilizados nas equações 5.2 e 5.3 não possuem o mesmo significado que na matemática usual, pois não significam as operações de adição, divisão e de integração dos conjuntos, respectivamente. Existem ainda mais duas outras regras referentes à representação discreta:

- Quando o grau de pertinência de um elemento x_i é zero, ou seja, $\mu_A(x_i) = 0$, o respectivo termo $\mu_A(x_i)/x_i$ é omitido;

- Se existirem vários valores associados com um elemento do universo x_i , representamos somente o termo com maior grau de pertinência $\mu_A(x_i)$.

5.1.5. Operações

Existem inúmeras maneiras de se implementar as operações entre conjuntos difusos, porém, aqui, apresentar-se-á somente a definição mais freqüente na literatura, tal como é apresentado em OLIVEIRA JR. (*op. cit.*) e TANAKA (1997). Sejam A e B subconjuntos nebulosos do universo X:

Definição (i): A operação de união é um outro subconjunto nebulosos $A \cup B$, definido por:

$$(A \cup B)(x) = \max (A(x), B(x)) = A(x) \vee B(x), \forall x \in X, \quad (5.4)$$

onde $\vee$ é utilizado para representar uma disjunção lógica.

Definição (ii): A operação de interseção é um subconjunto nebuloso $A \cap B$, definido por:

$$(A \cap B)(x) = \min (A(x), B(x)) = A(x) \wedge B(x), \forall x \in X, \quad (5.5)$$

onde $\wedge$ representa uma conjunção lógica.

Definição (iii): O complemento relativo de B com respeito a A, $(A-B)$ é definido como o subconjunto nebuloso de X com a seguinte função de pertinência:

$$(A-B)(x) = \max (0, A(x) - B(x)), \forall x \in X, \quad (5.6)$$

Definição (iv): O complemento ou negação de A denotado por $\text{neg}(A)$ é o conjunto nebuloso definido por:

$$\text{neg}(A) = X - A \text{ ou } (\text{neg}(A))(x) = 1 - A(x), \forall x \in X \quad (5.7)$$

As operações de união e interseção assim definidas podem ser vistas como casos especiais de situações abrangentes de agregação de conjuntos nebulosos. Embora as definições destas operações tenham sido realizadas com a utilização das funções max e min, estas não são as únicas possibilidades para tais. Há modos alternativos para combinar conjuntos nebulosos (ZIMMERMANN, 1994) que dependendo do tipo de problema, aumentam a flexibilidade dos processos de modelagem. OLIVEIRA JR. (*op. cit.*) ressalta que na seleção de expressões numéricas para as operações nebulosas se deve ter em mente alguns critérios fundamentais que auxiliam na escolha. Um requisito básico é que os operadores devem produzir os resultados usuais quando aplicados a conjuntos abruptos, sendo também requisito importante a conservação das características algébricas e lógicas.

5.1.6. Princípio da extensão

O princípio da extensão é o mais importante teorema da teoria dos conjuntos nebulosos e nos permite definir várias outras operações interessantes, particularmente no tocante às funções matemáticas. Considerando o mapeamento de um conjunto X em um conjunto Y da seguinte forma⁴⁶:

$$f: X \rightarrow Y, \quad (5.8)$$

Sendo A um subconjunto do conjunto universo X. Então:

$$f(A) = \{y / y = f(x), x \in A\}, \quad (5.9)$$

⁴⁶ Um mapeamento pode ser uma operação aritmética, uma relação ou uma função $y = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$.

é a imagem de A por f, sendo que $f(A)$ é um subconjunto de Y. Similarmente, tomemos B como um subconjunto de Y. Então:

$$f^{-1}(B) = \{x / f(x) = y, y \in B\}, \quad (5.10)$$

é a inversa da imagem de B por f, sendo $f^{-1}(B)$ um subconjunto de X.

Sendo as relações acima definidas para A e B nebulosos, pode-se propor, a partir de um mapeamento “extensivo”, ou seja, a partir do princípio da extensão:

$$\mu_{f(A)}(y) = \begin{cases} \max \mu_A(x), & f^{-1}(y) \neq \emptyset \\ 0, & f^{-1}(y) = \emptyset \end{cases} \quad (5.11)$$

Na literatura, esta expressão é geralmente chamada de “princípio de extensão proposto por Zadeh”. A forma como está apresentada na expressão 5.11, com operador max, é válida para uma função f discreta. Caso a função f seja contínua o operador max é substituído pelo operador *supremum* (sup). Quando f é um mapeamento em que, onde para cada elemento de X se tem um único correspondente elemento de Y, dizemos que o mapeamento é “um a um” e, então, podemos rescrever a relação (5.11) na seguinte forma simplificada:

$$\mu_{f(A)}(y) = \mu_A(x) \quad (5.12)$$

5.1.7. Números nebulosos

Os números nebulosos (*fuzzy numbers*) são subconjuntos nebulosos cujas operações e cálculos são relativamente fáceis de se processar, haja vista a aplicação do princípio da extensão apresentados no item anterior. Os números nebulosos também podem ser vistos como uma generalização dos números reais (XEXÉO, *op. cit.*), onde um número real é modelado como um conjunto nebuloso.

Para que um determinado subconjunto nebuloso A seja considerado um número nebuloso, três condições devem ser observadas (figura 5.4):

- Conjunto A deve ser normal, ou seja, o conjunto nebuloso A deve conter apenas um elemento x que tenha como função de pertinência $\mu_A(x) = 1$;
- Conjunto A deve ser convexo, ou seja, o conjunto nebuloso A deve possuir como função de pertinência $\mu_A(x)$ valores estritamente crescentes ou decrescentes para valores crescentes de x ;
- Os conjuntos nítidos α -cut⁴⁷ devem ser intervalos fechados, ou seja, a função $\mu_A(x)$ deve ser contínua no intervalo considerado para o conjunto A .

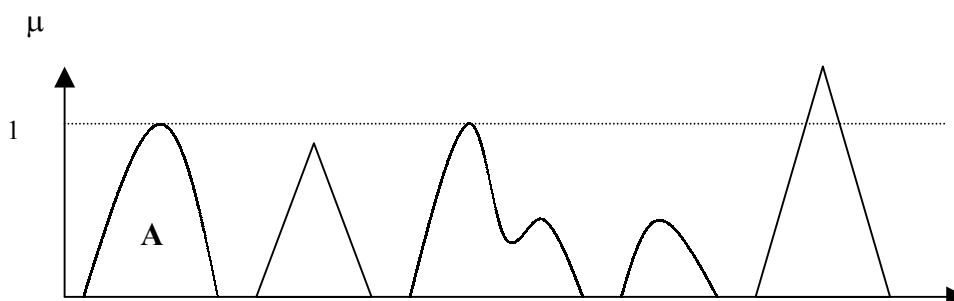


Figura 5.4 – Número Nebuloso A

Fonte: TANAKA (op. cit.)

Os números nebulosos triangulares do tipo L-R (*Left-Right*) são os mais utilizados na modelagem de variáveis lingüísticas e geralmente são descritos na notação $(c, l, r)_{LR}$, onde c representa o centro do triângulo, l o deslocamento do centro à

⁴⁷ Conjunto α -cut (A_α) de um conjunto nebuloso é o conjunto nítido de todos os elementos que tem com pertinência valores maiores ou iguais a α .

$A_\alpha = \{x / \mu_A(x) \geq \alpha\}$

esquerda e r o deslocamento do centro à direita. Tal como foi apresentado no item anterior, as operações com números nebulosos do tipo L-R oferecem como resultados números nebulosos não triangulares, haja vista a aplicação direta do princípio da extensão ou suas variantes (métodos aproximados: Método Vertex, Algoritmo DSW, entre outros).

Todavia, é possível adotarmos uma aproximação triangular nos resultados das operações com números nebulosos do tipo L-R, o que por sua vez, elimina a necessidade de aplicação do princípio de extensão em sua formulação direta. Na realidade passam a ser aplicadas expressões fechadas para as operações aritméticas mais comuns: adição, subtração, multiplicação, divisão e inversão, tanto para números nebulosos positivos quanto para números nebulosos negativos. O anexo 2 apresenta as expressões aproximadas para as operações com números nebulosos L-R (TANAKA, *op. cit.*).

Números Nebulosos L-R

A definição para os números nebulosos do tipo L-R é apresentada a partir das funções $L(x)$ e $R(x)$, que satisfazem as seguintes condições:

- i. $L(x) = L(-x)$, $R(x) = R(-x)$;
- ii. $L(0) = 1$, $R(0) = 1$;
- iii. $L(x)$ e $R(x)$ não são funções crescentes.

Um número nebuloso $M = (m, \alpha, \beta)_{LR}$ é definido por:

$$\mu_M(x) = \begin{cases} L(\frac{m-x}{\alpha}), & x \leq m, & \alpha > 0 \\ R(\frac{m-x}{\beta}), & x \geq m, & \beta > 0 \end{cases} \quad (5.13)$$

Onde:

- L e R são as funções de forma;
- m é o valor médio;
- α e β definem o tamanho do número nebuloso M à esquerda e à direita, respectivamente.

As funções L e R podem assumir várias formas, desde que satisfaçam as três condições listadas anteriormente. As funções mais comuns são:

$$L(x) = R(x) = \max(0, 1 - |x|^p), p \geq 0; \quad (5.14)$$

$$L(x) = R(x) = e^{-|x|^p}, p \geq 0; \quad (5.15)$$

$$L(x) = R(x) = \frac{1}{(1 + |x|^p)}, p \geq 0. \quad (5.16)$$

5.2. Modelagem nebulosa do processo decisório em exploração de petróleo

5.2.1. Variáveis envolvidas no processo de decisão

As variáveis envolvidas no processo de decisão em E&P de petróleo são aquelas que direta ou indiretamente fazem parte do fluxo de caixa e da árvore de decisão representativa do projeto. As variáveis de natureza técnica são as variáveis de geologia e

de engenharia envolvidas na construção do fluxo de caixa do projeto exploratório e estão associadas às características dos reservatórios e a quantificação das acumulações de óleo. A reserva recuperável (volume total de óleo *in place* multiplicado pelo fator de recuperação) de um campo de petróleo é o principal parâmetro de entrada no modelo de fluxo de caixa de um projeto de E&P, pois todo o esquema de produção do reservatório é função da reserva recuperável. É tida também como variável técnica a probabilidade de sucesso (PS) na perfuração de poços exploratórios.

As variáveis econômico-financeiras são aquelas diretamente envolvidas na construção do fluxo de caixa do projeto exploratório que, ou possuem característica de entrada (receitas bruta e líquida adquiridas da produção) ou possuem característica de saída (investimentos em exploração e desenvolvimento, custos de operação, *royalties*, impostos etc.). A taxa de desconto utilizada na determinação do valor presente líquido (VPL) dos estados de reserva e o preço do barril de petróleo no mercado internacional também se classificam como variáveis econômico-financeiras.

5.2.2. Variáveis modeladas

Tendo em vista o grande número de parâmetros e variáveis envolvidas no projeto de E&P de petróleo este trabalho propõe a modelagem nebulosa das seguintes variáveis – tidas como as mais influentes no comportamento do modelo proposto:

- Reservas (Volume Recuperável) de Petróleo (R);
- Preço do Petróleo no Mercado Internacional (p);
- Alíquota de Imposto no Brasil (I);

- Risco Exploratório na perfuração de poços pioneiros (representado pela Probabilidade de Sucesso).

Estas variáveis são modeladas como números nebulosos do tipo L-R com função de forma segundo a expressão 5.13, ou seja, como conjuntos nebulosos triangulares, os quais permitem a aplicação dos métodos de aproximação nos cálculos das operações nebulosas. O método de construção das funções de pertinência é o método intuitivo, isto é, estas funções são determinadas a partir do conhecimento e experiência do autor na área, fruto tanto das pesquisas realizadas no âmbito da dissertação como também do convívio com profissionais do setor.

5.2.2.1. Reservas (Volume Recuperável) de petróleo (R)

A variável nebulosa R é o volume recuperável de petróleo existente no bloco que faz parte do projeto exploratório em análise. Para isto são considerados sete conjuntos solução de volumes associados aos seguintes termos lingüísticos:

$$R = \{\text{Seca, Muito Pequena, Pequena, Moderada, Grande, Muito Grande, Gigante}\},$$

onde cada termo lingüístico se associa a um número nebuloso do tipo L-R:

- Reserva Seca: volume de petróleo variando de 0 a 70 milhões de barris;
- Reserva Muito Pequena: volume de petróleo variando de 60 a 160 milhões de barris;
- Reserva Pequena: volume de petróleo variando de 140 a 240 milhões de barris;
- Reserva Moderada: volume de petróleo variando de 200 a 400 milhões de barris;

- Reserva Grande: volume de petróleo variando de 300 a 500 milhões de barris;
- Reserva Muito Grande: volume de petróleo variando 400 a 600 milhões de barris;
- Reserva Gigante: volume de petróleo variando de 500 a 700 milhões de barris.

TABELA 5.1 – TERMOS LINGÜÍSTICOS E CONJUNTOS NEBULOSOS L-R PARA A VARIÁVEL RESERVA RECUPERÁVEL (MM BARRIS)

Reserva	Conjunto Nebuloso
“Seca”	$(50, \infty, 20)_{L-R}$
“Muito Pequena”	$(100, 40, 60)_{L-R}$
“Pequena”	$(200, 60, 40)_{L-R}$
“Moderada”	$(300, 100, 100)_{L-R}$
“Grande”	$(400, 100, 100)_{L-R}$
“Muito Grande”	$(500, 100, 100)_{L-R}$
“Gigante”	$(600, 100, 100)_{L-R}$

Esquemas de Produção:

Na construção do fluxo de caixa do projeto de exploração é necessário conhecer o esquema de produção ao longo do período de produção⁴⁸ (T_p). Este esquema geralmente é obtido pela curva de produção do reservatório, que por sua vez, é objeto de estudo da engenharia de reservatórios. Atualmente são utilizados sofisticados softwares de simulação numérica de reservatórios para a análise do comportamento de produção das acumulações de petróleo⁴⁹. Não faz parte do escopo desta dissertação o tema da simulação numérica de reservatórios, para tanto se adota uma curva de produção típica constituída de dois trechos: um primeiro trecho linear e um segundo trecho exponencial (figura 5.5).

⁴⁸ Por período de produção T_p entende-se o período que efetivamente o campo estiver produzindo, não incluindo aí a etapa de desenvolvimento. Isto porque nas regras da ANP a fase de produção inicia-se com a declaração de comercialidade do campo, para então, iniciar as operações de desenvolvimento.

⁴⁹ Na engenharia de reservatórios a tarefa principal é desenvolver uma estratégia para alcançar a produção da maior quantidade de petróleo possível dentro dos limites físicos e econômicos existentes.

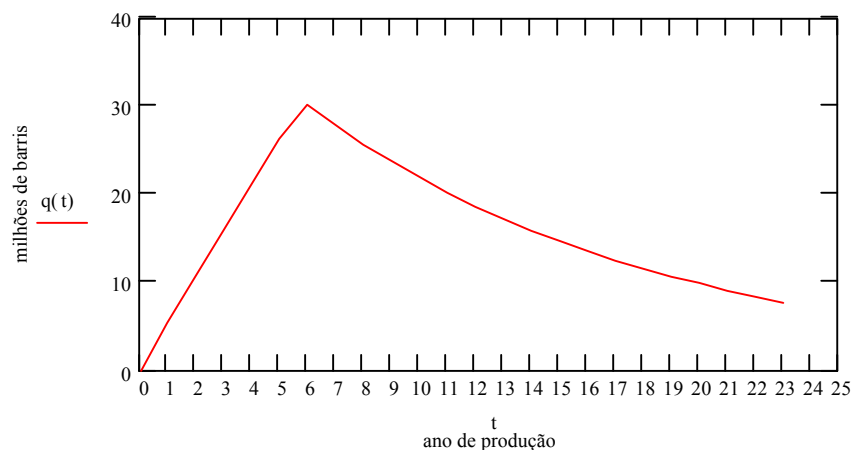


Figura 5.5 – Curva de produção $q(t)$ de um reservatório de petróleo

Este modelo para a curva de produção apresenta um crescimento linear da produção até o ponto de pico da produção e um posterior decaimento exponencial até o ponto de abandono do reservatório. A produção de óleo num campo petrolífero além de depender das características do reservatório depende também das reservas recuperáveis R e do tempo de produção estipulado. Este tempo de produção se relaciona aos períodos de duração das várias fases do projeto de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, regulamentados pela ANP através do contrato de concessão.

As características do contrato de concessão são reflexos da política energética praticada no País e no caso específico do petróleo se pode considerar várias tendências para o ritmo de produção, tributação, pagamento de taxas específicas, período de concessão etc. Neste trabalho são considerados três cenários para o ritmo da produção de óleo:

Cenário I: é o cenário que representa o paradigma de alta produção. Simula a política energética que visa a auto-suficiência e mesmo as exportações de petróleo no curto e médio prazo, além da rápida monetização das reservas. É um cenário de produção

relativamente agressivo das bacias sedimentares nacionais que considera em seu planejamento de médio e longo prazo a questão da exaustão das reservas mundiais. Associa-se a este cenário um período de produção relativamente curto com a produção alcançando picos altos e rápidos.

Cenário II: é o cenário que representa a condição de uma produção moderada das reservas nacionais, ou seja, não tem como objetivo último a auto-suficiência e as exportações. Exprime um ritmo de produção que considere no planejamento energético tanto as questões de curto prazo (abertura do setor, investimentos no setor, geração de empregos, competição entre empresas etc.) como as questões de médio e longo prazo (reservas e produção futuras, preços, geopolítica etc.). Associa-se a este cenário um período de produção tido como moderado.

Cenário III: é o cenário que representa a condição de baixa produção de petróleo visando manter as reservas nacionais por mais tempo, alongando assim a relação R/P, para utilizá-las num futuro de longo prazo quando possivelmente os preços do petróleo no mercado internacional estiverem em patamares mais altos. Associa-se a este cenário um período de produção longo.

5.2.2.2. Preço do petróleo no mercado internacional (p)

Os preços praticados no mercado internacional dependem de fatores que vão além das simples relações de oferta e demanda, haja vista as condições de controle da produção desta *commodity* dita especial. Mesmo tendo sido observado nos últimos anos um incremento na produção fora da OPEP o preço do petróleo ainda é fortemente

controlado por este cartel. O preço do petróleo no mercado é um importante instrumento de avaliação da economia mundial e consequentemente das economias nacionais, principalmente nas economias altamente dependentes desta fonte energética e ainda que existam outras fontes energéticas tecnicamente viáveis, o petróleo ainda ocupa lugar de destaque no balanço energético dos países.

É fato, porém, que o preço do petróleo tende a oscilar, pelo menos em períodos de “normalidade” política, entre um intervalo de valores máximo e mínimo – valores estes bastante imprecisos. Com efeito, o preço do barril de óleo praticado no mercado é o limitador ou o precursor de vários projetos do setor de energia como um todo. A partir de um certo patamar de preços considerado como alto torna-se economicamente viável o desenvolvimento e a utilização de novas fontes de energia, tal como a energia solar a partir de painéis fotovoltaicos e a energia obtida da biomassa. Em contrapartida, valores muito baixos para o barril de petróleo podem inviabilizar projetos de E&P *offshore* e também de uma série de regiões produtoras terrestres tal como o Texas.

No caso específico do Brasil a questão dos preços é de notável relevância, visto que as maiores reservas de óleo se encontram em águas profundas e ultraprofundas, refletindo um custo médio de produção da ordem de 10-14 dólares/barril. Assim, o preço do petróleo é uma variável de suma importância no estudo de viabilidade técnico-econômica de novas áreas produtoras. O cerne da questão está em definir claramente quais são os valores a partir dos quais o preço do petróleo possa ser considerado alto, médio ou baixo. Assim como já foi discutido nesta dissertação, esta classificação envolve um certo subjetivismo por parte dos decisores. É natural, então, definirmos a variável nebulosa preço do petróleo como uma variável lingüística com os respectivos conjuntos soluções:

$$p = \{\text{Baixo, Moderado, Alto, Muito Alto}\}$$

São considerados os seguintes números nebulosos na modelagem desta variável (tabela 5.2):

- Preço Baixo: preço do petróleo nacional⁵⁰ no mercado internacional variando de 10 a 14 dólares;
- Preço Moderado: preço do petróleo nacional no mercado internacional variando de 13 a 17 dólares;
- Preço Alto: preço do petróleo nacional no mercado internacional variando de 15 a 19 dólares;
- Preço Muito Alto: preço do petróleo no mercado internacional variando de 18 a 22 dólares.

TABELA 5.2 – TERMOS LINGÜÍSTICOS E CONJUNTOS NEBULOSOS L-R PARA A VARIÁVEL NEBULOSA PREÇO DO PETRÓLEO (US\$/BARRIL)

Preço do Petróleo	Conjunto Nebuloso
“Baixo”	(12, 2, 2) _{L-R}
“Moderado”	(15, 2, 2) _{L-R}
“Alto”	(17, 2, 2) _{L-R}
“Muito Alto”	(20, 2, 2) _{L-R}

5.2.2.3. Alíquota de Imposto (I)

Assim como a indústria do petróleo é um dos segmentos que apresenta os maiores faturamentos brutos na economia, ela é também uma das maiores pagadoras de

⁵⁰ Preço do petróleo nacional (da Bacia de Campos) = Preço do petróleo *Brent* × Fator, onde Fator < 1. O petróleo produzido na Bacia de Campos tem qualidade inferior (é mais “pesado”) quando comparado com o petróleo tipo *Brent*. Consequentemente seu valor de mercado é menor.

impostos aos governos. Estes impostos estão presentes nos três níveis da esfera governamental: impostos federais, impostos estaduais e impostos municipais. Atualmente, a parcela de impostos e tributos paga – juntamente com os *royalties*, as participações e com demais taxas existentes – reponde por aproximadamente 1/3 de toda receita bruta obtida pela produção⁵¹.

A estrutura tributária existente num determinado país influencia sobremaneira nos projetos de E&P a serem realizados, pois dependendo dos níveis de tributos inúmeros projetos podem se tornar inviáveis. Assim, se define a variável “alíquota de imposto”, expressa em percentagem, assume-se os seguintes conjuntos solução (tabela 5.3):

- Alíquota Baixa: alíquota de imposto variando de 28% a 32% da receita bruta anual;
- Alíquota Moderada: alíquota de imposto variando de 30% a 34% da receita bruta anual;
- Alíquota Alta: alíquota de imposto variando de 32% a 38% da receita bruta anual.

TABELA 5.3 – TERMOS LINGÜÍSTICOS E CONJUNTOS NEBULOSOS L-R PARA A VARIÁVEL NEBULOSA ALÍQUOTA DE IMPOSTO (%)

Alíquota de Imposto (I)	Conjunto Nebuloso
“Baixa”	$(30, 2, 2)_{L-R}$
“Moderada”	$(32, 2, 2)_{L-R}$
“Alta”	$(35, 3, 3)_{L-R}$

5.2.2.4. Modelagem do Risco Exploratório

A experiência tem mostrado que a probabilidade de sucesso de poços exploratórios para petróleo é bastante baixa. Isto reflete num alto risco de perda de quantias elevadas nos projetos de exploração e produção. Entretanto, as empresas

⁵¹ Os outros 2/3 se dividem em: 1/3 custos de produção e 1/3 margem de lucro.

freqüentemente aceitam esse risco calculado com base na expectativa dos prêmios compensadores e de acordo com sua posição perante o risco. Não raro a descoberta de um único campo representa o sucesso de todo um programa de exploratório. Visando quantificar o risco exploratório a variável nebulosa risco exploratório é modelada a partir da probabilidade de sucesso (AGUILERA, 1995 *apud* NEPOMUCENO FILHO, *op. cit.*). A tabela 5.4 apresenta os conjuntos nebulosos utilizados.

- Probabilidade de Sucesso Muito Alta (Risco Exploratório Muito Baixo): correspondente à probabilidade de sucesso para um bloco localizado em uma área madura e distante menos de 5 km de um campo produtor (mesmo *Play*⁵² e estrutura adjacente); PS variando de 0.8 a 1;
- Probabilidade de Sucesso Alta (Risco Exploratório Baixo): correspondente à probabilidade de sucesso para um bloco localizado em uma área madura e distante menos de 10 km de um campo produtor (mesmo *play* e estrutura próxima); PS variando de 0.5 a 0.9;
- Probabilidade de Sucesso Moderada (Risco Exploratório Moderado): correspondente à probabilidade de sucesso para um bloco localizado em uma área intermediária distante menos de 50 km de um campo produtor; PS variando de 0.35 a 0.65;

⁵² *Play* é um conjunto de prospectos exploratórios com características comuns e com maiores evidências de existência de petróleo. Diferentemente de prospecto e *lead*, cujas evidências são menores.

- Probabilidade de Sucesso Baixa (Risco Exploratório Alto): corresponde à probabilidade de sucesso para um bloco localizado em uma área emergente distante menos 50 km de um campo produtor; PS variando de 0.1 a 0.5;
- Probabilidade de Sucesso Muito Baixa (Risco Exploratório Muito Alto): corresponde à probabilidade de sucesso para um bloco localizado em uma área remota (uma nova bacia por exemplo) distante mais de 50 km de um campo produtor; PS variando de 0 a 0.2.

TABELA 5.4 – TERMOS LINGÜÍSTICOS E CONJUNTOS NEBULOSOS L-R PARA A VARIÁVEL NEBULOSA PROBABILIDADE DE SUCESSO (PS)

Probabilidade de Sucesso	Conjunto Nebuloso
“Muito Alta”	$(0.9, 0.1, 0.1)_{L-R}$
“Alta”	$(0.7, 0.2, 0.2)_{L-R}$
“Moderada”	$(0.5, 0.2, 0.2)_{L-R}$
“Baixa”	$(0.3, 0.2, 0.2)_{L-R}$
“Muito Baixa”	$(0.1, 0.1, 0.1)_{L-R}$

CAPÍTULO 6

APLICAÇÃO DO MODELO

6.1. Considerações iniciais

Neste capítulo, o modelo matemático desenvolvido é aplicado na avaliação de um bloco exploratório licitado pela ANP. De acordo com as características da área exploratória (profundidade d'água, área, PEM, Garantia Financeira, duração das etapas etc.) e com os cenários econômico, financeiro e regulatório é possível analisar o comportamento do modelo matemático no processo de tomada de decisão.

Para isto, o modelo de tomada de decisão é construído a partir da técnica de árvore de decisão, onde a mesma é carregada com os valores correspondentes aos cenários propostos para a reserva, produção, preço, impostos e demais variáveis envolvidas. O primeiro cenário corresponde a um contexto de alta produção de petróleo – correspondente ao uso acelerado das reservas nacionais. O segundo cenário considera um modelo de produção moderada e o terceiro cenário de baixa produção. Assumindo estes cenários de produção são construídos os respectivos fluxos de caixa dos possíveis projetos e posteriormente resolvida a árvore de decisão pelo método da maximização do VME.

6.2. Bloco exploratório analisado

Para a realização desta análise foi escolhido o bloco marítimo C-M-111 localizado no setor SC-AP1 (Setor Campos - Águas Profundas) da Bacia de Campos

(figura 6.1). Este bloco foi incluído no pacote da Quinta Rodada de Licitações Públicas promovida pela ANP em setembro último.

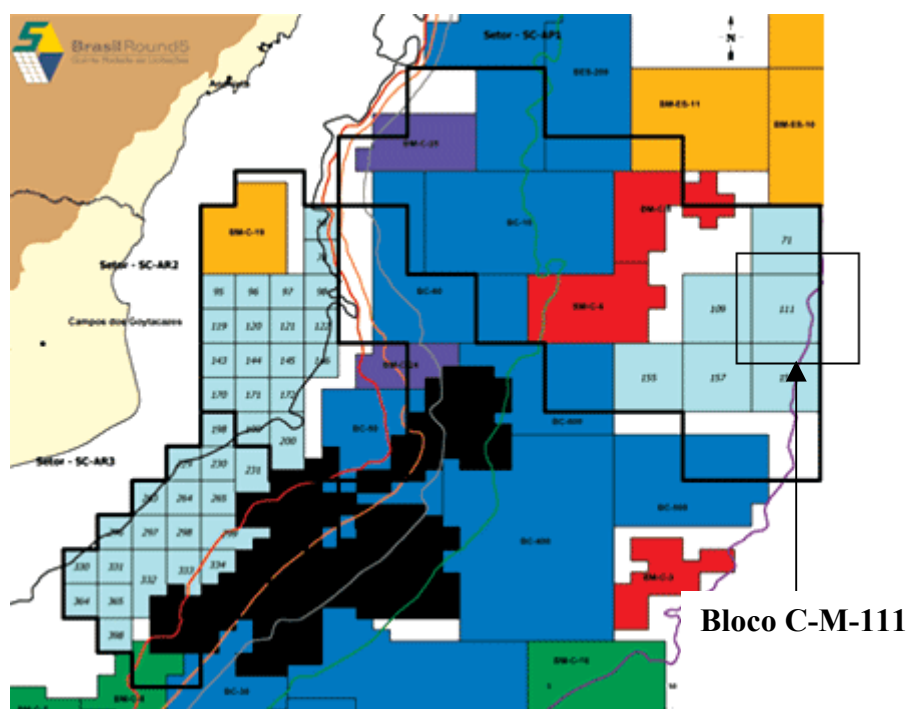


Figura 6.1 – Localização do Bloco Marítimo C-M-111

Fonte: ANP (2003)

6.2.1. Características Gerais do Bloco:

- Localização: Bacia de Campos - RJ
- PDA: 2200 m
- Área: 716,475 km²
- Qualificação Técnica Requerida: A

6.2.2. PEM:

A partir deste quinto *round* de licitações o PEM referente ao Primeiro Período Exploratório passa a fazer parte da proposta de oferta pelo bloco exploratório, sendo sua elaboração responsabilidade da empresa ou do consórcio de empresas interessadas em arrematar a área. Para os blocos localizados em águas profundas são válidas as seguintes

atividades no cômputo do PEM: levantamentos sísmicos 2D e 3D, métodos geoquímicos e perfuração de poços exploratórios. Estes trabalhos são convertidos para UT (Unidades de Trabalho) para então compor o PEM.

Para avaliar o bloco C-M-111 tomamos como base os programas exploratórios mínimos preconizados nos leilões anteriores da ANP, onde geralmente no Primeiro Período Exploratório são realizados os trabalhos de levantamentos sísmicos (e possivelmente a perfuração de poços exploratórios) e no Segundo Período Exploratório a perfuração e posterior avaliação de poços exploratórios.

6.2.3. Duração da Fase de Exploração:

- Primeiro Período Exploratório (anos): 5
- Segundo Período Exploratório (anos): 2

6.2.4. Informações Financeiras:

- Valor da Garantia Financeira (US\$ milhões/UT): 12000
- Taxa de Retenção de Área: (R\$/km²/ano): 85

6.3. Cenários elaborados

- Cenário I: alta produção

Tempo de desenvolvimento: $T_D = 3$ anos

Pico de produção: $t_0 = 1$ ano

Tempo de produção: $T_p = 15$ anos

Coeficiente de declínio exponencial⁵³: $\alpha = 0.15$

- Cenário II: produção moderada

Tempo de desenvolvimento: $T_D = 4$ anos

Pico de produção: $t_0 = 4$ anos

Tempo de produção: $T_p = 20$ anos

Coeficiente de declínio exponencial : $\alpha = 0.10$

- Cenário III: baixa produção

Tempo de desenvolvimento: $T_D = 5$ anos

Pico de produção: $t_0 = 8$ anos

Tempo de produção: $T_p = 25$ anos

Coeficiente de declínio exponencial : $\alpha = 0.08$

- Condição das demais variáveis nebulosas:
 - Preço do petróleo nacional no mercado internacional: $p = \text{“preço moderado”}$
 - Alíquota de impostos vigente: $I = \text{“alíquota moderada”}$.

6.4. Árvore de decisão

⁵³ Os parâmetros da curva de produção foram obtidos a partir da análise de sensibilidade da curva de produção de reservatório apresentada no anexo 7.

A árvore de decisão para análise do bloco exploratório é apresentada na figura 6.2 na forma “descarregada”, isto é, sem os vários estados associados aos nós terminais (a, b, c etc.) e as probabilidades relacionadas aos estados de reserva e ao risco exploratório. Os estados dos nós terminais da árvore de decisão são apresentados na figura 6.3 – forma “carregada” –, onde podem ser observadas também as condições simuladas para a variável nebulosa “Reservas Recuperáveis de Petróleo” e para a variável nebulosa “Risco Exploratório”. Na tabela 6.1 são apresentadas as configurações e a metodologia de cálculo para determinação dos valores monetários associados a cada nó terminal da árvore de decisão.

O valor considerado para o bônus de assinatura e para os trabalhos desenvolvidos no PEM tem como base os resultados das licitações anteriores realizadas pela ANP:

- Bônus de Assinatura:
 - 15 MM US\$

- PEM:
 - 2000 km de sísmica 2D (Primeiro Período Exploratório);
 - Perfuração de pelo menos um poço exploratório (Segundo Período Exploratório).

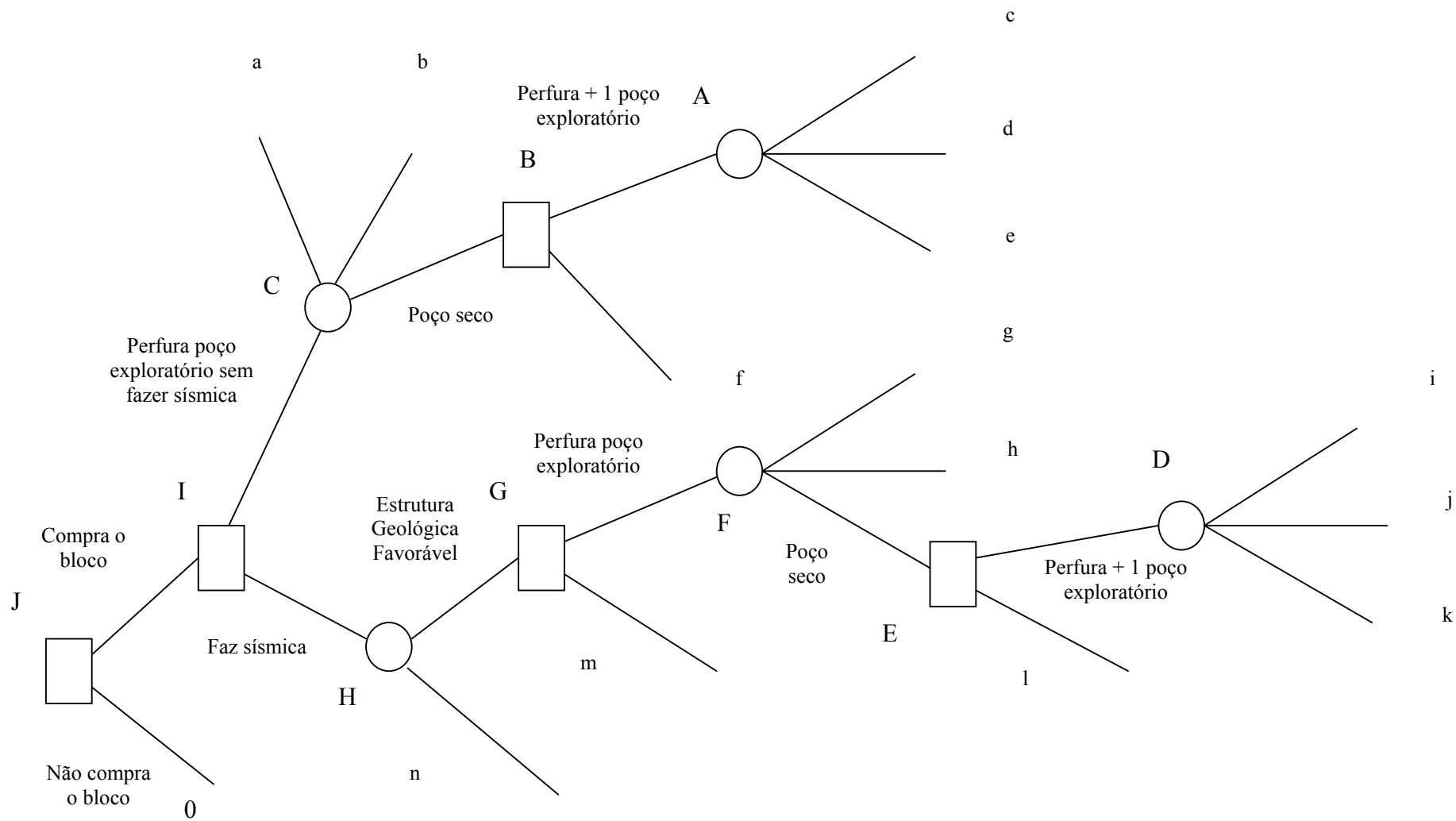


Figura 6.2 – Modelo de árvore de decisão para a análise do bloco C-M-111 (“descarregada”)

TABELA 6.1 – FORMULAÇÃO DOS NÓS TERMINAIS DA ÁRVORE DE DECISÃO

Nó	Atividades Exploratórias Realizadas
a	VPL (“Reserva Muito Grande”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de perfuração de 1 poço exp.)
b	VPL (“Reserva Pequena”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de perfuração de 1 poço exp.)
c	VPL (“Reserva Muito Grande”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de perfuração de 2 poços exp.)
d	VPL (“Reserva Pequena”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de perfuração de 2 poços exp.)
e	(taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de perfuração de 2 poços exp.)
f	(taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de perfuração de 1 poço exp.)
g	VPL (“Reserva Muito Grande”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica + custo de perfuração de 1 poço exp.)
h	VPL (“Reserva Pequena”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica + custo de perfuração de 1 poço exp.)
i	VPL (“Reserva Muito Grande”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica + custo de perfuração de 2 poços exp.)
j	VPL (“Reserva Pequena”) – (taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica + custo de perfuração de 2 poços exp.)
k	(taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica + custo de perfuração de 2 poços exp.)
l	(taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica + custo de perfuração de 1 poço exp.)
m	(taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica)
n	(taxa de participação + bônus de assinatura + taxa de retenção + custo de sísmica)
o	-

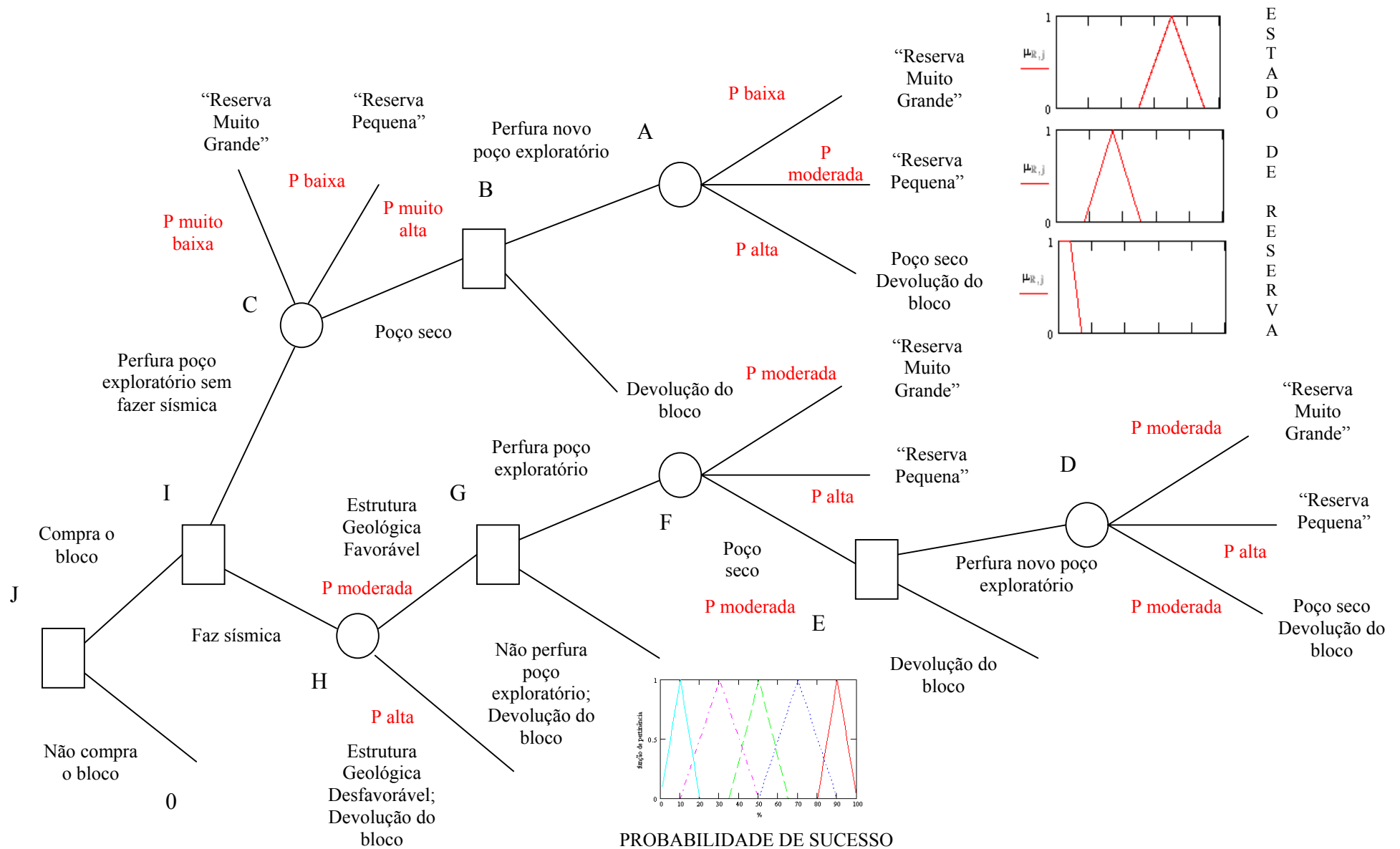


Figura 6.3 – Modelo de árvore de decisão para a análise do bloco C-M-111 ("carregada")

6.5. Resolução da árvore de decisão

Os valores monetários para os nós terminais são obtidos a partir do modelo desenvolvido segundo as premissas apresentadas no capítulo cinco. No anexo 3 é apresentado o modelo de fluxo de caixa para a etapa de exploração. No anexo 4 é apresentada a modelagem do risco exploratório. No anexo 5 é apresentado o modelo de fluxo de caixa para a etapa de produção e no anexo 6 o modelo de resolução da árvore de decisão. Na tabela 6.2 são apresentados os resultados obtidos para o VPL segundo os estados de reserva para os três cenários propostos. Nas figuras 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8 e 6.9 são apresentadas as funções de pertinência do VPL (μ VPL). Na tabela 6.3 é apresentado o cálculo monetário dos nós terminais da árvore de decisão para os três cenários simulados.

TABELA 6.2 – VPL NEBULOSOS ASSOCIADOS AOS ESTADOS DE RESERVA [MM US\$]

Estado	VPL do Cenário I	VPL do Cenário II	VPL do Cenário III
Reserva Pequena	(97, 177, 138) _{LR}	(45, 113, 88) _{LR}	(0, 72, 56) _{LR}
Reserva Muito Grande	(391, 345, 345) _{LR}	(250, 220, 220) _{LR}	(131, 140, 140) _{LR}

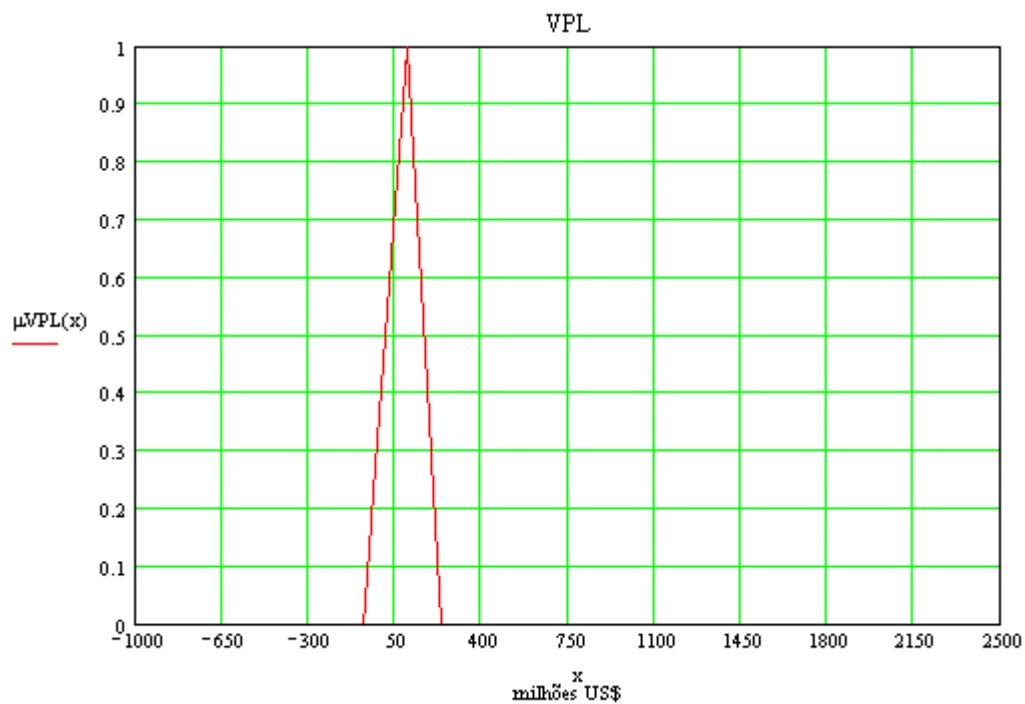


Figura 6.4 – Conjunto pertinência do VPL para o estado “Reserva Pequena” no Cenário I

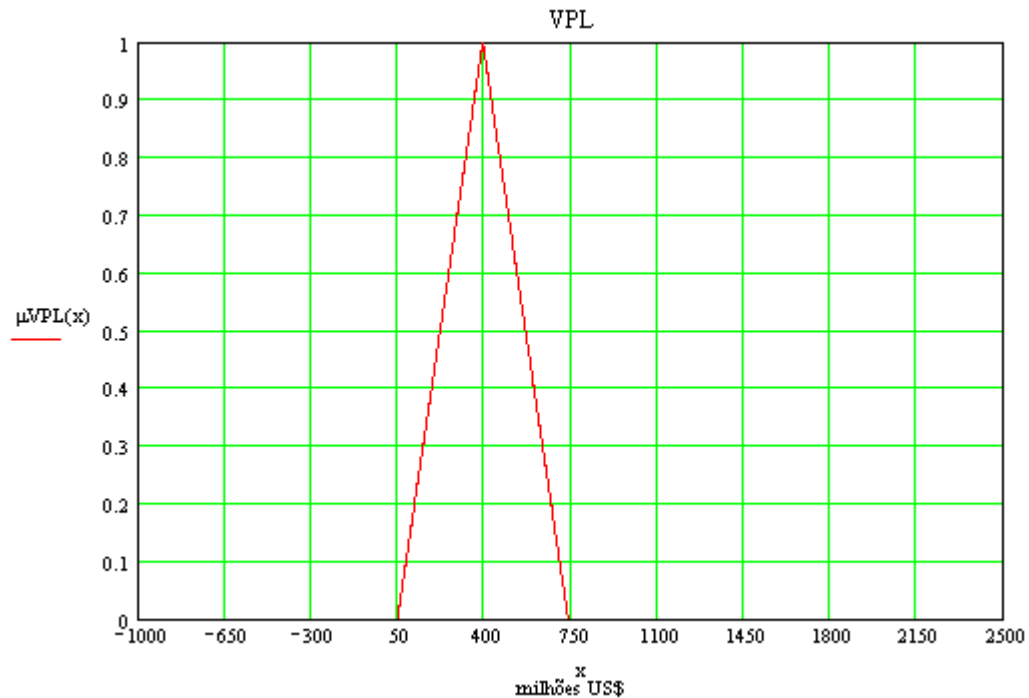


Figura 6.5 – Conjunto pertinência do VPL para o estado “Reserva Muito Grande” no Cenário I

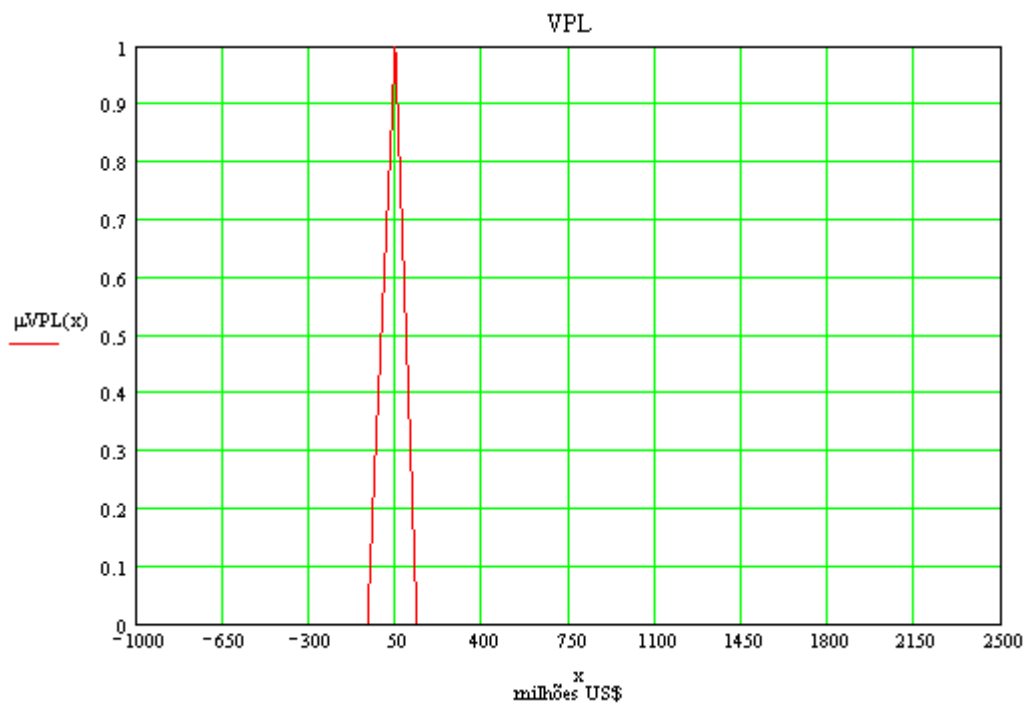


Figura 6.6 – Conjunto pertinência do VPL para o estado “Reserva Pequena” no Cenário II

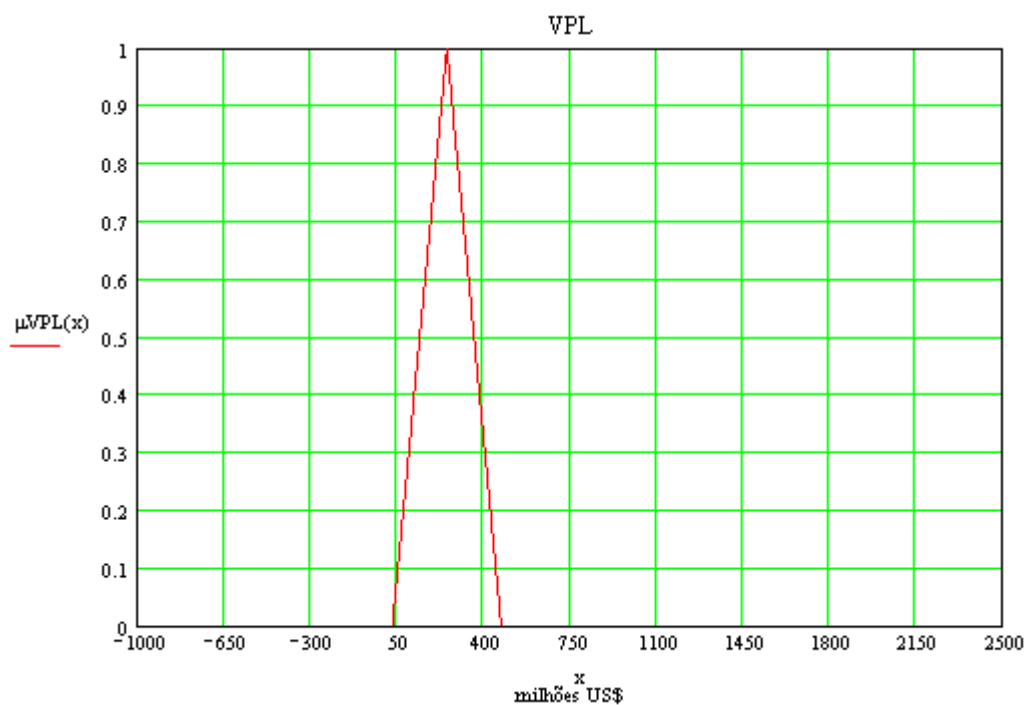


Figura 6.7 – Conjunto pertinência do VPL para o estado “Reserva Muito Grande” no Cenário II

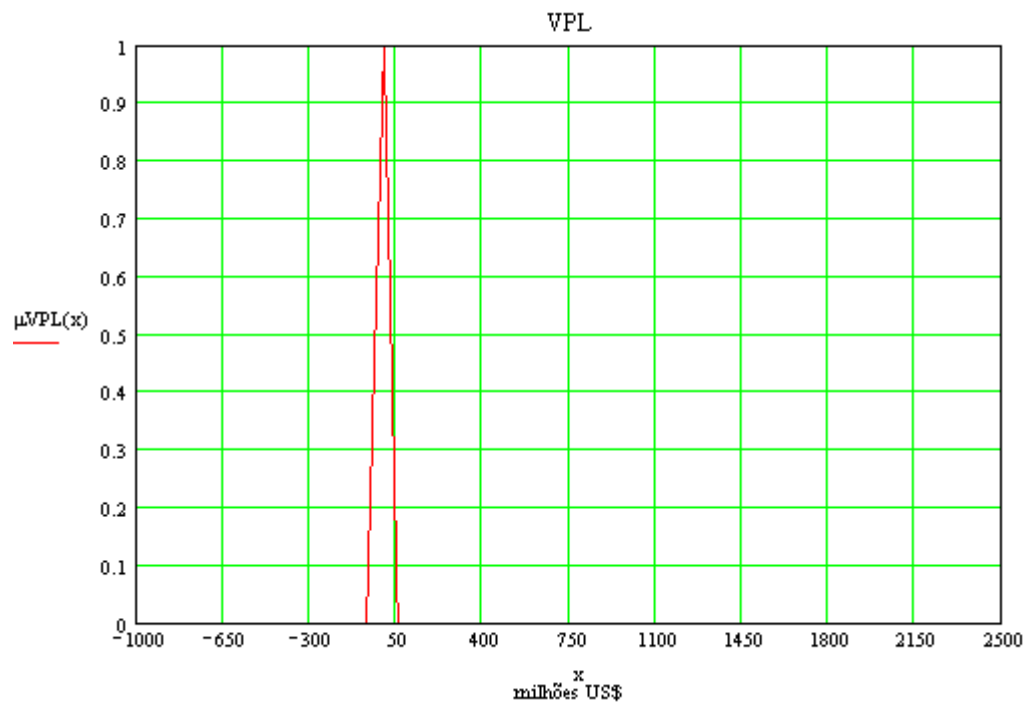


Figura 6.8 – Conjunto pertinência do VPL para o estado “Reserva Pequena” no Cenário III

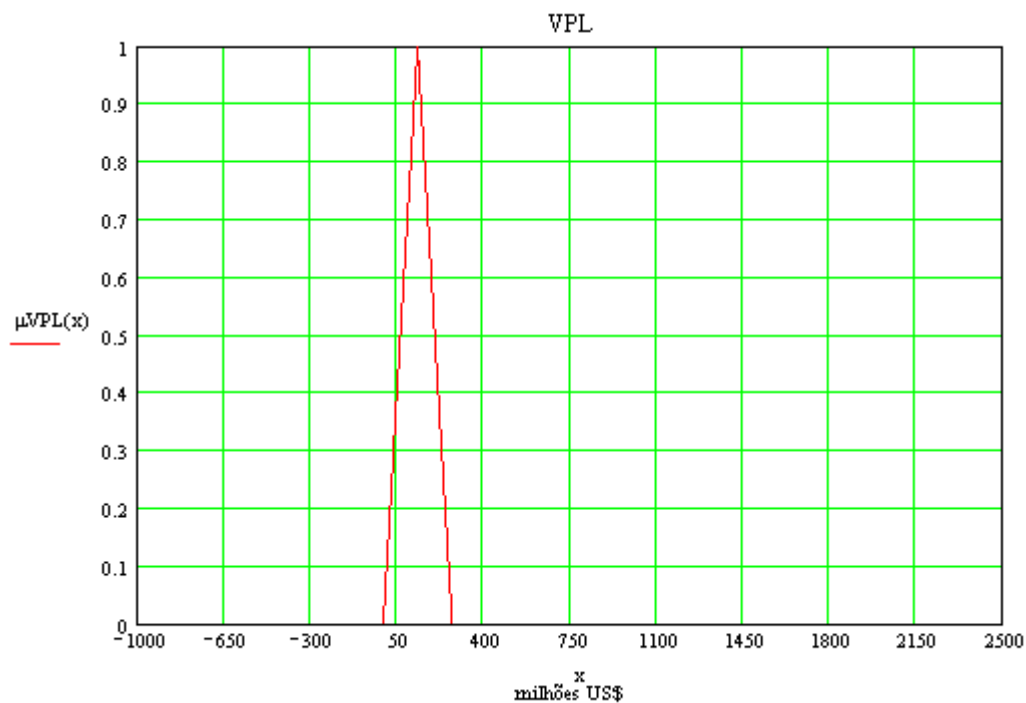


Figura 6.9 – Conjunto pertinência do VPL para o estado “Reserva Muito Grande” no Cenário III

TABELA 6.3 – CÁLCULO MONETÁRIO DOS NÓS TERMINAIS

Nó	Cálculo Monetário dos Nós Terminais [MM US\$]
A	$VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de perfuração de 1 poço exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - 32$
B	$VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de perfuração de 1 poço exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - 32$
C	$VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de perfuração de 2 poços exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - 55$
D	$VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de perfuração de 2 poços exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - 55$
E	$(\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de perfuração de 2 poços exp.}) = 55$
f	$(\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de perfuração de 1 poço exp.}) = 32$
g	$VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica} + \text{custo de perfuração de 1 poço exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - 45$
h	$VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica} + \text{custo de perfuração de 1 poço exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - 45$
i	$VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica} + \text{custo de perfuração de 2 poços exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Muito Grande")} - 54$
j	$VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - (\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica} + \text{custo de perfuração de 2 poços exp.}) = VPL \text{ ("Reserva Pequena")} - 54$
k	$(\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica} + \text{custo de perfuração de 2 poços exp.}) = 54$
l	$(\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica} + \text{custo de perfuração de 1 poço exp.}) = 45$
m	$(\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica}) = 32$
n	$(\text{taxa de participação} + \text{bônus de assinatura} + \text{taxa de retenção} + \text{custo de sísmica}) = 32$
o.	$= 0$

TABELA 6.4 – VALORES MONETÁRIOS DOS NÓS TERMINAIS

Nó	Valor Monetário [MM US\$]		
	Cenário I	Cenário II	Cenário III
a.	(359, 345, 345) _{LR}	(218, 220, 220) _{LR}	(99, 140, 140) _{LR}
b.	(65, 177, 138) _{LR}	(13, 113, 88) _{LR}	(-32, 72, 56) _{LR}
c.	(336, 345, 345) _{LR}	(195, 220, 220) _{LR}	(76, 140, 140) _{LR}
d.	(42, 177, 138) _{LR}	(-10, 113, 88) _{LR}	(-55, 72, 56) _{LR}
e.	-55	-55	-55
f.	-32	-32	-32
g.	(346, 345, 345) _{LR}	(205, 220, 220) _{LR}	(86, 140, 140) _{LR}
h.	(52, 177, 138) _{LR}	(0, 113, 88) _{LR}	(-45, 72, 56) _{LR}
i.	(337, 345, 345) _{LR}	(196, 220, 220) _{LR}	(77, 140, 140) _{LR}
j.	(43, 177, 138) _{LR}	(-9, 113, 88) _{LR}	(-54, 72, 56) _{LR}
k.	-54	-54	-54
l.	-45	-45	-45
m.	-32	-32	-32
n.	-32	-32	-32
o.	0	0	0

Na tabela 6.4 e nas figuras 6.10, 6.11 e 6.12 são apresentadas as árvores de decisão carregadas com os valores correspondentes aos três cenários simulados. De posse destas árvores carregadas o próximo passo é então resolvê-las pelo método da maximização do VME.

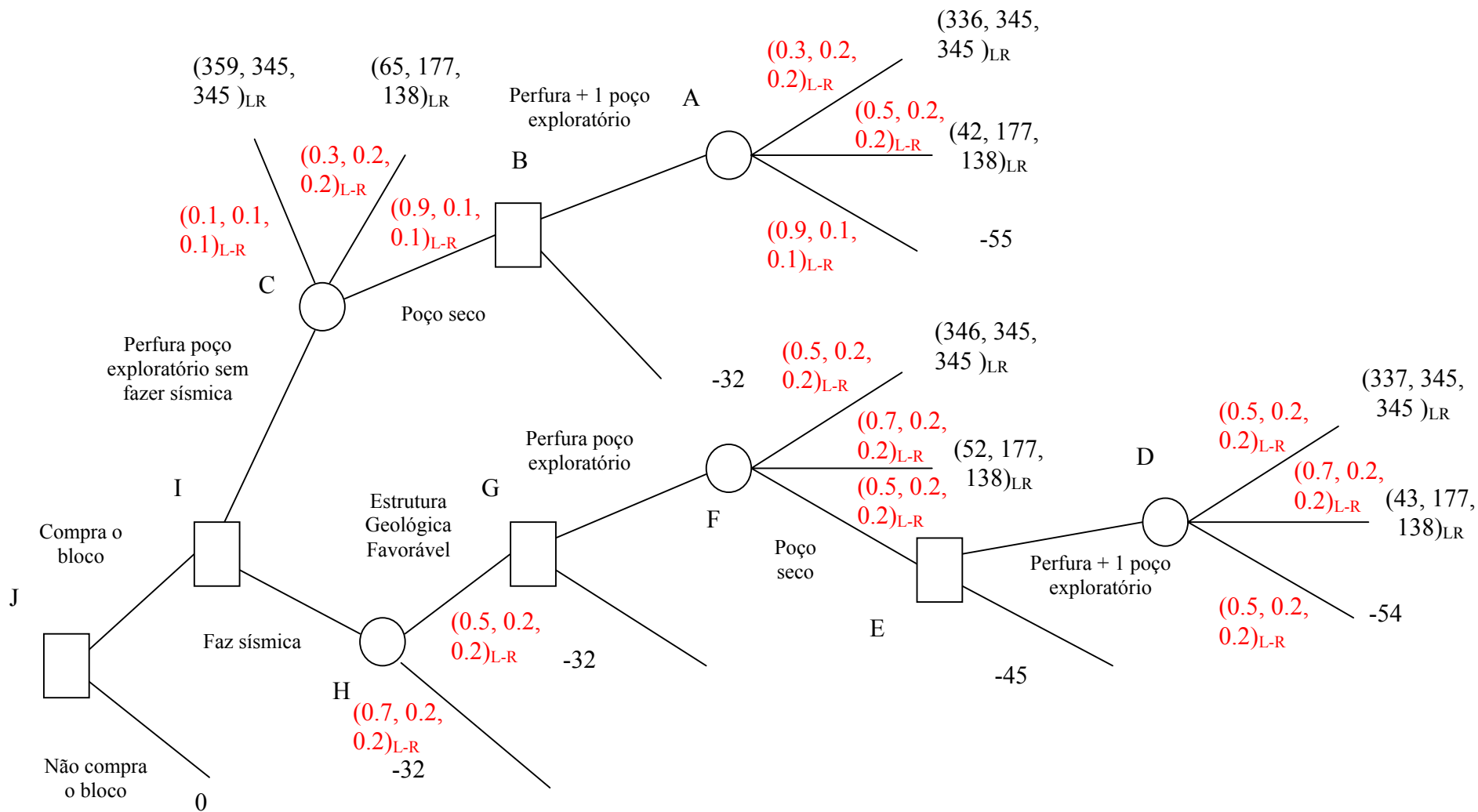


Figura 6.10 – Modelo de árvore de decisão para a análise do bloco C-M-111 com os valores monetários dos nós terminais – Cenário I

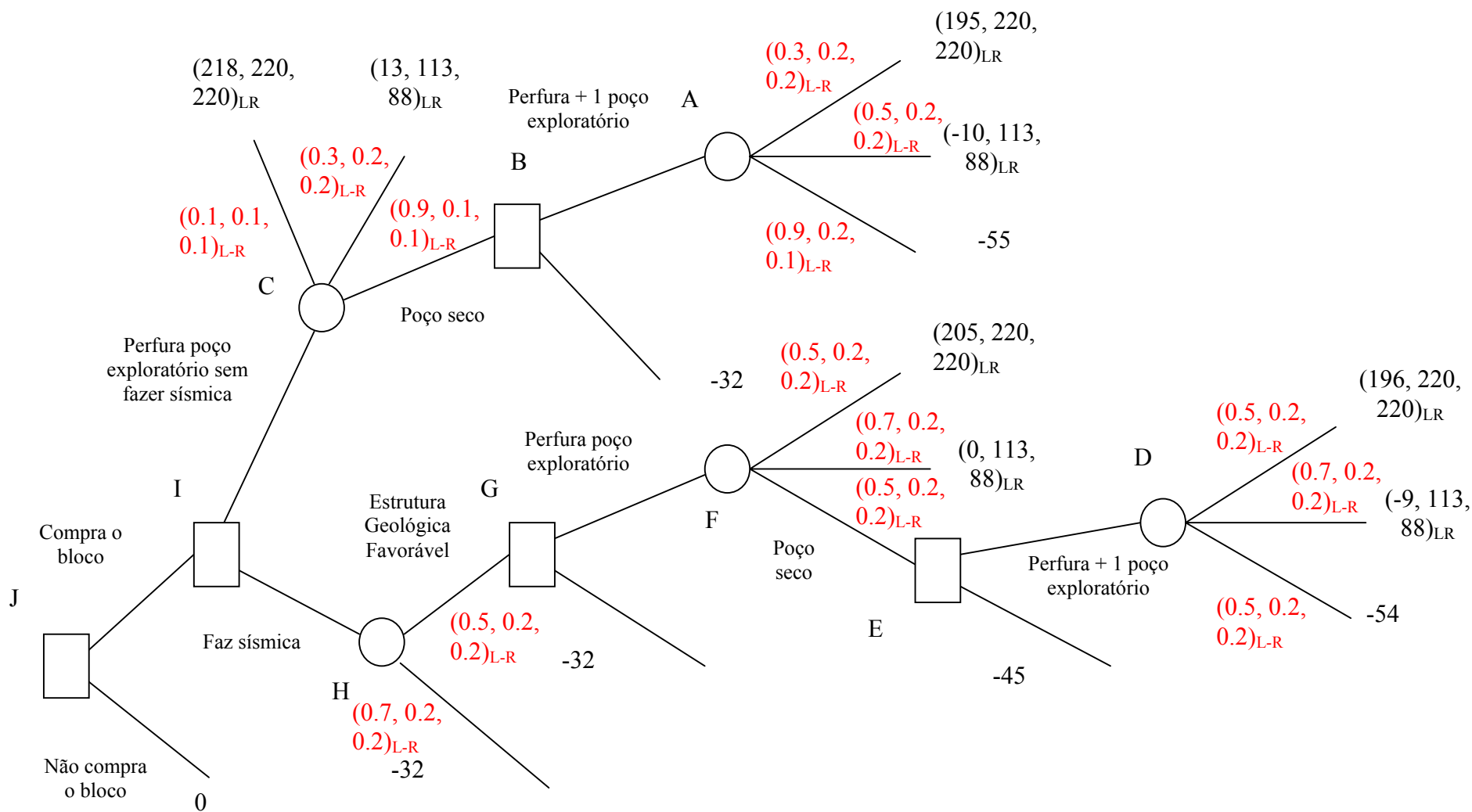


Figura 6.11 – Modelo de árvore de decisão para a análise do bloco C-M-111 com os valores monetários dos nós terminais – Cenário II

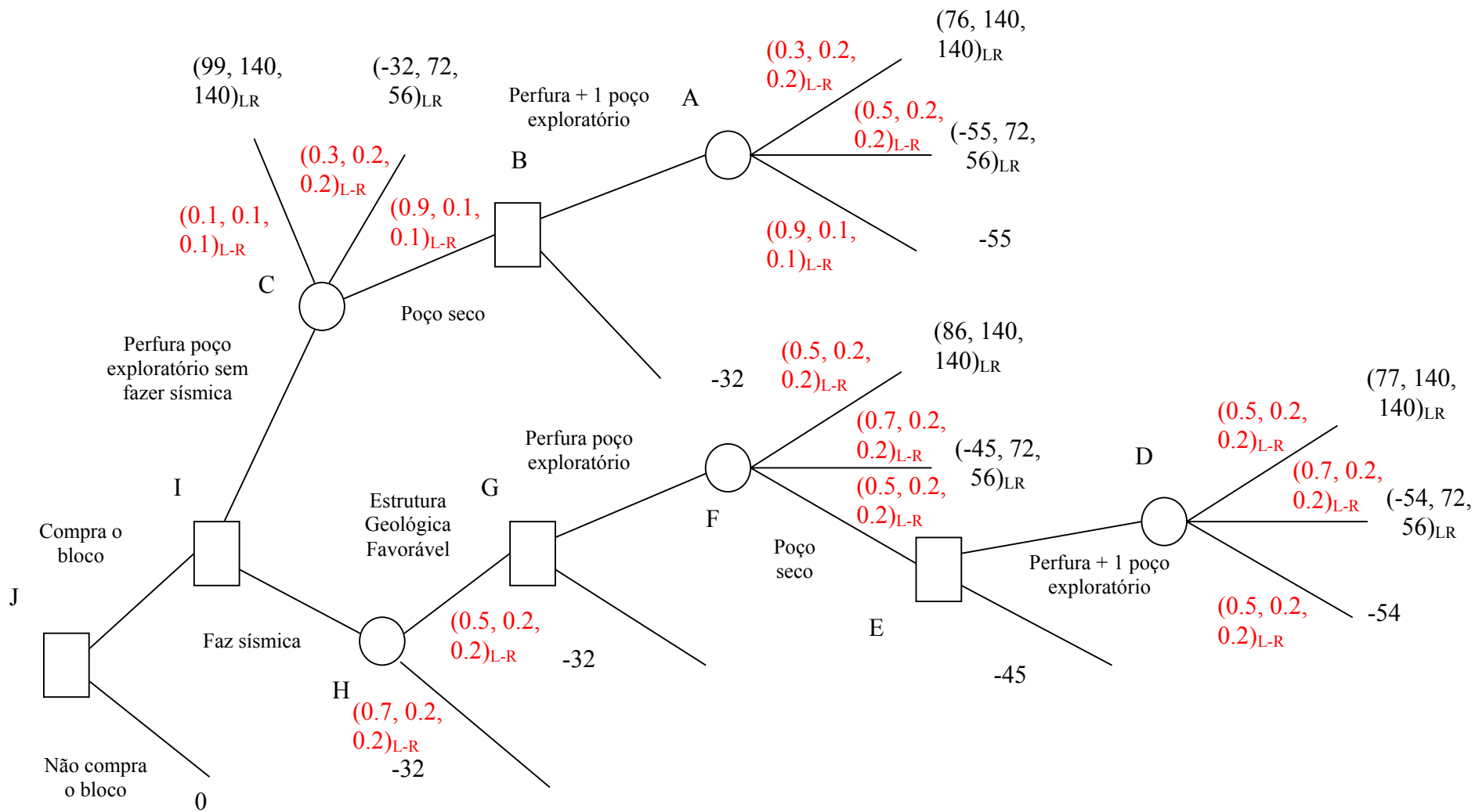


Figura 6.12 – Modelo de árvore de decisão para a análise do bloco C-M-111 com os valores monetários dos nós terminais – Cenário III

TABELA 6.5 – CÁLCULO DOS NÓS DE INCERTEZA E DE DECISÃO DAS ÁRVORES DE
DECISÃO PARA OS TRÊS CENÁRIOS

Nó	Resolução dos Nós de Incerteza e de Decisão [MM US\$] Valor Monetário Esperado [VME]		
	Cenário I	Cenário II	Cenário III
A	(72, 262, 242) _{LR}	(4, 154, 141) _{LR}	(-54, -468, -476) _{LR}
B	(72, 262, 242) _{LR}	(4, 154, 141) _{LR}	(-32, 0, 0) _{LR}
C	(120, 380, 350) _{LR}	(20, 219, 201) _{LR}	(-29, 36, 31) _{LR}
D	(172, 362, 334) _{LR}	(65, 221, 204) _{LR}	(-26, 120, 108) _{LR}
E	(172, 362, 334) _{LR}	(65, 221, 204) _{LR}	(-26, 120, 108) _{LR}
F	(295, 591, 550) _{LR}	(135, 347, 321) _{LR}	(-165, 186, 169) _{LR}
G	(295, 591, 550) _{LR}	(135, 347, 321) _{LR}	(-165, 186, 169) _{LR}
H	(184, 489, 441) _{LR}	(45, 194, 181) _{LR}	(-24, 86, 78) _{LR}
I	(184, 489, 441) _{LR}	(45, 194, 181) _{LR}	(-24, 86, 78) _{LR}
J	(184, 489, 441) _{LR}	(45, 194, 181) _{LR}	0

No cálculo dos nós de decisão se utilizam os valores médios dos conjuntos nebulosos representativos de cada nó. A partir, então, do cálculo do VME para cada nó é possível percorrer as árvores e verificar qual política de tomada de decisão maximiza o VME.

6.6. Resultados Obtidos

Tomada de decisão em relação ao Bloco Exploratório C-M-111

- Cenário I: COMPRA O BLOCO → FAZ SÍSMICA → PERFURA PRIMEIRO POÇO EXPLORATÓRIO → PERFURA SEGUNDO POÇO EXPLORATÓRIO.

✓ VME com valor central de 72 MM US\$

- Cenário II: COMPRA O BLOCO → FAZ SÍSMICA → PERFURA PRIMEIRO POÇO EXPLORATÓRIO → PERFURA SEGUNDO POÇO EXPLORATÓRIO.

- ✓ VME com valor central de 4 MM US\$

- Cenário III: NÃO ADQUIRE O BLOCO.

- ✓ VME com valor central de -54 MM US\$

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES, RECOMENDAÇÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1. Conclusões

- A utilização de números nebulosos do tipo L-R na modelagem das variáveis lingüísticas consideradas no modelo desenvolvido ofereceu resultados coerentes para as operações matemáticas implementadas no modelo (convergência das funções de pertinência resultantes das operações realizadas);
- Na construção das funções de pertinência pelo método da intuição – tal como realizado no modelo desenvolvido – é de suma importância a utilização de valores realistas para as variáveis lingüísticas modeladas, devido a sensibilidade observada no comportamento do modelo em relação a definição dos parâmetros das funções de pertinência (valor central e deslocamentos);
- A definição dos estados de reserva (muito grande, grande, pequena etc.) e das probabilidades de sucesso (alta, baixa etc.) que alimentam a árvore de decisão também influenciam significativamente a tomada de decisão. Assim, estes estados devem ser definidos a partir de análises e opiniões dos especialistas envolvidos no processo de E&P;
- A abordagem do problema de tomada de decisão utilizando a técnica de conjuntos nebulosos juntamente com a teoria das probabilidades possibilitou o

desenvolvimento de um modelo interessante de análise das decisões em exploração e produção de petróleo devido a facilidade e rapidez na construção do modelo;

- O modelo desenvolvido também permitiu a realização de análises de tomada de decisão no segmento de E&P de petróleo de forma “não-especializada”, ou seja, não foi necessária a realização de análises e simulações numéricas de engenharia de reservatórios tipicamente envolvidas neste tipo de problema. Isto facilitou muito a análise de cenários nas tomadas de decisão;
- A obtenção de VPL e VME do tipo conjunto nebuloso está associado a um *range* de imprecisão característico das informações qualitativas utilizadas na construção do modelo desenvolvido;
- As condições de tributação e de prazos (contrato de concessão) podem inviabilizar economicamente um projeto de E&P de petróleo em uma nova área, tal como constatado no cenário 3 – cenário de baixa produção do volume recuperável e com períodos de desenvolvimento e de produção mais longos;
- No cenário 2 (de produção moderada e com períodos de desenvolvimento e produção mais curtos) o valor obtido para o VME é positivo, porém bastante baixo. Isto significa que mesmo sendo aceitável (VME positivo) o projeto não possui robustez econômica, o que permitiria a análise de outras opções de investimento (áreas exploratórias em outros países por exemplo);

- Somente com uma taxa de produção mais acentuada (maior coeficiente de declínio exponencial) e com períodos de desenvolvimento e produção mais curtos é que o projeto adquire robustez econômica e se torna interessante para uma determinada empresa petrolífera.

7.2. Recomendações e Sugestões de Continuidade

- Em relação à duração da fase de exploração é mais interessante para uma companhia petrolífera alongar o chamado período de exploração visando diluir os investimentos ao longo do tempo e também para aumentar as chances de sucesso na perfuração de poços exploratórios, haja vista a possibilidade de adquirir um maior número de informações sobre o bloco exploratório (realização de levantamentos sísmicos, aquisição de dados SPEC etc.);
- Na fase de produção, isto é, a partir da declaração de comercialidade do campo, a estratégia típica de uma empresa petrolífera é a adoção de um agressivo programa de desenvolvimento da produção, que por sua vez é dependente das características de regulação e tributação existentes no setor;
- No caso do bloco exploratório marítimo analisado (alta profundidade d'água) a monetização das reservas de petróleo é ainda mais crítica, pois os investimentos e os riscos envolvidos são maiores;
- Quanto ao modelo desenvolvido, o *range* de imprecisão obtido a partir da utilização de conjuntos nebulosos pode servir como uma ferramenta auxiliar na tomada de

decisão em projetos de E&P de petróleo, pois permite um melhor entendimento por parte do decisor das incertezas e imprecisões envolvidas no processo;

- No que diz respeito à aplicação do modelo desenvolvido seria interessante a realização de análises de sensibilidade para o preço do petróleo assim como para a alíquota de impostos, visando compreender melhor a influência destas variáveis na tomada de decisão.

7.3. Considerações Finais

- Assim como previsto, os projetos de E&P de petróleo são mais robustos economicamente quando a monetização das reservas, isto é, quando a produção do volume recuperável é realizada de forma rápida;
- A viabilidade econômica dos projetos de E&P de petróleo no Brasil após a abertura do setor está intimamente ligada às condições regulatórias e tributárias vigentes. O processo de abertura do setor de petróleo pode estar ameaçado caso as condições de regulação e tributação não contemplem os requisitos de viabilidade econômica destes projetos por parte das companhias petrolíferas nacionais e internacionais inseridas no mercado;
- Por outro lado, os requisitos necessários para a viabilidade econômica dos projetos de E&P (prazos, investimentos etc.) podem não ser os mais interessantes do ponto de vista das reservas nacionais de petróleo, haja vista as projeções de reservas, produção e preço do petróleo no mercado internacional no médio-longo prazo;

- Assim, o debate em torno das condições de abertura do setor e seu impacto nas reservas nacionais deve ser aprofundado. Estudos e análises mais detalhadas sobre auto-suficiência e exportação de petróleo, como também sobre o processo de participação de empresas privadas no mercado nacional é de suma importância no planejamento energético do País.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2002a, **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2002**, Rio de Janeiro.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2002b, **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural**, 4º Rodada de Licitações, Rio de Janeiro.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2003a, **Pré-Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão das Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural**, 5º Rodada de Licitações, Rio de Janeiro.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2003b, **Destaques da Quinta Rodada de Licitações**, [on line] disponível:
www.anp.gov.br/conheca/noticia_imprimir.asp?intCodNoticia=95, 27/09/2003, Rio de Janeiro.

ALVARENGA, M., M., 1985, “Produção de Petróleo no Brasil: Evolução e Perspectivas”. In: **Economia e Tecnologia da Energia**, FINEP, Marco Zero, Rio de Janeiro, pp. 39-57.

ANDERSON, R., A, 1998, “Oil Production in the 21st Century”. In: **Scientific American**, March, pp. 68-73.

ARAÚJO, H., C., PIRES, J., C., L., 2000, “Regulação e arbitragem nos setores de serviços públicos no Brasil: problemas e possibilidades”. In: **Revista de Administração Pública (RAP/FGV)**, vol.34, set/out, pp. 9-28.

BEAUD, M., 1996, **Arte da Tese**, Bertrand do Brasil, Rio de Janeiro, 184p.

BEKAMAN, O, R, NETO, P., L., O., C., 1980, **Análise Estatística da Decisão**, São Paulo, Edgard Blücher, 124p.

BENJAMIM, C. (org.), 1993, **Diálogo sobre Ecologia, Ciência e Política**, Nova Fronteira, Rio de Janeiro.

BENJÓ, I., 2000, **A Economia da Regulação**, Apostila do Curso de pós-graduação em Regulação, Defesa da Concorrência e Concessões da FGV, Rio de Janeiro, 116p.

BERG, R., R., CALHOUN, J., C., WHITING, R., L., 1974, “Prognosis for Expanded U.S. Production of Crude Oil”. In: **Energy: Use, Conservation and Supply, American Association for Advancement of Science**, pp. 70-76.

BORENSTEIN, C., R., 2000, “Regulação em setores de infra-estrutura: a sociedade no controle externo das organizações”. In: **Revista de Administração Pública (RAP/FGV)**, vol.34, set./out., pp. 47-59.

BRASIL, LEI 9.478 DE SEIS DE AGOSTO DE 1997, **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o**

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e dá outras providências, Brasília.

BRASIL ENERGIA, 1996, n.187, abr.

BRASIL ENERGIA, 1998, n.215, out.

BRASIL ENERGIA, 2001, n.250 set.

BRASIL ENERGIA, 2001, n.251, out.

BRASIL ENERGIA, 2001, n.252, nov.

BRASIL ENERGIA, 2001, n.253, dez.

BRESSER PEREIRA, 1997, **A Reforma do Estado dos anos 90: Lógica e Mecanismos de Controle**, Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, Brasília, 58pp.

BUARQUE, C., 1991, **Avaliação Econômica de Projetos**, 8ª reimp., colaboração de Hugo Javier Ochoa; Campus, Rio de Janeiro.

CAMPBELL, C., J., LAHERRÈRE, 1998, J., H., "The End of Cheap Oil". In: **Scientific American**, March, pp.61- 65.

CAMPOS, A. M., AVILA, J. P., C., SILVA JR., 2000, “Avaliação de agências reguladoras: uma agenda de desafios para a sociedade brasileira”. In: **Revista de Administração Pública (RAP/FGV)**, vol.34, Número Especial: Regulação, set./out.

CAMPOS, R., 1996, **Antologia do Bom Senso**, Topbooks, Rio de Janeiro.

CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., ROSA, A. J., 2002, **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, RH/UC/NB/PETROBRAS, Salvador.

CARNEIRO, R., 1996, “Crise, Ajustamento e Estagnação – A Economia Brasileira no Período 1974-1989”. In: **Economia e Sociedade**, pp. 145-169.

CLEMEN, R. T., 1996, **Making Hard Decisions: An Introduction to Decision Analysis**, Duxbury Press. 2nd ed. 664p.

COLOMBI NETTO, J. C., 2001, **ANP: Desafios e Realizações no Upstream Brasileiro**, [on line] disponível: www.round-4.gov.br, Apresentação da 4ª Rodada de Licitações.

CONANT, M. A., GOLD, F. R., 1981, **A Geopolítica Energética**, Biblioteca do Exército Editora, Rio de Janeiro.

CYRANKA, L. F. M., SOUZA, V. P., 2000, **Orientações Para Normalização de Trabalhos Acadêmicos**, 6 ed. rev., EDUFJF, Juiz de Fora.

DUTRA, L., E., D. *et al.*, 1996, **A Regulamentação do Setor Petrolífero Brasileiro: refletindo sobre o futuro**, Setor de Publicações e Programação Visual da COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 96p.

DUTRA, L., E., D., 1996, “Por uma história alternativa do petróleo”. In: **Pesquisas Recentes em Energia, Meio Ambiente e Tecnologia**, Programa de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

FANTINI, J., ALVARENGA, M.,M., 2000, **Mudanças Institucionais no Setor Petróleo Brasileiro**, Publicação da Academia Nacional de Engenharia/Comitê de Energia, Rio de Janeiro.

FORMAN, J., 2003, **Nova Metodologia de Desenho e Licitação dos Blocos Exploratórios**, [on line] disponível: www.round-5.gov.br, Apresentação da 5ª Rodada de Licitações, ANP, Rio de Janeiro.

FREIRE, W., 1995, “A abertura do monopólio da Petrobras na exploração e na produção de petróleo no Brasil”. In: **Brasil e Energia**, n.182, out.

FREITAS, A, G., 1999, **Processo de aprendizagem da Petrobras: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore**, Tese de Doutorado, Unicamp, Campinas.

FURTADO, C., 1974, **O Mito do Desenvolvimento Econômico**, Paz e Terra, Rio de Janeiro.

GAZETA MERCANTIL, 2000, **Balanço Anual**, outubro, ano V, n.5.

GRAYSON, C., J., 1960, **Decisions under Uncertainty: Drilling Decisions by Oil and Gas Operators**, Division of Research Graduate School of Business Administration Harvard University, Boston.

GUIDAN, E., 1978, “O processo de desestatização”. In: **Reflexões e Comentários 1970-1978**, Nova Fronteira, Rio de Janeiro.

GUIMARÃES, A. B., da S., OLIVEIRA, D., C. de, ROSA, L. P., TOLMASQUIM, M., T., 1996, “Os Desafios da Regulamentação das Atividades Petrolíferas no Brasil”, **Congresso Brasileiro de Energia**, v.7, n.2.

HOFFMANN, C., A., A., FROTA, F., I., A, GURGEL DE OLIVEIRA, G., 1984, **Levantamento das Potencialidades Energéticas**, Programa de Implementação do Modelo Energético Brasileiro, Convênio MME/SG/SECOT/SEPLAN/SAREM, Brasília.

HYNE, N., 1984, **Geology for Petroleum Exploration, Drilling and Production**, McGraw-Hill, Tulsa.

IBP, 1985, **Dicionário Técnico Inglês/Português Português/Inglês de Petróleo**, Instituto Brasileiro do Petróleo, Rio de Janeiro, 427p.

IPEA, 1994, **Subsídios para a Reforma do Estado**, Convênio IPEA/IBAN/ENAP, vols. 1, 2, 3, 4 e 5, Rio de Janeiro.

JUER, M., 2000, **Fundamentos de Avaliação de Projetos**, Apostila do Curso de Pós-graduação em Regulação, Defesa da Concorrência e Concessões FGV, Rio de Janeiro, 42p.

KAUFMANN, A., 1975, **A Ciência da Tomada de Decisão**, trad. por Francisco José de Albuquerque Souza, Zahar, Rio de Janeiro.

LAHERRÈRE, J., 2001a, “Estimative of Oil Reserves”, [on line] disponível: <http://www.oilcrisis.com/laherrere>, **IIASA - International Energy Workshop**, Luxemburg, Plenary Session I: Resources, 19 June.

LAHERRÈRE, J., 2001b, “Forecasting Future Production from Past Discovery” [on line] disponível: <http://www.oilcrisis.com/laherrere>, **OPEC and Global Energy Balance: Towards a Sustainable Energy Future**, Vienna, Sept. 28-29.

LIMA, C., J., T., 2000, **As reservas mundiais de petróleo**, Trabalho apresentado para a disciplina Introdução à Tecnologia e Economia do Petróleo do Mestrado em Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 12p.

MANNARINO, R., 1991, **Introdução à Engenharia Econômica**, Campus, Rio de Janeiro.

MARCUSSO, J. L., 2001, “Bacia de Campos: Produção e Investimentos em E&P”, In: **Seminário de Revitalização Econômica do Norte/Noroeste Fluminense: Desafios e Oportunidades**, FGV, Rio de Janeiro, 19 de junho.

MARINHO JR., I., P., 1989, **Petróleo: política e poder**, José Olympio, Rio de Janeiro.

MARTIN, J.-M., 1992, **A Economia Mundial da Energia**, trad. Elcio Fernandes, Editora UNESP, São Paulo.

MASSERON, J., 1990, **Petroleum Economics**, Technip, Paris.

MEGILL, R., E., 1971, **An Introduction to Exploration Economics**, Penn Well Publishing Company, Tulsa-Oklahoma, 1971.

MERCIO, S., R., 2001, **Descrição dos Blocos**, [on line] disponível: www.round-3.gov.br, Apresentação da 3ª Rodada de Licitações, ANP, Rio de Janeiro.

MERCIO, S., R., 2001, **Revisão Técnica e Descrição dos Blocos**, [on line] disponível: www.round-4.gov.br, Apresentação da 4ª Rodada de Licitações, ANP, Rio de Janeiro.

MOCZYDLOWER. N., 2002, **Desenvolvimento da Produção de um Campo de Petróleo: A Fase de Pré-Projeto**, Apresentação realizada na COPPE/UFRJ, Convênio COPPE/UFRJ/ANP/PRH-21, 29 de Agosto, Rio de Janeiro.

MORGADO, A., C., O., CARVALHO, J., B., P., PINTO CARVALHO, P., C., FERNANDEZ, P., 1991, **Análise Combinatória e Probabilidade**, Publicação da Fundação VITAE, Rio de Janeiro, 1991.

NAKAGAWA, E., Y., 1986, **Modelo para Análise de Risco na Decisão de Exploração ou Desenvolvimento de um Campo**, Dissertação de Mestrado, Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto.

NEIVA, J., 1983, **Conheça o Petróleo e Outras Fontes de Energia**, Ao Livro Técnico, Rio de Janeiro.

NEPOMUCENO FILHO, F., 1998, **Tomada de Decisão em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo**, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas.

NEWENDORP, P. D., 1975, **Decision Analysis for Petroleum Exploration**, Well Publishing Company, Tulsa-Oklahoma.

OLIVEIRA JR., 1999, **Lógica Difusa: aspectos práticos e aplicações**, Editora Interciência, Rio de Janeiro.

PECI, A, CAVALCANTI, B., S., 2000, “Reflexões sobre a autonomia do órgão regulador: uma análise das agências reguladoras estaduais”. In: **Revista de Administração Pública (RAP/FGV)**, vol.34, Número Especial: Regulação, set./out.

PETROBRAS, 1994, **Conheça a Petrobras**, Edição de Comemoração 40 anos, Serviço de Relações Institucionais.

PIMENTA, C., C., 1998, “A reforma gerencial do Estado brasileiro no contexto das grandes tendências mundiais”. In: **Revista de Administração Pública (RAP/FGV)**, vol.32, ano 5, set./out.

PINHEIRO, A, C., 1999, “Privatização no Brasil: por quê ? até onde ? até quando ?” In: **A Economia Brasileira nos Anos 90**, Giambiagi, F., Moreira, M. (orgs.), BNDES, Rio de Janeiro.

PUCCINI, A, L., 1999, **Matemática Financeira**, Ed. Campus, Rio de Janeiro.

RAIFFA, H., 1968, **Decision Analysis**, Addison-Wesley Publishing Company, Massachusetts.

REPSOLD JR, H., 2000, **A competição e a cooperação na exploração e produção de petróleo: uma análise das formas de associação entre empresas e das licitações de E&P aplicados ao caso brasileiro**, Trabalho apresentado para a disciplina “Economia do Petróleo” do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 25p.

RODRIGUES, A., P., DIAS, D., S., 1994a, **Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais**, Instituto Liberal, Rio de Janeiro.

RODRIGUES, A., P., DIAS, D., S., 1994b, **Petróleo**, Série Políticas Alternativas, Instituto Liberal, Rio de Janeiro.

ROSA, L., P., 2000, **Notas de aula da disciplina de mestrado “Introdução à tecnologia e economia do petróleo”**, Programa de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

ROSS, T., J., 1995, **Fuzzy Logic with Engineering Applications**, McGraw-Hill, International Edition.

ROTSTEIN, J., 1990, **Conspiração Contra o Alcool**, Editora Espaço e Tempo, Rio de Janeiro.

ROTSTEIN, J., 1996, **Brasil Século XXI**, Editora Espaço e Tempo, Rio de Janeiro.

SARAVIA, E., PECI, A., BRASÍLICO, E., A. (Org.), 2002, **Regulação, Defesa da Concorrência e Concessões**, Editora FGV, Rio de Janeiro.

SILVA, R. R., 2000, **Explorator: Protótipo de Sistema Holístico em Exploração de Petróleo**, Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro.

SOUZA, F., J., R., 1999, **Petróleo e Gás Natural**, Apostila do Curso de Pós-graduação em Regulação, Defesa da Concorrência e Concessões da FGV, Rio de Janeiro.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), 1997, **Petroleum Reserves Definitions**, [on line] disponível: www.spe.org.

SPE/WPC/AAPG, 2001, **Resource Definitions as a Basis for Portfolio Management**, J G Ross, SPE, Gaffney, Cline & Associations, SPE 68573.

STEAGALL, D., E., SCHIOZER, D., 2000, **Análise de Incerteza nas Previsões de Produção de um Campo de Petróleo na Fase de Delimitação**, [on line] disponível: www.cepetro.unicamp.org.br.

SZKLO, A., S., 1996, **Percepção, Diagnóstico e Critérios de Tomada de Decisão em Risco**, Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

TANAKA, K., 1997, **An Introduction To Fuzzy Logic For Practical Applications**, Trad. Tak Niimura, Springer.

THOMAS, J., E. (org.), 2001, **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Interciência, Rio de Janeiro.

TN PETRÓLEO, 2001, ano IV, n.17, pp. 28-37.

TN PETRÓLEO, 2002, ano V, n.27, pp. 28-37.

TÚPAC, Y., J., VELLASCO, M., M., R., PACHECO, M., A., C., 2001, **Seleção de Alternativas para o Desenvolvimento de Campos de Petróleo por Algoritmos**

Genéticos, Laboratório de Inteligência Computacional Aplicada (ICA) do Departamento de Engenharia Elétrica, PUC, Rio de Janeiro.

TURDERA, M. V., 2003, “Definição de Gás Natural”. In: **A evolução do mercado de gás natural Parte II**, [online] disponível:

<http://www.gasbrasil.com.br/atualidades/boletins>, Portal Gás Brasil.

VERMA, H., L., GROSS, C., W., 1978, **Introduction To Quantitative Methods**, Wiley/Hamilton Publication.

XEXÉO, G., 2001, **Apostila do Curso de Lógica e Conjuntos Fuzzy**, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 11-19 de junho.

YERGIN, D., 1992, **O Petróleo: Uma história de ganância, dinheiro e poder**, 2ª ed., São Paulo, Scritta.

ZIMMERMANN, H.-J., 1994, **Fuzzy Set Theory And Its Applications**, 2nd ed., Kluwer Academic Publishers.

ZYLBERSZTAJN, D., 2001, **Situação do Upstream no Brasil**, Apresentação da 3ª Rodada de Licitações (Brazil Round 3), ANP.

Web-sites consultados

ANP, Agência Nacional do Petróleo, www.anp.gov.br

CEPETRO, Centro de Pesquisas em Engenharia de Petróleo da Universidade Estadual de Campinas (CEPETRO/UNICAMP), www.cepetro.unicamp.br

DECISIONEERING, Decisioneering, Crystal Ball®, www.decisioneering.com

HALLIBURTON, Halliburton Company, www.halliburton.com

HUBBERTPEAK, www.hubbertpeak.com.br

KBASECORP, KbaseCorp®, www.kbasecorp.com

MCT, Ministério de Ciência e Tecnologia da República Federativa do Brasil, www.mct.gov.br

PALISADE, www.palisade.com

PETROBRAS, Petróleo Brasileiro S.A., www.petrobras.com.br

TREEAGE, TreeAge®, www.treeage.com

SPE, Society of Petroleum Engineers, www.spe.org