



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Sistema de Identificação de Recursos
Petrolíferos por Intermédio de
Geotecnologias: Um Enfoque Metodológico**

**Autor: Kellerman A Novaes
Orientador: Prof. Dr. Saul B. Suslick**

**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE**



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Sistema de Identificação de Recursos Petrolíferos por intermédio de Geotecnologias: Um Enfoque Metodológico

Autor: Kellerman A Novaes
Orientador: Prof. Dr. Saul B. Suslick

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2003
SP – Brasil

UNIDADE	BC
Nº CHAMADA	T/UNICAMP
	N856s
V	EX
TOMBO, BC/	59732
PROC.	16.117-04
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	22,00
DATA	
Nº CPD	

Bib Id 322229

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

N856s

Novaes, Kellerman Antonio

Sistema de identificação de recursos petrolíferos por intermédio de geotecnologias: um enfoque metodológico / Kellerman Antonio Novaes. --Campinas, SP: [s.n.], 2003.

Orientador: Saul Barisnik Suslick

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Petróleo. 2. Incerteza. 3. Risco. 4. Sistema de informação geográfica. 5. Processo decisório. I. Suslick, Saul Barisnik. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

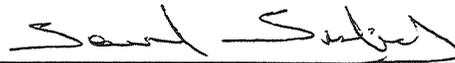
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

200413915

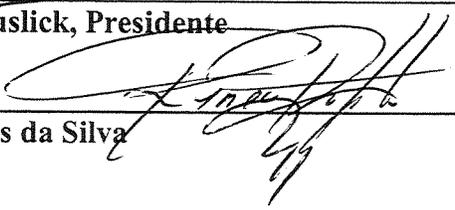
Sistema de Identificação de Recursos Petrolíferos por Intermédio de Geotecnologias: Um Enfoque Metodológico

Autor: Kellerman A Novaes
Orientador: Saul B. Suslick

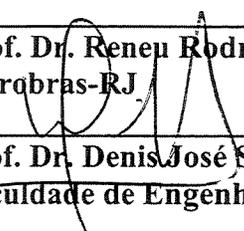
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick, Presidente
Instituto de Geociências



Prof. Dr. Reneu Rodrigues da Silva
Petrobras-RJ



Prof. Dr. Denis José Schiozer
Faculdade de Engenharia Mecânica

Campinas, 27 de agosto de 2003

Dedicatória

Dedico este trabalho a Isabella, Fernanda, Gabriela e toda família Novaes.

Agradecimentos

A realização deste trabalho envolveu a ajuda de diversas pessoas e organizações, às quais gostaria muito de agradecer:

A Deus, por tudo que me permite realizar.

Ao Professor Saul B. Suslick, pela amizade, motivação, orientação e confiança.

À minha esposa, Isabella e filhas Fernanda e Gabriela, que me incentivam a prosperar e a me superar como ser humano.

Ao CNPQ, por ter apoiado financeiramente a realização deste trabalho.

Aos meus pais, René e Cleópatra Novaes, pelo carinho e atenção com que sempre me tratam.

Ao meu irmão, René Jr. pelo estímulo e exemplo de conduta.

A todos os professores, funcionários e amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo, do Centro de Estudos do Petróleo e do Instituto de Geociências que contribuíram, direta e indiretamente, na realização deste trabalho.

Aos pesquisadores e estagiários do LAGE, particularmente ao Henrique, Gabriel, Ricardo, Doneivan, Neto, Noele e Rodrigo, pela colaboração e amizade.

Bendito seja Deus, nosso Senhor que nos dá o sinal.....

(Fernando Pessoa)

Resumo

NOVAES, Kellerman Antonio. *Sistema de Identificação de Recursos e Petrolíferos por intermédio de Geotecnologias: Um Enfoque Metodológico*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 120 p. Dissertação (Mestrado).

A classificação de recursos e reservas de hidrocarbonetos visa um melhor conhecimento das probabilidades de ocorrência de uma descoberta comercial e das incertezas quanto ao volume de óleo recuperado, informações básicas para incorporar a análise de risco no processo de tomada de decisão. Nesta classificação, utilizam-se informações de levantamentos sísmicos, mapas geológicos, locação de poços, análise de testemunhos, variáveis econômicas, infraestrutura, características do meio ambiente, política fiscal, entre outras informações. A diversidade e a subjetividade na qual o processo está submetido, além da qualidade e flexibilidade que o sistema deve possuir, fazem das técnicas de Geoprocessamento, em especial, os Sistemas de Informações Geográficas (SIGs), uma ferramenta com potencial na gestão e na execução do processo de identificação de recursos petrolíferos. Esta dissertação apresenta uma proposta metodológica no desenvolvimento de um sistema de identificação de recursos e reservas de petróleo utilizando Geotecnologias, visando a melhoria do fluxo de informação e o aprimoramento do planejamento e das previsões, no suporte a tomada de decisão.

Palavras Chave

Petróleo, Classificação de Recursos/Reservas, Incerteza, Risco, SIG, Tomada de Decisão

Abstract

NOVAES, Antonio Kellerman. *Identification System of Petroleum Resources using Geotechnologies: A Methodological Approach*. Campinas: Faculty of Mechanical Engineering, Institute of Geosciences, State University of Campinas, 2003. 120 p. Dissertation (Master's degree)

The classification of the resources and reserves of hydrocarbons is intended to obtain a better knowledge about the probabilities of the occurrence of a commercial discovery and about the uncertainties related the amount of recovery oil, providing basic information to incorporate the risk analysis to the decision making process. Information about seismic surveys, geological maps, well location, borehole samples, economics, infrastructure, environments characteristics, fiscal polices and other information are the main requirement in the classification. The diversity and subjectivity in which the process is submitted, and also the quality and flexibility that the system must have, makes the Geoprocessing techniques , specially, the Geographic Information Systems (GISs), a potential tool in the management and in the execution of all necessary steps. This dissertation presents a methodological proposal in the development of a identification system of petroleum resources using Geotechnologies, aiming to improve the information flow and forecasting process to support the decision making process.

Keywords

Petroleum, Classification of Resources/Reserves, Uncertainty, Risk, GIS, Making the Decision.

Índice

Dedicatória.....	iv
Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract.....	viii
Índice.....	ix
Lista de Figuras.....	xii
Nomenclaturas.....	xiv
Capítulo 1 – Considerações Iniciais	1
1.1 – Introdução.....	1
1.2 – Objetivo e Estrutura da Tese.....	3
Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica	5
Capítulo 3 – Fundamentação Teórica	11
3.1 – O Processo Exploratório.....	11
3.2 – O Risco Geológico.....	12
3.3 – Incertezas Volumétricas.....	23
3.4 – Plano de Avaliação	26
3.5 – Avaliação Econômica.....	28
3.6 – Classificação de Recursos Petrolíferos.....	30
Capítulo 4 – Geotecnologias	43
4.1 – Sistema de Informação Geográfico – SIG.....	43
4.2 – Estrutura Geral de um SIG.....	44
4.3 – Arquitetura Interna.....	46

4.4 – Funcionalidade.....	47
4.5 – Entrada de Dados.....	49
4.6 – Gestão e Recuperação de Informação.....	51
4.7 – Manipulação e Análise de Dados.....	51
4.8 – Exibição e Produtos Cartográficos.....	54
4.9 – Critérios e tendências na escolha do SIG.....	55
4.10 – O SPRING.....	57
4.10.1 – Arquitetura do Sistema.....	57
4.10.2 – Modelo Conceitual do SPRING.....	59
Capítulo 5 – Recursos e Aplicações.....	63
5.1 – Problemas Monitorados.....	65
5.2 – Escala Geográfica.....	67
5.3 – Produtos de Saída.....	68
5.4 – Aplicações.....	68
5.5 – Estrutura de Dados.....	71
5.6 – Arquitetura Geral do Sistema.....	73
5.7 – Organização Estrutural.....	74
Capítulo 6 – Processo de Identificação de Recursos Petrolíferos.....	76
6.1 – Definição e Classificação de Recursos Petrolíferos.....	77
6.1.1 – Recursos: Definição e Classificação.....	77
6.1.2 – Reservas: Definição e Classificação.....	78
6.1.3 – Classificação quanto ao Grau de Incerteza.....	78
6.1.4 – Classificação quanto ao Estágio de Desenvolvimento.....	78
6.1.5 – Critérios para Aprovação de Reservas Provadas.....	79
6.1.6 – Parametrização da Reserva Provada.....	81
6.2 – Localização da Área.....	82
6.3 – Mapeamento Geológico.....	84
6.4 – Levantamento Geofísico.....	86

6.5 – Plano de Avaliação.....	88
6.6 – Avaliação Econômica.....	89
6.7 – Processo de Identificação.....	90
6.8 – Identificação de Reserva Provada.....	92
Capítulo 7 – Conclusões e Recomendações	97
7.1 – Conclusões.....	97
7.2 – Recomendações.....	99
Referências Bibliográficas.....	101

Listas de Figuras

Figura 3.1 : Processo de Avaliação.....	12
Figura 3.2 : Representação do Risco e da Incerteza.....	13
Figura 3.3 : Exemplo Esquemático de um Sistema Petrolífero.....	14
Figura 3.4 : Área de Drenagem de Hidrocarbonetos.....	15
Figura 3.5 : Modelo de Trapeamento.....	17
Figura 3.6 : Representação do <i>Play</i> e do Prospecto.....	18
Figura 3.7 : Lista de Fatores e seus Mapas Associados.....	21
Figura 3.8 : Regra Prática na Quantificação do Risco Geológico.....	22
Figura 3.9 : Representação da Forma de Apresentação dos Dados.....	25
Figura 3.10 : Representação de um Fluxo de Caixa.....	28
Figura 3.11 : Árvore de Decisão.....	29
Figura 3.12 : Diagrama de Arps.....	31
Figura 3.13 : Diagrama de McKelvey.....	33
Figura 3.14 : Sistema NPD.....	34
Figura 3.15 : Novo Sistema NPD.....	35
Figura 3.16 : Sistema SPE.....	37
Figura 3.17 : Diagrama da SPE/WPC/AAPG.....	39
Figura 3.18 : Incertezas na Estimativas de Recursos.....	41
Figura 4.1 : Organização Estrutural de um SIG.....	45
Figura 4.2 : Estrutura do Módulo Consulta do SPRING.....	46
Figura 4.3 : Representação da Visualização de um SIG.....	50
Figura 4.4 : Manipulação de Planos de Informações.....	53
Figura 4.5 : Produtos Finais de Visualização.....	54
Figura 5.1 : Integração dos níveis de informações.....	64

Figura 5.2 : Integração dos Planos de Informações.....	65
Figura 5.3 : Geosistema Integrado.....	66
Figura 5.4 : Álgebra de Mapas.....	69
Figura 5.5 : Representação da Função Operações Métricas.....	70
Figura 5.6 : Estrutura Organizacional.....	74
Figura 6.1 : Localização da Área de Estudo.....	83
Figura 6.2 : Mapeamento Geológico.....	85
Figura 6.3 : Levantamento Geofísico.....	87
Figura 6.4 : Variação das Áreas de Estimativas de Volume.....	89
Figura 6.5 : Módulo de Consulta do SPRING.....	91
Figura 6.6 : Seleção de Objetos.....	92
Figura 6.7 : Regra de Atributos para Identificar Reservas Provadas.....	94
Figura 6.8 : Identificação de Reserva Provada.....	95
Figura 6.9 : Classificação Inteligente.....	96

Nomenclaturas

Listas de Siglas e Abreviaturas

A	Área de Fechamento do Reservatório
API	American Petroleum Institute
ANP	Agência Nacional de Petróleo
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
AT	Análise de Testemunhos
COT	Carbono Orgânico Total
CP	Correlação de Perfis
E&P	Exploração e Produção
GIS	Geographic Information System
H	Net Gross
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
PI	Plano de Informação
PP	Poço Produzindo
PT	Poço Testado
REI	Risco Exploratório Irredutível
RF	Fator de Recuperação
RG	Risco Geológico
RMPP	Recuperação Melhorada, Projeto Piloto
RMPI	Recuperação Melhorada, Projeto Implantado
RMPOSI	Recuperação Melhorada, Possível de Implantação
S	Fator de Escala
SP	Sistema Petrolífero
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SPE	Society of Petroleum Engineers
Sw	Saturação de Água
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
VPL	Valor Presente Líquido
VME	Valor Monetário Esperado
TIR	Taxa Interna de Retorno
TPMFA	Tecnologia de Processamento e Movimentação de Flúidos Aprovada
TPMFE	Tecnologia de Processamento e Movimentação de Flúidos Existente
WPC	World Petroleum Congress

Capítulo 1 – Considerações Iniciais

1.1 - Introdução

Empresas e governos envolvidos com exploração e produção de óleo e gás natural se defrontam com a necessidade de analisar e quantificar diferentes tipos de riscos, como: o risco de um poço não ser produtivo, risco de uma reserva não possuir uma dimensão suficiente para cobrir os investimentos necessários, risco com a variabilidade dos preços futuros, risco econômico-financeiro, risco ambiental e risco político. Como avaliar os riscos, vinculando estimativas de reservas, situação dos recursos, meio ambiente, variáveis econômicas, probabilidade de um poço não ser produtor, entre outras questões? Certamente não são simples estas repostas; porém, ao longo desta dissertação discutiremos instrumentos que nos permitirão combinar informações subjetivas com dados analíticos de geologia, engenharia e de economia, com o objetivo de propor uma metodologia no desenvolvimento de um sistema de identificação de Recursos e Reservas de Petróleo para o monitoramento de projetos de E&P, visando melhorar a capacidade de correlação, gestão e visualização da posição de um projeto e suas vantagens e desvantagens em relação a outros projetos, procurando o aperfeiçoamento do planejamento e das previsões.

Nos últimos anos tornou-se necessária a classificação de recursos e reservas de hidrocarbonetos, visando um melhor conhecimento do patrimônio mineral. Como consequência, surgiu a necessidade de maior consistência nos sistemas de classificação e nos processos de avaliação de um projeto de E&P. Com as constantes mudanças no ambiente de negócios, o aumento da demanda por uma determinação mais acurada do risco envolvido, além dos avanços tecnológicos nos métodos e processos que envolvem

a indústria petrolífera, surge a oportunidade do conhecimento de informações técnicas mais confiáveis, permitindo mais conhecimento e segurança nos negócios de E&P.

Uma classificação adequada de recursos/reservas permite avaliar o grau das incertezas existentes em um projeto, a ordem de grandeza do sucesso geológico, as incertezas volumétricas, o grau de desenvolvimento e infra-estrutura existente e as estimativas de parâmetros econômicos. Estabelecer uma metodologia consistente de classificação de recursos e reservas é um primeiro passo para a caracterização das incertezas que envolvem os projetos de exploração e produção de petróleo. Na classificação dos recursos e reservas petrolíferas utilizam-se informações de sísmica, mapas geológicos, poços, testemunhos, dados de produção, perfuração, variáveis econômicas, grau de desenvolvimento, infra-estrutura, meio ambiente, política fiscal, entre outras. A diversidade, subjetividade e experiência envolvidas num projeto de E&P tornam o problema difícil de ser tratado com técnicas tradicionais.

Considerar a distribuição espacial dos poços existentes, a região de localização do bloco exploratório, mapas geológicos, mapas geofísicos, meio ambiente, variáveis econômicas, entre outras informações, faz dos Sistemas de Informações Geográficas (SIGs) uma ferramenta com potencial na organização, gestão e manipulação das informações que fazem parte do processo de identificação. O que distingue um SIG de outros tipos de sistemas de informações são as funções que realizam análises espaciais. Tais funções utilizam os atributos espaciais e não-espaciais das entidades gráficas na base de dados, fazendo simulações (modelos) sobre os fenômenos do mundo real, seus aspectos ou parâmetros, proporcionando a realização de estudos de sensibilidade e aderência de diversos cenários projetados.

Há anos que os geocientistas utilizam as técnicas de geoprocessamento na avaliação, monitoramento e criação de modelos naturais, tornando a ferramenta amplamente discutida e utilizada entre a comunidade científica e profissional. Nos anos 80, o uso dos SIGs tornou-se ativo na indústria do Petróleo e, desde então, muitos trabalhos foram desenvolvidos em toda a cadeia do negócio. Recentemente, nota-se cada

vez mais a sua presença em toda cadeia da indústria do Petróleo, com aplicações diversas que variam de uma simples criação da base de dados espaciais a sofisticadas aplicações em 4 dimensões na criação de modelos de reservatórios.

1.2 - Objetivo e Estrutura do Trabalho

Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para o desenvolvimento de um sistema de identificação de recursos e reservas de petróleo, utilizando geotecnologias. Baseado em uma nomenclatura consistente e atual, com qualidade e flexibilidade no tratamento das informações, seus relacionamentos, e nos produtos finais, tal sistema tem como objetivo principal realizar a combinação de dados espaciais e não espaciais, descrevendo e analisando as interações, para fazer previsões de modelos e fornecer apoio nas decisões tomadas por especialistas na identificação de recursos petrolíferos, visando melhorar a capacidade na gestão do processo de identificação, através da melhoria do fluxo de informação e do aprimoramento do planejamento e das previsões.

Este trabalho está estruturado em sete capítulos à saber:

Capítulo 1 apresenta uma introdução ao problema central, objeto desta pesquisa.

A revisão bibliográfica é apresentada no Capítulo 2, na qual procura-se representar toda a fundamentação teórica utilizada na formulação da metodologia proposta, abordando os principais trabalhos que serviram como referência à compreensão dos seguintes aspectos e conceitos: a) o processo de avaliação de projetos de exploração; b) a evolução e a transformação da nomenclatura e dos sistemas de classificação de reservas e recursos de petróleo; c) finalizando com as técnicas de geoprocessamento.

No Capítulo 3 dá-se início ao processo de familiarização com as etapas da avaliação de projetos exploratórios. Neste capítulo toda a etapa de avaliação é descrita

em diferentes fases. Descrevem-se métodos e técnicas utilizadas na inferência dos parâmetros geológicos mais favoráveis à prospecção, chances de sucesso geológico, incertezas volumétricas, planejamento, avaliação econômica, nomenclaturas e sistemas de classificação dos recursos e reservas.

O Capítulo 4 é dedicado ao universo do geoprocessamento. Definição, arquitetura interna, entrada e análise de informações são descritas e analisadas como recursos e técnicas dos Sistemas de Informações Geográficas. Todo o trabalho de descrição de como um SIG pode ser utilizado como ferramenta na gestão de informações espaciais e não-espaciais e suas correlações é apresentado neste capítulo.

O Capítulo 5 trata-se do desenvolvimento das ferramentas e aplicações do sistema, sua estrutura organizacional, entradas e saídas de dados, análises e manipulação das informações.

No Capítulo 6 a metodologia proposta é aplicada na solução de um problema simulado de classificação de reserva provada.

No Capítulo 7, são apresentadas as recomendações e as conclusões do trabalho.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Apesar dos esforços das empresas e dos órgãos reguladores na busca de um esquema geral de um sistema de classificação de recursos e reservas de óleo e gás natural, observa-se ainda uma grande dificuldade na obtenção de classificações abrangentes e detalhadas que possibilitem identificações precisas e comparações entre recursos, reservas em bases homogêneas e equivalentes, permitindo que transações comerciais e processos de reconhecimento dos patrimônios petrolíferos sejam determinados com segurança.

O conhecimento dos parâmetros que determinam a classificação de recursos e reservas é de grande importância na determinação do valor de uma companhia com atividades na área de exploração e produção. A escolha dos parâmetros que serão utilizados para classificar o grau de incerteza e maturidade de um projeto deve satisfazer e abranger as principais etapas na avaliação de projetos de E&P, pois assim cria-se uma base consistente na determinação e identificação da situação em que o projeto se encontra.

Ao mesmo tempo, os avanços tecnológicos na exploração e produção têm superado diversos desafios existentes na indústria, permitindo a geração de informações técnicas mais confiáveis e métodos mais seguros quanto a resultados e compromissos, fortalecendo ainda mais a possibilidade da criação de sistemas de classificações consistentes e com qualidade.

Neste trabalho parte-se da premissa que conhecendo os principais parâmetros utilizados na avaliação de projetos de exploração e produção de petróleo, haverá condições de também determinar os principais parâmetros que devem ser utilizados em um sistema de identificação de recursos petrolíferos.

Otis e Schneidermann (1997) descreveram as principais fases na avaliação de prospectos exploratórios. Partem da avaliação do risco geológico e seus principais componentes e abrangem a definição de: sistemas petrolíferos e seu funcionamento, *play*, prospecto; incertezas volumétricas; a elaboração do plano de desenvolvimento e suas necessidades; a avaliação econômica e seus recursos e, por fim, a análise pós-resultados para o constante aperfeiçoamento do modelo criado na formação de uma base sólida na avaliação de novos prospectos. Este procedimento desenvolvido é de extrema importância e muito utilizado na indústria, além de envolver muitos outros assuntos técnicos, que devem ser esclarecidos para o perfeito entendimento do processo de avaliação de prospectos exploratórios.

Dentro do processo de avaliação, várias etapas são determinantes para o desenvolvimento de um sistema consistente. O risco geológico é avaliado nas primeiras fases, visando o sucesso geológico. White (1993) apresenta um guia do risco geológico para *plays* e prospectos, buscando um aperfeiçoamento tanto do nível absoluto, quanto das chances de sucesso geológico, caracterizando a necessidade da escolha do campo mínimo procurado, das anomalias geológicas e dos mapas associados aos fenômenos investigados na identificação dos lugares mais favoráveis, ou com maior chance de sucesso na exploração. Este autor demonstra, com exemplos práticos, métodos para avaliar as chances do sucesso geológico de *plays* e prospectos e fornece um roteiro na construção do que ele chamou de “Mapa-síntese de *Plays*”, que é uma síntese da integração das informações geológicas, geofísicas e geoquímicas na localização das áreas com maior probabilidade de sucesso.

Capen (1992) discute o uso de métodos probabilísticos na determinação das incertezas na exploração, apresentando conceitos como probabilidade, média, mediana,

variância entre outros que são definidos e aplicados no ajuste e na estimativa das chances de sucesso econômico.

Na determinação das áreas mais favoráveis para a exploração, Rostirolla (1996) faz um resumo detalhado dos principais parâmetros que são necessários para o bom funcionamento de um sistema petrolífero. Aqui conceitos sobre Sistemas Petrolíferos, *Play* e Prospectos são definidos e representados através de situações, modelos e métodos utilizados na determinação de cada um dos parâmetros sobre: geração; dinâmica; sincronismo e retenção. O autor discute a utilização do Sistema de Informação Geográfica como ferramenta na criação de um banco de dados capaz de introduzir, manipular e representar modelos geológicos e dados geofísicos que representam espacialmente os fenômenos investigados na busca de novas fronteiras de exploração. O uso de banco de dados georreferenciados é comentado e indicado como alternativa num sistema descrito como diálogo-dados-modelo adaptado à exploração de petróleo.

Na avaliação econômica, Suslick (2002) apresenta um panorama das principais técnicas na avaliação econômica de projetos de exploração e produção de petróleo. Ainda sobre o assunto, Rose (1993) propõe métodos e técnicas de análise e tratamento das informações na quantificação das chances de sucesso e na avaliação econômica de projetos de E&P.

Uma vez compreendidos os principais passos na avaliação de projetos petrolíferos, partiu-se para os sistemas de classificação de reservas e recursos petrolíferos. Em uma primeira fase, buscou-se determinar uma nomenclatura atual e consistente para servir como base para o sistema proposto. Neste aspecto foi utilizada a Portaria ANP n° 009, de 21 de janeiro de 2000, que aprova o regulamento técnico ANP n° 001/2000, que trata de questões relativas a reservas petrolíferas e gaseíferas. Este regulamento estabelece uma nomenclatura e parâmetros relacionados a critérios para a classificação de reservas e recursos. Este regulamento informa que a concessionária que esteja operando um campo fica obrigada a informar: volume *in situ* ou original; reservas provadas; reservas totais; reservas desenvolvidas; reservas não-desenvolvidas, produção

acumulada; injeção acumulada de gás natural; estoque de gás natural; e retirada do estoque de gás natural. Um segundo trabalho, realizado pela SPE/WPC/AAPG (2000), também foi utilizado na elaboração do sistema proposto. Este trabalho é uma atualização das nomenclaturas utilizadas para reservas e recursos petrolíferos, proporcionando uma classificação do estágio de maturidade do projeto e uma identificação mais precisa do nível de incerteza do projeto em desenvolvimento.

Arps (1956) é a primeira referência sobre sistemas de classificação de reservas, o qual através de um esquema gráfico, separa e descreve três estágios que um sistema deve integrar. Uma das limitações encontradas no trabalho é que seu sistema envolve apenas reservas que possuem poços perfurados. McKelvey (1972) documentou bem a distinção entre recursos e reservas em seu diagrama, dando ênfase na necessidade de elementos como o grau de certeza sobre a existência e a possibilidade de recuperá-los. McKelvey (1975) atualizou a terminologia para um diagrama que ficou conhecido como o diagrama de McKelvey, que serviu de base para outros trabalhos desenvolvidos. Neste diagrama considera-se que após um certo período a tecnologia torna possível a extração de recursos que seriam inviáveis de se produzir na data de avaliação.

Ross (1994) identificou limitações no diagrama de McKelvey, quando tentava lidar com a maturidade do projeto ou com incertezas volumétricas. Uma versão modificada do diagrama de McKelvey foi proposta, no qual reservas possíveis poderiam incluir um potencial a mais num campo produtor ou volumes numa acumulação que provavelmente não seria desenvolvida num futuro próximo. Observando ainda que a incerteza estava implícita em termos como provado, provável e possível e buscando uma maneira de melhor determiná-la, Ross (1997) inclui descobertas não-comerciais para classificar alguns volumes e estimar a incerteza nos volumes recuperados, fornecendo novas terminologias para outras regiões do diagrama de McKelvey.

O trabalho publicado pela SPE/WPC/AAPG (2000) sobre sistemas de classificação de reservas e recursos permite classificar as diferentes categorias e situações, utilizando uma nova e mais completa nomenclatura. Conforme citado

anteriormente, este trabalho unificou os principais métodos e técnicas na busca de um sistema consistente, capaz de atribuir o nível de incerteza independente da maturidade do projeto, integrando a probabilidade de sucesso com incertezas associadas aos parâmetros utilizados na classificação dos recursos e reservas.

Campagnolo (1991) elaborou um protótipo de um sistema especialista, utilizando técnicas de inteligência artificial, na classificação de reservas. Neste trabalho, como todos os membros são especialistas, com ampla experiência no assunto, foram criadas as parametrizações das três categorias de reservas, assim como suas sub-divisões econômicas. Regras de cruzamento entre cada parâmetro foram determinadas e assim chegou-se a um sistema inteligente de classificação. Um detalhe que fortaleceu a determinação da proposta de trabalho desta pesquisa estava na necessidade de que os autores deixaram como sugestão no final da publicação, o reconhecimento da importância de mapas digitalizados e a definição de contornos de áreas a serem estudadas. Esta afirmação fez com que se procurasse um sistema capaz não só de trabalhar com informações tabulares, mas que fosse capaz também de utilizar dados espaciais, criando a possibilidade de visualizar, manipular e analisar em conjunto estes dois tipos de informação.

Coburn e Yarus (2000) abordam as várias técnicas de GIS utilizadas na indústria petrolífera. Estes autores descrevem e discutem uma variedade de trabalhos, deixando claras as vantagens, desvantagens e cuidados com os tipos de organização, entrada, edição, manipulação, análises e saídas de dados utilizados, assim como a integração do GIS com outros bancos de dados e softwares de processamento e análise de informações.

Câmara (1993 e 1995) descreve a base de funcionamento dos principais softwares existentes e debate sobre a integração de dados espaciais e não-espaciais. Discussões sobre bancos de dados georreferenciados orientado a objetos são tratadas com detalhes e demonstradas através de diversas aplicações em diferentes áreas de pesquisas como a geologia, agronomia, planejamento urbano, ambiental, entre outros assuntos. Também são descritas as principais funções que o SPRING, software utilizado

neste trabalho, oferece e como devem ser tratadas as informações de entrada, manipulação e saída.

Foram utilizadas ainda outras referências bibliográficas específicas, para fundamentação teórica relativa a petróleo e SIG, as quais serão nomeadas na seqüência deste trabalho.

Capítulo 3 – Fundamentação Teórica

3.1 - O Processo Exploratório

Recursos petrolíferos são volumes de petróleo ou gás natural, apurados em uma determinada data, contidos em uma configuração geológica, dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não, descobertos ou produtores, de existência inferida com base em critérios geológicos e estatísticos, potencialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em diante. Reservas são recursos descobertos de petróleo e gás natural, comercialmente recuperáveis, a partir de uma determinada data em diante (ANP, 2000).

Fica simples de perceber, porém complexo de se realizar, que a primeira dificuldade está na localização do ambiente que possui esta configuração geológica, dotada de propriedades específicas armazenadoras, conforme é descrito na definição acima. O petróleo é encontrado a profundidades variáveis, tanto nas bacias terrestres como marítimas, sua formação é o resultado da ação de diversos processos físicos, químicos e biológicos, que transformou em óleo e gás o material orgânico de restos de animais e de vegetais depositados há milhões de anos no fundo de antigos mares e lagos, que em um instante final armazenam-se em locais conhecidos como reservatórios. As condições para o aparecimento do petróleo foram reunidas pela natureza e a localização dos reservatórios é o grande desafio para as equipes de exploração. Uma vez encontrado um ambiente favorável, deve-se determinar o volume de óleo e/ou gás natural presente e a potencialidade de recuperação, ou seja, a determinação do volume de extração de petróleo e gás natural através de poços, utilizando-se a energia natural dos reservatórios ou introduzindo-se energia adicional. Quantificar parâmetros, através das simulações de resultados possíveis, adquiridos através da aquisição de informações ou da correlação de

áreas já conhecidas e estudadas, que apresentam características similares, fornece condições de classificar os recursos e quantificar o potencial da reserva, determinando o nível de investimentos e os possíveis ganhos com o desenvolvimento, produção e abandono da área. De maneira resumida, estas são as etapas do processo de avaliação de recursos e reservas. A Figura 3.1 resume o processo de avaliação de prospectos exploratórios na indústria petrolífera.

O processo de classificação deve ocorrer simultaneamente com a avaliação. Para cada etapa avaliada e desenvolvida, correlacionam-se parâmetros significativos, que auxiliam e justificam a situação naquele momento do projeto e principalmente o nível de incerteza associado, independente da maturidade em que o projeto se encontra. Nos próximos capítulos são descritos os principais passos no processo de avaliação e identificados os principais parâmetros que serão utilizados para classificar os recursos e as reservas investigadas.

3.2 - O Risco Geológico

Nesta dissertação os conceitos de risco e incerteza são utilizados de maneira distinta. Antes de um aprofundamento da questão, será definido o que é risco e incerteza, para ficar claro, ao longo de todo o texto, o significado de cada um destes conceitos.



Figura 3.1 – Processo de avaliação adaptado de Otis e Schneidermann (1997).

Suponha-se que o custo de uma perfuração de um poço seja de \$5 milhões de dólares, no qual pode-se ganhar de \$30 a \$50 milhões, caso ocorra uma descoberta. Se o poço é não produtor, perde-se \$5 milhões. Este é o risco do negócio; caso contrário, pode-se ganhar de \$30 a \$ 50 milhões, este valor representa a incerteza do seu negócio, ou seja: o risco pode ser definido como a probabilidade de um evento discreto ocorrer ou não e o quanto você perde com o resultado negativo, no exemplo acima \$5 milhões. Incerteza é o conceito de impossibilidade em prever resultados, pode-se especificar os possíveis resultados para cada alternativa, mas não se pode conhecer o exato resultado de um caminho qualquer a ser tomado, (Rose, 2001). A Figura. 3.2 representa a situação descrita acima.

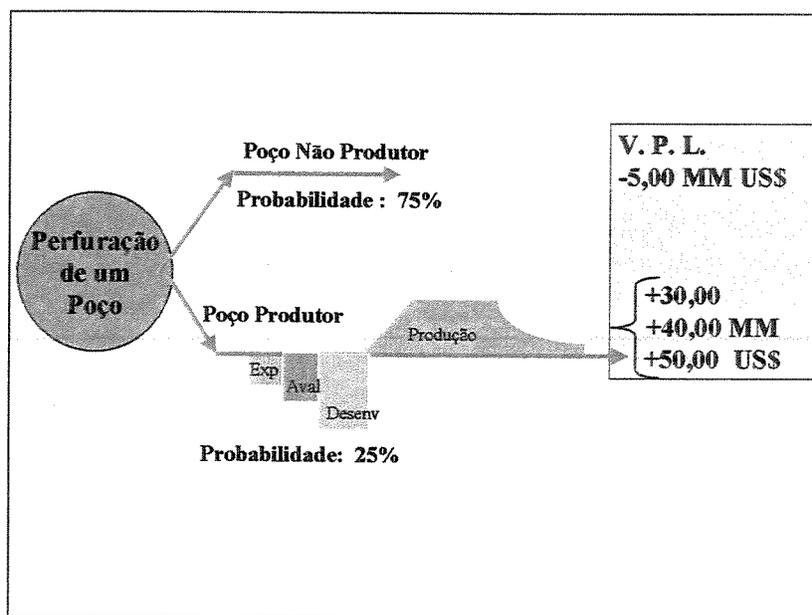


Figura 3.2 – Representação do risco e da incerteza.

A análise cada vez mais detalhada das variáveis geológicas que controlam o comportamento dos Sistemas Petrolíferos (SP) e das rochas-reservatório vem contribuindo com elementos significativos para o desenvolvimento de inovações tecnológicas, melhorando o desempenho na prospecção e lavra de jazidas de hidrocarbonetos. O comportamento destes elementos depende diretamente do conhecimento do seu ambiente de sedimentação, de sua natureza petrológica, de sua distribuição vertical e horizontal e de suas relações laterais (Rostirolla, 1999).

O risco geológico é representado pelas probabilidades na identificação de anomalias geológicas favoráveis em conter reservas econômicas de hidrocarbonetos. O fundamento básico da avaliação do risco geológico está na identificação e quantificação dos fatores diagnósticos envolvidos na geração, no reservatório, na migração, na retenção e na eficiência de acumulação que são os fatores que caracterizam o sistema petrolífero que rege determinada acumulação de petróleo e ou gás natural. Sistema petrolífero é um sistema físico-químico gerador e concentrador de Petróleo, funcionando numa determinada escala de espaço e tempo geológico, sendo composto pelos subsistemas: gerador; migração; reservatório e retenção (Demaison, 1991). A Figura 3.3 representa um sistema petrolífero e suas principais características que devem ser observadas: rocha geradora, sistema de migração, rocha reservatório e as possibilidades de retenção.

Rocha geradora são rochas que possuem uma quantidade e também uma certa qualidade de matéria orgânica que influenciadas pela ação de fenômenos físico-químicos dão origem ao óleo e/ou gás. No contexto gerador as principais características a serem observadas são: o teor de carbono orgânico total – COT, qualidade e quantidade de

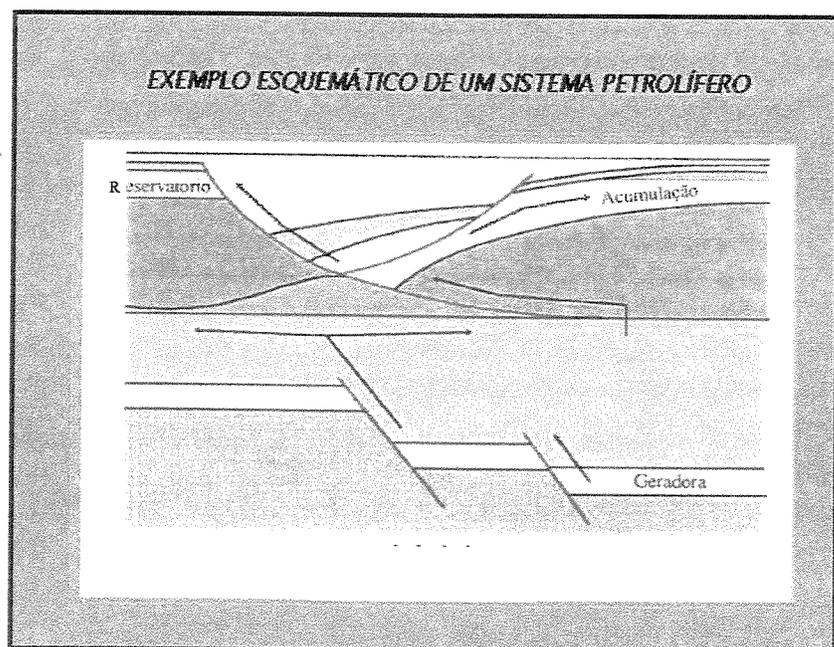


Figura 3.3 – Exemplo de um Sistema Petrolífero, extraído de Rostirolla (1996).

matéria orgânica, identificada através do índice de hidrogênio, razão S3/S2, gerados a partir da quebra do querogênio por pirólise e, por último, a maturidade da rocha. A ausência de rocha geradora representa uma condição restritiva no funcionamento do sistema petrolífero. A Figura 3.4 mostra a área de drenagem de hidrocarbonetos em sub-superfície. Quando a saturação em óleo atinge de 0,5% a 4%, as forças de flutuação e a pressão interna condicionam a movimentação dos hidrocarbonetos. Uma vez criado o óleo, em consequência da sua menor densidade, inicia-se o processo de migração, onde ocorre a movimentação necessária através de camadas permeáveis e/ ou através de falhas geológicas, que irão possibilitar que o óleo encontre uma armadilha onde se acumulara.

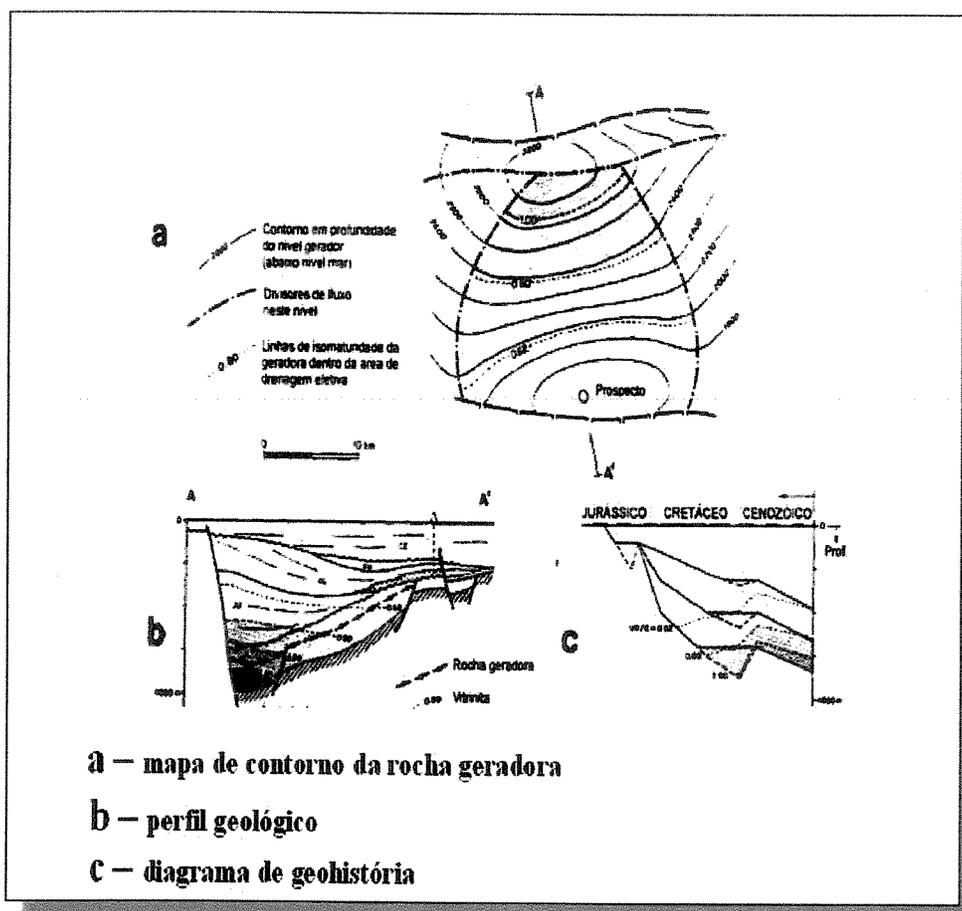


Figura 3.4 – Área de drenagem de hidrocarbonetos (Rostirolla 1996).

No aspecto de alimentação, alguns parâmetros são fundamentais para o funcionamento do sistema petrolífero, os quais são apresentados a seguir:

- Potencial volumétrico
- Fluxo térmico
- Migração lateral e convergência de fluxo
- Migração vertical
- Entropia do sistema
- Movimento da água de formação na área de drenagem

A capacidade de uma rocha armazenar e movimentar um tipo de fluido depende de propriedades como porosidade e permeabilidade, decorrentes do tipo de ambiente deposicional e da diagênese sofrida pela rocha durante sua formação.

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas-reservatórios, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos do meio poroso. Entende-se por porosidade a relação entre volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma. Os principais fatores que afetam o valor da porosidade são: a) grau de seleção dos grãos de areia; b) irregularidade dos grãos; c) arranjo dos grãos; d) cimentação; e) compactação; e f) conteúdo de argila. A permeabilidade corresponde ao grau de intercomunicação dos poros, determinando a capacidade de ocorrer fluxo de fluidos em seus poros e/ou fraturas. A experiência mostra que os atributos porosidade, permeabilidade e heterogeneidade representam as características determinantes de bons reservatórios.

A trapa é uma das principais características a ser observada na exploração, pois em função de seu volume e geometria avalia-se o potencial da descoberta e seu valor no mercado (Rostirolla, 1996). As trapas são classificadas em estruturais, estratigráficas e hidrodinâmicas. Esta classificação é o resultado de observações e comparações entre prospectos conhecidos. Os principais parâmetros a serem observados são: pressão capilar; continuidade lateral; litologia; ductilidade; espessura. A Figura 3.5 mostra os vários tipos de trapas encontradas na natureza.

Uma vez conhecidos os parâmetros que sustentam o funcionamento do sistema petrolífero proposto, passa-se para a localização e investigação de dois novos conceitos utilizados na quantificação do risco geológico, os conceitos de *play* e prospecto. Segundo White (1993):

1. *Play*: é o conjunto de acumulações e/ou prospectos que podem ser considerados análogos e que não contêm nenhum risco individual anormal (o foco do risco pode estar velado desde o início).
2. *Prospecto*: situação geológica favorável para conter uma acumulação de petróleo

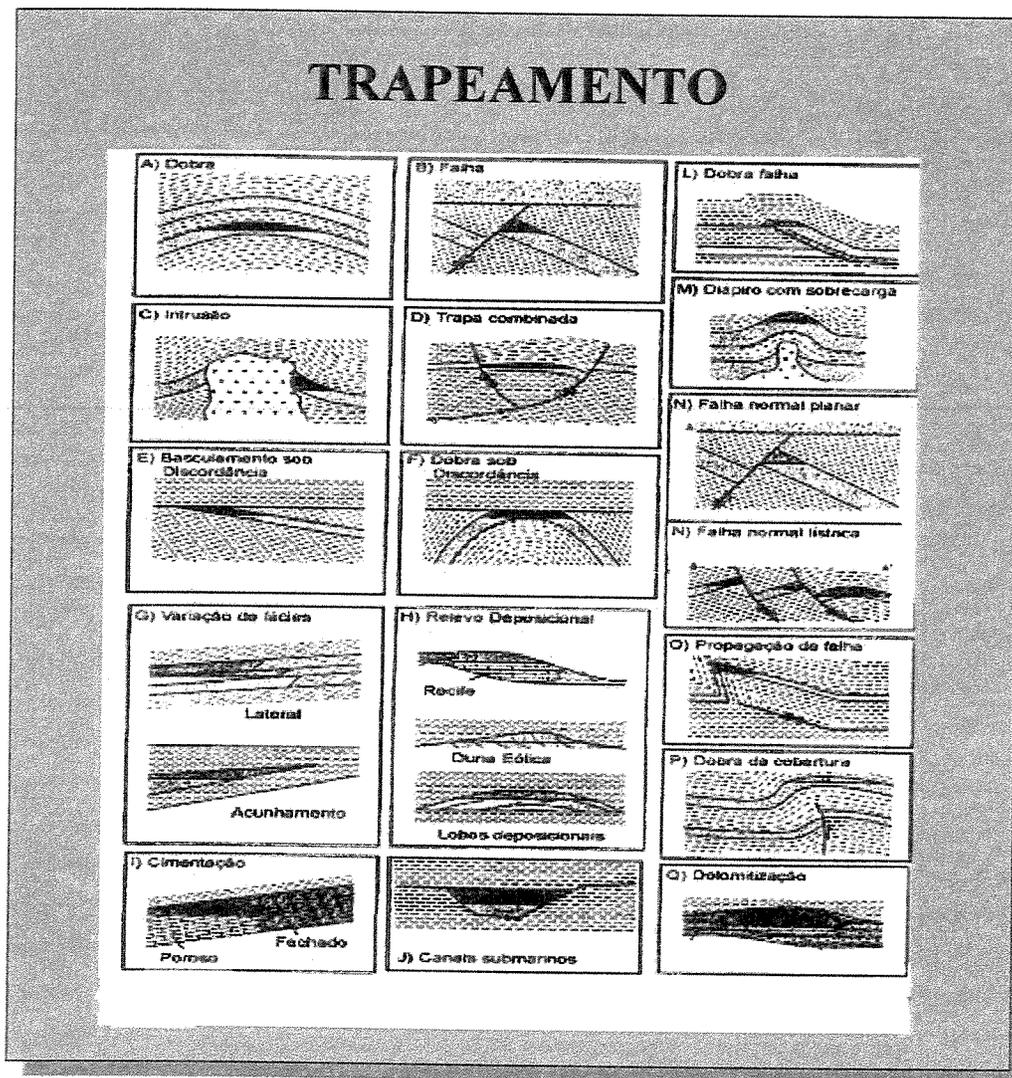


Figura 3.5 – Modelos de trapeamento (Rostirolla 1996).

A maior importância em mapear o *play* é para servir como base na identificação e avaliação de prospectos, visando identificar os que apresentam melhores características, procurando maximizar os investimentos. A Figura 3.6 ilustra os conceitos de *play* e prospecto. A quantificação do risco geológico em *plays* e prospectos é equivalente e os mesmos parâmetros podem ser analisados. Os fatores de riscos a serem considerados tanto para *plays* como para prospectos podem ser divididos em 4 categorias, que possuem 3 subdivisões cada, dando um total de 24 parâmetros, que integrados identificam e quantificam os problemas críticos que podem mascarar o sucesso de todo um *play*, assim como de apenas um prospecto (White, 1993).

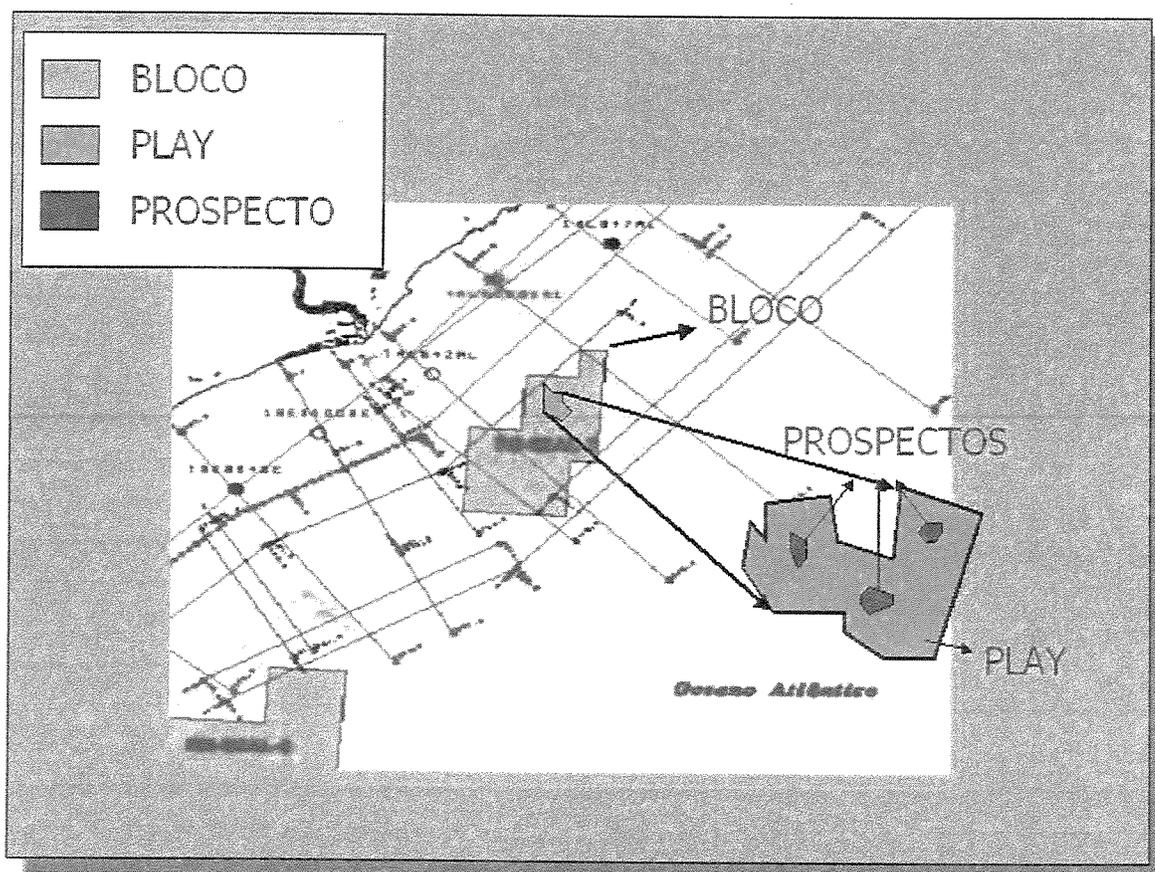


Figura 3.6 – Representação do *Play* e Prospecto.

A Figura 3.7 apresenta uma lista dos fatores e seus respectivos mapas na busca da identificação dos locais mais favoráveis. A integração dos 24 parâmetros representa o que é conhecido como o mapa-síntese do *play*, que é uma síntese dos fatores geológicos observados e sua disposição espacial na bacia em estudo. Uma vez identificados os

locais mais favoráveis à acumulação de petróleo, ou que representam um menor risco, passa-se para a identificação do risco geológico com relação ao prospecto. Os mesmos critérios utilizados na caracterização do *play* podem ser usados na quantificação do risco em prospectos. A principal condição que separa a análise do risco do *play* para o prospecto é o fator escala, necessitando de informações com melhor detalhe e equipamentos com melhor resolução. Uma vez feito isso, os exploracionistas têm a possibilidade de determinar zonas de menor risco na locação dos prospectos e atribuir valores em termos de probabilidade de sucesso.

Os geólogos de petróleo acreditam que, para uma acumulação de hidrocarbonetos existir, deve haver uma rocha-reservatório porosa e permeável, hidrocarbonetos que tenham migrado de uma rocha-geradora para uma rocha-reservatório e de uma armadilha capaz de conter os hidrocarbonetos (Landes, 1951; Dott e Reynolds, 1969). Esses requisitos devem ser encontrados para que exista a acumulação; se um deles falha, não haverá acumulação. Este paradigma se tornou a base para a introdução das probabilidades nas avaliações geológicas das acumulações de hidrocarbonetos. Em sua simples forma, cada um desses fatores geológicos é tratado como uma variável independente, tendo uma probabilidade variando de 0 a 1. Multiplicações em série desses fatores produzem uma fração decimal equivalente à probabilidade da acumulação estar presente, o que é conhecido com a probabilidade de sucesso geológico (Psg). Subtraindo Psg de 1, obtém-se a probabilidade geológica de insucesso (Rose, 2001), a seguinte expressão é utilizada para determinar o risco geológico:

$P_{sg} = P_{rg} \times P_{rr} \times P_{ts} \times P_{dt}$, onde:

P_{sg} => Probabilidade de sucesso geológico

P_{rg} => Probabilidade de presença de rocha geradora

P_{rr} => Probabilidade de presença de rocha-reservatório

P_{ts} => Probabilidade de presença de trapa e selo

P_{dt} => Probabilidade de dinâmica favorável do *play*

O sucesso geológico é um poço que encontra hidrocarbonetos móveis retidos em reservatórios e sucesso econômico é um poço que encontra um campo capaz de pagar por todos os custos decorrentes do desenvolvimento, da perfuração, da completação, dos equipamentos de superfície, dos custos de operação, dos impostos na fonte, e dá, como retorno, um lucro marginal razoável para o capital total investido (Rose, 1993).

Otis e Schneidermann (1997) buscaram uma maneira mais prática de determinar o risco geológico, criando um sistema que transformou o número de argumentos em valores específicos, através das observações ao longo de anos de trabalho. A Figura 3.8 resume a metodologia desenvolvida por eles na avaliação do risco geológico.

Assim sendo, o processo de avaliação está focado na estimativa da distribuição dos recursos naturais que podem ser possíveis (o que a natureza forneceu), nas chances de se descobrir uma acumulação de hidrocarbonetos, e nos requisitos necessários para a produção de hidrocarbonetos, de maneira a agregar valor significativo à empresa a uma taxa de retorno aceitável.

HC-FATORES DE CONTROLE	POSSÍVEIS MAPAS
1 – GERADORA: <ul style="list-style-type: none"> • Área e espessura • Qtd. de carbono • Tipo de matéria orgânica • Maturidade • Combinação dos fatores 	Isolinhas de espessura e drenagem; TOC porcentagem (<i>cutoff</i>); Limite de borda; óleo X gás Isolinhas de maturidade de HC; Volume de HC por campo;
2 – MIGRAÇÃO: <ul style="list-style-type: none"> • Migração secundária (<i>Migração primária</i>) 	Padrões estruturais e estratigráficos; Perímetros da rocha geradora;
3 – RESERVATÓRIO: <ul style="list-style-type: none"> • Espessura • <i>Net/gross</i> • Porosidade • Permeabilidade 	Mapa de isolinhas de profundidade; Razão <i>Net/gross</i> do <i>cutoff</i> ; Percentual do <i>cutoff</i> ; Tipos de fácies;
4 – Armadilha e Sincronismo: <ul style="list-style-type: none"> • Altura da área fechada • Sincronismo 	Linhas de contorno estrutural; Tempo de migração p/ o selo;
5 – SELO <ul style="list-style-type: none"> • Espessura • Litologia • Continuidade 	Isolinhas de espessura do selo; Tipo de fácies, ductibilidade, pressão; Falhas, fraturas e hidrodinâmica, Diagêneses;
6 – PRESERVAÇÃO <ul style="list-style-type: none"> • Fluido • Biodegradação • Difusão • Viscosidade do óleo • Diluição do gás • Concentração 	Hidrodinâmica; salinidade; Tipo de água de formação; Tipo de HC; Difusão do selo; Viscosidade do óleo; Fração de gás inerte; Bbl/acre or bbl/plataforma, por selo;
7 – COMBINAÇÃO DOS FATORES <ul style="list-style-type: none"> • Ocorrência de hidrocarbonetos 	Campos, sinais sísmicos; Testes de poços; Perfis ilustrativos; Mapa síntese do <i>Play</i> ; Áreas favoráveis, razão de sucesso

Figura 3.7 - Lista dos fatores e seus respectivos mapas na busca da identificação dos locais mais favoráveis (extraído de White, 1993).

Para qualquer fator de risco, o elemento mais fraco determina o risco

< 0.30	O fator de risco possui elemento(s) não-favoráveis
0.30 – 0.50	Um ou mais elementos questionáveis
0.50	Elementos desconhecidos ou dados não-definidos
0.50 – 0.70	Todos os elementos são pelo menos encorajadores a favoráveis
>0.70	Todos os elementos são bem documentados e encorajadores a favoráveis

Não-favorável			Questionável	Neutro	Encorajador	Favorável		
0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9

Folha de avaliação de risco, utilizando julgamentos qualitativos e probabilidades quantitativas do sucesso geológico.

AVALIAÇÃO CONVENCIONAL FRONTEIRA

Mesmo Play	Mesmo Play	Play novo-mesmo trend	Play e Bacia nova
Estrutura adjacente	estrutura próxima	Play antigo – novo trend	ou Play com dados negativos
	Área de produção	Área emergente	Área de fronteira
Delimitação	Prospecto	Play	Sistema Petrolífero

Risco Muito Baixo	Risco Baixo	Risco Moderado	Risco Alto	Risco Muito Alto
1:2	1:4	1:8	1:16	

Méd. Pg = 0.75	Méd. Pg = 0.375	Méd. Pg = 0.183	Méd. Pg = 0.092	Méd. Pg = 0.005
<i>Pg = Probabilidade do sucesso geológico</i>				

Caracterização do risco seguindo uma regra prática para avaliação do risco geológico baseado nas observações do histórico de perfuração da Chevron (Otis & Schneidermann, 1997)

Figura 3.8 – Regra prática de quantificação do risco geológico (adaptado de Otis e Schneidermann, 1997).

3.3 – Incertezas Volumétricas

Segundo a portaria ANP, 009 de 21 de janeiro de 2000, um recurso torna-se reserva quando é estabelecida a sua comercialidade. Uma das principais dificuldades e fontes de incertezas está no cálculo do volume de óleo e gás natural. Existem diferentes métodos para determinar volumes, o qual varia de acordo com as condições e particularidades do alvo investigado, sendo que em todas elas a incerteza representa as impossibilidades de se conhecer exatamente a ordem de grandeza de cada parâmetro utilizado na fórmula. Esta dificuldade reside na complexa tarefa de decifrar as medidas e os parâmetros do *play*, prospecto e seu comportamento. Cabe lembrar ainda que os valores de volume serão a base para a avaliação econômica e, por consequência, um fator extremamente importante na decisão de investimentos.

A fórmula abaixo pode ser aplicada para se estimar o volume recuperável de óleo de uma jazida petrolífera.

$$V_{\text{recup.}} = \bar{H} * \bar{A} * \bar{\Phi} * (1 - \bar{S}_w) * \bar{R}_f$$

onde:

$V_{\text{recup.}}$ = Volume de óleo recuperável;

\bar{H} = Valor médio da espessura porosa;

\bar{A} = Valor médio da área de fechamento do reservatório;

$\bar{\Phi}$ = Valor médio da porosidade da rocha-reservatório;

\bar{S}_w = Valor médio da saturação de água;

\bar{R}_f = Valor médio do fator de Recuperação;

Na tentativa de conhecer um pouco sobre as incertezas associadas dos parâmetros, será feita uma breve descrição de cada um, e seus métodos de estimativa ou determinação. A espessura porosa é a camada representativa de conter hidrocarbonetos no reservatório, na fórmula do volume representa a espessura da(s) camada(s) e é determinada através de perfilagem geofísica no poço, ou estimada através da correlação com locais conhecidos. A área de fechamento é determinada através dos poços de delimitação arranjados no entorno da jazida. A porosidade é uma característica física da rocha de extrema importância para o acúmulo de hidrocarbonetos e pode ser determinada através de perfilagem geofísica, realizando-se testes em laboratórios ou por correlação. Uma rocha-reservatório apresenta mais de um fluido em seus poros. Como é aceito que a rocha-reservatório contenha água inicialmente, entende-se por saturação de água a fração de volume poroso ocupado com água. Na zona de óleo só existiram água e óleo, cujas saturações somam 100%. Para o cálculo de porosidade, permeabilidade e saturação normalmente utiliza-se a média ponderada, considerando os valores significativos dentro de um intervalo. Estes valores selecionados são conhecidos como *cutoff*, e somente valores acima ou abaixo destes são considerados no cálculo do volume. O fator de recuperação corresponde ao quociente entre o volume recuperável e o volume *in situ*, ou seja, é o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório. Para estimar o volume recuperável, é preciso uma análise em acumulações descobertas, do sistema responsável para a produção e parâmetros econômicos. Qualquer flutuação futura no fator de recuperação está condicionada a um novo estudo do reservatório. O fator de recuperação sofre alterações ao longo da vida do projeto, não só como resultado de mais informações a respeito da produção de fluidos, mas também devido a alterações no quadro econômico.

Observa-se que o volume é expresso como o produto de uma série de parâmetros individuais em razão das incertezas associadas ao comportamento de cada parâmetro. Sendo assim, os volumes de hidrocarbonetos podem ser representados como uma distribuição resultante do produto de valores individuais. Estes valores (estimativas) servem para definir a curva de distribuição e a função que caracteriza o comportamento

de cada componente da equação. A técnica de simulação de Monte Carlo é um dos métodos mais utilizados para a obtenção da curva de distribuição de volumes de hidrocarbonetos. Valores estimados e selecionados aleatoriamente, a partir da curva de distribuição de cada componente, são multiplicados (n vezes) entre si, obtendo-se como resposta um histograma de valores amplamente amostrados, que tende a se aproximar da distribuição analítica (Bedregal e Dias, 2001). A Figura 3.9 representa um exemplo de apresentação do cálculo volumétrico utilizando a simulação de Monte Carlo. Esta técnica é muito utilizada; porém, não é a única maneira de se estimar o volume. Otis e Schneidermann (1997) apresentam uma técnica de estimativa do volume similar à simulação de Monte Carlo, só que não são necessárias interações e suposições sobre a distribuição dos parâmetros da reserva. Esta técnica é conhecida como a técnica dos três pontos, onde são determinadas as probabilidades de 5, 50 e 95% de cada parâmetro da fórmula. A vantagem deste método é a velocidade e a simplicidade de realizar o cálculo, podendo ser processado em qualquer programa que possua funções matemáticas.

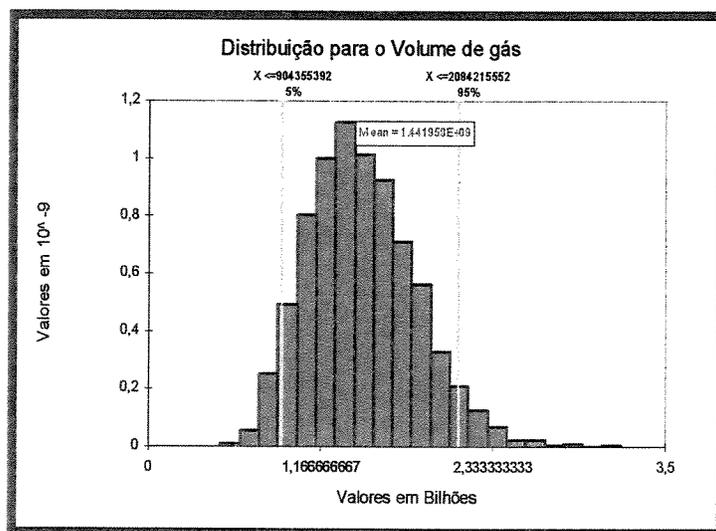


Figura 3.9 – Representação da forma de resposta da simulação de Monte Carlo.

Neste ponto observa-se a importância e o valor das informações adquiridas ao longo de todo o processo de avaliação e a relação direta entre aquisição de informação e o grau de incertezas. À medida que aumenta a quantidade de informação, diminui a

incerteza associada na avaliação e conseqüentemente na classificação. Ao mesmo tempo existe um estágio que, a partir dele, ocorre uma perda significativa na relação informação e incertezas, conhecido como risco exploratório irreduzível (*REI*). Neste ponto, a aquisição de informação não apresenta mais resultados que diminuam as incertezas, de forma significativa, não alterando o processo decisório, não justificando os investimentos na aquisição de dados.

Existem diferentes métodos de estimar os volumes das reservas de uma jazida de petróleo. Os métodos estão vinculados diretamente com a quantidade e também com a qualidade das informações disponíveis. Dentre os métodos destacam-se a analogia, onde as estimativas são feitas a partir de dados sísmicos e resultados de reservatórios localizados nas proximidades, os quais acredita-se que possuam características semelhantes. Na análise de incertezas, que também utiliza a metodologia da correlação de áreas, só que com um refinamento mais sofisticado através do tratamento estatístico, o resultado é apresentado como um histograma de possíveis resultados. O método volumétrico é obtido através da determinação de valores durante a etapa de aquisição de informações de perfisagens, sísmica e testes laboratoriais.

Mantendo o objetivo de demonstrar e correlacionar os principais parâmetros utilizados no processo de avaliação e classificação de recursos e reservas, não serão discutidas em detalhes as complexidades dos métodos que podem ser utilizados no cálculo do volume, mas sim os possíveis métodos utilizados na indústria.

3.4 – Plano de Avaliação.

Uma vez conhecidas as informações sobre a natureza e a extensão do reservatório, suas chances de sucesso e as estimativas de volume de hidrocarbonetos, a fase seguinte resume-se em determinar a curva de produção e os custos para o desenvolvimento do projeto. Nesta fase, realizam-se testes que indicarão quais são os melhores métodos e equipamentos para tornar o projeto viável. Também são estimados custos com novas aquisições de informação, tais como sísmica 3D, poços de

delimitação, testes de produção, parâmetros petrofísicos do reservatório. Nesta fase são especificados os meios mais rentáveis e seguros no desenvolvimento da produção, da infra-estrutura necessária para a produção e todos os custos envolvidos na operação, considerando o início de produção e o abandono da área. O grau de incertezas nesta fase é menor em relação à fase de exploração. A correlação com outros projetos torna a tarefa mais clara na identificação das melhores técnicas e métodos a serem utilizados. Os custos também são estimados a partir de projetos conhecidos, que apresentam características semelhantes para o desenvolvimento. A infra-estrutura é uma questão chave e determinante no plano de desenvolvimento, já que uma vez extraído o óleo e/ou gás natural, este deve ser transportado ao mercado consumidor, utilizando os recursos existentes ou através de novos investimentos necessários. No caso do gás natural, a questão da infra-estrutura é ainda mais agravante devido aos altos custos que envolvem a logística de transporte e armazenamento do produto. Essa análise assume grande importância, principalmente nos projetos que envolvem jazimentos que apresentam apenas gás não-associado e que só pode ser utilizado pelo mercado através de gasodutos, os quais requerem altíssimas somas em investimentos. Outras tecnologias podem ser empregadas nessas situações, tais como o transporte em caminhões, através da compressão do gás ou ainda a criogenia, onde se obtém o produto em estado liquefeito. Porém, essas duas técnicas também são bastante caras e, dependendo da escala da cadeia oferta-demanda, tornam-se inviáveis da mesma forma que a construção de dutos.

Na classificação dos recursos e reservas observa-se que existem diferentes categorias relacionadas com o grau de desenvolvimento, tais como: desenvolvimento planejado, que satisfaz todos os critérios de reserva e há uma firme pretensão de desenvolvimento, mas o planejamento detalhado e as aprovações dos contratos necessários estão ainda para serem finalizados; desenvolvimento pendente que requer mais dados ou ainda necessita da avaliação econômica; desenvolvimento em espera que trata de um projeto de tamanho significativo, aguardando desenvolvimento do mercado ou remoção de alguns entraves e desenvolvimento inviável sem planos de desenvolvimento. De posse de todos os custos necessários para o desenvolvimento do projeto, são elaboradas as curvas de custos operacionais, de investimentos, de aquisição

de informação, infra-estrutura e transporte, entre outras questões, que caracterizam o plano de desenvolvimento e que serão usados como dados de entrada para a avaliação econômica do projeto.

3.5 – Avaliação Econômica

A avaliação econômica de projetos de E&P é um processo dinâmico que depende da ordem de investimentos, sendo que em geral, quanto maior os investimentos, mais estudos são realizados. O orçamento do projeto deve ser ajustado ao ambiente regulatório, ao modelo econômico, à tributação, às flutuações da moeda, ao preço do produto, ao projeto ambiental e à disponibilidade de investimentos. O primeiro trabalho realizado em uma análise econômica é a construção do fluxo de caixa do projeto. Nele serão consideradas todas as entradas anuais de caixa como: receitas operacionais e não-operacionais, capital de giro, entrada de recursos de terceiros e todas as saídas anuais de caixa como os investimentos fixos, injeção de capital de giro, bônus, pagamentos de impostos, amortização, taxas de juros etc. A Figura 3.10 apresenta um exemplo simplificado de um fluxo de caixa de um projeto.

Ano	Óleo Preço	Óleo Produção	Investimentos				Deprec.	Operação Custo	Receita Bruta	Royalty	COFINS/PIS
			Exploração	Avaliação	Desenvolvimento						
					Poços	Facilidades					
US\$/bbl	(MM bbl)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	(MMUS\$)	
2000	20,00		30,69				0	0,00	0		
2001	20,00			129,62			0	0,00	0		
2002	20,00				164,47	109,18	0	0,00	0		
2003	20,00				62,00	168,20	0	0,00	0		
2004	20,00	14,60				85,00	36,238	64,66	292	29,20	10,66
2005	20,00	14,60			61,50	201,17	56,355	64,66	292	29,20	10,66
2006	20,00	15,54			123,00	158,67	72,222	40,02	310,8	31,08	11,34
2007	20,00	41,33			164,00	116,17	83,839	64,10	826,6	82,66	30,17
2008	20,00	54,75			164,00	116,17	95,456	83,95	1095	109,50	39,97
2009	20,00	54,75			164,00	116,17	107,073	91,45	1095	109,50	39,97
2010	20,00	54,75			164,00	116,17	118,69	99,95	1095	109,50	39,97
2011	20,00	54,75				20,50	118,69	110,75	1095	109,50	39,97
2012	20,00	54,75					118,69	113,95	1095	109,50	39,97
2013	20,00	54,75					118,69	113,95	1095	109,50	39,97
2014	20,00	54,75					118,69	113,95	1095	109,50	39,97
2015	20,00	54,02					92,452	113,95	1095	109,50	39,97
2016	20,00	45,63					62,335	113,51	1080,4	108,04	39,43
2017	20,00	36,50					46,468	108,48	912,6	91,26	33,31
2018	20,00	25,55					34,851	103,00	730	73,00	26,65
2019	20,00	18,25					23,234	96,43	511	51,10	18,65
2020	20,00	13,02					11,617	92,05	365	36,50	13,32
2021	20,00	10,31					0	84,61	260,4	26,04	9,50
2022	20,00	9,11					0	77,69	206,2	20,62	7,53
2023	20,00	6,26					0	70,97	162,2	16,22	5,92
2024	20,00	4,77					0	61,26	125,2	12,52	4,57
2025	20,00	3,47					0	55,06	95,4	9,54	3,48
2026	20,00						0	49,98	69,4	6,94	2,53
2027	20,00					204,30	0	0,00	0	0,00	0,00
2028	20,00						0	0,00	0	0,00	0,00
2029	20,00						0	0,00	0	0,00	0,00
2030	20,00						0	0,00	0	0,00	0,00
Total		695,21	30,69	129,62	1087,47	1391,20	1186,90	1873,43			

Figura 3.10 – Representação de um fluxo de caixa simplificado.

O Valor Presente Líquido (VPL) é um indicador que mede o valor criado ao longo do projeto em função de uma taxa mínima de atratividade decidida pela companhia. O VPL é muito utilizado na determinação de outros parâmetros que utilizam métodos mais complexos na avaliação econômica. A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa que anula o valor presente dos fluxos de caixa e indica a taxa de retorno do projeto.

O Valor Monetário Esperado (VME) inclui uma ponderação da consequência financeira pela sua probabilidade de sucesso, demonstrando a influência das chances de sucesso no resultado final da análise econômica. No cálculo do VME (Eq. 3.1), a soma do montante de capital ganho é multiplicada pela probabilidade de sucesso do projeto, buscando representar de uma forma quantitativa a influência do risco do negócio ocorrer, fornecendo também a possibilidade de medir o valor da informação nas fases que antecedem a avaliação econômica (Nepomuceno e Suslick, 2000). A Equação 3.1, relativa ao cálculo do VME, é apresentada a seguir. A Figura 3.11 mostra um exemplo de uma árvore.

$$VME = p \times VPL1 + (1-p) \times VPL2$$

onde:

- p = Probabilidade de sucesso
- VPL1 = Fluxo de caixa no caso de sucesso
- VPL2 = Fluxo de caixa no caso de insucesso

Equação 3.1 - Cálculo do VME

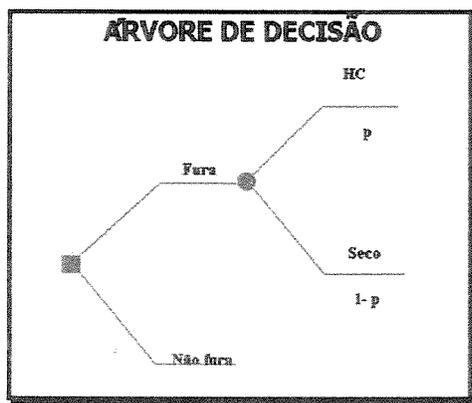


Figura 3.11 – Exemplo de Árvore de decisão.

Para a classificação de recursos e reservas a ser proposta, serão aplicados o VPL e o VME como ferramentas de análise econômica, deixando em aberto a possibilidade de integrar outras técnicas posteriormente, como opção ao acréscimo de mais parâmetros econômicos que possam servir para identificar a situação de um projeto de E&P.

Após a realização da avaliação econômica, caso a decisão seja prosseguir com o projeto, uma análise pós-perfuração deve ser feita para verificar o quanto eficiente foi todo o trabalho realizado durante a avaliação, visando o melhoramento do modelo de dados utilizado. Um sistema eficiente deve proporcionar a possibilidade de novas informações serem introduzidas posteriormente para ajustar os modelos existentes, que serão utilizados na avaliação da área em estudo e como modelo de correlação para áreas adjacentes, ou que apresentam semelhanças em aspectos, como a geologia, os testes de poços, os métodos de elevação, entre outras características. Fica evidente a importância de um sistema de classificação flexível, no qual novas informações podem ser integradas posteriormente para realizar o aperfeiçoamento da avaliação e da classificação de projetos em E&P.

3.6 – Classificação de Recursos e Reservas de Petróleo

O primeiro trabalho procurando quantificar as incertezas na avaliação de projetos deve-se a Arps (1956). Este primeiro sistema relacionava o tempo, a produção acumulada e a última estimativa de recuperação (Figura 3.12). Segundo Arps, durante os primeiros estágios de exploração, antes da perfuração de qualquer poço, as estimativas são genéricas, baseadas na correlação e experiências de poços e reservatórios similares na mesma área, conforme foi observado nos possíveis métodos de estimativa de volumes na avaliação de prospectos. Na Figura 3.12, pode-se observar que as primeiras estimativas ocorrem nos estágios representados pelo polígono formado por A, B, C e D. Nesta fase pouca informação existe, não há informações de poços, as estimativas são calculadas através de correlação e suposições com base no mapeamento geológico e em um estágio mais avançado com dados de sísmica. O segundo estágio ocorre quando os volumes tornam-se mais conhecidos. Através dos testes de formação e produção do poço

pioneiro, perfilagem dos poços, análise de testemunho, amostragens do furo e mapas de subsuperfície, é possível fixar uma estimativa de recuperação com limites próximos representados pela área poligonal EF e GH. Nota-se um estreitamento no eixo das estimativas de barris. Interpretações desses dados em conjunto com o comportamento inicial do poço levam a conclusões relacionadas ao tipo de mecanismo de produção esperado. Curvas de declínio de produção ainda não estão disponíveis. O terceiro estágio vem quando dados suficientes do desempenho do campo estão disponíveis para permitir a comparação entre as previsões volumétricas e as possíveis curvas de declínio. Além disso, o comportamento da pressão deve tornar-se o balanço de materiais possível e oferecer outras indicações de valores relacionados ao tipo de mecanismo de produção e quantidades de óleo *in situ*. Esta quantidade adicional de dados está representada pelas linhas HJK e FIK, que delineiam a série entre estimativas otimista e pessimista, e convergem para o ponto K, representando a verdadeira recuperação final e a produção acumulada até o abandono. A curva BK representa a produção acumulada do campo.

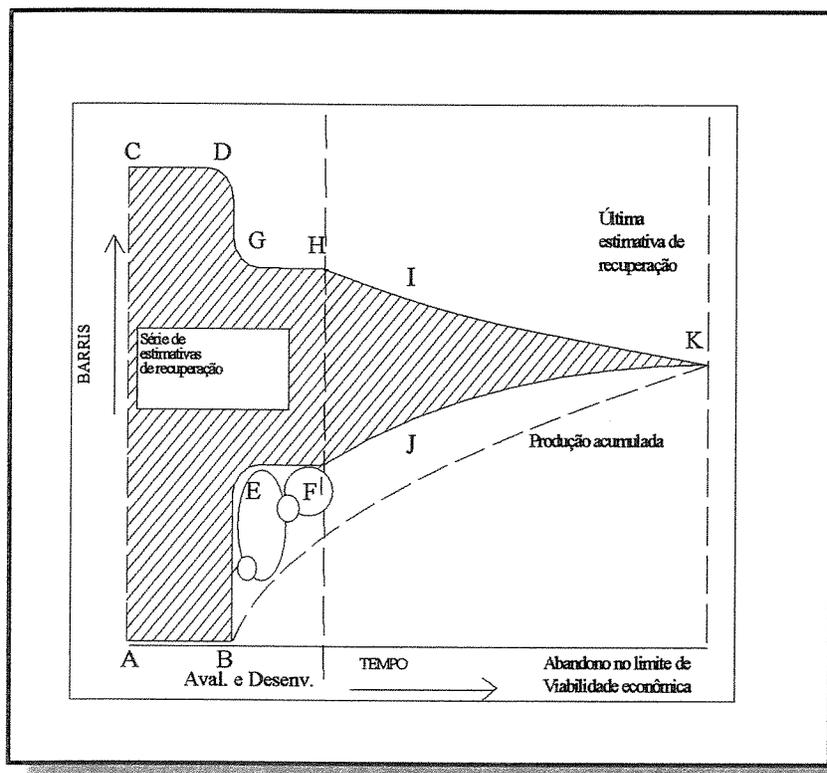


Figura 3.12 – Diagrama de Arps (1956).

McKelvey (1972) realizou a distinção entre recursos e reservas em seu diagrama, introduzindo os conceitos de reservas provadas, provável e possível, que servem até hoje como classes de uma reserva. A necessidade de diferenciar o conhecido e recuperável, do não-descoberto ou de economicidade desconhecida fez com que o sistema de classificação tivesse dois elementos principais: a) o grau de certeza sobre a existência de hidrocarbonetos; e b) a possibilidade de recuperá-los. O nível de certeza sobre a existência de hidrocarbonetos é classificado como provado, provável e possível, termos tradicionalmente usados pela indústria. O uso desses três termos não é padronizado, sendo que todas as suas definições referem-se apenas a depósitos conhecidos, não relatando corpos em áreas não-conhecidas, não-descobertas ou ainda depósitos que poderiam ser lavrados a partir de inovações tecnológicas ou mudanças nos fatores econômicos. Para contornar esses efeitos, McKelvey (1975) sugeriu que a terminologia existente fosse expandida para o diagrama mostrado na Figura 3.13, no qual o grau de certeza decresce da esquerda para a direita e a possibilidade de recuperação diminui do topo para a base. Além disso, as séries de termos usados para descrever o grau de certeza podem ser usadas como referência para depósitos identificados e aplicadas não só a depósitos explorados na época de análise, mas também a outros que foram identificados com o mesmo grau de certeza. As categorias de possibilidades de recuperação são designadas por termos: recuperável, paramarginal e submarginal. Recursos paramarginais são definidos como aqueles recuperáveis a preços de 1,5 vezes aos prevalecentes atualmente, apesar de não parecer provável, há chances de que avanços tecnológicos tornem esses recursos disponíveis a preços maiores ou menores dos que os que utilizados no momento da análise. O diagrama de McKelvey considera que depois de um longo período, pode-se esperar que a tecnologia torne possível a extração de recursos que seriam muito caros de se produzir hoje e, certamente, esta é a razão de se tentar levar em conta os recursos submarginais, porque mesmo parecendo improvável explorar futuramente um recurso que custa mais agora, deve-se pensar em mudanças ao longo do tempo. Como exemplo na área mineral, o teor de corte do cobre não só reduziu de um fator de 2 ou 3, mas de um fator de 10 desde a virada do século e muitos outros

recursos submarginais se tornaram viáveis com as inovações tecnológicas e flutuações do mercado econômico.

Apesar de identificar um recurso descoberto que não é comercialmente recuperável nas condições atuais, o diagrama de McKelvey possuía certas limitações quando tentava lidar com a maturidade do projeto ou com incertezas volumétricas (Ross, 1994).

Vários sistemas foram propostos usando o diagrama de McKelvey, enfatizando mais a incerteza do que o risco.

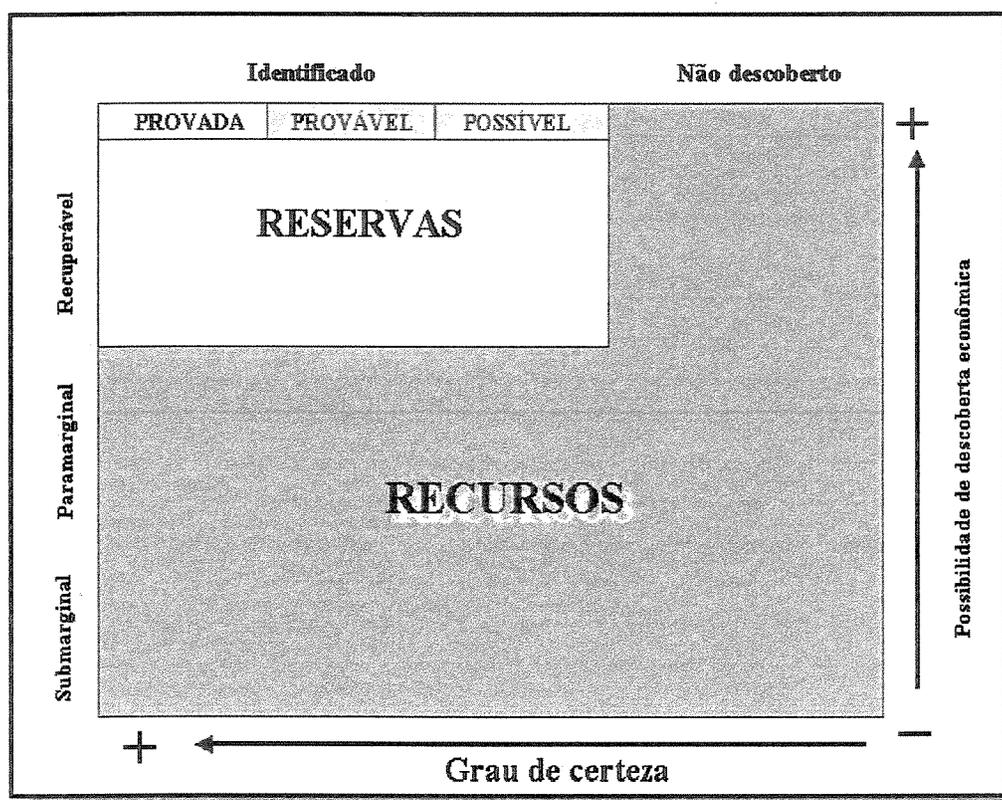


Figura 3.13 – Diagrama de McKelvey.

Em contraste com o diagrama de McKelvey, em 1987, a *Norwegian Petroleum Directorate (NPD)* desenvolveu um sistema baseado na maturidade do projeto. Nesse sistema (Figura 3.14), os recursos descobertos de óleo e gás são classificados e agrupados de acordo com a sua posição numa cadeia de desenvolvimento, que vai desde

uma nova descoberta a uma decisão de investimento e, posteriormente, o abandono do campo. O sistema é constituído de oito classes de recursos e reservas recuperáveis, duas classes cobrindo propriedades que têm recuperação aumentada devido a algum procedimento extra e recursos adicionais que podem ser ligados aos campos. A estimativa de recursos é baseada em registros feitos anualmente pelas operadoras. Neste sistema, um campo ou descoberta deve ter recursos com mais de uma classe. Conseqüentemente, não são os campos ou depósitos os classificados, mas sim os recursos que eles contêm (Ross, 1997).

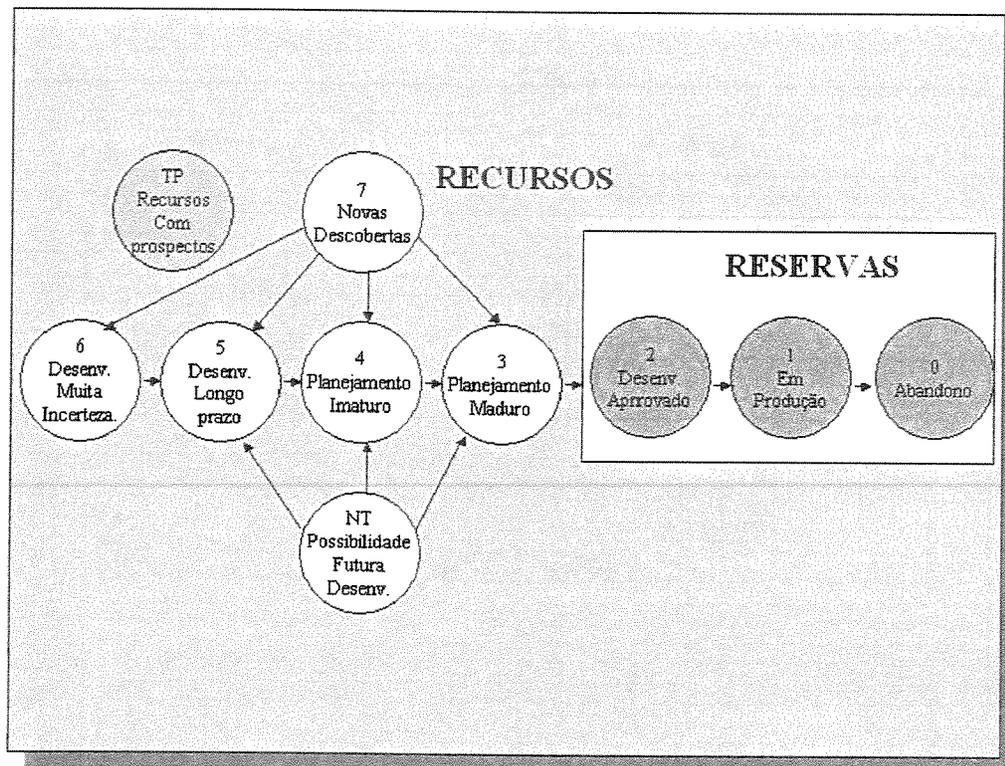


Figura 3.14 – Sistema NPD (1987).

A simulação NPD leva em conta todas as estimativas do reservatório com previsões otimistas e pessimistas, somadas a uma estimativa base. Estas previsões são baseadas em modelagem estocástica (Simulação Monte Carlo). Para depósitos individuais, a incerteza estará ligada às incertezas no mapeamento geológico, parâmetros do reservatório ou fator de recuperação. Outro tipo de incerteza reside no fato de algumas medidas – compra de equipamento que aumentará a recuperação, por exemplo

– serem empreendidas. Isto é refletido na classificação dos recursos, em que alguns destes (que podem ser recuperados com ajuda de algum processo) são alocados em uma classe própria. A incerteza total é a combinação de todas essas incertezas.

Em 1997, a NPD realizou uma revisão desse primeiro sistema, resultando em um novo sistema (Figura 3.15). Ambos são baseados na maturidade dos recursos relativos a sua recuperação, mas existem algumas diferenças. No antigo sistema, volumes vendidos são incluídos nas reservas. A revisão distingue o histórico de produção com classes e categorias separadas. O termo reserva no sistema revisado abrange os recursos recuperáveis restantes em campos que estão produzindo e recursos que serão recuperados. A diferenciação entre recursos e recursos não-descobertos também foi alterada e os recursos ligados a futuros procedimentos para melhorar o fator de recuperação são incluídos em recursos condicionais na categoria “não-avaliados”.

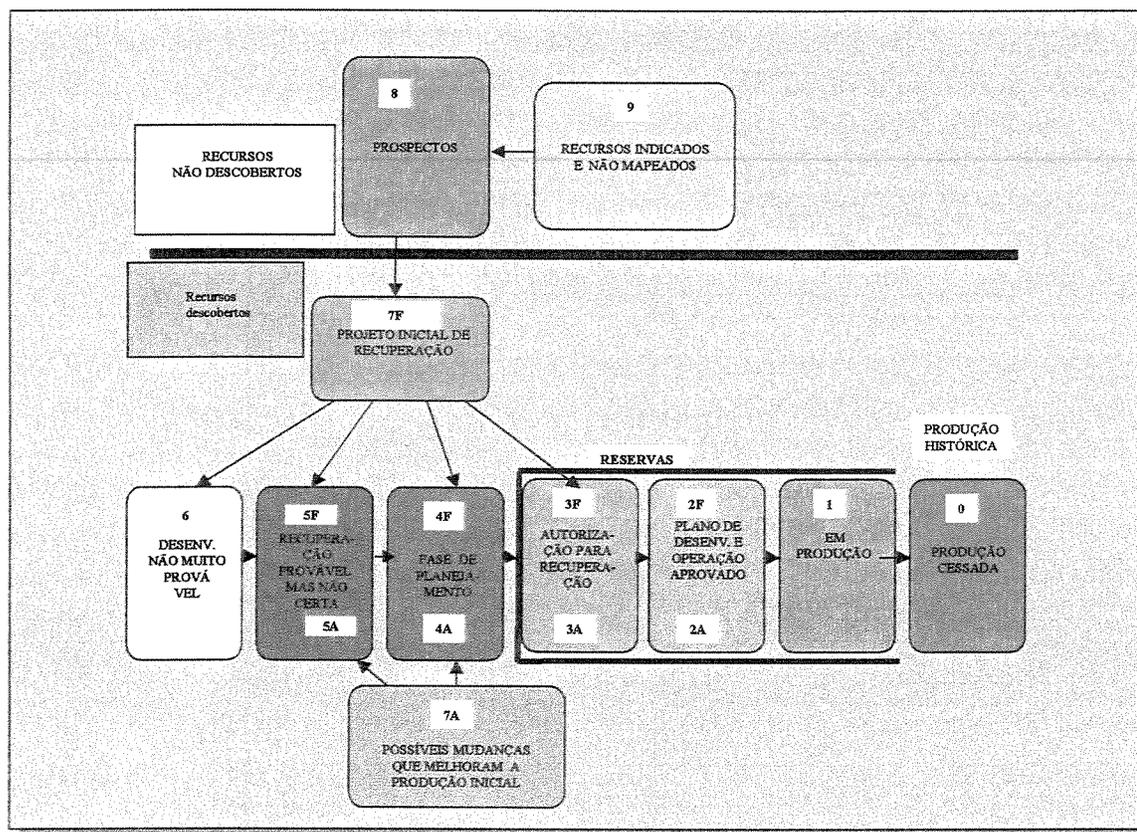


Figura 3.15 – Nova versão do NPD (1997).

A evolução de tecnologias rendeu métodos de engenharia mais precisos para classificar recursos e reservas e intensificou a necessidade por uma nomenclatura melhorada que proporcione consistência entre os profissionais que trabalham com a terminologia. Trabalhando separadamente, a *Society of Petroleum Engineers* (SPE) e o *World Petroleum Congress* (WPC) produziram conceitos semelhantes de definições de reservas de petróleo para acumulações conhecidas que foram introduzidas desde 1987. Estes se tornaram os padrões preferidos para classificação de reservas pela indústria. Em seguida, ficou claro que um único sistema de definições poderia ser usado pela indústria. Em 1994, durante o WPC, reconheceu-se a necessidade de um esforço para se estabelecer uma nomenclatura mundial. Uma nomenclatura comum apresentaria uma oportunidade maior para aceitação e significaria uma posição comum e sem igual ao assunto técnico e profissional, que enfrenta a indústria de petróleo internacional, proporcionando uma forma mais segura para a realização de transações e aquisições em bases internacionais. Uma força tarefa foi estabelecida pelas frentes da SPE e WPC para desenvolver um sistema comum de definições baseado nesta declaração de princípios. Como um primeiro passo no processo, as organizações emitiram uma declaração em comum que representou um sistema básico de princípios. A declaração em comum foi publicada (Figura 3.16) como assunto do Diário da Tecnologia de Petróleo (SPE) e no Relatório Informativo do WPC (SPE, WPC, 1997).

Este sistema foi ajustado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) para a legislação brasileira através da portaria N° 009, de 21 de janeiro de 2000, que aprova o Regulamento Técnico ANP n° 001/2000 citado na Seção 3.1.

Sistema SPE/WPC - 1997

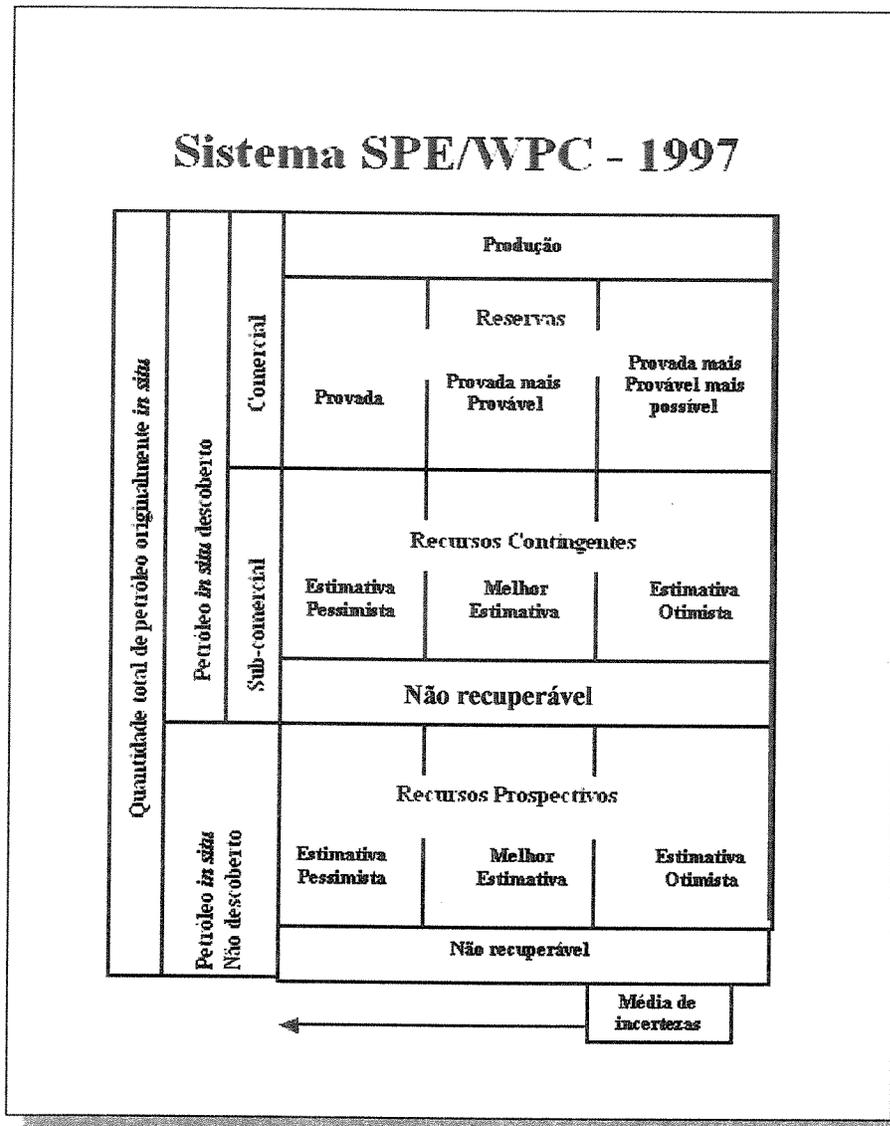


Figura 3.16 – Sistema de classificação (SPE, 1997).

Em fevereiro de 2000, a SPE o WPC e a AAPG (*American Association of Petroleum Geologist*) publicaram um documento atualizando e acrescentando parâmetros na caracterização das incertezas na classificação dos recursos e do risco, ou chances de sucesso, através de uma escala de maturidade em que se encontra o projeto (SPE, 2000).

No desenvolvimento da classificação SPE/WPC/AAPG (Figura 3.17), o diagrama de McKelvey (1975) foi usado como a base do sistema; no entanto, na tentativa de incorporar ao diagrama de McKelvey as características sobre incertezas e

maturidade do sistema NPD, tanto a maturidade do projeto quanto à incerteza volumétrica não eram compatíveis com o sistema bidimensional de McKelvey. Optou-se, então, pela maturidade do projeto em um sistema baseado em (i) descobertas x não-descobertas; (ii) se descobertas comerciais ou não. Assim, volumes comerciais não-descobertos (com número de poços insuficientes) são classificados como recursos prospectivos; volumes subcomerciais descobertos como contingentes e volumes comerciais descobertos como reservas.

Para a expansão da classificação, esse último sistema permite adições ao diagrama de McKelvey. Além das três subdivisões maiores, baseadas na maturidade do projeto, uma medida de incerteza é reconhecida como sendo apropriada em qualquer nível de maturidade. Para recursos contingentes e prospectivos, os termos *alto*, *melhor*, e *baixo* (Figura 3.18) são usados para refletir as classes de estimativas otimista, melhor estimativa e estimativa pessimista quanto à incerteza volumétrica, proporcionando uma forma mais quantitativa na caracterização das incertezas. O procedimento na determinação das incertezas volumétricas foi discutido na Seção 3.2. A expansão do projeto adiciona classes que melhoram a análise dos recursos e reservas sob o ponto de vista da maturidade, risco e incerteza associada ao projeto.

Para esse sistema, as categorias de subdivisão são:

Reservas

- em produção: o projeto está produzindo (nas condições correntes de mercado) e vendendo petróleo ao mercado;
- sob desenvolvimento: todas as aprovações necessárias foram obtidas e o desenvolvimento está a caminho;
- desenvolvimento planejado: satisfaz todos os critérios de reserva e há uma firme pretensão de desenvolvimento, mas o planejamento detalhado e as aprovações/contratos necessários estão, ainda, para serem finalizados.

Recursos contingentes

- desenvolvimento pendente: requer mais dados ou avaliação econômica;

- desenvolvimento em espera: projeto de tamanho significativo, mas aguardando desenvolvimento do mercado ou remoção de alguns entraves (ambientais, técnicos ou políticos, por exemplo);
- desenvolvimento inviável: sem planos de desenvolvimento.

Recursos prospectivos

- prospecto: a acumulação potencial está suficientemente bem definida para representar viabilidade de perfuração;
- indicado: acumulação potencial atualmente pobre, requerendo mais dados ou avaliação de trabalhos exploratórios;
- *play*: reconhecidas como prospectivas necessitando mais dados e avaliações de sondagem e prospecções.

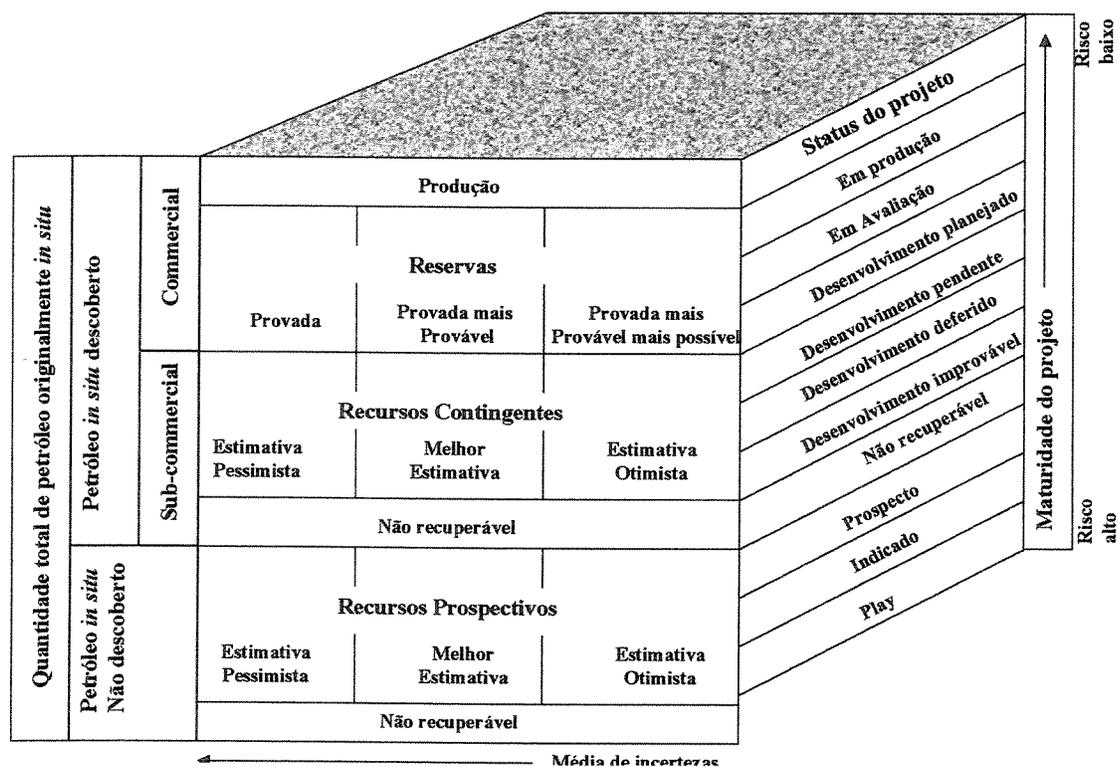


Figura 3.17 – Diagrama de Classificação (adaptado de SPE/WPC/AAPG 2000).

Na documentação das incertezas volumétricas descritas no sistema, usa-se a abordagem da melhor estimativa. A lógica por trás desta abordagem é que o objeto desse exercício (em estimar reservas) é:

- determinar a melhor estimativa possível para volumes de hidrocarboneto realmente recuperáveis até o abandono do campo;
- avaliar qual é a variação de incerteza nessa estimativa.

Esta abordagem é baseada nos métodos probabilísticos, mas os determinísticos também são usados, e a melhor estimativa é igualada às reservas provadas mais as prováveis; sem descontar a incerteza (Ross,1997).

A variação é definida por uma estimativa inferior e uma superior, que devem ser igualadas às reservas provadas e às reservas provadas + prováveis + possíveis, respectivamente. As estimativas inferiores e superiores não representam valores mínimo e máximo absolutos possíveis; ao invés disso, representam os cenários reais, ou seja, cenário otimista e cenário pessimista esperado. Se a variação de incerteza é muito grande, outras estimativas devem ser feitas antes que se autorize o começo do desenvolvimento do campo. O sistema baseado na incerteza e não no risco tem vantagem de aplicar e comparar métodos probabilísticos e determinísticos, mas um dos problemas desta metodologia é a ênfase nas reservas provadas. Com base nas definições da SPE, as reservas provadas representam caso mínimo. Argumenta-se que níveis específicos de certeza (P10% e P90% em um conjunto) devem ser avaliados para evitar enganos com o significado de “razoável certeza”. Uma vantagem do sistema baseado na incerteza é que ele é diretamente equivalente à metodologia usada por muitas companhias em prospectos não-perfurados. Além do mais, o sistema distingue entre incerteza e risco, e uma lógica similar pode ser apropriada para recursos descobertos. Usando-se a metodologia da melhor estimativa, para qualquer acumulação de hidrocarbonetos, é possível estimar volumes de hidrocarbonetos recuperáveis que constituem:

- (i) Melhor estimativa
- (ii) Baixa estimativa - pessimista
- (iii) Alta estimativa - otimista

Estes valores devem ser estabelecidos por técnicas determinísticas e probabilísticas e podem ser relacionados. Ademais, podem ser aplicados a recursos contingentes (exceto para as concessões comerciais). Em outras palavras, a menor estimativa para reservas provadas deve ser a mesma para recursos contingentes para um campo que se torna comercial devido a uma mudança por razões não-técnicas. Entretanto, para evitar confusões de interpretação, o termo provado, provável e possível não deve ser usado para recursos contingentes e especulativos (Ross, 1997).

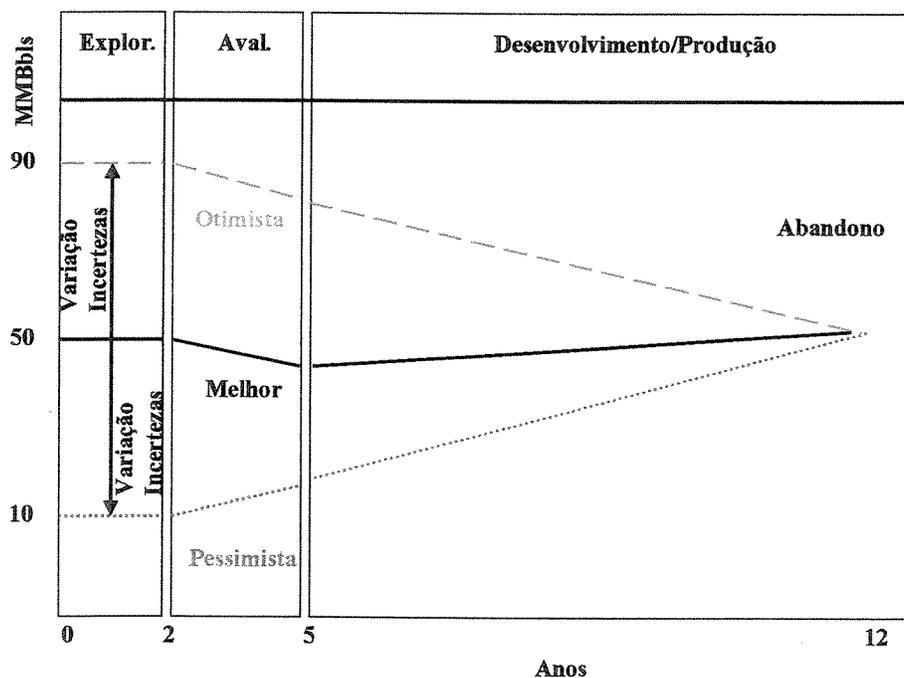


Figura 3.18 – Incertezas na estimativa de recursos (Ross, 1997)

Os sistemas baseados na incerteza e não no risco tem vantagem de aplicar e comparar métodos probabilísticos e determinísticos. A combinação de métodos probabilísticos e determinísticos proporciona uma valiosa ferramenta de avaliação dos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos e a probabilidade de recuperar esses volumes.

A legislação brasileira exige que as reservas devem ser conhecidas conforme os parâmetros estipulados pela ANP. A classificação de recursos e reservas de petróleo e gás natural deve ser encorajada por países e organizações, de acordo com as condições locais e circunstâncias especiais. Reservas e recursos derivados destas definições baseiam-se na integridade, na habilidade e no julgamento do avaliador e são afetadas pela complexidade geológica, fase de desenvolvimento, grau de exploração, incertezas volumétricas e quantidade de dados disponíveis. O uso destas definições deve enfatizar a distinção entre as várias classificações e prover informações mais consistentes ao mercado de negócios. Um sistema eficiente de classificação de recursos e reservas é um passo fundamental para a gestão de projetos, tanto para as empresas como para os órgãos reguladores, pois identificam a situação atual e futura de cada projeto, tornando possível a comparação em bases homogêneas de diferentes projetos com diferentes situações, em diferentes locais.

Capítulo 4 - Geotecnologias

4.1 - Geoprocessamento – Sistema de Informação Geográfica (SIG)

O termo Sistemas de Informação Geográfica (SIG) é aplicado para sistemas que realizam o tratamento computacional de dados geográficos e recuperam informações não apenas com base em suas características alfanuméricas, mas também através de sua localização espacial. O SIG oferece ao administrador uma visão espacial de seu ambiente de trabalho, em que todas as informações disponíveis sobre um determinado assunto estão ao seu alcance, correlacionadas com base no que é comum - a localização geográfica (Câmara, 1995). Para que isto seja possível, a geometria e os atributos dos dados num SIG devem estar georreferenciados, isto é, localizados na superfície terrestre e representados numa projeção cartográfica.

O requisito de armazenar a geometria dos objetos geográficos e de seus atributos representa uma função básica para os SIGs. Para cada objeto geográfico, o SIG necessita armazenar seus atributos e suas representações gráficas associadas. Segundo Câmara, há pelo menos três grandes maneiras de utilizar um SIG:

- como ferramenta para produção de mapas;
- como suporte para análise espacial de fenômenos;
- como um banco de dados geográficos, com funções de armazenamento e

recuperação de informação espacial.

Estas três formas de utilização do SIG são antes convergentes que conflitantes e refletem a importância relativa do tratamento da informação geográfica dentro de uma instituição. Para esclarecer ainda mais o assunto, apresentam-se a seguir algumas definições de SIG:

“Conjunto poderoso de ferramentas para coletar, armazenar, recuperar, transformar e visualizar dados sobre o mundo real” (Burrough, 1998);

“Um banco de dados indexados espacialmente, sobre o qual opera um conjunto de procedimentos para responder a consultas sobre entidades espaciais” (Bonham-Carter 1994).

Estas definições refletem, cada uma à sua maneira, a multiplicidade de usos e visões possíveis desta tecnologia e apontam para uma perspectiva interdisciplinar de sua utilização. A partir destes conceitos, é possível indicar as principais características dos SIGs:

- Inserir e integrar, numa única base de dados, informações espaciais provenientes de dados cartográficos, dados censitários e cadastrais, imagens de satélite, redes e modelos numéricos de terreno;
- Oferecer mecanismos para combinar as várias informações, através de algoritmos de manipulação e análise, bem como para consultar, recuperar, visualizar e plotar o conteúdo da base de dados georreferenciados.

4.2 – Estrutura Geral de um SIG

Numa visão abrangente, pode-se indicar que um SIG tem os seguintes componentes:

- Interface com usuário;
- Entrada e integração de dados;
- Funções de consulta e análise espacial;

- Visualização e plotagem;
- Armazenamento e recuperação de dados (organizados sob a forma de um banco de dados geográficos).

Estes componentes se relacionam de forma hierárquica. No nível mais próximo ao usuário, a interface homem-máquina define como o sistema é operado e controlado. No nível intermediário, um SIG deve ter mecanismos de processamento de dados espaciais (entrada, edição, análise, visualização e saída). A Figura 4.1 representa a estrutura organizacional de um SIG. No nível mais interno do sistema, um sistema de gerência de bancos de dados geográficos oferece armazenamento e recuperação dos dados espaciais e seus atributos.

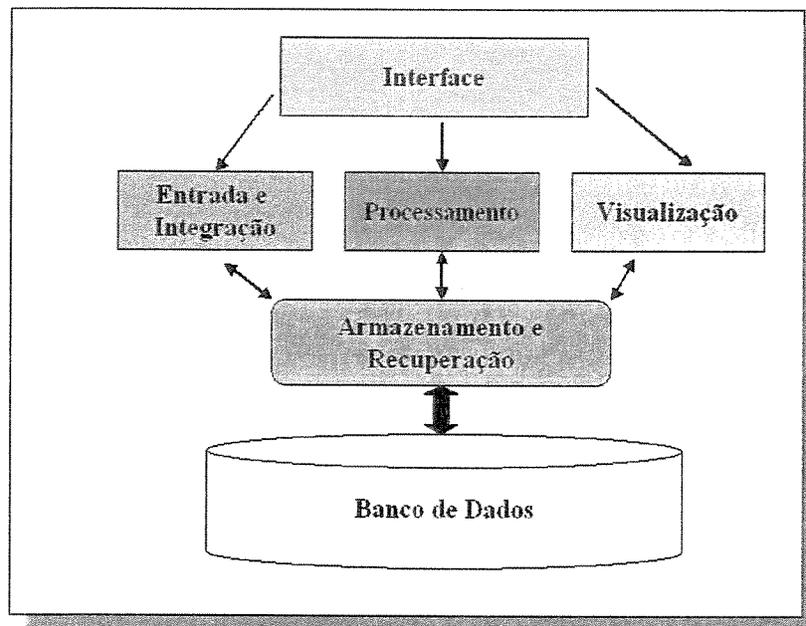


Figura 4.1 – Organização estrutural de um SIG.

A ligação entre os dados geográficos e as funções de processamento do SIG é feita por mecanismos de seleção e consulta que definem restrições sobre o conjunto de dados. Exemplos ilustrativos de modos de seleção de dados são:

- "Recupere os dados relativos à reserva da bacia de Santos." (restrição por definição de região de interesse);

- "Recupere os campos produtores com volume recuperável acima de 35%." (consulta por atributos não-espaciais).
- "Mostre os poços exploratórios num raio de 5 km do poço p1A." (consulta com restrições espaciais).

A Figura 4.2 indica o relacionamento dos principais componentes ou subsistemas de consulta do SPRING, software utilizado neste trabalho. Cada sistema, em função de seus objetivos e necessidades, implementa estes componentes de forma distinta.

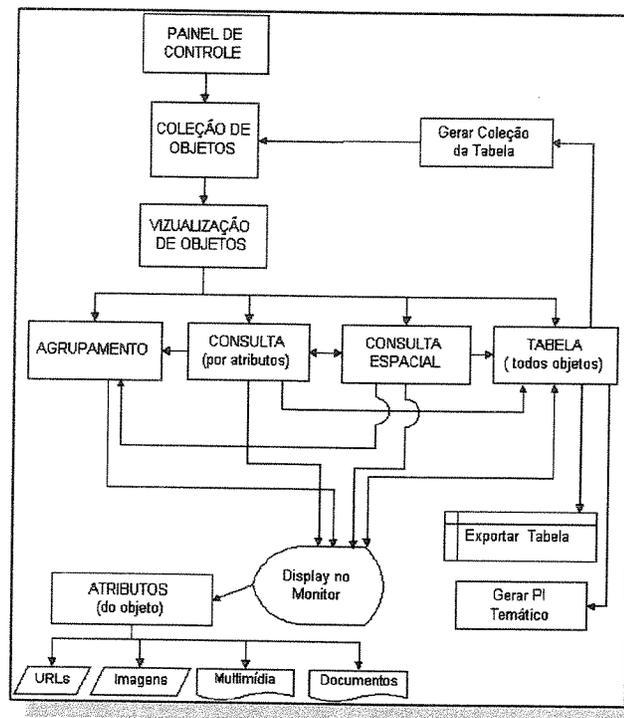


Figura 4.2 – Estrutura do módulo de consulta do SPRING.

4.3 Arquitetura Interna

Uma análise das diferentes arquiteturas de SIG pode indicar a existência de pontos fortes ou fracos em cada sistema, que têm influência decisiva em aspectos como o desempenho, a capacidade de gerenciamento de grandes bases de dados, a capacidade de utilização simultânea por múltiplos usuários e a capacidade de integração com outros sistemas (Câmara, 1995).

4.4 Funcionalidade

De modo geral, cada SIG é projetado para resolver um conjunto específico de problemas, tendo depois evoluído para se tornar uma ferramenta de uso mais amplo. Esta vocação original dos softwares não limita, propriamente, seu escopo de aplicação, mas o fato é que cada um terá seus pontos fortes e pontos fracos. No entanto, existem funções que são características dos SIGs, e que podem ser encontradas em qualquer software. O que varia, no caso, é a qualidade e a confiabilidade da implementação. De qualquer forma, a disponibilidade destes tipos de recursos pode ser suficiente para garantir o sucesso de muitas aplicações. Segundo Câmara, qualquer SIG é capaz de:

1 Representar graficamente informações de natureza espacial, associando a estes gráficos informações alfanuméricas tradicionais. Representar informações gráficas sob a forma de vetores (pontos, linhas e polígonos) e/ou imagens digitais (matrizes de pixels).

2 Recuperar informações com base em critérios alfanuméricos, à semelhança de um sistema de gerenciamento de bancos de dados tradicional, e com base em relações espaciais topológicas, tais como continência, adjacência e interceptação.

3 Realizar operações de aritmética de polígonos, tais como união, interseção e diferença. Gerar polígonos paralelos (buffers) ao redor de elementos como ponto, linha e polígono.

4 Limitar o acesso e controlar a entrada de dados através de um modelo de dados, previamente construído.

5 Oferecer recursos para a visualização dos dados geográficos na tela do computador, utilizando para isto uma variedade de cores.

6 Interagir com o usuário através de uma interface amigável, geralmente gráfica.

7 Recuperar de forma ágil as informações geográficas, com o uso de algoritmos de indexação espacial.

8 Possibilitar a importação e exportação de dados de/para outros sistemas semelhantes, ou para outros softwares gráficos.

9 Oferecer recursos para a entrada e manutenção de dados, utilizando equipamentos como mouse, mesa digitalizadora e scanner.

10 Oferecer recursos para a composição de saídas e geração de resultados sob a forma de mapas, gráficos e tabelas, para uma variedade de dispositivos, como impressoras e plotters.

11 Oferecer recursos para o desenvolvimento de aplicativos específicos, de acordo com as necessidades do usuário, utilizando para isto alguma linguagem de programação, inclusive possibilitando a customização da interface do SIG com o usuário.

Todos estes recursos podem ser agrupados em categorias, para facilitar as comparações entre diferentes sistemas. Estas categorias básicas são: entrada de dados, gerenciamento de informações, recuperação de informações, manipulação e análise, e exibição e produção de saídas. Cada uma destas categorias será apresentada a seguir.

4.5 Entrada de Dados

Ao contrário de sistemas de banco de dados convencionais, o SIG é capaz de armazenar informações variadas, de natureza gráfica, como vetores e imagens. Para isto, é necessário que o SIG conte com módulos ou interfaces que permitam que o usuário possa incorporar dados e visualizá-los graficamente. Além disto, o sistema precisa ser capaz de detectar falhas e incorreções nos dados gráficos, e sinalizá-os para o usuário não deixar que dados incorretos ou inconsistentes sejam incorporados ao banco de dados geográficos (Câmara, 1993). Em resumo, o SIG precisa ser capaz de:

1 Permitir a digitalização de dados gráficos em formato vetorial, provendo os meios para associação (ou digitação) das informações alfanuméricas correspondentes. Para isto, precisa permitir a utilização de quaisquer tipos de dispositivos de entrada de dados, como mesas digitalizadoras, mouse, teclado (digitação de coordenadas), etc.;

2 Permitir a associação de imagens digitais ao banco de dados, através de recursos de georreferenciamento de imagens ou mesmo através da integração da imagem ao banco. Para isto, precisa ser capaz de converter ou traduzir arquivos de imagem, codificados em diversos formatos distintos para o formato adotado por ele;

3 Realizar análises de consistência sobre os dados vetoriais, visando detectar incorreções na topologia ou inconsistências com relação ao modelo de dados. Estas incorreções incluem: erros de fechamento topológico (elementos poligonais), superposições indesejáveis, etc.;

4 Realizar procedimentos de “limpeza” ou correção sobre os dados adquiridos, visando melhorar sua qualidade e prepará-los para a incorporação ao banco de dados geográfico. Estes procedimentos incluem, eliminação de vértices desnecessários, suavização de curvas etc.;

5 Receber, converter e tratar dados provenientes de outros sistemas de informação, geográficos ou não, gráficos ou não, a partir de arquivos de formato padronizado.

As funções de entrada de dados continuam a demandar uma fração desproporcionada dos recursos para a implantação de um SIG. Seu custo é às vezes um impedimento para a adoção de SIG em organizações. O que distingue os vários enfoques com relação à entrada de dados é o grau de automatização alcançado. Processos manuais são bastante propensos a erros, apesar da sofisticação dos dispositivos e software disponíveis, e a solução destes erros por procedimentos automáticos é lenta e custosa. A digitalização por processos mais automatizados é economicamente interessante e vai se tornar cada vez mais viável, à medida que cresce o custo de mão-de-obra e decresce o custo de equipamentos e software, (Câmara, 1993). A Figura 4.3 representa um modelo de visualização de um SIG.

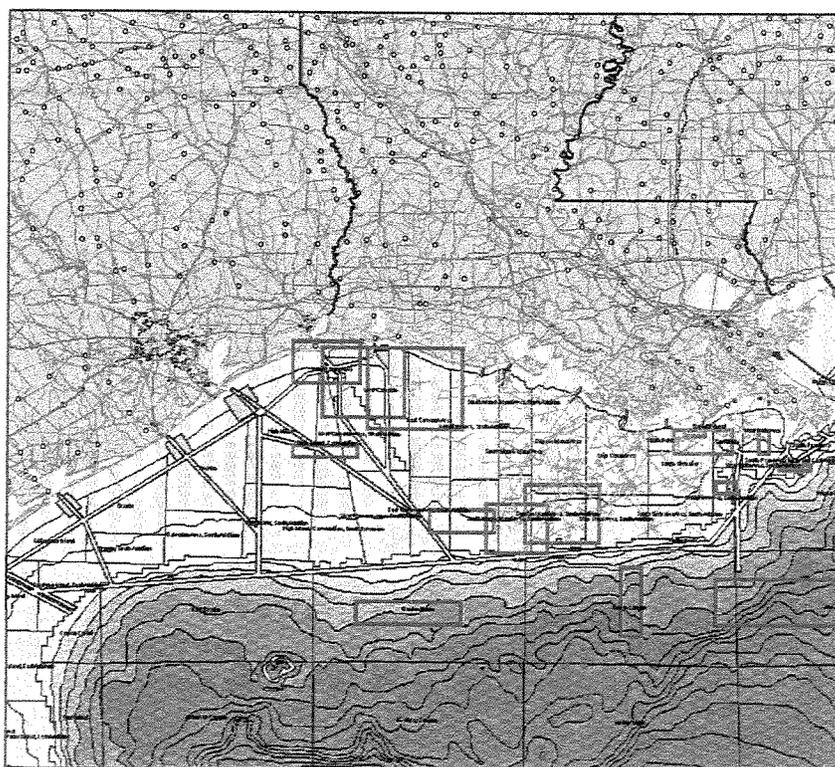


Figura 4.3 – Representação de visualização de um SIG.

4.6 Gestão e Recuperação de Informação

Uma vez formada a base de dados geográficos, o SIG precisa ser capaz de gerenciá-la. Isto significa ser capaz de manter a consistência da base de dados através das operações realizadas pelos usuários;

- controlar o acesso simultâneo aos dados;
- garantir a integridade da relação gráfico-alfa;
- executar operações de backup e recuperação de informações;
- garantir a recuperação total ou parcial do banco em caso de falhas;
- garantir a segurança no acesso às informações contidas no banco, impedindo acessos não-autorizados e limitando o acesso a dados sensíveis.

De modo geral, todas as tarefas acima são típicas de sistemas gerenciadores de bancos de dados de primeira linha. No caso do SIG, existe a complexidade adicional da incorporação de dados gráficos e da necessidade de garantia da integridade gráfico-alfa.

Naturalmente, o SIG precisa garantir aos usuários o acesso eficiente e rápido às informações que ele gerencia. Para isto, é necessário dispor de alguns recursos que viabilizem a execução da tarefa, notadamente recursos e técnicas que organizem a informação no banco de dados de maneira inteligente e que privilegiem a eficiência na recuperação de informações. Estas técnicas incluem a indexação espacial, que procura organizar as informações por proximidade geográfica. Também são necessários recursos que facilitem a formulação de consultas por parte do usuário. Estes tipicamente incluem linguagens de pesquisas, como o SQL, oracle, enriquecido por comandos e operadores de natureza espaciais, e recursos de interface gráfica com o usuário, que procuram evitar que o usuário tenha que decorar seqüências de comandos e dominar a sintaxe de uma linguagem complexa.

4.7 - Manipulação e Análise de Dados

As funções de manipulação e análise de dados geográficos podem ser agrupadas de acordo com o tipo de dado tratado (correspondente a uma geometria distinta): análise geográfica, processamento de imagens, modelagem de terreno, redes, geodésia e fotogrametria, produção cartográfica. A seguir será apresentada uma breve descrição destas funções.

Análise Geográfica: permite a combinação de informações temáticas. Pode ser realizada no domínio vetorial ou domínio matricial (“raster”). Um conjunto importante de procedimentos de análise geográfica foi definido por Tomlin (1990). Denominado “Álgebra de Mapas”, estas definições são a base de implementações de operadores de análise em diferentes sistemas. Estas funções incluem:

- Reclassificação;
- Intersecção (“overlay”);
- Operações, booleanas e matemáticas entre mapas; e
- Consulta ao banco de dados.

Processamento Digital de Imagens: tratamento de imagens de satélite e de “scanners”. Com o advento de Satélites de Alta Resolução e de técnicas de Fotogrametria Digital, as imagens de satélites e aerotransportadas estão se transformando cada vez mais úteis para estudos ambientais e exploratórios. Entre as funções necessárias estão:

- Realce por modificação de histograma;
- Filtragem espacial;
- Classificação estatística por máxima verossimilhança;
- Rotação espectral (componentes principais);
- Transformação IHS-RGB; e
- Registro.

Modelagem Numérica do Terreno: Permite cálculo de declividade, volume, cortes transversais, linha de visada. Fundamental para aplicações de engenharia, o conjunto básico consta de:

- Determinação do modelo (grade regular ou triangular) a partir de pontos ou linhas;
- Geração de mapas de contorno (isolinhas);
- Geração de mapas de declividade e de aspecto;
- Visualização 3D (com imagens e temas);
- Cálculo de volumes; e
- Análise de perfis.

Geodésia e Fotogrametria: Permite a realização, por software, de procedimentos de restituição e ortorretificação digital, antes executados por equipamentos analógicos. Fundamental para uso em aplicações de cartografia automatizada e atualização de mapeamentos. A Figura 4.4 representa as possibilidades de manipulação entre os planos de informações.

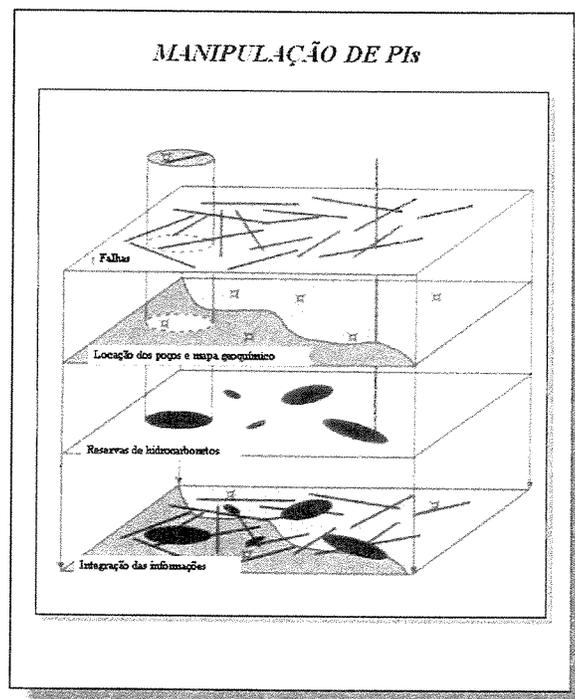


Figura 4.4 – Manipulação de planos de informação (Paulus 2000).

4.8 - Exibição e Produtos Cartográficos

Os enfoques adotados pelos SIGs com relação à saída de dados tendem a se concentrar em duas categorias, isto é, a que prioriza a produção e a que prioriza os recursos de consulta. Na primeira, a ênfase é na produção automatizada de mapas em papel, tabelas e relatórios, enquanto na segunda o interesse gira em torno da resposta interativa do sistema às demandas do usuário. No caso de plotagem, alguns SIGs dispõem de ferramentas para produção de cartas, com recursos muitas vezes altamente sofisticados de apresentação gráfica. Estas ferramentas permitem a definição interativa de uma área de plotagem, colocar legendas, textos explicativos e notas de crédito. Uma biblioteca de símbolos é também atributo fundamental de um sistema de produção. Os pacotes mais sofisticados dispõem de controladores para dispositivos de gravação eletrônica a laser, o que assegura a produção de mapas de alta qualidade (Câmara, 1993). A Figura 4.5 demonstra as possibilidades de produtos finais como forma de saída de dados.

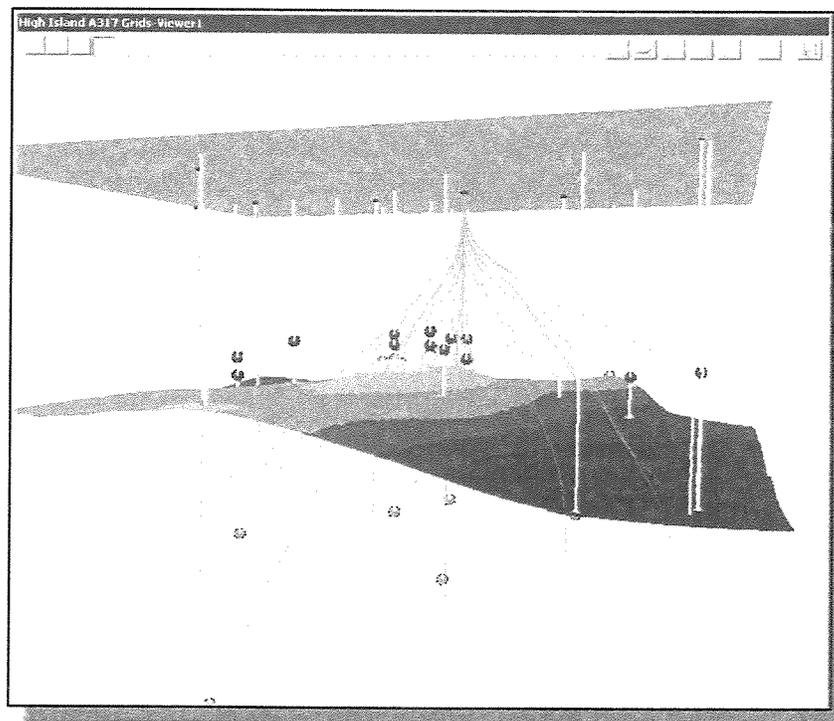


Fig. 4.5 – Produtos finais de visualização (ESRI, 2002).

4.9 - Critérios e tendências na escolha do SIG

Como escolher um GIS adequado às suas necessidades? Um bom procedimento é focalizar os esforços na identificação destas necessidades, pontuando sua importância para a aplicação, analisar as opções de softwares candidatos que são capazes de resolver o problema, observando suas aptidões de acordo com a escala de prioridades e procurar um sistema que preencha o maior número de necessidades do projeto. Segundo Câmara (1995) certas características devem ser investigadas em cada software para testar sua adequação às necessidades do projeto, características como:

- Possibilidades de customização da interface com o usuário;
- Flexibilidade da modelagem de dados;
- Existência ou não de linguagem de programação para desenvolvimento de aplicativos; complexidade e completeza da linguagem de programação;
- Disponibilidade de documentação e/ou material de treinamento;
- Armazenamento dos dados em base de dados geográfica contínua ou necessidade de fracionamento em mapas;
- Existência ou não de restrições e controles de integridade na conexão gráfico-alfa;
- Existência ou não de sistemas de indexação espacial, para recuperação rápida de informações gráficas; tipo de sistema de indexação espacial;
- Disponibilidade de aplicações prontas, desenvolvidas por terceiros, na área de interesse do projeto;
- Capacidades de importação e exportação de dados;
- Possibilidades de operação em redes heterogêneas de equipamentos;
- Capacidades de produção de saídas: mapas, cartas, mapas temáticos, gráficos, relatórios, etc.;
- Recursos para conversão de dados;
- Capacidades de operação simultânea por diversos usuários;
- Aderência a padrões de fato ou de direito, principalmente nas áreas de bancos de dados e intercâmbio de informações;
- Recursos de gerenciamento de *backups* e recuperação de dados;

- Existência ou não de linguagem de consulta à base gráfica/alfanumérica;
- Recursos de processamento de polígonos;
- Recursos de detecção e correção de falhas nos dados gráficos;
- Variedade de tipos de dispositivos de saída;
- Confiabilidade comercial e técnica do representante e sua equipe de suporte.

Segundo Câmara (1995), algumas tendências parecem ser definitivas na escolha do software, tais como:

- O desenvolvimento de alternativas de softwares simplificados, através de ferramentas simples e baratas apoiadas em microcomputadores, aumentando o alcance do SIG dentro da organização a custos reduzidos.
- A intensificação do uso de imagens digitais como informação complementar à informação vetorial, espera-se um aumento no uso de ortofotos digitais e imagens de satélite.
- A orientação a objetos é uma tendência mundial em termos de programação e desenvolvimento de sistemas. Aplicados à área de bancos de dados, os conceitos de orientação a objetos levam à definição mais racional de modelos e estruturas de dados e seu uso ajudará a reduzir o tempo de desenvolvimento de aplicativos geográficos.
- A padronização do intercâmbio de dados geográficos tornou-se uma necessidade. Como a tendência de cada organização é adotar o SIG que melhor atende às suas necessidades, a inexistência de normas e padrões para troca de informação geográfica faz com que seja muito mais difícil compartilhar dados e racionalizar esforços de levantamento e tratamento de informações entre usuários de sistemas distintos.
- Por último, diversos desenvolvedores de SIG têm lançado produtos para prover acesso, via Internet, a bases de dados geográficas. Considerando a

crescente popularização da internet, e a necessidade dos órgãos públicos em viabilizar o acesso do cidadão à informação, este caminho parece ser bastante importante.

4.10 - O SPRING

O SPRING, Sistema para Processamento de Informações Georeferenciadas, desenvolvido pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) para ambientes UNIX e Windows possui as seguintes características: (SPRING, 2000):

- opera como um banco de dados geográfico sem fronteiras e suporta grande volume de dados (sem limitações de escala, projeção e fuso), mantendo a identidade dos objetos geográficos ao longo de todo banco;
- administra tanto dados vetoriais como dados matriciais, e realiza a integração de dados de sensoriamento remoto;
- provê um ambiente de trabalho amigável e poderoso, através da combinação de menus e janelas com uma linguagem espacial facilmente programável pelo usuário (LEGAL - Linguagem Espacial para Geoprocessamento Algébrico), e
- consegue escalonabilidade completa, isto é, é capaz de operar com toda sua funcionalidade em ambientes que variem desde micro-computadores a estações de trabalho RISC de alto desempenho.

4.10.1 - Arquitetura do Sistema

O sistema SPRING é composto por três módulos IMPIMA, SPRING e SCARTA. Segue suas definições (SPRING, 2000):

- **IMPIMA** : executa leitura de imagens digitais de satélite, gravadas pelo INPE, através dos dispositivos CD-ROM (Compact Disc - Read Only Memory), CCT (Computer Compatible Tapes), "streamer" (60 ou 150 megabytes) e DAT (Digital Audio Tape - 4 ou 8mm) adquiridas a partir dos sensores TM/LANDSAT-5,

HRV/SPOT e AVHRR/NOAA. Converte as imagens dos formatos BSQ, Fast Format, BIL e 1B para o formato GRIB (Gridded Binary).

- **SPRING** : é o módulo principal de entrada, manipulação e transformação de dados geográficos, executando as funções relacionadas à criação, manipulação e consulta ao banco de dados, funções de entrada de dados, processamento digital de imagens, modelagem numérica de terreno e análise geográfica de dados. As funções da janela principal, na barra de menus, estão divididas em: Arquivo, Editar, Exibir, Imagem, Temático, Numérico Cadastral, Rede, Objetos e Utilitários. Para cada opção há um menu (janela de diálogo) associado às operações específicas.
- **SCARTA** : edita uma carta e gera arquivo para impressão a partir de resultados gerados no módulo principal SPRING, permitindo a apresentação sob a forma de um documento cartográfico. Permite editar textos, símbolos, legendas, linhas, quadros e grades em coordenadas planas ou geográficas. Permite exibir mapas em várias escalas, no formato varredura ou vector, através do recurso "O que você vê é o que você tem"(What You See Is What You Get, Wysiwyg).

O banco de dados geográfico construído pelo SPRING implementa uma arquitetura dual onde as representações dos dados espaciais e as informações descritivas (dados não espaciais) são armazenadas em diferentes ambientes. As representações gráficas utilizam-se de arquivos convencionais do tipo binário onde são armazenados as coordenadas x , y que definem a geometria de um objeto geográfico ou campo do SPRING. Os atributos descritivos destes objetos ou campos são armazenados em tabelas em um banco de dados relacional. Um identificador único é responsável pela ligação dos dois componentes.

Com a evolução do SPRING, sistemas gerenciadores de banco de dados relacionais foram adotados, para implementar uma estratégia para portabilidade de software. Hoje a visão estática, é implementada em SGBDR de mercado tais como CODEBASE e ORACLE. A visão funcional e dinâmica representada pelos métodos das classes modeladas

no SPRING e as ligações e associações entre seus objetos foram implementadas pela linguagem de programação C++ (Manual do SPRING, 2000).

4.10.2 - Modelo Conceitual do SPRING

A realidade geográfica é representada no SPRING por um modelo conceitual baseado no paradigma orientado por objetos. A persistência dos dados é realizada em um ambiente dual conforme exposto anteriormente. Na busca de um melhor detalhamento e compreensão do modelo de conceitual implementado pelo SPRING, além da documentação disponível na Internet, foram construídos e aplicados dois tipos de questionários. Um questionário foi dirigido aos desenvolvedores, e o outro foi aplicado aos usuários do sistema.

O Banco de Dados Geográfico é definido no SPRING por um nome e um caminho (*path*) que devem ser fornecidos pelo usuário. O sistema criará no caminho indicado um diretório, que corresponde fisicamente ao seu banco. Tudo que for criado e definido para este banco será armazenado debaixo deste diretório. Após criar um Banco de Dados é necessário ativá-lo para que se possa prosseguir. Somente um Banco de Dados pode estar ativo de cada vez (SPRING, 2000)

As Categorias e Classes Temáticas devem ser definidas a priori, para que cada tipo de dado a ser tratado pelo SPRING seja associado a uma categoria. Cada categoria pertence a um modelo de dados (Temático, Numérico, Imagem, Cadastral, Redes e Objeto). O usuário não precisa definir todas as categorias de imediato, mesmo porque, muitas vezes não se sabe tudo que será necessário para chegar no seu objetivo. A qualquer momento pode-se acrescentar ou definir novas categorias. Apenas nas categorias do modelo Temático é necessário definir classes. Classes temáticas definem o modo (visual) como pontos, linhas e áreas serão apresentadas no monitor (cor, hachura, preenchimento, etc).

Um projeto define a área física de trabalho. Para criar um projeto deve-se fornecer um nome, projeção e retângulo envolvente. Ao se fazer isso, um subdiretório, embaixo do diretório correspondente ao banco, será criado, e todos os dados referentes à uma dada região serão armazenados nele. A condição para criar um projeto é apenas ter um banco ativo, não sendo necessário definir as categorias. Pode-se ter quantos projetos se desejar, mas somente um pode estar ativo de cada vez.

Os planos de informações (PIs) são armazenados dentro de um projeto. Os PIs representam mapas de solos, mapas de estradas, imagens, etc., que estejam na mesma área geográfica de estudo definida pelo retângulo envolvente. Um PI é criado fornecendo-se um nome, a categoria à qual ele pertencerá (previamente definida), a escala (quando PI Temático, Numérico ou Cadastral) e a resolução (quando PI Numérico ou Imagem), desde que tenha um Banco de Dados e um Projeto ativo. Pode-se ter quantos PIs se desejar da mesma categoria ou não, mas apenas um estará ativo. Um dado no SPRING pode estar representado no formato matricial e/ou vetorial, dependendo do modelo (categoria) ao qual ele pertence. Para editar pontos, linhas e áreas no formato vetorial, pode-se utilizar uma mesa digitalizadora, para transferir os dados do mapa para computador, ou importar arquivos de outros softwares ou formatos. Para dados matriciais pode-se utilizar leitura de imagens gravadas em formatos específicos, interpolar grades (matrizes) numéricas ou mesmo converter dados da representação vetorial para matricial.

Uma vez que os dados (PIs) editados, pode-se obter outros dados através de análises, cruzamentos, etc., por meio de funções específicas do software ou de linguagem de programação para mapas.

No SPRING as feições geográficas do mundo real são modeladas por dois grandes tipos de dados: geo-objetos e geo-campos. A seguir descreve-se os tipos de dados suportados pelo SPRING provenientes dos tipos de planos de informações (SPRING, 2000):

- 1) Os tipos de dados cadastrais, sub-tipo de geo-objetos, descrevem a localização de elementos de sistemas de informação de cadastro, e utilizam a topologia arco-nó-polígono para armazenamento.
- 2) Os dados do tipo rede, sub-tipo de geo-objetos utilizam a topologia arco-nó, e armazenam a localização e a simbologia associadas a estruturas linearmente conectadas. Informações adicionais neste tipo de mapas incluem direções de fluxo e segmentação dinâmica.
- 3) Os dados do tipo mapa temático, sub-tipo de geo-campos, representam uma dada região geográfica R, associando a cada ponto do espaço um tema de um mapa;
- 4) Os tipos de dados numéricos, sub-tipo de geo-campos, associam para cada ponto do espaço, de uma região geográfica, um valor real;
- 5) Os dados do tipo de Imagem de Satélite, sub-tipo de geocampo, é obtida através de discretização da resposta recebida por um sensor (passivo ou ativo) para todos os pontos de uma dada região geográfica.

Seja qual for o tipo de dado ele possui uma representação gráfica que pode ser vetorial ou matricial, excluindo o caso dos objetos não espaciais. É evidente que para cada plano de informação especializado, ou tipo de dados tratado, existe uma representação mais utilizada. No entanto o sistema oferece mecanismos de conversão entre os dois tipos de representações possíveis.

Na representação vetorial, a parte gráfica do objeto espacial ou campo, é implementada usando uma das três geometrias básicas: pontos, linhas e polígonos. Já na representação matricial, a realidade geográfica é implementada por dois métodos: grade regular ou grade triangular irregular.

Para finalizar a descrição da semântica do modelo orientado por objetos do SPRING, existe o conceito de “visual” que é associado à categoria e à representação gráfica dos objetos e campos. O visual define as propriedades tais como cor, espessura de linha, estilo da linha, etc. que pode ser predefinida para as categorias, podendo ser específico para uma dada representação gráfica de um determinado objeto. Desta forma, todo o plano de

informação de uma dada categoria “herda” estas propriedades de visual da categoria. Além disto, o sistema permite ao usuário modificar o visual específico de cada representação gráfica alterando o visual herdado pela referida categoria.

Capítulo 5 – Recursos e Aplicações

Consagrados como a grande inovação para a análise de modelos espaciais e a administração de eventos dinâmicos do “mundo real” – da complexidade dimensional dos grandes territórios à densa trama de utilidades e ações em espaço físico restrito – os Sistemas de Geoprocessamento, Informações Geográficas (SIG) ou Geografic Information Systems (GIS) – vêm demonstrando seus grandes benefícios, mantendo suas taxas de crescimento, de 15% a 30% ao ano desde 1985, dos mercados de cartografia e computação gráfica (mapping). O Brasil, por suas características continentais e estágio de desenvolvimento, tem nestas ferramentas os instrumentos ideais para a viabilização da solução de problemas, com a vantagem de, ao utilizar o instrumento mais eficiente, reduzir os prazos e custos que seriam despendidos pelos processos tradicionais. Entretanto, a implantação destes sistemas no País tem sido mais lenta do que o esperado, e o número de aplicações iniciadas menor do que a demanda de problemas existentes. Os principais fatores atribuídos a estas contradições estão relacionados à falta de recursos e a inexistência de metodologias específicas para a estruturação, avaliação e implantação de soluções adequadas (Dias, 1993).

O problema da metodologia é um fator crítico, pois são poucas as metodologias destinadas à estruturação, avaliação e implantação de soluções de geoprocessamento.

Voltando ao objetivo central deste trabalho, que é criar um sistema de identificação de recursos e reservas de petróleo, é necessário identificar os principais indicadores que o sistema utilizará. Algumas questões devem ser resolvidas e analisadas na fase de estruturação do sistema, tais como:

- Problemas a serem monitorados
- Escala geográfica
- Produtos a serem emitidos
- Aplicações a serem desenvolvidas
- Estrutura dos dados
- Arquitetura geral do sistema
- Organização estrutural

O conhecimento da bacia sedimentar, do *play*, prospecto, dados geofísicos, comportamento do poço, meio ambiente, risco geológico, incertezas volumétricas, infraestrutura, economia, planejamento, entre outras questões, que foram observadas como fundamentais na avaliação do processo de classificação, devem ser integradas em um único sistema capaz de introduzir, manipular, analisar e representar as diversas formas de informação e seus relacionamentos. A Figura 5.1 representa a integração dos diversos níveis de informação, necessários para um sistema ser capaz de avaliar e classificar recursos e reservas de petróleo, considerando todas as informações que fazem parte do processo.

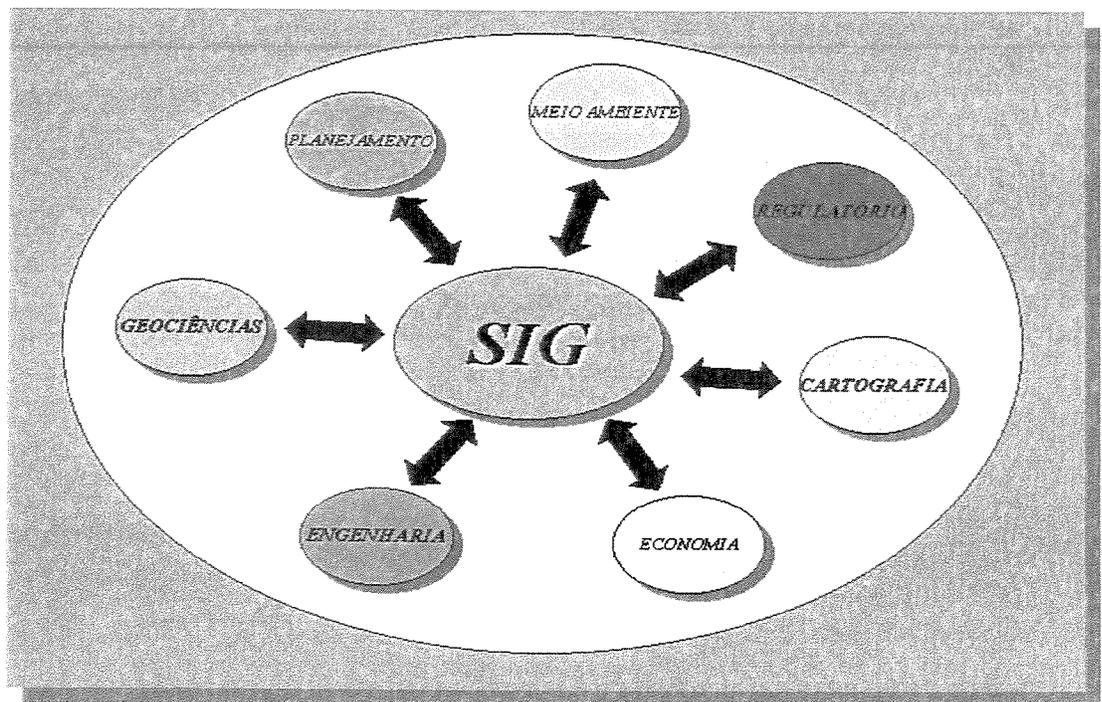


Figura 5.1 –Integração dos níveis de informações.

5.1 – Problemas Monitorados

Neste trabalho, o SIG tem como principal objetivo criar uma base de dados de apoio e gerenciamento das reservas e recursos petrolíferos. Esta base de informações é composta pelos principais indicadores do processo de avaliação. O conhecimento geológico, as informações geofísicas, as condições de transporte, infra-estrutura e as variáveis econômicas envolvem a descrição espacial e temporal de um grande número de parâmetros. Na Figura 5.2, os elementos utilizados no sistema são demonstrados conforme um fluxo de ações necessárias para o processo de classificação, fornecendo a base dos planos de informações (PIs) que o sistema deve integrar.

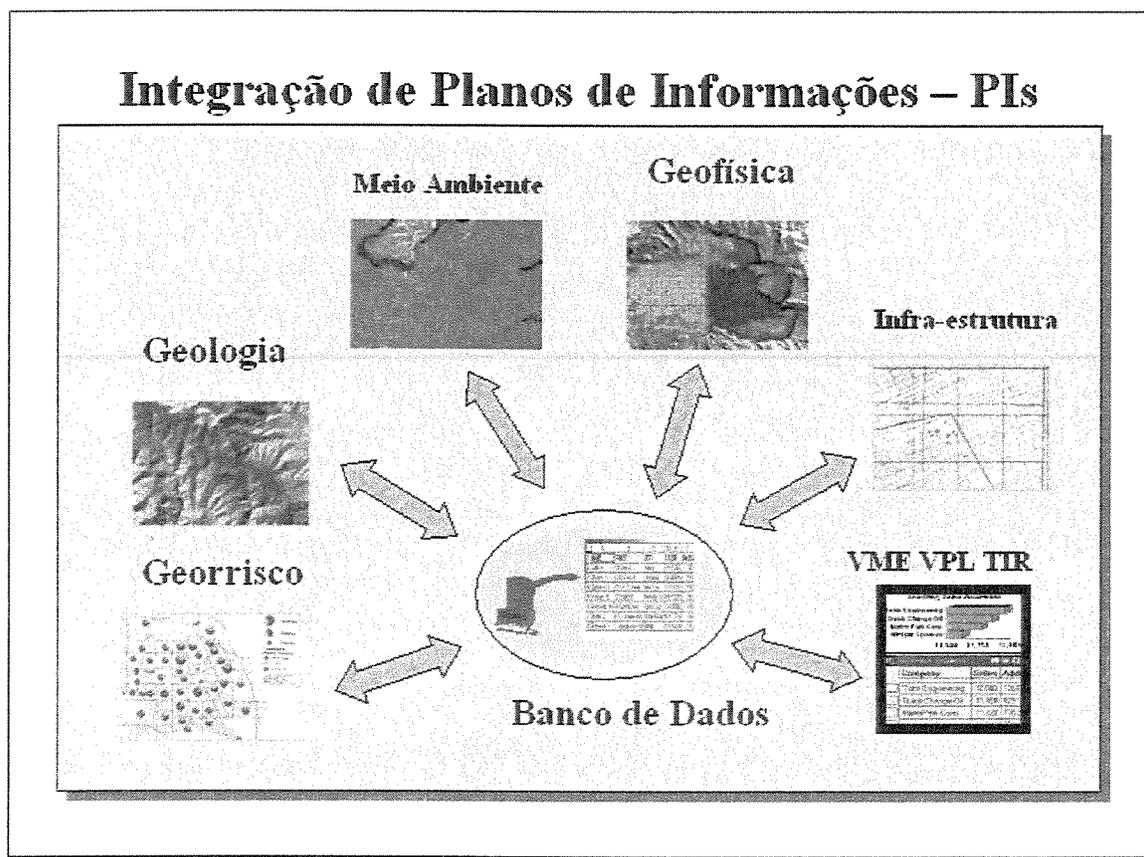


Figura 5.2 – Integração dos Planos de Informações.

No ambiente de E&P, em função do intenso número de dados, existe uma forte dependência de um suporte computacional. Nas últimas duas décadas houve um aumento significativo na intensidade, complexidade e volume de informações, criando

uma demanda por um sistema integrado de informações capaz de guardar, analisar e visualizar informações do resultado de outros aplicativos em um único banco de dados, para serem analisados e representados graficamente com facilidade e funcionalidade. A estrutura do SIG favorece este tipo de ação e tem grande potencial em suprir esta demanda (Khan, 2000). A Figura 5.3 demonstra um ambiente computacional descrito por Khan para gestão integrada, análises e apresentação de dados geológicos e geofísicos utilizando SIG.

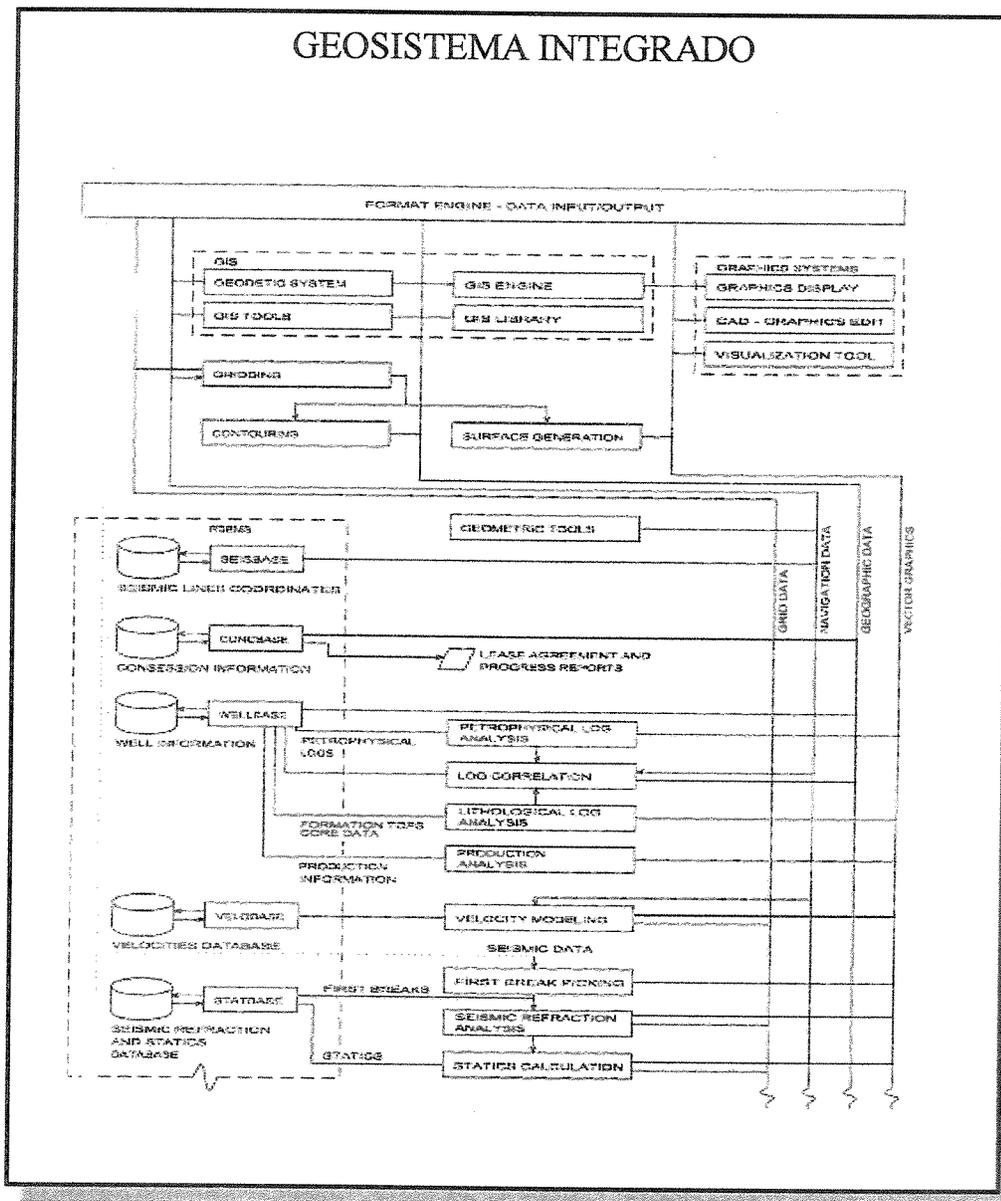


Figura 5.3 – Geosistema Integrado (Khan, 2000).

Vários aplicativos da área de geociências possuem formatos onde podem ser integrados com facilidade em um ambiente SIG para que as informações possam ser apresentadas graficamente e principalmente através de produtos cartográficos. Respeitando não só as características temáticas como também sua distribuição espacial. No caso de E&P é de extrema importância o conhecimento da posição exata de cada feição investigada e fundamental na locação de poços. As novas gerações de SIGs possuem um amplo leque de opções tanto para exportar, como importar diferentes tipos de dados.

O número de PIs é flexível de acordo com a necessidade do sistema. Novos planos de informações podem ser criados à medida que se torne necessário o conhecimento de novas informações, assim como planos de informações resultantes da integração e manipulação dos planos existentes no sistema. Como exemplo, pode-se pensar no mapa-síntese do *play*, que é um arranjo espacial de diversas fontes de informações. A versatilidade em reconhecer, manipular e integrar diferentes mapas torna o problema de organização espacial, na identificação de alvos, um processo claro e estruturado, oferecendo uma ferramenta precisa e eficiente na gestão e manipulação de dados espaciais.

A principal função do SIG em um sistema de identificação de reservas e recursos petrolíferos está em reconhecer, organizar, manipular diferentes mapas e associar, espacialmente, cada objeto, suas informações pertinentes, possibilitando avaliar as interações entre os Pis e aprimorar os modelos no suporte a decisão.

5.2 – Escala Geográfica

A escala geográfica varia, desde a locação de um poço ao reconhecimento de estruturas regionais, como o mapa da bacia sedimentar em estudo. Uma outra vantagem do SIG, em relação a outros sistemas de informações, é que, na criação dos projetos, definem-se as coordenadas geográficas de um retângulo que envolve espacialmente a área, assim como a projeção cartográfica para a geração dos produtos cartográficos,

fornecendo a flexibilidade de escala na armazenagem e representação do projeto. A capacidade de analisar informações em diferentes escalas é fundamental na classificação de recursos e reservas de petróleo. Geralmente, o processo de avaliação inicia-se com um estudo regional e finaliza com a locação exata de um poço, ou prospecto. O sistema deve possuir flexibilidade na representação das informações que fazem parte de todo o processo de classificação. Cinco níveis de detalhe, ou seja, 1:1000.000, 1:250.000, 1:50.000, 1:10.000 e 1:1000 são suficientes para representar os diferentes dados do processo de avaliação geológica, geoquímica e geofísica, que fazem parte do processo de avaliação e classificação de recursos e reservas de petróleo.

5.3 – Produtos de Saída

Os produtos de análise e pesquisa serão mapas integrados, obedecendo às normas e padrões da cartografia universal e relatórios contendo gráficos e tabelas resultantes da manipulação e integração das informações. Atualmente, a maior parte dos SIGs apresentam uma razoável biblioteca de elementos na criação de produtos cartográficos, recursos para exportar dados em forma de figuras, para serem anexadas em relatórios, além de tabelas e gráficos nos formatos mais utilizados do mercado da informação digital.

5.4 – Aplicações

Três principais aplicações merecem ser comentadas: a) álgebra de mapas na identificação do mapa-síntese do *play*; b) o desenvolvimento das regras de relacionamentos entre os parâmetros utilizados na classificação dos recursos e reservas, e suas representações espaciais; c) a criação de modelos baseados no conhecimento do ambiente geológico. Apesar da complexidade aparente destas aplicações, no ambiente SIG, ocorrem tarefas um tanto simples de se realizarem, pois a estrutura geral de um Sistema de Informação Geográfica possibilita, através de simples rotinas de programação, criar regras de cruzamento entre os PIs e suas classes e ter como resultado

um novo PI híbrido destas regras. A Figura 5.4 demonstra um exemplo de álgebra de mapas aplicado na avaliação de oportunidades exploratórias.

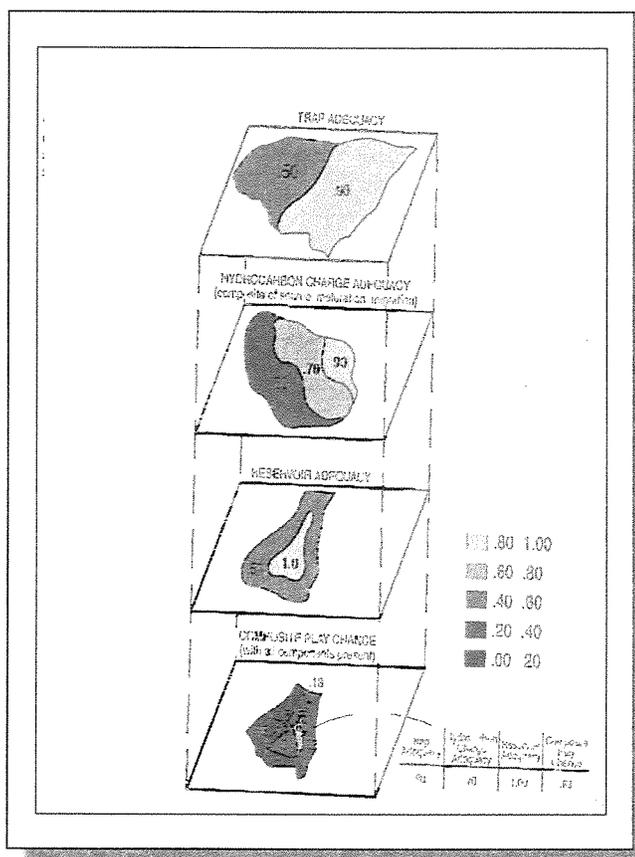


Figura 5.4 – Álgebra de Mapas (Hood, 2000).

A ocorrência de hidrocarbonetos é analisada através dos diversos atributos dos mapas (volume de óleo no ambiente deposicional, características sísmicas, volume de gás, nível de maturidade, litologia do reservatório, etc.). Essencialmente, o processo busca encontrar o potencial de hidrocarbonetos através da análise dos fatores geológicos que controlam a distribuição dos hidrocarbonetos. O SIG apresenta a possibilidade de análise integrada dos dados espaciais, integrados com diferentes bancos de dados, oferecendo uma visão espacial das informações gráficas e tabulares, como suporte no processo de tomada de decisão dos negócios (Hood, 2000).

A maior parte dos softwares de geoprocessamento possui uma linguagem de programação própria para que se realizem as operações entre os PIs e suas classes.

Geralmente, são bem mais simples que uma linguagem como C++, Java, Fortran, entre outras, pois são específicas para possibilitar determinadas tarefas, sendo amigáveis e de fácil entendimento.

Otis e Schneiderman (1997) criaram uma regra prática para determinar o risco geológico através da distância de prospectos com *plays* e áreas adjacentes. A metodologia consiste em correlacionar as variáveis geológicas, como ambiente deposicional, mecanismo de deposição, delimitação do *play*, a distribuição espacial dos prospectos produtores e/ou avaliados com as distâncias dos prospectos pioneiros. Eles observaram que com o desenvolvimento da área é possível obter uma estimativa razoável e criar um modelo de relacionamento entre estes parâmetros. Esta metodologia serve como mais uma técnica na avaliação dos riscos geológicos nos projetos de E&P e por consequência auxilia na avaliação e classificação de recursos e reservas de petróleo. O SIG oferece ferramentas que realizam estas tarefas, pois como as informações espacializadas respeitam uma projeção cartográfica, fica simples determinar a distância entre objetos ao longo de toda área em estudo. A Figura 5.5 demonstra esta aplicação em um ambiente SIG.

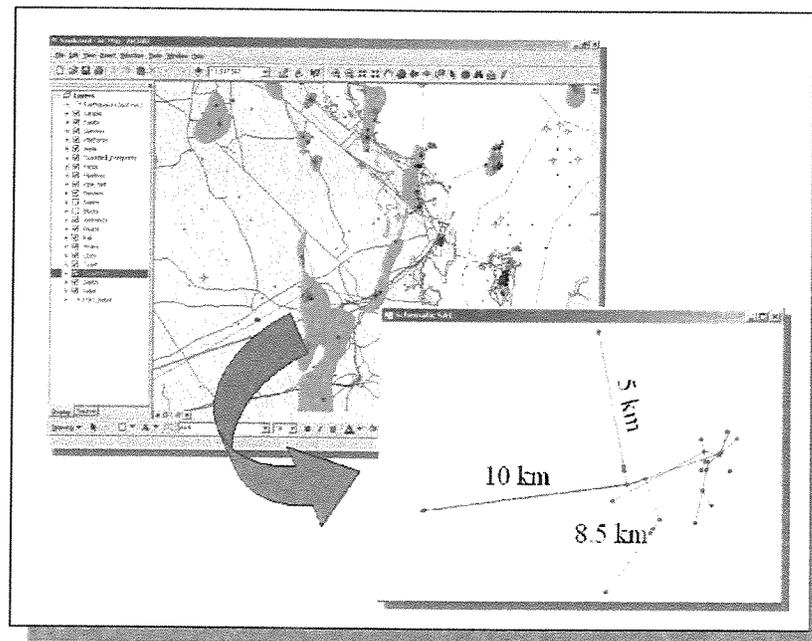


Figura 5.5 – Representação da função Operações métricas.

O uso dos SIGs auxilia os mais diversos aspectos da pesquisa geológica na exploração e ainda oferece uma eficiente combinação de recursos que servem para responder as mais importantes questões no *downstream* (Hood, 2000).

5.5 – Estrutura dos Dados

Na informática, chama-se de “Entidade” a algo (real ou abstrato) a respeito do qual são armazenados dados. A prática de agrupar os dados de um Sistema de Informação em entidades segue a orientação da Metodologia Científica, que recomenda a divisão de um problema no maior número possível de frações, para facilitar a sua compreensão. Assim, quando se constrói um Sistema de Informação, uma das primeiras providências é dividir a base de dados em grupos que possuam características afins. Os dados, numa mesma entidade, recebem o nome genérico de “atributos”. Ao conjunto de entidades, com seus respectivos atributos, denomina-se “Estrutura de dados” do Sistema de Informação. Especificamente, no caso dos Sistemas de Informações Geográficas, as entidades são constituídas por atributos espaciais denominados de “layers”, ou planos de informações (PIs). Os PIs possuem classes que representam a menor decomposição de uma informação dentro da sua entidade, que agrupados expressam um tema interpretável (Dias, 1993). O sistema proposto aqui terá uma estrutura de dados baseada em Planos de Informações que armazenam vários dados sobre os vários aspectos geológicos, de engenharia e economia, que o programa deseja monitorar. Um sistema eficiente de classificação de recursos e reservas de petróleo exige um mínimo de informações necessárias. A seguir, são descritos alguns exemplos de categoria e PIs:

1. Geologia

- i **Bacia Sedimentar**
- ii **Mapa_Geológico – Sistema Petrolífero**
- iii **Mapa_Estrutural – falhas e dobras**
- iv **Mapa síntese do *Play***
- v **Prospectos**

2. Geofísica

- i Fonte_Tiro**
- ii Geofones**
- iii Linhas_2D**
- iv Linhas_3D**
- v Linhas_4D**

3. Cartografia

- i Base_cartográfica**
- ii Cidades**
- iii Portos marítimos**
- iv Estradas**
- v Drenagem**
- vi Limites_estaduais**

4. Imagem

- i Imagens_TM Landsat**
- ii Fotografia_aérea**
- iii Imagens_radar**

5. Recursos

- i Prospectivos**
- ii Contingentes**

6. Reservas

- i Provadas**
- ii Provável**
- iii Possível**

7. MNT

- i Curvas_nível**
- ii Batimetria**

8. Poços

- i Pioneiros**
- ii Produtores**
- iii Avaliados**

iv Delimitadores

9. Infra_estrutura

i Rotas_transportes

ii Plataformas

iii Armazenagem

10. Meio_ambiente

i Uso_solo

ii Vegetação

iii Correntes_marítimas

iv Bóia_monitora

O número de PIs e de suas respectivas classes é uma variável que depende do nível de informação disponível e, melhor ainda, o nível de informações necessárias para o perfeito entendimento dos fenômenos investigados. Uma habilidade que os SIGs possuem é a capacidade de integrar novas informações posteriormente, à medida que novas informações começam a ser necessárias para o aperfeiçoamento de modelos e previsões de comportamentos.

5.6 – Arquitetura Geral do Sistema

A configuração de hardware e software na elaboração de um Sistema de Informação Geográfica é extremamente importante, o conhecimento dos padrões de desempenho, ambiente e configuração mínima, formas de aquisição, recursos fundamentais do sistema, entre outras características faz esta etapa de planejamento ter um papel fundamental. O sistema utilizado neste trabalho foi o SPRING (Sistema de Processamento de Informações Georreferenciadas), desenvolvido com tecnologia nacional pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. O SPRING é um banco de dados de segunda geração, baseado num modelo de dados orientado a objetos, com base única de dados, ou seja, a estrutura dos dados é a mesma quando o usuário trabalha em um micro computador (IBM-PC) ou em uma máquina RISC (Estações de trabalho UNIX), não havendo necessidade alguma de conversão. O SPRING tem se mostrado

atrativo também por ser considerado um software de domínio público, adquirido pela internet (“<http://www.dpi.inpe.br/spring>”). Uma linguagem de programação denominada LEGAL (Linguagem Espacial para Geoprocessamento Algébrico) é utilizada pelo sistema para executar análise e cruzamentos de mapas através de uma interface interativa e amigável (Manual do SPRING, 2000), conforme citado na seção 4.10.

5.7 - Organização Estrutural

O SPRING, assim como a maioria dos softwares de geoprocessamento, é constituído de um banco de dados georrelacional, ou seja, os componentes espacial e descritivo dos objetos são armazenados separadamente com os atributos convencionais armazenados em um banco de dados. Ele é indexado por identificadores (id), onde os dois sistemas são pesquisados e a resposta é uma composição de resultados. Uma vez existindo a indexação dos dados (espaciais e não-espaciais) através da manipulação de informações, simulam-se modelos e/ou parâmetros do mundo real. A Figura 5.6 mostra o esquema da organização estrutural da maioria dos SIGs.

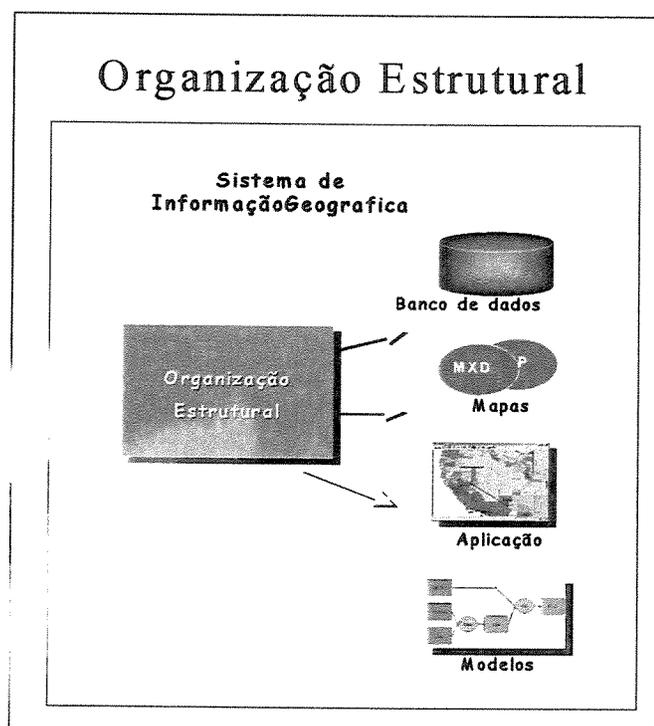


Figura 5.6 – Estrutura organizacional do SPRING.

Dentre uma variedade de aplicações do Sistema de Informações Geográficas, o mapeamento de áreas com potencial mineral é uma delas, tanto na estimação de recursos minerais quanto na exploração mineral, que utiliza dados espaciais de naturezas variadas. O SIG vem, nos últimos tempos, contribuindo significativamente para a melhoria deste processo e expandiu as técnicas computacionais para processamento, análise e manipulação de Planos de Informações (“layers”) individuais, oferecendo, desta forma, ferramentas para o modelamento e análise de relações entre dados espacializados, que auxiliam na tomada de decisões para a definição de regiões geológicas de interesse exploratório e econômico (Bonham-Carter, 1994).

Capítulo 6 – Processo de Identificação de Recursos Petrolíferos

Neste capítulo será executada a metodologia proposta, demonstrando suas vantagens e desvantagens. Para isto será feita a simulação de um caso de classificação de reserva provada. Com este exemplo, será percorrida toda a cadeia de classificação, partindo de um de recurso não descoberto até a situação de reserva provada. Uma reserva será provada se existir um número suficiente de informações, que determinam e caracterizam o estágio de desenvolvimento que o projeto se encontra.

A estrutura do caso esta dividida em sete partes:

1. Definição e parametrização do sistema de classificação
2. Localização da área
3. Mapeamento geológico
4. Levantamento geofísico
5. Plano de avaliação e desenvolvimento
6. Análise econômica
7. Classificação da reserva

6.1 – Definição e Classificação de Recursos Petrolíferos

O sistema de classificação aqui adotado é o sistema utilizado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), estipulado por intermédio do Decreto 009, de 21 de janeiro de 2000. Este Decreto aprova o Regulamento Técnico ANP nº 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, bem como estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas, conforme detalhes apresentados a seguir.

6.1.1 - Recursos: Definição e Classificação

Recursos – Volumes *in situ* de petróleo e gás natural, potencialmente recuperáveis, a partir de uma determinada data em diante.

Recursos Originais – Recursos de petróleo e gás natural que podem ser obtidos como resultado da produção de um reservatório, a partir das condições originais deste reservatório em diante.

Classificação quanto à comprovação de existência

Os recursos de petróleo e gás natural podem ser classificados em:

Recursos Descobertos – Volumes *in situ* descobertos de petróleo e gás natural, que podem ser recuperados a partir de uma determinada data em diante.

Recursos Não-Descobertos – Volumes *in situ* não descobertos de petróleo e gás natural, que se estima serem passíveis de recuperação, a partir de uma determinada data em diante.

6.1.2 – Reservas: Definição e Classificação

Reservas – Recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em diante.

6.1.3 - Classificação Quanto ao Grau de Incerteza

Como a estimativa de reservas sempre envolve incertezas quanto às informações geológicas, de engenharia e às condições econômicas, esses recursos podem ser classificados como:

Reservas Provadas – Sobre reservas de petróleo e gás natural, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, estima-se recuperar comercialmente reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pela legislação petrolífera e tributária brasileiras.

Reservas Prováveis – Reservas de petróleo e gás natural, cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação, quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

Reservas Possíveis – Reservas de petróleo e gás natural, cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação, quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

6.1.4 - Classificação Quanto ao Estágio de Desenvolvimento

Dependendo do estágio em que se encontra a exploração de um campo petrolífero, as reservas podem ser classificadas em:

Reservas Desenvolvidas – Reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.

As reservas desenvolvidas podem ser classificadas em:

Reservas Desenvolvidas em Produção – Reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas de intervalos completados e em produção na data da estimativa.

Reservas Desenvolvidas a Produzir – Reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas de intervalos completados, porém fechados, ou de poços fechados na data da estimativa.

Reservas Não-Desenvolvidas – Reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas através de novos poços em áreas não perfuradas, reentrada ou recompletação de poços existentes, ou que dependam da instalação de equipamentos de produção e transporte, previstos nos projetos de recuperação convencional ou melhorada.

A seguir será descrito somente o critério utilizado na aprovação, diante da ANP, das reservas provadas em função deste estudo de aplicação, que se limitará à classificação de reserva provada. Quaisquer informações a mais serão encontradas no Decreto 009, de 21 de janeiro de 2000, que aprova o regulamento técnico 001/2000 (ANP, 2000).

6.1.5 - Critério para a Aprovação de Reservas Provadas

As reservas são consideradas provadas quando:

Os reservatórios encontram-se em produção ou os hidrocarbonetos neles contidos tenham sua existência comprovada por testes de formação.

Os reservatórios possam ser avaliados por correlação de perfis ou análise de testemunhos. Esta correlação de perfis pode ser:

- vertical: Quando o horizonte em questão apresentar características de perfis iguais ou melhores do que os outros intervalos testados do mesmo poço;
- horizontal: Quando, embora em reservatórios diferentes, o horizonte em questão pertencer, comprovadamente, à mesma zona estratigráfica, testada ou em produção por outro poço.

Em ambos os casos, só podem ser considerados reservatórios-avaliados quando não persistirem dúvidas em relação ao resultado que se obteria, caso fosse testado.

As instalações para processamento e movimentação dos fluidos produzidos encontram-se desenvolvidas ou existe orçamento aprovado para que tais instalações venham a ser desenvolvidas.

As reservas decorrentes da aplicação de métodos de recuperação melhorada de petróleo e gás natural são consideradas provadas quando:

Existe um projeto piloto testado com sucesso.

Existe um projeto implantado no mesmo reservatório, ou em reservatório análogo, com propriedades de rocha e fluido similares.

Embora ainda não implantado, existe uma razoável certeza de que o projeto será implementado.

As condições econômicas vigentes, consideradas na estimativa de reservas provadas, devem ser estabelecidas com base no histórico de preços de petróleo e custos associados,

bem como as obrigações do Contrato de Concessão e as regulamentações brasileiras quanto à tributação, segurança operacional e preservação ambiental.

Nota-se a diversificação de informações necessárias para a caracterização de uma reserva provada. Informações de volume estimado, teste de produção, levantamento geológico, aquisição de informações geofísicas, dados de poços são, entre outras, as informações necessárias para determinar a classe provada.

6.1.6 – Parametrização da Reserva Provada

Conhecidos os parâmetros e aspectos necessários para a classificação de uma reserva provada, a próxima etapa foi criar as regras de relacionamento entre os atributos e os objetos que farão parte do sistema proposto. Assim, uma reserva será provada quando a reserva já foi avaliada quanto:

- à presença de hidrocarbonetos, ou seja, existe um ou mais:
 - a) poço produzindo = PP
 - b) teste de formação = PT
 - c) correlação de perfis = CP
 - d) análise de testemunhos = AT

- à tecnologia de processamento e movimentação de fluidos
 - a) tecnologia de processamento e movimentação de fluidos existente = TPMFE
 - b) tecnologia de processamento e movimentação de fluidos aprovada = TPMFA
 - a. se for o caso de recuperação melhorada
 - a) recuperação melhorada, projeto piloto = RMPP
 - b) recuperação melhorada, projeto implantado = RMPI

c) recuperação melhorada, possível de implantação = RMPOSI

- ao volume ou incerteza volumétrica

a) volume p10 = VP10

b) volume p 50 = VP50

c) volume p90 = VP90

- à avaliação econômica

a) valor presente líquido = VPL

b) taxa interna de retorno = TIR

c) risco geológico = RG

d) valor monetário esperado = VME

A função básica do sistema será a de reconhecer, através de um banco de informações, o conjunto de parâmetros necessários para a classificação de uma reserva provada e identificar o objeto espacial que possui estas características. Para que seja possível esta interação entre as informações do banco de dados e o objeto espacial, serão descritas, a seguir a introdução e a manipulação das informações no sistema SPRING.

6.2 – Localização da Área

A área em estudo localiza-se na bacia do Espírito Santo, próximo a Cabo Frio, na região marítima, mais precisamente entre as coordenadas geográficas S 23° 20' 45" e O 49° 12' 54" e S 20° 15' 00" e O 52° 56' 11" (Figura 6.1).

Como base cartográfica, utilizou-se a carta náutica da região sul-sudeste da costa brasileira, tendo como limites a região de Mar Del Plata, na Argentina até o município de Regência – ES. No caso, em se tratando de informações mais detalhadas na definição dos blocos de concessão, as empresas utilizam mapas com escalas menores, mas no caso

deste estudo de aplicação optou-se por operar com a escala de mapas disponíveis. A entrada de dados foi feita através da digitalização da carta náutica, utilizando uma mesa digitalizadora do tipo *Van Gogh*. Foram criados Planos de Informações como: a) costa litorânea; b) plataforma continental; c) batimetria, contendo isolinhas e pontos de amostras; d) principais cidades; e e) bloco exploratório.

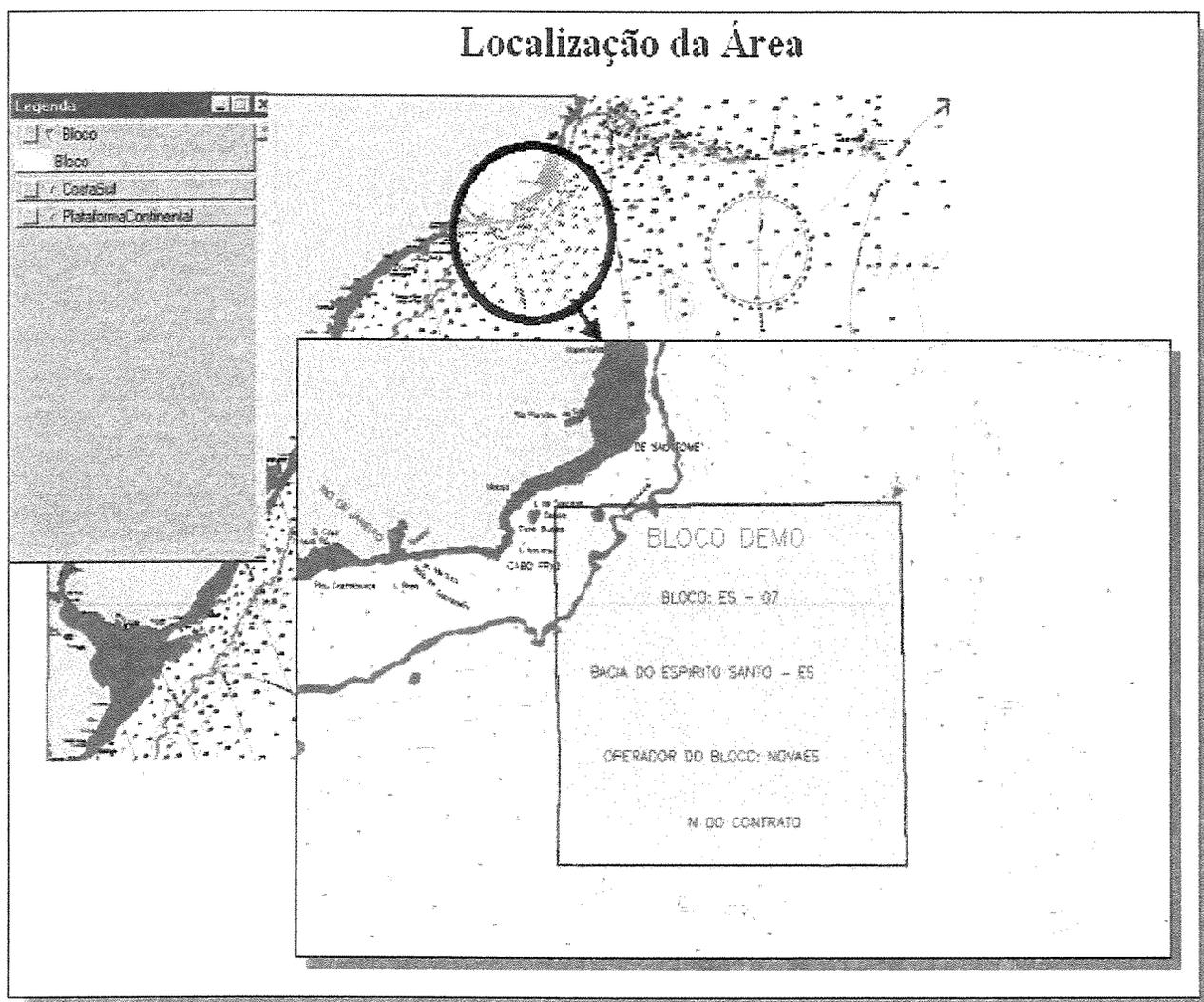


Figura 6.1 – Localização da área de estudo.

Na criação de um projeto no SPRING, deve-se determinar o retângulo envolvente da região, o nome do banco de dados, nome do projeto e especificar o tipo de informação utilizada, tendo como opção informações temática, cadastral, objeto, imagem e modelo numérico do terreno (MNT). Esta fase é trabalhosa e exige tempo e

familiarização com os modos de edição de dados vetoriais. A digitalização exige cuidado na sobreposição das feições gráficas, ajustes, classificação dos temas e escolha das classes utilizadas. A categoria “*localização*” é do tipo temático, tendo somente as isolinhas da batimetria como MNT. Uma vez realizada a introdução da base cartográfica, torna-se possível a realização de operações métricas, como determinação de área, perímetro, distância e comprimento de feições espacializadas, através do módulo *ferramenta*.

6.3 – Mapeamento Geológico

Como o estudo proposto é de identificar uma reserva como provada, o mapeamento geológico é obrigatório. Uma área avaliada é uma área onde foram realizadas as mais importantes análises e isto representa que o conhecimento da geologia dever ser o suficiente para não existirem dúvidas sobre o *play*, a área indicada e a localização do prospecto que originou a descoberta. Novamente, através da digitalização, edição e classificação de informações vetoriais, introduz-se o mapeamento geológico. O mapeamento geológico está representado pela categoria *geologia* e seus respectivos Planos de Informações são:

- a) litologia,
- b) estrutural,
- c) testemunhos,
- d) estratigrafia,
- e) perfil geológico.

As feições litológica e estrutural foram simuladas em função do tempo e da impossibilidade de aquisição dos dados verdadeiros. A coluna estratigráfica e o perfil geológico são verdadeiros e representam as principais características geológicas da Bacia do Espírito Santo. Em se tratando de uma área avaliada, já descoberta, seu mapeamento é conhecido. Existem poços perfurados e é possível correlacionar dados de sísmica com áreas similares ou próximas que estão produzindo hidrocarbonetos. Estes

fatores justificam a necessidade de o sistema reconhecer o mapeamento geológico e a existência dos fatores diagnósticos que caracterizam uma reserva de petróleo. Neste estudo de caso, somente existindo os mapas geológicos, informações litológicas e estruturais, o sistema será capaz de identificar uma reserva como descoberta e avaliada. Uma observação importante neste ponto é o cuidado com as informações que alimentaram o sistema e a capacidade do sistema em reconhecer um mapa como parâmetro classificatório. A Figura 6.2 mostra a categoria “*geologia*” com o mapa litológico, estrutural, pontos com testemunhos, estratigrafia e perfil geológico. Uma classe cadastral foi criada para que fosse possível utilizar as principais informações geológicas na regra de cruzamento entre parâmetros e mapas. Nesta classe estão as informações da carta estratigráfica, o perfil geológico da bacia e informações petrofísicas devem ser introduzidas.

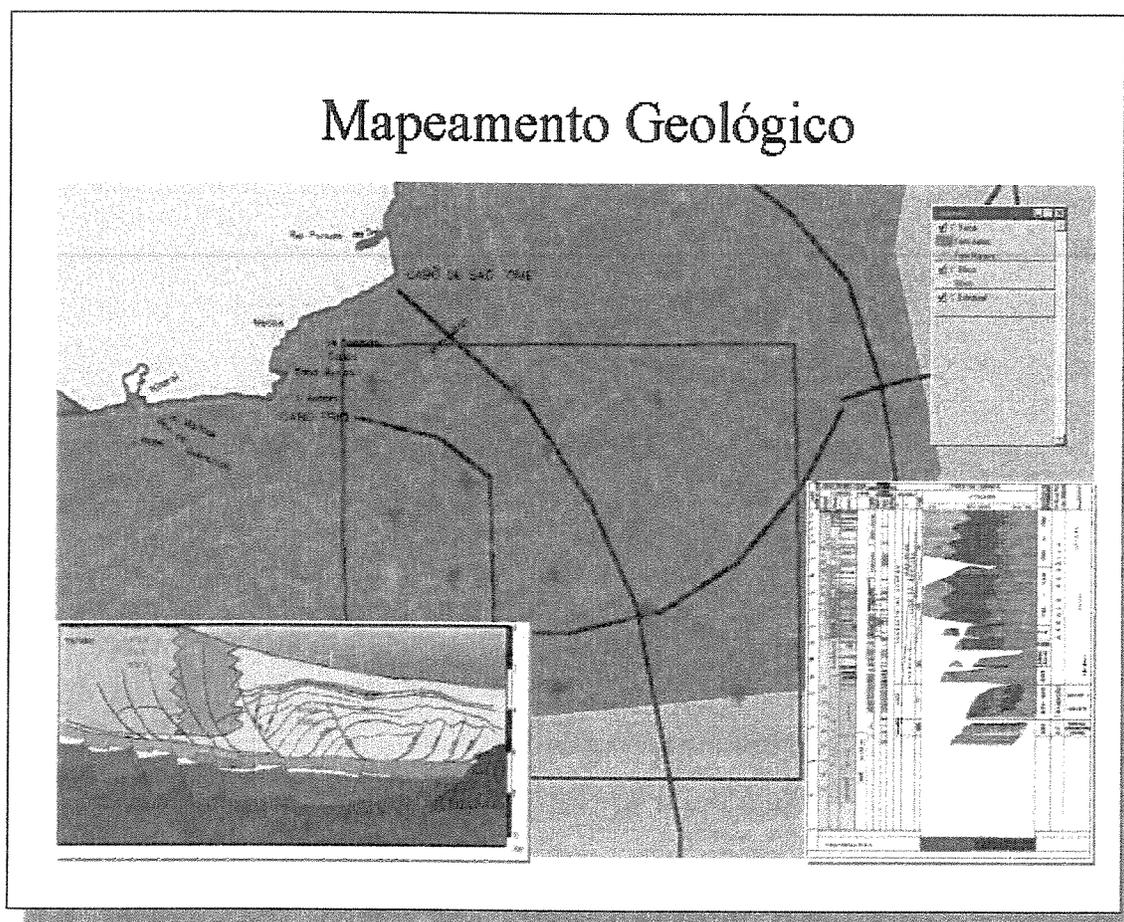


Figura 6.2 – Mapeamento geológico.

A criação de uma tabela contendo as principais informações geológicas, associada com as informações espaciais, possibilita a consulta, por atributos, de elementos distribuídos espacialmente na área do projeto.

6.4 – Levantamento Geofísico

A fase do levantamento geofísico é composta pelos levantamentos sísmicos e dados de perfilagens dos poços. Esta etapa de aquisição de informações em sub-superfície procura estabelecer dados mais precisos da composição e das dimensões dos alvos investigados. Na classificação das reservas, os produtos do levantamento geofísico (sísmica) servem como ferramentas de correlação e caracterização dos reservatórios, determinando as informações sobre a ordem de grandeza de área, espessura, porosidade, permeabilidade e outras composições de dados. Vale lembrar que outros métodos também servem para auxiliar a pesquisa, dados como levantamento aéreo, terrestre e marítimo de gravimetria, magnetometria, eletromagnético e gamaespectométrico. A categoria “*geofísica*” deve conter todas as informações sobre os levantamentos existentes na região. Neste estudo serão utilizadas linhas sísmicas 2D e perfilagens de poços. As linhas sísmicas e os pontos de perfilagens são inseridos exatamente como o mapeamento geológico, através da edição e classificação de dados vetoriais. Uma classe de objetos também foi criada para indexar as informações relevantes dos levantamentos com os dados espaciais. Informações como número da linha, fonte de tiros, espaçamento dos geofones, equipamentos utilizados, procedimentos de aquisição, comprimento de linha, interpretação de dados e outros podem fazer parte da classe de objetos, que será indexada aos dados espaciais das linhas e pontos de perfilagens. A Figura 6.3 mostra as categorias “*geofísica*” e “*geológica*” integradas espacialmente.

Com base no conjunto de informações, no estudo da distribuição espacial e na coexistência entre variáveis e jazida, o sistema torna possível inferir *quanto* e *de que modo* cada variável mapeada está associada ao reservatório de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, em que grau indica a existência de uma reserva. Muitas vezes a modelagem quantitativa encontra uma resistência grande, ou mesmo uma rejeição no

meio geológico; no entanto, os registros históricos mostram que a lógica geomatemática pode auxiliar nas estimativas de potencial mineral de maneira consistente (Rostirolla, 1996). A metodologia proposta neste trabalho reforça a necessidade de criar um banco de informações, no qual registros históricos e dados atuais são confrontados e analisados de maneira estocástica e determinística por intermédio de operações no banco de dados.

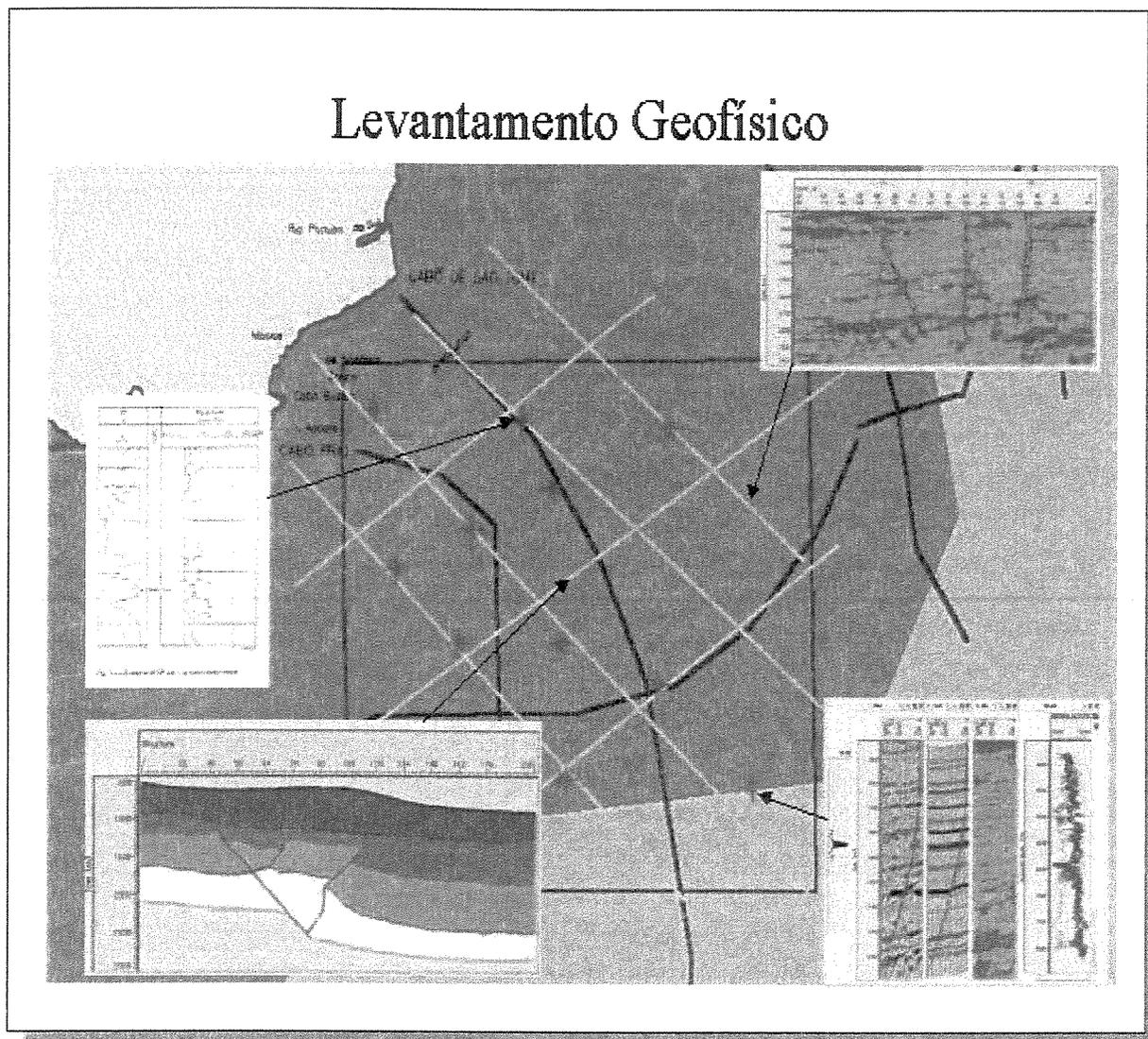


Figura 6.3 – Plano de Informação geofísico.

Um aspecto interessante nas operações com SIG é a possibilidade de trabalhar com informações de diferentes softwares integrados em uma base única, capaz de realizar cruzamentos de informações e criar novos Planos de Informações, classes e tabelas de

atributos. Este fato justifica o uso do SIG como um sistema de suporte de decisão. Informações de diferentes fontes são integradas em uma base única e relacionadas de acordo com a origem e a necessidade da questão da qual procura-se decidir, ou criar alternativas. Dentro desta perspectiva, neste exemplo, as linhas sísmicas e a perfilagem dos poços indicarão o grau de informação já existente e podem servir na correlação de áreas no futuro.

6.5 – Plano de Avaliação

Uma vez conhecidas informações sobre a natureza e a extensão do reservatório, a etapa seguinte resume-se em determinar a curva de produção e os custos para o desenvolvimento do projeto. Nesta fase realizam-se testes que indicarão quais são os melhores métodos e equipamentos para tornar o projeto viável, são estimados custos com novas aquisições de informação como sísmica 3D, poços de delimitação, testes de produção e parâmetros petrofísicos do reservatório. Nesta fase são especificados os meios mais rentáveis e seguros para o processamento e movimentação do fluido.

Conforme citado na Seção 3.5, a correlação com outros projetos torna a tarefa mais clara na identificação dos melhores métodos e técnicas a serem utilizadas, sendo que os custos também são estimados a partir de projetos conhecidos e que apresentam características semelhantes para o desenvolvimento.

Uma categoria "*infra-estrutura*" deve ser criada para representar os equipamentos de elevação e transporte do óleo, associados a uma tabela de atributos, procurando definir parâmetros que indiquem o grau de desenvolvimento do projeto.

Neste estudo de caso, será utilizada a parametrização apresentada na Seção 6.1.1, como parâmetros que indicam o grau de desenvolvimento do recurso e/ou reserva. Por falta de dados, nenhuma forma espacial foi representada, bem como este detalhamento escaparia ao escopo desta dissertação. Porém, através da manipulação das categorias "*localização e infra-estrutura*", existem ferramentas que auxiliam na quantificação de

parâmetros importantes, como distância a percorrer até o local de armazenagem, suporte na definição da logística de transporte de óleo e materiais e disposição espacial de equipamentos para a recuperação do óleo. Caso sejam necessárias, são informações que poderiam ser introduzidas no sistema e fazer parte da análise final na classificação.

6.6 – Avaliação Econômica

A análise econômica representa o último estágio de informação em relação ao processo de parametrização e classificação do recurso e/ou da reserva petrolífera. As incertezas volumétricas são a base para o planejamento financeiro do projeto de desenvolvimento. O fluxo de caixa é desenvolvido com todos os parâmetros citados na Seção 3.4. Para o sistema proposto, este Plano de Informação é do tipo cadastral. Uma tabela será indexada à reserva e os principais atributos da avaliação econômica serão utilizados para caracterizar a situação da reserva. Em termos espaciais, torna-se possível visualizar a variação da área estipulada para a reserva, de acordo com os intervalos de incerteza associados ao volume (Figura 6.4). Valores de VPL, TIR e, se possível, VME são fatores primordiais na determinação da posição do projeto em relação a outros.

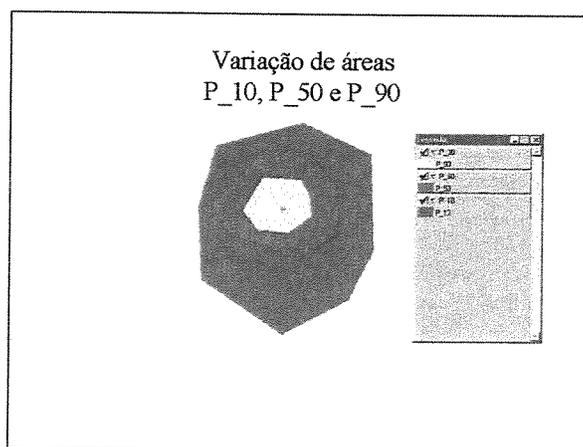


Figura 6.4 – Variação de áreas das estimativas de volume.

Neste estudo utiliza-se como exemplo valores de um exercício do curso de avaliação econômica e financeira no setor petrolífero (Suslick, 2002). Para o sistema e a metodologia proposta, serão utilizados os valores de VPL e TIR para classificar quanto à

economicidade da reserva. Segundo a Port. ANP (2000), a reserva será considerada econômica se a sua taxa interna de retorno for superior à taxa de atratividade estipulada pela empresa ou pelo órgão responsável pela avaliação. Portanto, em termos de parâmetro utilizado na classificação, este trabalho se limitará ao uso da TIR e do VPL para caracterizar uma reserva como econômica e ponderá-la entre as demais reservas existentes em uma carteira de projetos.

Vale ressaltar que o objetivo central deste trabalho é demonstrar as possibilidades e vantagens de um sistema de classificação que utiliza a disposição espacial das informações em relação a técnicas computacionais mais tradicionais. Descrevem-se ferramentas que podem auxiliar na gestão e manutenção do sistema, mesmo que não tenha sido possível implementá-las neste estudo de caso, por falta de dados.

6.7 – Processo de Identificação

Uma vez estabelecidos os parâmetros que serão a base do conhecimento, deve-se escolher a forma de representação do conhecimento, cada qual com suas vantagens e desvantagens. Neste caso, será usada como forma de representação o tipo *regras de produção*, que apresenta algumas vantagens como: modularidade, uniformidade (apenas uma forma de apresentação) e facilidade de implementação, correção e expansão da base de conhecimento. Neste tipo de representação compara-se a premissa das regras com os fatos existentes e dispara a regra para obter a conclusão. Pode-se fazer uso de dois tipos de raciocínio chamados *encadeamento progressivo* e *encadeamento regressivo*. Esses mecanismos permitem usar as regras para derivar novos conhecimentos, a fim de atualizar a base de conhecimento até alcançar a solução do problema. Neste trabalho será utilizado o *encadeamento regressivo*, ou seja, parte-se de uma hipótese e procura-se confirmá-la. Por exemplo, se houver o interesse em localizar os poços que apresentam valores de VPL e TIR, caracterizando a existência da avaliação econômica, deve-se executar a regra de identificar objetos que possuem atributos de VPL e TIR e o sistema responde localizando quais, entre todos os poços existentes no sistema, apresentam esses atributos.

O SPRING apresenta algumas formas de consulta sobre um mapa *cadastral* ou de *rede*. A Figura 6.5 mostra o relacionamento entre esses módulos, assim como os possíveis caminhos que o usuário pode seguir ao realizar uma consulta sobre seus objetos. Os modos de *consulta*, *consulta espacial*, *agrupamento* e *tabela* modificam a forma de apresentação gráfica. Pode ser observado na Figura 6.5 que todos os módulos refletem uma apresentação na tela do monitor, que pode ser obtida a partir da coleção de objetos, ou da pré-seleção por outro módulo. Este fluxo de operações é importante, pois o resultado final da apresentação depende dessa seqüência de operações (Manual do SPRING).

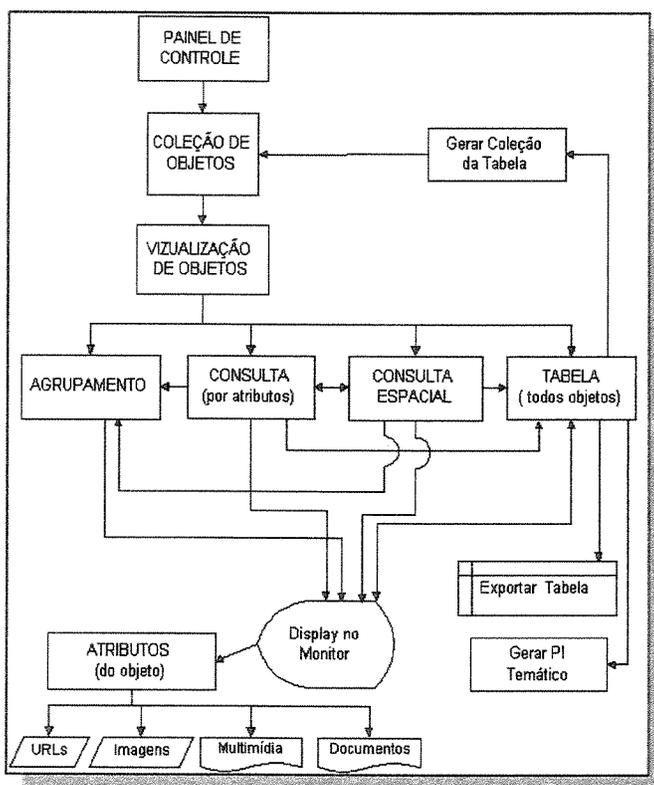


Figura 6.5 – Módulos de consulta do SPRING.

Na aplicação deste estudo de caso, o módulo *consulta* responde praticamente por 90% da constituição do sistema, e os outros 10% estão divididos em *cruzamento* de Planos de Informação e consulta por *agrupamento*. O módulo *consulta* seleciona os

objetos que satisfaçam a uma certa condição imposta pelo usuário, com base em seus atributos descritivos, podendo combinar vários atributos na mesma expressão. O resultado com os objetos selecionados são apresentados no monitor e no módulo tabela, que podem ser utilizados como entrada para outros módulos de consulta. Para que a consulta seja organizada e satisfeita, o SPRING permite que um conjunto de objetos, sejam selecionados através de uma expressão lógica. Operações como: *maior* (>), *menor* (<), *igual* (=), *maior/igual* (>=), *menor/igual* (<=), *lógica or* e *lógica and*, selecionam e relacionam os atributos que satisfaçam à equação determinada. Como exemplo, tem-se que para uma reserva ser considerada provada econômica deve possuir uma taxa interna de retorno maior que a taxa estipulada. Assim, cria-se uma regra simples que localiza reservas que apresentam a variável econômica $TIR > 15\%$, por exemplo. O sistema localiza somente as reservas que satisfazem esta consulta. A Figura 6.6 mostra o módulo “consulta” e suas operações lógicas na criação de regras de seleção.

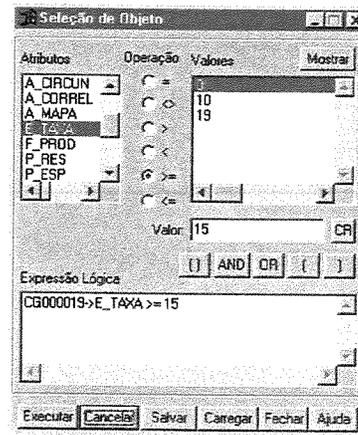


Figura 6.6 – Módulo consulta do SPRING.

A seguir será descrito todo o processo de classificação que envolve uma reserva provada, utilizando a metodologia e o sistema proposto neste trabalho.

6.8 – Identificação de uma Reserva Provada.

Conforme visto na Seção 6.1, referente à parametrização das variáveis, existe uma combinação de variáveis que satisfazem à condição de uma reserva provada. Para

que uma reserva seja provada, é preciso satisfazer às condições de um recurso descoberto e uma reserva desenvolvida. Um recurso descoberto é uma área que já foi mapeada, ou seja, o conhecimento geológico deve ser satisfatório. Informações das características determinantes dos fatores diagnósticos, ou seja, rocha geradora, migração, trapeamento e reservatório, foram analisados e confirmados através do mapeamento geológico, levantamentos geofísicos e geoquímicos. Rostirolla (1996) aborda o uso do SIG como ferramenta na identificação de alvos prospectivos e nos métodos utilizados na construção de um sistema eficiente em ponderação de fatores diagnósticos na exploração mineral e petrolífera. Na maioria dos projetos desenvolvidos em SIG, a principal proposta é a combinação de dados espaciais, com o objetivo de descrever e analisar interações, para fazer previsões de modelos e fornecer apoio nas decisões tomadas por especialistas. A combinação destes dados de fontes distintas (“multifonte”) permite uma redução na ambigüidade das interpretações, que normalmente são obtidas através da análise individual dos dados (Pendock e Nedeljkovic, 1996).

Neste trabalho, em função do número reduzido de informações, não foi necessário criar nenhuma rotina diferente dos comandos já estabelecidos pelo sistema. Na identificação de uma área mapeada, visualizam-se os recursos que apresentam mapa estrutural, litológico, linhas sísmicas, testemunhos e teste de formação. Desta forma, são identificadas as áreas que apresentam estas categorias de informações. Um novo PI *recurso descoberto* é criado e estas áreas farão parte do conjunto de dados deste Plano de Informação. Uma vez checado que a área é mapeada, ou seja, possui poços perfurados (testemunhos) e é possível observar e correlacionar seus dados sísmicos, o próximo passo é a questão do desenvolvimento. Nesta fase de classificação, utilizam-se os recursos de consulta por atributos. Foi preparada uma tabela contendo os parâmetros TPMFE, TPMFA, RMPP, RMPI e RMPOSI, descritos na Seção 6.1, que foi indexada à área descoberta. Desta maneira, quando se consulta uma área descoberta através de seus atributos, identificam-se quais delas apresentam características de reserva desenvolvida. Nota-se que a simplicidade do sistema está diretamente relacionada com a falta de informação. O número de informações é fator essencial no desenvolvimento de um

sistema eficiente e confiável. O SIG possui uma estrutura onde novas informações, aplicações e modelos podem ser desenvolvidos posteriormente.

O procedimento na transição de reserva desenvolvida para reserva provada é o mesmo adotado anteriormente. Tabelas contendo informações sobre volumes estimados (V10, V50 e V90) e variáveis econômicas (VPL e TIR) são indexadas às áreas e representam os atributos que caracterizam as reservas. Desta forma, através de uma consulta identifica-se e localiza-se uma reserva provada.

No exemplo deste trabalho solicita-se uma *consulta* por atributos dos seguintes parâmetros (Figura 6.7):

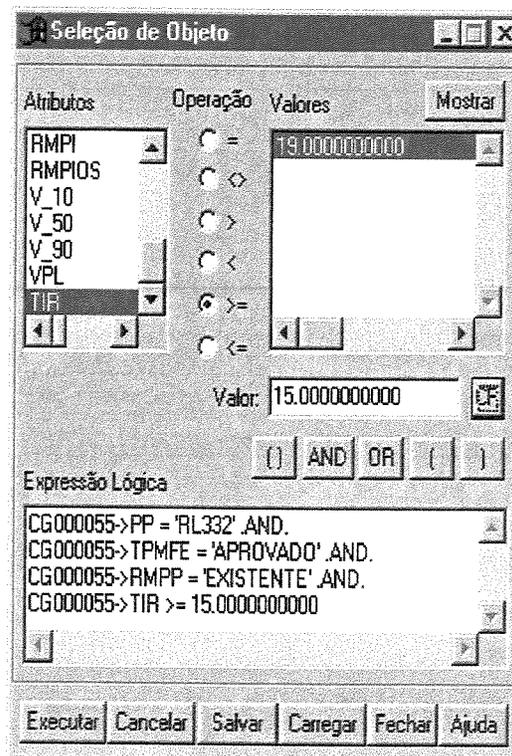


Figura 6.7 – Regra de atributos para identificar reserva provada.

O sistema funciona criando novos Planos de Informações à medida que vão sendo respondidas as questões relacionadas à situação em que se encontra o recurso e/ou

reserva. A cada novo PI, uma nova tabela de informações é indexada com as características marcantes da fase em questão. No fim, tem-se Planos de Informações que representam as classes do sistema adotado e cada qual com uma tabela de atributos que representam a situação do projeto. À medida que o projeto vai adquirindo mais informações, ocorrem mudanças nos atributos e conseqüentemente mudanças de classes são determinadas. Fica a cargo do gestor do sistema alimentá-lo com informações coerentes e questionar as regras de classificação a cada nova mudança que ocorre com o projeto.

Como exemplo, a Figura 6.8 mostra a consulta resultante na identificação da reserva provada.

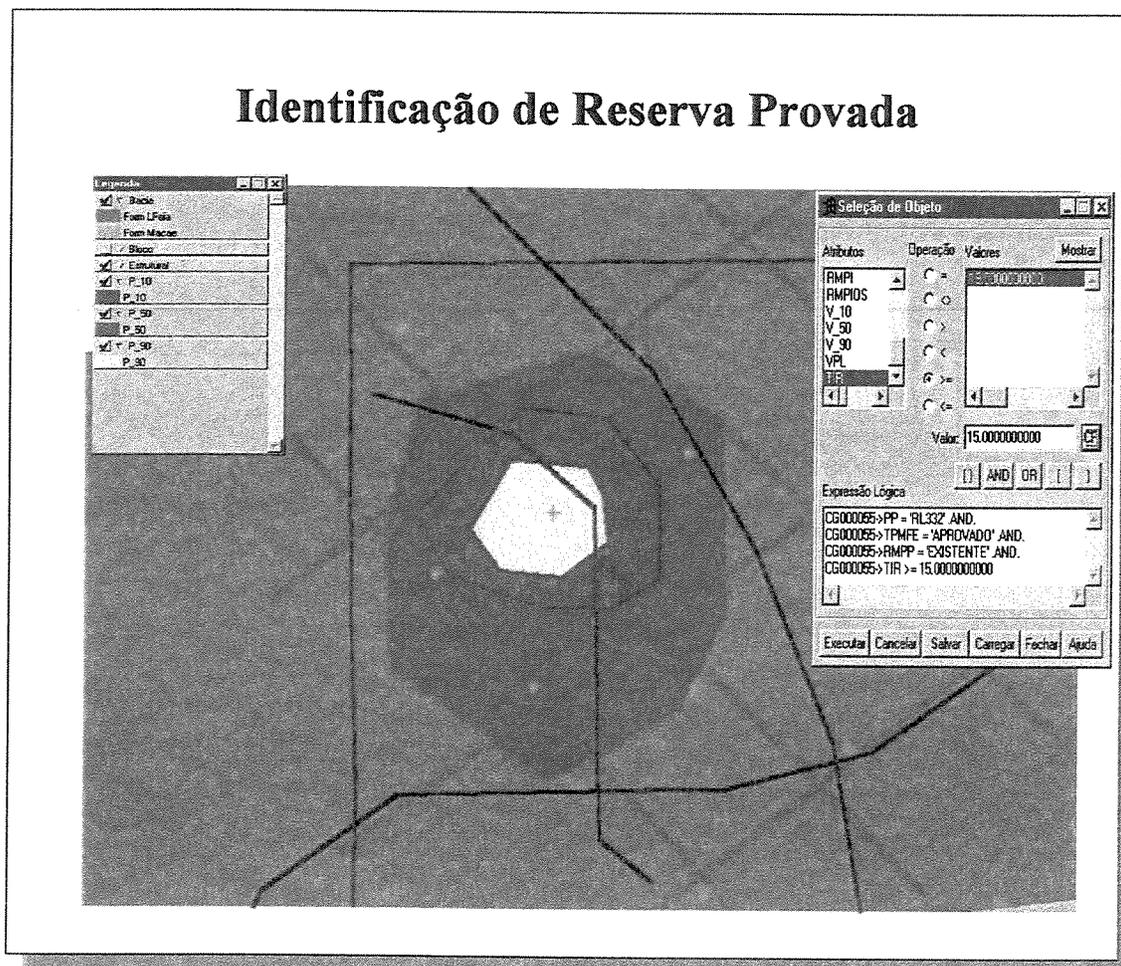


Figura 6.8 – Identificação de reserva provada.

Capítulo 7 – Conclusões e Recomendações

7.1 - Conclusões

A classificação de recursos e reservas é fundamental no apoio na realização dos objetivos estratégicos em exploração e produção de petróleo, visando uma melhor caracterização do seu patrimônio petrolífero. A análise de projetos de E&P deve considerar a probabilidade de ocorrer uma reserva comercial e as incertezas dos volumes recuperáveis, para que possam ser incorporados no processo de tomada de decisão. Avaliações mais consistentes oferecem ao tomador de decisão uma distribuição das incertezas quanto ao valor monetário esperado e/ou volume possível recuperado de óleo, determinado através de métodos probabilísticos e no mínimo por três cenários diferentes de volume. Estas informações tornam possível caracterizar as incertezas existentes no projeto, bem como incrementar o conhecimento das reservas e dos recursos petrolíferos.

A evolução dos sistemas de classificação ao longo dos anos, demonstra a necessidade que o mercado de negócios exige por avaliações e transações com mais consistência e segurança.

O sistema de classificação da SPE/WPC/AAPG (2000) apresenta uma abordagem moderna, na qual determinam-se as incertezas volumétricas dos recursos e reservas, através do conhecimento de três (P10, P50 e P90) diferentes estimativas usando simulação e tratamentos sofisticados de estatísticas, além de criar uma forma de correlação entre a maturidade do projeto com os riscos associados. Este sistema permite avaliar e comparar diferentes projetos através de uma base homogênea, composta de parâmetros e valores representativos e significantes, que indicam o nível de informação existente, o grau de

desenvolvimento em que se encontram os projetos, a variabilidade dos volumes possíveis recuperáveis, e a maturidade do recurso e/ou reserva. O sistema é flexível e oferece possibilidades de adaptação para melhor representar as facilidades e dificuldades na avaliação de projetos em diferentes locais e situações, servindo ainda como indicador para a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias, métodos e processos na exploração e produção de hidrocarbonetos.

O geoprocessamento, em especial o SIG, apresentou-se como uma tecnologia que proporciona bom desempenho na execução de um sistema de identificação de reservas e recursos. O caráter multidisciplinar que envolve o processo de avaliação, além da gestão e manipulação de informações espaciais e não-espaciais de caráter geológico, geofísico, engenharia e economia, fortalece o uso de geotecnologias, em virtude do seu sistema operacional e formato na estruturação dos dados. A capacidade de trabalhar com diferentes formatos de conhecimento como, mapas temáticos, imagens digitais, modelo numérico de superfícies, tabelas, imagens de satélites, radares e produtos cartográficos, faz com que o SIG obtenha um alto desempenho na gestão de todo o processo de identificação. Informações integradas em um banco de dados único representa facilidade no fluxo de informações. O fato das geotecnologias oferecer a gestão e manipulação de dados geoespacializados proporciona agilidade e eficiência na correlação de projetos. A estrutura básica operacional de um SIG favorece atividades como: a criação de regras de relacionamento entre parâmetros espaciais e não-espaciais; a gestão do banco de dados; a consulta e apresentação de diferentes fontes de informações; e a identificação de áreas favoráveis e de jazimentos com possível valor econômico. Trazendo consistência e qualidade no suporte a tomada de decisão.

A maior desvantagem observada no uso do SIG como sistema de identificação, é o tempo e o custo inicial na introdução dos dados no sistema, atividade que requer conhecimento e experiência com o sistema utilizado.

O SPRING mostrou-se versátil e flexível na execução e concepção de um sistema de identificação de recursos e reservas de petróleo, oferecendo ferramentas precisas e ágeis

na introdução, manipulação, análise e representação das diferentes fases que um projeto de exploração percorre até a identificação de uma reserva provada. As possibilidades de implantação de técnicas de inteligência artificial, através de métodos *bayesianos*, lógica *fuzzy*, entre outras, oferece um grau importante de flexibilidade na elaboração de modelos e nas operações entre mapas de diversas fontes, proporcionando o aprimoramento dos modelos e das previsões. O fato do SPRING ser de domínio público e executável em diferentes sistemas operacionais, sem a necessidade de diferentes padrões de operação, torna o uso do sistema um fator positivo quanto à operação, através das possibilidades de implantação e execução, e estratégico, reduzindo os custos com investimentos iniciais na compra do software na gestão de inovações.

Ao se trabalhar com a distribuição espacial das informações, o analista tem a possibilidade de observar comportamentos, relações e tendências que não são observadas quando trabalha com planilhas eletrônicas.

A aplicação da metodologia limitou-se a um caso simples com poucas necessidades de processamento e interações entre os Planos de Informações, em função do número reduzido de informações para alimentar o sistema, porém não prejudicou a identificação das principais rotinas e modelos que um sistema utilizando técnicas de geoprocessamento oferece na execução e gestão de um sistema de identificação de recursos e reservas de petróleo.

7.1 – Recomendações

A principal recomendação neste trabalho é aumentar o número de parâmetros utilizados na classificação de recursos e reservas de petróleo, proporcionando mais consistência e qualidade ao sistema.

No desenvolvimento de sistemas utilizando SIG, deve-se adotar uma metodologia científica multidisciplinar. Este tipo de metodologia é a que mais se adapta, por suas características estruturais e de funcionalidade, ao ambiente operacional de um SIG. O

conhecimento da relação entre as diferentes fontes de informações deve ser claro e conhecido antes da introdução dos dados no sistema, para que o modelo conceitual possa apresentar-se eficiente e seguro quanto à manipulação das informações e a qualidade de execução.

Testes de inferências sobre as regras e as principais rotinas devem ser feitas para garantir a confiabilidade do sistema. Cuidados na introdução das informações espaciais e não-espaciais são importantes para a representação e criação de modelos eficientes sobre os fenômenos estudados.

No caso do sistema de identificação de recursos e reservas de petróleo, que requer grandes quantidades de dados para serem analisados e integrados, uma abordagem mista (que inclua PCs e estações de trabalho) é recomendada. Utilizando os PCs na fase de digitalização e/ou conversão de dados oriundos de “*scanners*” e as estações na manipulação e execução das funções do sistema.

Uma última recomendação seria realizar uma análise custo-benefício, com base em grandezas medidas, quanto aos custos de execução atual (método tradicional) e futura (com o uso do SIG), quantificando os benefícios-financeiros na implantação do sistema proposto.

Referências Bibliográficas

- A.N.P. (2000), Agência Nacional do Petróleo: Decreto nº 009, de 21 de janeiro de 2000.
- Arps, J.J. Estimation of Primary Oil Reserves. In: Petroleum Conference – Economics and Avaluation, Dallas, Texas, USA, March 29-30, 1956.
- Bedregal, R. P., Dias, F. A., Método de avaliação técnico-econômica para valoração de áreas exploratórias, em Suslick, S. B., Regulação em petróleo e gás natural. Campinas: Komedi, cap. 4, 2001, p, 156-190.
- Bonham-Carter, G.F., *Geographical Information Systems for Geocientists: Modeling with GIS*, Oxford: Pergamon Press, 1994, 398 p.
- Burrough, P.A., McDonwell, R. A.: *Principles of Geographical Information Systems*. Oxford, Oxford University Press, 1998.
- Câmara, G. “Anatomia de Sistemas de Geoprocessamento: Visão Atual e Perspectivas de Evolução”, Anais do II Simpósio Brasileiro de Geprocessamento, pág. 157-183, 1993.
- Câmara, G. *Modelos, linguagens e arquitetura para bancos de dados geográficos*, PHD tese, INPE, Dezembro de 1995.
- Capen, E.C. Dealing with exploration uncertainties, In: Steinmetz, R. ,ed., The business of petroleum exploration: AAPG Treatise of Petroleum Geology – Handbook of Petroleum Geology, ch5, p.29-61, 1992.

- Campagnolo, E. A., Holleben, C. R. C., Prototipo de Sistema especialista para Classificação de Reservas de Petróleo, Material Didático do Curso de Sistemas Inteligentes em Engenharia de Petróleo, UNICAMP, 1991.
- “Classification and Nomenclature Systems for Petroleum Reserves”, Study Group Report, 12th World Petroleum Congress, Houston (1987).
- “Classification of Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf”, published by The Norwegian Petroleum Directorate (July 1997).
- Coburn, T. C., and Yarus, J. M., *Geographic information systems in petroleum exploration and development*: AAPG Computer Applications in Geology, N°4, 2000, p. 309.
- Cozzolino, J.M. A new method for risk analysis. MIT, *Sloan Management Review*, Vol. 20, nº 03, 1977, p. 53-66.
- Demaison, G.: Huizinga, B.J. Genetic classification of petroleum. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 75, n. 10, p. 1626-1643, p. 73-89, 1991.
- Dias, R.W.: “Planos Diretores de Geoprocessamento: Desenvolvimento e Aplicações”. Anais do II Simpósio Brasileiro de Geoprocessamento, pág. 687 - 707, Julho de 1993 São Paulo Brasil
- Dott, R. H., Reynolds, M. J. *Sourcebook for petroleum geology*. AAPG memoir 5, 1969, 471p.
- Hood, K. C., 2000, et tal., *Use of geographic information systems in hydrocarbon resources assessment and opportunity analysis*, , in T. C. Coburn and J. M. Yarus, eds., *Geographic information systems in petroleum exploration and development*: AAPG Computer Applications in Geology, N°4, p. 172-186.

- Khan, K. A., 2000, *Integrated geo-systems – A computational environment for integrated management, analysis, and presentation of petroleum industry data*, in T. C. Coburn and J. M. Yarus, eds., *Geographic information systems in petroleum exploration and development: AAPG Computer Applications in Geology*, N°4, p215-226.
- Landes, K. K. *Petroleum geology*. John Willey & Sons, first edition, New York. 1951,660p.
- Magoon, L. B., Dow, W. G. The petroleum system – from source to trap. *AAPG memoir* 60.,1994.
- Manual do Spring, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, 2000.
- Megill, R. E. *An introduction to risk analysis*. PennWell Publishing Company, 1984, 247p.
- McKelvey, V. E.: “Mineral Resource Estimates and Public Policy”, *American Scientist* (Jan-Feb, 1972) 60, 32.
- McKelvey, V. E.:”Concepts of Reserves and Resources”, in *Methods of Estimating the Volume of Undiscovered Oil and gas Resources*, *AAPG* (1975).
- Nepomuceno, F. *Tomada de decisão em projetos de risco na exploração de petróleo*. Tese de Doutorado. Campinas, UNICAMP/IG/DARM,1997, 243 p.
- Nepomuceno,F.; Suslick,S.B. Alocação de Recursos Financeiros em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo. *RAE-FGV*, no. 1, 40:63-76. ,2000, São Paulo.
- Newendorp, P.D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. PennwellBooks, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma 1975.

- Otis, R.M.; Schneidermann, N. A process for evaluating exploration prospects. *AAPG Bulletin*, v.81., n.7, 1997, pp.1087-1109.
- Paulus, G., 2000, *GIS-based analysis of fluid migration in sedimentary basins*, in T. C. Coburn and J. M. Yarus, eds., *Geographic information systems in petroleum exploration and development: AAPG Computer Applications in Geology*, N°4, p. 121-136.
- Pendock, N.; Nedeljkovic, V. Integrated geophysical data sets using probabilistic method. In *Thematic Conference and workshop on Applied Geological Remote Sensing*, 11 Las Vegas, 1996, *Proceedings, Nevada, 1996*, V2, 621-628.
- “Petroleum Resources Classification and Definitions”, approved by SPE, WPC and AAPG, February 2000, published by *SPE*.
- “Petroleum Reserves Definitions”, approved by SPE and WPC, March 1997, published by *SPE*.
- “Reserves Definitions Approved” *JPT* (May 1987) 576.
- “Resources Definitions as a Basis for Portfolio Management”, approved by SPE, WPC and AAPG, April 2001, published by *SPE*.
- Rose, P.R. Chance of success and its use in petroleum exploration. In: Steinmetz, R. ed., *The Business of Petroleum Exploration. AAPG Treatise of Petroleum Geology – Handbook of Petroleum Exploration*, 1993, p.93-120.
- Rose, P.R. Risk Analysis and Managerial Petroleum Exploration Ventures, *AAPG Methods in Exploration Series*, n.012, *AAPG*, 164p., 2001.

- Ross., J. G.: "Discussion of Comparative Reserves Definitions: USA, Europe, and Former Soviet Union", *JPT* (Aug 1994) 713.
- Ross., J. G.: "The Philosophy of Reserve Estimation", paper SPE 37960, presented at the SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas USA (March 1997).
- Rostirolla, S. P. *Avaliação de favorabilidade em exploração: Um enfoque metodológico*. Rio Claro, 1996. 164p. Tese (Doutorado em Geologia Regional) – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP, Campus de Rio Claro, 1996.
- Rostirolla, S.P. Análise de Incertezas em Sistemas Petrolíferos. *Revista Brasileira de Geociências*, v.29,n. 2, 1999, p.261-270.
- Suslick,S.B; Furtado,R. Quantifying the Value of Technological, Environmental, and Financial Gain in Decision Models for Offshore Oil Exploration, *Journal of Petroleum. Science Eng.*, 2001, v.32, p.115-125.
- Suslick, S.B; Material Didático do curso de Avaliação Econômica em Projetos de E&P, Unicamp, Instituto de Geociências, 2002.
- Suslick, S. B., *Regulação em petróleo e gás natural*. Campinas: Komedi, 2001, 528 pp.
- Unicamp, Projeto de Monitoração das Incertezas na Exploração e Produção de Petróleo, Centro de Estudos de Petróleo, Instituto de Geociências, Laboratório de Análises Geoconômicas de Recursos Minerais, Unicamp, 2002 (www.ige.unicamp.br/~lage).
- White, D. A. Geologic risking guide for prospects and plays. *AAPG Bulletin*, V. 77, 1993, p. 2048 – 2061.

Tomlin, D., *Geographic Information Systems and Cartographic Modeling*. Prentice Hall,
New York, 1990.