

C3
R-429

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Um Indicador do Valor da Informação Sísmica em Projetos de
Exploração de Petróleo**

Autor: ALEXANDRE AVELAR COELHO

Orientador: PROF. DR. SAUL BARISNIK SUSLICK

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Um Indicador do Valor da Informação Sísmica em Projetos de Exploração de Petróleo

Autor: ALEXANDRE AVELAR COELHO

Orientador: PROF. DR. SAUL BARISNIK 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, 2004

SP - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Um Indicador do Valor da Informação Sísmica em Projetos de
Exploração de Petróleo**

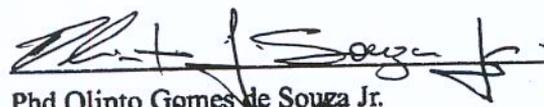
Autor: ALEXANDRE AVELAR COELHO

Orientador: PROF. DR. SAUL BARISNIK SUSLICK

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick, Presidente
UNICAMP / DGRN / IG



Phd Olinto Gomes de Souza Jr.
PETROBRAS



Prof. Dr. Denis José Schiozer
UNICAMP / FEM

Campinas, 15 de dezembro de 2004

UNIDADE 73C
Nº CHAMADA: _____
T/UNICAMP C65i
V. _____ EX. _____
TOMBO BCCL 80722
PROC 16-148-09
C _____ D X
PREÇO 11,00
DATA 19-03-09
BIB-ID _____

Cod Tit 436701

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHERIA - BAE - UNICAMP**

Coelho, Alexandre Avelar

C65i Um Indicador do Valor da Informação Sísmica em Projetos de Exploração de Petróleo / Alexandre Avelar Coelho. - -Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Saul Barisnik Suslick.

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

1. Geofísica. 2. Método sísmico de reflexão. 3. Sistemas de suporte de decisão. 4. Incerteza (teoria da informação). 5. Avaliação de riscos. I. Suslick, Saul Barisnik. II. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais Rufino (*in memoriam*) e Beatriz.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser concluído sem a ajuda de diversas pessoas e instituições às quais presto minha homenagem:

À Dione, pelo seu apoio em todos os momentos.

Ao meu orientador, pela sua experiência e pelo respeito com que trata seus orientandos.

Aos meus colegas Raimundo Mesquita de Luna Freire, Manoel Gontijo e Neiva Terezinha Zago, pelas sugestões e pelo apoio técnico.

À PETROBRAS, por conceder-me essa oportunidade.

A todos os amigos, parentes e colegas que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho: Ana Moraes Coelho, Gilvane Alves Pereira, Juliana Gazzinelli Esteves, Luis Antonio Freitas Ferreira Pinto, Marco Gallotti, Neri João Boz, Paulo Laranjeira Barrocas, Reneu Rodrigues da Silva, Ricardo Rosa, Sérgio Sacani e Waldemar Almeida.

Resumo

COELHO, Alexandre Avelar. *Um Indicador do Valor da Informação Sísmica em Projetos de Exploração de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 137p. Dissertação (Mestrado)

A priorização de oportunidades exploratórias é de fundamental importância na indústria do petróleo devido à elevada quantidade de projetos e ao orçamento limitado das empresas. A valoração de cada projeto depende das estimativas de volume e de ocorrência de hidrocarbonetos, sendo que o valor atribuído será tão mais preciso quanto melhor for o desempenho da tecnologia sísmica utilizada na obtenção da informação. O avanço tecnológico transformou os dados sísmicos em uma fonte de informação cada vez mais precisa para estimativas relacionadas a tais ocorrências. Portanto, é necessário que a tecnologia utilizada para realizar as estimativas seja considerada na valoração e priorização de oportunidades. O método proposto estabelece um indicador de informação sísmica cujo valor traduz a confiabilidade das estimativas realizadas. Além disso, é proposta uma abordagem para estimar o valor da informação sísmica imperfeita para levantamentos futuros, incorporando-se a quantidade e a qualidade dos dados, o modelo geológico envolvido, a adequação e o desempenho da tecnologia utilizada e as características inerentes da bacia que afetam a qualidade da informação. A finalidade do método é subsidiar a priorização de projetos, fornecendo informações para a tomada de decisão consistente e com menor subjetividade. O estudo de caso apresentado mostra que a utilização do indicador pode alterar as prioridades na escolha das oportunidades, valorizando as estimativas mais confiáveis.

Palavras chave

Geofísica, Método sísmico de reflexão, Sistemas de suporte de decisão, Incerteza (teoria da informação).

Abstract

COELHO, Alexandre Avelar. *An indicator of the Value of Seismic Information in the Exploration Oil Projects*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 137p. Dissertação (Mestrado)

The assessment of exploratory opportunity has a fundamental importance in the upstream oil industry due to a high number of projects and the limited budget from companies. The valuation of each project depends on the estimation of oil quantities from a given field which accuracy changes with the capacity of measure the reservoir size. In the last decades, the technological progress positioned seismic data as a significant source of information for opportunities. Therefore, it is necessary that the technology used to get information should be incorporated at assessment process. This dissertation presents a methodology by using an indicator of seismic information which its value gives a degree of confidence of the technological seismic option used. This methodology also develops an option to estimate the value of imperfect seismic information for new surveys through the inclusion of the amount of data, data quality, the embedded geological model, the adequacy and performance of the technology used and others characteristics inherent of basin such as noises low-velocity zone that can influence the quality data. The main goal of this methodology is to support the assessment and ranking of exploratory opportunities giving valuable information to the decision process in a consistent and standard form. A case study presented shows that the indicator presents good performance by adjusting the opportunities, considering the most reliable outcomes and improving the decision-making process.

Key Words

Geophysics, Seismic reflection method, Decision support system, Uncertainty.

Conteúdo

Lista de Figuras	xxii
Lista de Tabelas	xxiv
1 Introdução	1
1.1 Objetivo	3
1.2 Justificativa	4
1.3 Metodologia	5
1.4 Estrutura da tese	6
2 A Sísmica e seus Impactos na Exploração e Produção de Petróleo	7
2.1 Tecnologias	9
2.2 Impactos na exploração e produção	29
2.3 Risco e Incerteza	36
3 Valor da Informação Sísmica e Análise de Decisão	51
3.1 Valor da Informação Sísmica	51
3.2 Análise de Decisão	57
4 Descrição e Características do Método Proposto	63
4.1 Descrição do método	67
4.2 Descrição do algoritmo	73
4.3 Análise dos Valores do Indicador I_s	91
5 Aplicação do Método para Priorizar Projetos Exploratórios	99

6	Discussão dos Resultados	109
6.1	Limitações	112
6.2	Característica e efeitos da aplicação da abordagem	113
7	Conclusões e Recomendações	117
7.1	Conclusões	117
7.2	Recomendações	118
	Referências Bibliográficas	121
A	Pesquisa da SEG sobre sísmica multicomponente	127
B	Processamento Convencional	129
C	Impacto da informação sísmica	133
D	Franja de migração	137

Lista de Figuras

2.1	Impacto da sísmica na redução dos custos com E&P. Fonte: Salomon Smith Barney, modificado de Bates (2002).	8
2.2	Estimativas do custo de descoberta realizadas por Bohi e pela Unicamp. Modificado de Suslick e Neto (2001).	29
2.3	Observar as tendências de queda do custo de descoberta e aumento da taxa de sucesso exploratório. Fonte: Suslick e Neto (2001).	30
2.4	A tendência de queda no custo de descoberta do barril de óleo equivalente pode ser relacionada com o avanço tecnológico. Adaptado de Bates (2002).	31
2.5	A tendência de aumento do sucesso exploratório pode ser associada à utilização de novas tecnologias como a do levantamento sísmico 3D. Fonte: Bates (2002).	31
2.6	Surgimento, desenvolvimento e utilização da tecnologia sísmica 3D. Fonte: Modificado de Bates (2002).	32
2.7	Taxa de sucesso de perfuração para locações com base em 3D e 2D em campos com estágio avançado de exploração e delineação de prospecto no Golfo do México, Mar do Norte do Reino Unido, e nos Países Baixos (terrestre e marítimos). Modificado de Greenlee (1994).	33
2.8	Sobreposição dos gráficos de utilização de sísmica 2D e de aumento de reservas. Não é possível relacionar um com o outro. Fonte: ANP.	34
2.9	Sobreposição dos gráficos de utilização de sísmica 3D e de aumento de reservas. É possível relacionar picos de utilização com picos de aumento de reservas. Fonte: ANP.	35

2.10	A - Vista em planta de duas linhas sísmicas 2D com ocorrência de um possível reservatório representado pelo segmento vermelho. B e C - Duas interpretações possíveis para situação descrita em A. D - Acréscimo da terceira linha sísmica em A. E - Permanece a interpretação mostrada em B. F - Com o acréscimo da terceira linha, não cabe a interpretação mostrada em de C.	40
2.11	Exemplo de duas interpretações para um mesmo contexto geológico gerando duas estimativas de volume devido à qualidade do dado.	41
2.12	Exemplo de como o bom desempenho de uma técnica, em função do contexto geológico, aumenta a precisão da imagem e aumenta também a chance de acerto das estimativas. A - Seção sísmica obtida com processamento convencional. B - Seção sísmica obtida com migração pré-empilhamento em profundidade. Observar a maior nitidez para delimitar o domo e a maior penetração das camadas do canto inferior esquerdo sobre o domo quando comparadas com a seção A.	42
2.13	Variação da expectativa da área de um provável reservatório em função da técnica utilizada para subsidiar a estimativa. A - Com a utilização do mapa de impedância acústica, a área estimada é de $21,4 \text{ km}^2$. B - Com a utilização do mapa de desvio ortogonal, a área estimada é de $25,7 \text{ km}^2$. C - Com a utilização do mapa de impedância acústica, a área estimada é de $16,5 \text{ km}^2$	43
2.14	Comparação de seções com migração pós-empilhamento em tempo (A) e com migração pré-empilhamento em tempo (B). Em B o plano da falha fica mais definido e posicionado com maior precisão. Fonte: (Brito e Freire, 1999).	44
2.15	Interpretação da Figura 2.14. As linhas amarelas contínua e pontilhada representam respectivamente topo e base do reservatório. A distância horizontal PQ é de 125 m. Uma locação na posição P, subsidiada pela seção A, com objetivo de atingir o topo do reservatório, corre o risco de atingir abaixo do contato óleo-água ou até de não atingir o reservatório, quando comparado com a seção B, considerada mais precisa.	46

2.16	A - Fatores responsáveis pela ocorrência de poços secos nas companhias americanas entre 1997 e 1978. B - Fatores que foram corretamente previstos no mesmo período. Fonte: Rose (2001).	48
3.1	Mudanças nos componentes de risco como resultado do levantamento 3D. Adaptado de Aylor (1999)	53
3.2	Exemplo de estimativa do valor do prospecto sem aquisição de informação.	54
3.3	Exemplo de estimativa do valor do prospecto com aquisição de informação.	55
3.4	Passos para uma melhor decisão. Adaptado de Schuyler (2001).	58
4.1	A confiabilidade dos dados sísmicos é representada pelo valor do indicador de informação sísmica I_s , que reúne informações sobre a quantidade K dos dados que efetivamente contribuíram com informação e os fatores que influenciam a sua qualidade Q	65
4.2	O fluxograma mostra as três etapas do método proposto. O contorno em azul representa a análise da aquisição de novas informações alternativas e compatíveis com o contexto geológico em estudo.	66
4.3	Expectativa de sucesso representada por distribuições de probabilidade. O eixo das abscissas contém valores de expectativa de sucesso, com suas respectivas frequências no eixo das ordenadas. Em A está representada a expectativa com base num levantamento sísmico 2D, em B tem-se a expectativa relativa ao 3D e em C tem-se a expectativa com base no acúmulo de 2D com 3D. A média vai aumentando e o desvio padrão reduzindo com o aumento da qualidade e quantidade dos dados.	69
4.4	Interface do algoritmo que recebe as variáveis de entrada relacionadas com a caracterização do contexto geológico.	74

4.5	A quantidade de dados K_{2D} expressa a relação entre o total linear levantado e o total ideal para mapear a estrutura em estudo. O contorno azul representa a área interesse que envolve a estrutura geológica; o segmento azul representa o acréscimo relativo à franja de migração; a soma dos segmentos verdes, maior e menor, representa o comprimento mínimo de uma linha sísmica 2D para mapear a estrutura, em uma determinada seção.	75
4.6	A quantidade de dados K_{3D} expressa a relação entre a área levantada e a área mínima para mapear adequadamente a estrutura em estudo. O contorno azul maior representa a área de interesse que envolve a estrutura geológica; o contorno azul menor representa o acréscimo em área relativo à franja de migração. A soma das áreas representa a área mínima para mapear a estrutura.	78
4.7	Interface do algoritmo para escolha dos contextos geológicas que interferem nos pesos das tecnologias.	80
4.8	Dinâmica de variação dos pesos. Cada técnica possui um valor que representa seu desempenho em função do contexto geológico e das condições de superfície (englobadas pela bacia).	81
4.9	Interface do algoritmo onde encontram-se as combinações possíveis de tecnologias de aquisição e processamento. Cada linha representa uma possibilidade de combinação. P1, P2 e P3 são opções de técnicas de processamento que podem ser aplicadas à aquisição correspondente.	85
4.10	Opções de técnicas de processamento que podem ser aplicadas à aquisição. P2 e P3, na figura anterior, têm as mesmas opções que P1.	86
4.11	Variações de I_s relativas aos dados da tabela 4.4. As situações de S_1 a S_7 , exemplificam um acúmulo de informações sísmicas. Os gráficos A, B, C e D mostram respectivamente a variação do indicador I_s em relação: ao fator de ajuste, ao VME ajustado, ao custo para obtenção das informações e à estimativa de prazo para obtenção ds informações.	93

4.12	Interface do algoritmo com os dados relativos ao Caso 2. Os dados são os mesmos para as situações S_{i_1} e S_{i_2} com diferença apenas do contexto geológico, que para S_{i_2} é imageamento subsal.	94
4.13	O eixo das ordenadas representa o custo para obtenção da informação nas quatro figuras. A - As duas opções provocam a mesma variação no indicador I_s , com diferença de 184 mil de uma para outra para o caso de camada plana. B - Ao mudar o contexto, o indicador acusa resultados diferentes para as duas opções. C - Não há diferença na variação do VME entre as duas opções, pois os valores de I_s acusam resultados iguais para as duas tecnologias no contexto de camadas planas. D - diferença de investimento e impacto no VME ajustado de US\$78,4 MM.	97
5.1	Mapa com Blocos B1, B2, e B3 provenientes de bacias distintas B1, B2 e B3.	100
5.2	Área de interesse do Bloco 2 aproximada para a forma de um quadrado, para efeito de cálculo da quantidade K de dados. A parte das linhas que excedem a área é relativa à franja de expansão para migração.	102
5.3	Interface do algoritmo utilizada para apontar as combinações de tecnologias utilizadas no Bloco 2: primeira, levantamento sísmico 2D com processamento normal ou convencional; segunda, levantamento sísmico 3D com processamento normal ou convencional.	104
5.4	Interface do algoritmo que mostra a combinação alternativa de tecnologias utilizadas no Bloco 1: primeira, levantamento sísmico 2D com processamento convencional; segunda, levantamento sísmico 3D com processamento convencional mais um processamento especial.	106
B.1	Fluxograma dos principais passos de processamento de uma linha sísmica de reflexão 2-D. Modificado de Duarte (2003).	130
B.2	Fluxograma de processamento convencional. Modificado de Yilmaz (1993).	131
C.1	Mudança no componente de risco. Adaptado de Aylor (1999).	134
C.2	Impacto da sísmica 3D no desempenho da produção. Adaptado de Aylor (1999).	135

D.1 Acréscimo para franja de migração. 137

Lista de Tabelas

2.1	Alguns parâmetros e tipos de incertezas nos prospectos petrolíferos. Adaptado de Rose (2001).	47
4.1	Tabela com custos e desempenhos por unidade de área ou comprimento de cada tecnologia de aquisição sísmica terrestre e seus pesos. Os valores são fictícios, representam apenas exemplos.	83
4.2	Tabela com custos e desempenhos por unidade de área ou comprimento de cada tecnologia de processamento sísmico e seus pesos. Os valores são fictícios, representam apenas exemplos.	83
4.3	Esta tabela mostra um exemplo possível proposto por esta metodologia para relacionar intervalos de valores do indicador I_s com intervalos de porcentagem do valor da informação perfeita.	90
4.4	Variação do indicador I_s em função do acúmulo de informações, compreendendo desde a situação S_1 até a S_7 , as respectivas variações do fator de ajuste, do VME ajustado, do custo para obter a informação e do prazo. A unidade do VME ajustado é US\$ milhões.	92
4.5	Variação de I_s com mudanças do contexto geológico e de opções de tecnologias. A - Para contexto geológico de camadas planas. B - Para contexto geológico de camadas abaixo de domo de sal. A unidade do VME ajustado é US\$ milhões.	95
5.1	Dados dos 3 blocos exploratórios hipotéticos, situados em diferentes bacias.	101

A.1	Levantamento sobre resultados da sísmica multicomponente junto aos especialistas. Adaptado de SEG, 2000.(http://www.seg.org/meetings/past/srwboise2000/poll.html)	128
C.1	Taxa de sucesso. Adaptado de Aylor (1999).	135
C.2	número de campos com cobertos por levantamentos 3D (tabela 2). Adaptado de Aylor (1999).	135

Nomenclatura

Letras Latinas

A, B, A1, B1 - pontos em um plano

S - superfície

Z - profundidade do refletor

(n_f) - números de fontes por traço

(n_r) - número de receptores por traço

(n_a) - número de afastamentos fonte-receptor por traço

N - número de elementos

Letras Gregas

(θ) - ângulo de inclinação das camadas geológicas

Abreviações

ATRIBUTOS - Atributos sísmicos

ALTA RESOLUÇÃO - Técnica de processamento de alta resolução

CUB COER - Cubo de coerência

Inversão - Técnica de processamento da inversão

INV ACÚSTICA - Técnica de processamento da inversão acústica

INV ELÁSTICA - Técnica de processamento da inversão elástica

Modelagem - Técnica de processamento de modelagem

MOD CONVOLUCIONAL - Técnica de processamento de Modelagem convolucional

MOD DIF FINITAS - Técnica de processamento de modelagem por diferenças finitas

MOD RAY TRACING - Técnica de processamento de Modelagem *ray tracing* ou raio traçante
MULT COMP - Processamento de dados de ondas cisalhantes ou processamento multicomponente
P Cabo de fundo - técnica de processamento de cabo de fundo
PROC. 4D - técnica de processamento 4D
PROC. NORMAL - técnica de processamento normal
tan - tangente

Siglas

2D - Levantamento sísmico bidimensional
2D 3C - Levantamento sísmico bidimensional multicomponente
3D - Levantamento sísmico tridimensional
3D 3C - Levantamento sísmico tridimensional multicomponente
4D - Levantamento sísmico
4D 3C - Levantamento sísmico 4D multicomponente
AVO - amplitude versus offset
boe - barril de óleo equivalente
CMP - *commom-midpoint*
DMO - *dip moveout*
DMO - correção *normal moveout*
OBC - *ocean-bottom cable*
PSTM - migração em tempo pós-empilhamento
PrSTM - migração em tempo pré-empilhamento
PSDM - migração em profundidade pós-empilhamento
PrSDM - migração em profundidade pré-empilhamento
VME - Valor monetário esperado
VPL - Valor presente líquido

Capítulo 1

Introdução

As companhias de exploração de petróleo estão em constante busca por descobertas de novos campos para que suas reservas sejam mantidas, garantindo assim a sua sobrevivência. Tal necessidade leva as empresas a operarem em várias bacias petrolíferas e a trabalharem com grandes quantidades de projetos exploratórios. Como as companhias não dispõem de capital exploratório ilimitado, há uma necessidade de priorizar a carteira de oportunidades com a qual as empresas operam. Para proceder à priorização das várias opções dos prospectos exploratórios, é necessário antes atribuir um valor a cada um. Ao relacionar as melhores oportunidades, o ato de escolher ou descartar um projeto caracteriza uma decisão que pode envolver montantes da ordem de dezenas a centenas de milhões de dólares. Como consequência, a atribuição de valor a uma oportunidade ganha importância e deve ser realizada da forma mais precisa ¹ possível.

O valor de cada projeto depende principalmente da expectativa de volume de hidrocarbonetos que poderá ser recuperado de sua possível acumulação. A avaliação econômica de um projeto, feita sob elevado grau de incerteza, deve ser apoiada por critérios objetivos, com a participação de especialistas de cada área, levando em conta as tecnologias disponíveis e mais adequadas para aumentar as chances de uma boa escolha (Schuyler, 2001).

Para tanto, utiliza-se de toda a informação disponível para realizar estimativas de volume da acumulação e de chance de sua ocorrência. Devido à impossibilidade de medir diretamente o

¹Precisão. Está relacionada com proximidade dos valores estimados, subsidiados por diferentes fontes de informações, com as quantidades reais.

volume exato do volume de ocorrência, são realizadas estimativas com base em medidas indiretas, como as obtidas a partir dos dados sísmicos. A estimativa de fatores essenciais à acumulação de hidrocarbonetos como, rocha geradora, migração, rocha reservatório, trapa e rocha selante, também é subsidiada, dentre outras fontes, por informação sísmica. Resumidamente, a valoração de cada projeto depende das estimativas de volume e de ocorrência de hidrocarbonetos, sendo que o valor atribuído será tão mais preciso quanto melhor for o desempenho da tecnologia sísmica utilizada na obtenção da informação.

O avanço tecnológico obtido ao longo de décadas contribuiu para melhorar a qualidade dos dados sísmicos, transformando-os em uma fonte de informação cada vez mais precisa. Os ganhos obtidos com a evolução tecnológica na aquisição dos dados provenientes de levantamentos sísmicos como 3D, por exemplo, são conhecidos e já foram publicados por vários autores (Nestvold, 1992; Aylor, 1995 e Greenlee et al 2002). No entanto, esses benefícios apenas são obtidos quando os dados sísmicos atingem um determinado grau de qualidade. Segundo Yilmaz (2001), a qualidade da informação sísmica depende principalmente da parametrização do levantamento, das condições de superfície, do meio ambiente e das técnicas de processamento.

Atualmente existem vários tipos de tecnologias de aquisição e processamento de dados sísmicos, com níveis distintos de precisão e com diferentes resultados. Tanto a precisão como os resultados dependem do contexto geológico em que são aplicadas as tecnologias. Ao avaliar as opções de investimento com base nas estimativas de volume e de chance de ocorrência da acumulação, é imprescindível considerar que tipo de dado subsidiou as estimativas, se a tecnologia utilizada nos levantamentos e tratamento dos dados são apropriadas para gerar imagens do modelo geológico envolvido e qual foi a quantidade e qualidade desses dados.

Assim, para a priorização de projetos em uma carteira de dezenas ou centenas deles, provenientes de diferentes bacias, torna-se necessária aos decisores responsáveis uma informação adicional e de grande importância que trata da confiabilidade dos dados utilizados nas estimativas. Tal informação necessariamente deverá contemplar as variáveis que interferem na qualidade dos dados como tecnologia utilizada de aquisição e processamento, modelo geológico envolvido e condições de superfície, para que o valor atribuído a um prospecto seja mais preciso. Uma vez que as medições não são diretas e, conseqüentemente, estão sujeitas a incertezas, o valor de um

prospecto passa a depender também das tecnologias utilizadas na obtenção dos dados.

Este trabalho propõe uma metodologia para incorporar as tecnologias utilizadas na geração dos dados, partindo da premissa de que quanto maior a quantidade de dados e quanto melhor a qualidade, mais robustas poderão ser as estimativas, ou seja, maior será a chance de as estimativas estarem corretas. Esta metodologia gera um indicador que contempla em um único número a quantidade de dados e os principais fatores que interferem na qualidade tais como: modelo geológico, tecnologia utilizada e condições de superfície². Além de servir para validar estimativas, informando sobre a quantidade e qualidade dos dados sísmicos que as subsidiaram, esse indicador pode ser utilizado na estimativa de valor da informação sísmica para levantamentos futuros.

Para a aplicação da metodologia proposta, foi desenvolvido um algoritmo e realizados testes em casos hipotéticos. Essa aplicação prática tem a finalidade de mostrar com detalhes a metodologia, os cálculos e considerações nela envolvidos. No exemplo, foram considerados três projetos provenientes de diferentes bacias, com diferentes níveis de informação, que deverão ser priorizados em ordem de melhor oportunidade. Primeiro é mostrado como a metodologia incorpora as informações sísmicas, já obtidas em cada área, de forma padronizada, para priorizar as oportunidades. Em seguida são mostradas duas alternativas para estimar o valor da informação sísmica de futuros levantamentos.

1.1 Objetivo

O objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia que incorpore as opções de tecnologia sísmica no processo de atribuição de valor a uma oportunidade exploratória, almejando com isso o aumento de precisão dos valores encontrados.

A metodologia proposta, conforme mencionado anteriormente, estabelece um indicador de informação sísmica, que leva em consideração a quantidade e qualidade dos dados sísmicos utilizados para subsidiar as estimativas relativas à oportunidade em avaliação. Esse indicador pode ser

²Condições de superfície. Fatores relacionados à superfície que reduzem a qualidade do dado sísmico como, por exemplo, presença de cobertura superficial que funciona como filtro de altas frequências; presença de ruídos coerentes como os provocados pela reverberação da onda e pela onda direta; de ruídos ambientais dentre outros.

utilizado para validar as estimativas que dependem de informação sísmica, uma vez que seu valor reflete a confiabilidade de tal informação. Além da validação, o indicador pode ser empregado na estimativa do valor da informação sísmica para levantamentos futuros. Procura-se também, com esta metodologia, a redução da subjetividade que envolve o processo de avaliação.

A aplicação prática da metodologia também é parte do objetivo proposto. Para tanto, foi desenvolvido um algoritmo em ambiente de planilha eletrônica e estruturado para ser de rápida e fácil aplicação.

1.2 Justificativa

Considerando que o valor da oportunidade depende das estimativas de ocorrência de hidrocarbonetos e que estas estimativas dependem, dentre outros fatores, da tecnologia utilizada na obtenção dos dados, a principal justificativa deste trabalho é a necessidade de considerar a confiabilidade da informação no processo de avaliação de oportunidades exploratórias, conferindo-lhe mais precisão. Valores mais precisos permitem a otimização da escolha dos prospectos, favorecendo os mais confiáveis, e auxiliam o processo decisório.

Ao avaliar uma futura obtenção de informação para um prospecto, a quantidade de tecnologia disponível para aquisição e processamento de dados sísmicos torna o ato de avaliar as opções possíveis uma tarefa complexa. Assim torna-se necessário antecipar o resultado que se pode esperar de cada tecnologia sísmica em um certo contexto geológico em uma determinada bacia, bem como seu custo e prazo de obtenção da informação, para aprimorar e acelerar o processo de avaliação.

Levando em consideração a contínua necessidade das companhias em priorizar projetos face à restrição orçamentária nas carteiras e investimentos em exploração e produção de petróleo, o tema proposto é de grande e utilidade para a indústria do petróleo.

1.3 Metodologia

A metodologia adotada consiste no desenvolvimento de relações de dependência entre o valor do prospecto e a confiabilidade dos dados que subsidiam as estimativas relativas ao prospecto. As relações permitem que as tecnologias de aquisição e de processamento, utilizadas na obtenção dos dados sísmicos, sejam consideradas de forma objetiva em uma técnica de avaliação econômica conhecida como, por exemplo, a de escolha de projetos pelo VME.

O desenvolvimento desta metodologia é desmembrado nas seguintes etapas:

1. constatação do impacto da informação sísmica na exploração e produção de petróleo, com a utilização de dados levantados na literatura;
2. levantamento das principais características que influenciam na quantidade e o custo dos dados sísmicos como, por exemplo, total linear de aquisição, área de aquisição, profundidade do objetivo, inclinação das camadas, dentre outras;
3. levantamento dos principais arcabouços geológicos que demandam tecnologias específicas para gerar imagens a partir dos dados sísmicos e das principais tecnologias utilizadas;
4. levantamento das principais características que influenciam a qualidade dos dados como parametrização, condições de superfície e técnicas de processamento;
5. implementação de pesos variáveis³ e determinação de um indicador de informação sísmica obtido pela multiplicação da quantidade K pela qualidade Q de dados;
6. associação do indicador com o valor da informação e com o valor monetário esperado do projeto para levantamentos futuros;
7. implementação das relações matemáticas, mencionadas nos itens anteriores, em um sistema de planilhas eletrônicas e aplicação da abordagem em um estudo de caso hipotético.

³Pesos variáveis foi a forma encontrada para representar a variação da qualidade do dado sísmico em função da tecnologia utilizada, do modelo geológico em estudo e de condições de superfície. Por sua vez, a qualidade Q torna-se um ponderador da quantidade no produto ($K \times Q$).

1.4 Estrutura da tese

Essa dissertação está estruturada em sete capítulos da seguinte maneira: O Capítulo 1 apresenta os aspectos introdutórios e o contexto que envolve o tema proposto. O Capítulo 2 trata da revisão bibliográfica sobre o método sísmico, do levantamento das principais tecnologias de aquisição e processamento de dados sísmicos e do levantamento dos impactos da informação sísmica na exploração e produção de hidrocarbonetos. No Capítulo 3, são discutidos os conceitos do Valor da Informação e de Análise de Decisão. O Capítulo 4 descreve a metodologia proposta, as etapas do seu funcionamento e suas características. O Capítulo 5 descreve uma aplicação prática da metodologia em um estudo de caso onde são priorizadas oportunidades exploratórias. No Capítulo 6, é apresentada a discussão dos resultados obtidos neste trabalho. No Capítulo 7, encontram-se o resumo das principais conclusões, extraídas do Capítulo 6, e as recomendações. Os tópicos relacionados à revisão bibliográfica que complementam o texto principal estão incluídos nos apêndices.

Capítulo 2

A Sísmica e seus Impactos na Exploração e Produção de Petróleo

A sísmica tornou-se uma ferramenta imprescindível na exploração e produção de hidrocarbonetos. A importância do método sísmico ocorreu de maneira crescente, na medida em que foram aumentando os benefícios econômicos resultantes de sua utilização. Tanto a aquisição como o processamento sísmico desenvolveram-se com o auxílio de novas técnicas, de novos equipamentos e do avanço tecnológico para se adequarem às necessidades da indústria. Nesse sentido, há uma tendência para obtenção de informações cada vez mais precisas e mais rápidas. Se por um lado, essa evolução tecnológica acarreta um aumento nos custos para obter a informação, o seu benefício é evidenciado ao se comparar com as demais tecnologias na redução de custos relacionados com exploração e produção (Figura 2.1). Dados coletados de empresas americanas, no período de 1995 a 1997, mostram uma comparação entre tecnologias que contribuíram com a redução de custos na fase de exploração e produção de hidrocarbonetos. Entre as tecnologias relacionadas, a sísmica se destaca com a participação de 46% (Bates, 2002).

Neste capítulo, serão apresentadas de forma resumida, as tecnologias de aquisição e processamento sísmicos que serão utilizadas na metodologia proposta no Capítulo 4. Além disso, discute-se a influência da sísmica na estimativa do risco geológico ou fator de chance e seus impactos na exploração e produção de hidrocarbonetos.

É importante verificar neste capítulo que as estimativas realizadas para atribuir valor a uma

oportunidade¹, um projeto, ou uma área de interesse dependem das tecnologias que podem ser utilizadas e das várias possibilidades de combinações entre aquelas que estão disponíveis, sendo que cada combinação pode fornecer resultados diferentes. Deve ser observado também que o avanço tecnológico permite a operacionalização de novas técnicas que podem vir a alterar o interesse por uma certa oportunidade.

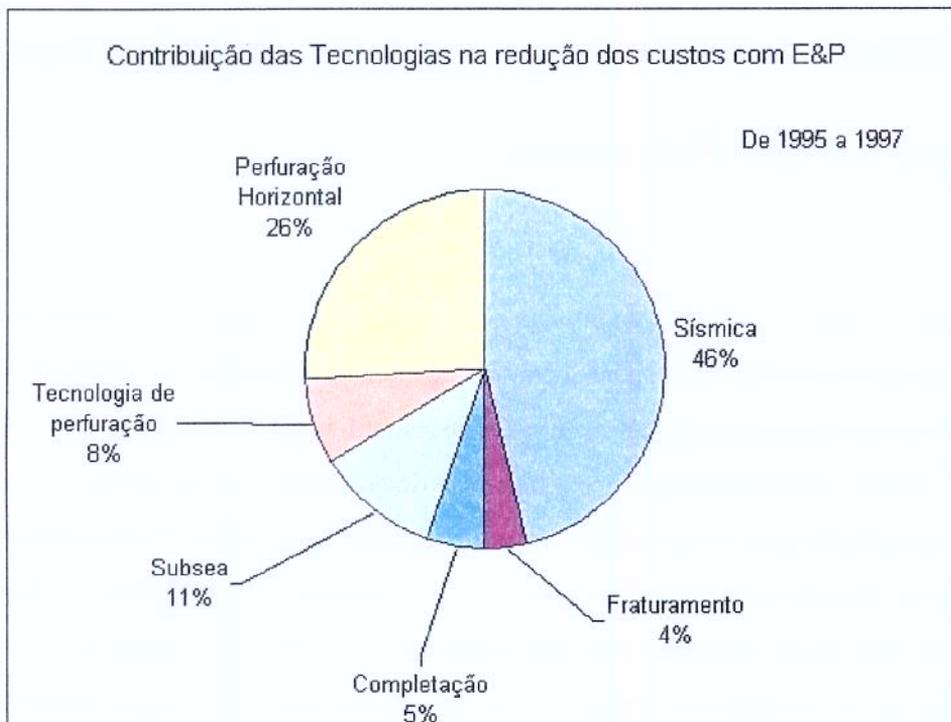


Figura 2.1: Impacto da sísmica na redução dos custos com E&P. Fonte: Salomon Smith Barney, modificado de Bates (2002).

¹Oportunidade exploratória nesta dissertação é definida como uma área com um ou mais prospectos, com possibilidade geológica de acúmulo de hidrocarbonetos para atividades de exploração, podendo resultar na perfuração de poço pioneiro.

2.1 Tecnologias

O valor econômico² de um bem mineral depende basicamente do seu valor unitário e da quantidade da sua ocorrência em uma área. O valor unitário é uma variável que está relacionada com a utilidade atribuída ao bem pela sociedade como, por exemplo, o preço do barril de óleo. Já a quantidade da ocorrência é um valor constante, resultado da sucessão de eventos da natureza responsáveis pela acumulação daquele bem. A percepção do valor de uma oportunidade exploratória está relacionada com a capacidade de estimar a quantidade da ocorrência mineral, que por sua vez depende da tecnologia utilizada na obtenção de dados relativos à área em estudo. Como possíveis distorções nas estimativas de quantidade provocam distorções na avaliação da área, a sua valoração depende da precisão da tecnologia utilizada na obtenção dos dados.

Existem vários tipos de tecnologias para obtenção e tratamento de dados sísmicos, com níveis distintos de precisão e com diferentes resultados. Tanto a precisão como os resultados dependem da situação em que são aplicadas as tecnologias, conforme será mostrado ao longo desse capítulo. Essas variáveis devem ser consideradas no processo de avaliação de oportunidades para que a valoração da área seja mais precisa.

Como o método proposto neste trabalho estabelece uma forma de incorporar as tecnologias de aquisição e processamento sísmicos na valoração de blocos, serão apresentados neste capítulo o princípio do método sísmico de reflexão e alguns exemplos de tecnologias envolvidas no processo de exploração e produção de hidrocarbonetos, que são utilizadas no algoritmo descrito na Seção 4.2.

As técnicas geofísicas mais amplamente empregadas nos trabalhos de exploração são: sísmica, gravimetria, magnetometria e métodos elétricos. Métodos menos comuns envolvem medidas de radioatividade e de temperatura na superfície. Os métodos sísmico e gravimétrico são ferramentas utilizadas principalmente na exploração de hidrocarbonetos (Dobrin, 1976). A técnica a ser considerada na metodologia proposta neste trabalho está restrita à sísmica de reflexão.

²Deve-se observar que o valor de um bem mineral depende de outros fatores tais como infraestrutura disponível, porcentagem do volume que pode ser recuperada, dentre outros. Neste caso, é dado destaque ao volume da ocorrência, pois a sua estimativa interfere no valor da oportunidade.

A importância da sísmica, dentre os métodos geofísicos de exploração, é reconhecida pelo fato de poder fornecer mais detalhes da geologia de subsuperfície que qualquer outro método. O método sísmico utiliza a propriedade das ondas elásticas de se deslocarem em diferentes rochas com velocidades distintas. Desta forma, o método tem como princípio a geração de uma onda em um determinado ponto e a medição dos seus tempos de chegadas em vários outros pontos chamados receptores. A energia que chega aos receptores é resultado de refrações e/ou reflexões da onda gerada durante o seu percurso no interior da terra. As refrações e reflexões ocorrem devido às descontinuidades entre as diferentes formações rochosas. As medidas dos tempos de chegada permitem inferir a posição das descontinuidades, o que compõe o contorno das estruturas geológicas (Parasnis, 1997).

O ciclo de obtenção e utilização de dados sísmicos é completado em três etapas. Inicia na aquisição, passa pelo processamento e é finalizado na interpretação dos dados. Após a finalização desse ciclo, as informações geradas fornecem subsídios para a decisão de investir ou abandonar a área. O desempenho das três etapas está condicionado às tecnologias aplicadas em cada etapa. A metodologia proposta, apresentada no Capítulo 4, considera apenas as tecnologias de aquisição e processamento por motivo de simplificação do algoritmo, embora, algumas técnicas que estão descritas como técnicas de processamento (Item 2.1.2) podem ser também consideradas como técnicas de interpretação como, por exemplo, inversão e modelagem. Numa etapa futura de aprimoramento do algoritmo, as tecnologias de interpretação, que também causariam impacto no sucesso do projeto, poderão ser incorporadas, formando um grupo distinto, além do processamento e da aquisição.

2.1.1 Aquisição Sísmica

Aquisição sísmica é a operação de registro de dados de campo nos levantamentos geofísicos (Duarte, 2003). Resumidamente, essa etapa consiste na geração de uma onda acústica (fonte), por meio de carga explosiva, vibradores ou canhões de ar, e na medição dos tempos de chegadas das ondas nos receptores (geofones ou hidrofones). A maneira de realizar essa operação partiu de procedimentos simples e foi se tornando mais complexa à medida em que crescia a necessidade de

dados mais confiáveis.

A prospecção geofísica, visando acumulações de hidrocarbonetos, já ultrapassa meio século de operação. A primeira descoberta de óleo atribuída a um levantamento sísmico foi em 1924 (Dobrin, 1976). Desde essa época, as técnicas e ferramentas de exploração geofísica vêm continuamente apresentando melhoras de desempenho técnico e econômico. O crescente avanço tecnológico foi uma resposta à necessidade de descobrir mais reservas, uma vez que as tecnologias em uso se mostravam insuficientes para descobrir novos depósitos. Assim, as descobertas ficam limitadas ao que as tecnologias atuais permitem mostrar e as remanescentes permanecem desconhecidas até que surjam novas tecnologias (Dobrin, 1976).

O avanço tecnológico também fez com que obstáculos impostos por determinados ambientes pudessem ser contornados. Como exemplo, pode-se mencionar o levantamento sísmico 3D que cobriu toda cidade de Rotterdam, inclusive seu porto que é o maior do mundo, com utilização de vibradores, uma vez que a fonte explosiva poderia por em risco os habitantes e as construções do seu entorno (Nestvold, 1992). A inovação tecnológica ocorrida na sísmica também permitiu que restrições à realização de levantamentos devido ao risco de impacto ambiental causado pela aquisição ou devido ao ruído excessivo causado pela intensa atividade humana pudessem ser contornadas, possibilitando aquisição de dados em áreas anteriormente condenadas para esse tipo de atividade (Trincherio et al 1995; Cunningham et al 1995 e Mackay et al 1995).

O advento da computação entre 1950 e 1960 trouxe novos avanços na capacidade de gravação e no processamento de dados (Dobrin, 1976). O avanço na capacidade de gravação conduziu a evolução da aquisição sísmica. A técnica de registro de *common-midpoint* (CMP), que se baseia na redundância de medidas relativas a um ponto em subsuperfície, utilizou-se desse avanço para gerar dados com melhor qualidade, uma vez que possibilita a supressão de ruídos aleatórios. A capacidade de salientar o sinal da reflexão original, por meio da supressão de energia indesejada que ocorre na forma de ruído, significa um ganho de qualidade obtido com o processamento de dados sísmicos de reflexão (Yilmaz, 1993).

A técnica de registro CMP, que foi patenteada em 1950 e disseminada a partir de 1962 utiliza a gravação redundante para melhorar a razão sinal/ruído (Mayne, 1962 apud Yilmaz, 1993). Yilmaz (1993) descreve que, para alcançar a redundância, a técnica utiliza múltiplas fontes por

traço³ (n_f), múltiplos receptores por traço (n_r) e múltiplos afastamentos fonte-receptor (n_a) com o objetivo de cobrir o mesmo ponto em subsuperfície. Dado o número de elementos $N = n_f \times n_r \times n_a$, a razão sinal/ruído é incrementada por um fator de aproximadamente \sqrt{N} .

Além da redução dos efeitos dos ruídos aleatórios, a capacidade de gravação trouxe outro benefício para a qualidade dos dados. Quanto maior a quantidade de amostra, melhor será a representação da estrutura em estudo, ou seja, quanto maior a densidade (quantidade de informação ou quantidade de traços por unidade de área ou comprimento) de dados adquiridos em um levantamento, melhor será sua qualidade. As tendências de aumento de número de canais, que equivale à redução do intervalo entre amostras, e do aumento de cobertura visando aquisição de dados com melhor qualidade estão refletidas nos levantamentos realizados na Bacia do Recôncavo na década de 90 (Freire et al., 1995).

Dessa forma, o incremento de qualidade de uma técnica para outra está associado a essa capacidade de gravação oferecida pelos instrumentos de registros de dados, além da própria concepção das técnicas que também muda. Por exemplo, essa melhora ocorre ao passar de um levantamento sísmico bidimensional (2D) para um tridimensional (3D). Mas, o incremento de qualidade não depende apenas da capacidade do equipamento de aquisição, depende também das concepções das técnicas de processamento que mudam de uma para outra.

Com relação a evolução da técnica de processamento, Yilmaz (1993) ressalta que a despeito do fato que a seção 2D ou perfil conter sinais provenientes de todas direções incluindo as que estão fora do plano do perfil, a migração 2D assume que todo sinal é proveniente do próprio perfil. Já a migração 3D dos dados tridimensionais fornece uma imagem de subsuperfície adequada e detalhada, resultando numa interpretação mais confiável. Hoje, novas tecnologias de processamento como, por exemplo, migração em profundidade com resultados positivos já comprovados aguardam a evolução da capacidade computacional para se tornarem economicamente viáveis e amplamente utilizadas (Ward et al 1994).

As vantagens, obtidas com o avanço da tecnologia 2D para 3D, apontadas por Yilmaz (1993)

³Traço: um dos canais de registro em reflexão sísmica (Duarte, 2003; Sheriff, 1991). Após a emissão da onda em um ponto na superfície (fonte), seu retorno é registrado por receptores em vários pontos. O dado gravado em um receptor (canal) relativo a uma fonte é designado por traço.

com base em argumentos teóricos, já foram comprovados na prática com mais de 765 levantamentos realizados pela Exxon, Shell e AMOCO na década de 90. Os 400 levantamentos sísmicos 3D realizados pela Exxon (Ward, 1994), 250 pela Shell (Nestvold, 1992) e 115 pela AMOCO (Aylor, 1995) geraram dados suficientes para verificar benefícios trazidos pelo avanço tecnológico de aquisição e processamento de dados sísmicos, em particular da tecnologia 3D, como: capacidades de distinguir prospectos promissores dos demais, aumento da probabilidade de sucesso geológico, identificação de novas locações com mais precisão, aumento da produção inicial do reservatório, identificação mais precisa da reserva, com conseqüente otimização dos custos, dentre outras vantagens e benefícios.

TÉCNICAS DE LEVANTAMENTO SÍSMICO TERRESTRE

Levantamento sísmico bidimensional (2D): é o levantamento sísmico no qual as fontes e receptores estão dispostos a intervalos regulares, ao longo de uma única linha reta. Cada linha levantada gera uma seção sísmica⁴ como resultado, sendo que seu alcance em profundidade é proporcional à distância da fonte ao receptor ativo mais afastado da mesma fonte.

As fontes de ondas sísmicas são obtidas por meio da detonação de cargas explosivas enterradas na superfície. Outra forma alternativa de fonte para levantamentos sísmicos é a tecnologia denominada de *vibroiseis*, que são vibradores mecânicos que geram sinais com freqüências conhecidas e controladas (Sheriff, 1991). Os receptores, chamados de geofones, registram as ondas do tipo *P*⁵. O funcionamento do geofone é baseado na Lei de Faraday de indução eletromagnética. A lei estabelece que o movimento relativo de um condutor na presença de um campo magnético induz uma corrente através do condutor (Evans, 1997). Assim, ao vibrarem devido à passagem da onda pela superfície terrestre onde estão acoplados, os geofones geram um pulso de corrente que representa o registro dos sinais provenientes do interior da terra.

⁴Seção sísmica, tipicamente, se refere ao método de reflexão sísmica. Equivale a um corte vertical da geologia, com escala vertical representada em distância e a vertical em tempo de reflexão (Duarte, 2003).

⁵Ondas *P*, compressionais ou longitudinais: são ondas nas quais as partículas vibram na direção de propagação (Duarte, 2003).

O método sísmico de reflexão, na aquisição e no processamento, considera tipicamente geração, propagação, reflexão, refração e registro de ondas P . Mas, para uma incidência oblíqua em um refletor, não ocorre apenas a reflexão e transmissão de ondas planas compressoriais, parte da energia da onda P é convertida em onda S ⁶ (Yilmaz, 2001). A tecnologia que utiliza dados provenientes de ondas S é tratada como uma técnica especial: sísmica multicomponente.

Levantamento sísmico bidimensional multicomponente (2D 3C): levantamento sísmico no qual os dados são registrados com geofones (receptores) de dois ou três componentes (Duarte, 2003). A técnica utiliza os mesmos princípios que o 2D de ondas compressoriais, com a diferença que os receptores registram sinais de ondas S , além das ondas do tipo P . Os dados provenientes de ondas S podem ser tomados como dados complementares aos dados compressoriais, ou podem suprir deficiências dos mesmos. Por exemplo, é útil em áreas onde a refletividade P é pobre, ou seja, onde o contraste de impedância acústica é fraco. Devido à característica da onda S de não se propagar em meio líquido, o levantamento 3C é útil para imageamento abaixo de nuvem de gás (Apêndice A).

Garrota (1999) cita exemplos e situações nas quais a propagação de ondas S pode contribuir com informações úteis: partes do turbidito em que o contato folhelho-arenito propicia fraco contraste de onda P ; quando o levantamento visa a identificação litológica, quando o conteúdo fluido é envolvido, quando deseja-se mais resolução em profundidades menores.

A fonte para esse levantamento pode ser obtida por detonação de carga explosiva, uma vez que a onda P pode ser convertida em onda S numa incidência oblíqua no refletor, por meio de vibradores horizontais que geram ondas cisalhantes ou com fontes de impacto (Garrota, 1999).

Levantamento sísmico tridimensional (3D): levantamento que envolve a coleção de dados sobre uma área com o objetivo de determinar a relação espacial em três dimensões. O dado proveniente deste levantamento constitui um volume que pode ser exibido como um bloco de informações ou por linhas que o seccionam em qualquer direção (Sheriff, 1991).

⁶Ondas S , cisalhantes ou transversais: são ondas caracterizadas pela vibração na direção perpendicular à direção de propagação (Duarte, 2003).

As diferenças mais importantes entre 3D e 2D, citadas anteriormente, podem ser resumidas em: maior densidade de dados e mapeamento mais fiel à real posição das estruturas geológicas. Na aquisição, enquanto a disposição de fontes e receptores da técnica 2D ocorre em linha, com os resultados contidos numa seção, o levantamento 3D posiciona as fontes e receptores em um plano, obtendo o resultado em volume.

A qualidade do levantamento vai depender também da capacidade do equipamento em registrar dados com maior número possível de receptores, com menores intervalos entre fontes e receptores (para aumentar a amostragem) e com maior redundância de informação (cobertura). Assim, existem várias formas de posicionar adequadamente fontes e receptores num plano (Cordsen e Galbraith, 2000). A determinação do posicionamento de fontes e receptores, dos intervalos entre eles, dos intervalos entre as linhas que eles definem, do número de canais, da quantidade de carga, dentre outras quantidades é conhecida por parametrização. A determinação dos parâmetros vai depender do modelo geológico envolvido, do objetivo do levantamento e do recurso disponível, pois quanto maior a cobertura e menor o intervalo de amostragem maior será o custo do levantamento. Um mesmo levantamento pode variar em mais de 100% seu custo, em função da parametrização, da área imageada e da área mapeada. Wittick (1998) mostra exemplo com preços estimados para um mesmo levantamento variando de US\$ 260.000,00 a US\$ 800.000,00, em função de mudança de parâmetros.

Com relação ao objetivo do levantamento e ao foco da parametrização, não é rara a designação de 3D exploratório e 3D exploratório na indústria do petróleo. O primeiro visa ao mapeamento de estruturas maiores, podendo-se utilizar intervalos de amostragem maiores e coberturas menores. O 3D exploratório exige informações mais detalhadas com maior densidade de dados e geralmente apresenta custos superiores ao exploratório (Lansley, 1995).

Levantamento sísmico tridimensional multicomponente (3D 3C): levantamento sísmico tridimensional no qual os dados são registrados com geofones (receptores) de dois ou três componentes (Duarte, 2003).

Levantamento sísmico 4D: A sismologia de lapso de tempo é a repetição de levantamentos

sísmicos para identificar as mudanças que ocorreram num intervalo de tempo. Quando é realizado mais de um levantamento no mesmo local, o conjunto de dados passa a ser designado por levantamento sísmico 4D, onde a quarta dimensão é o tempo (Sheriff, 1991). Levantamento 4D é a designação dada ao volume de dados resultantes da diferença entre dois levantamentos de reflexão sísmica 3D, feitos em épocas diferentes (Duarte, 2003).

A tecnologia 4D, combinada com a observação direta de poços, é utilizada para monitorar as condições dos reservatórios que são cruciais para o ótimo desenvolvimento do campo. O objetivo do ótimo desenvolvimento é prolongar a vida campo, evitar a invasão de água e recuperar o volume máximo possível de hidrocarbonetos (Yilmaz, 2001).

Yilmaz (2001) cita cinco exemplos de aplicação do método sísmico 4D:

- a) monitoramento da extensão espacial da frente de vapor seguida de combustão *in-situ* ou injeção de vapor utilizado na recuperação termal;
- b) monitoramento da extensão espacial da frente de injeção de água utilizada na recuperação secundária;
- c) imageamento de óleo não drenado;
- d) identificação das propriedades da falha de impedir ou conduzir o fluxo e
- e) detecção de variações do contato óleo-água.

Levantamento sísmico 4D multicomponente (4D 3C): levantamentos sucessivos de sísmica tridimensional onde os dados são registrados com geofones (receptores) de dois ou três componentes.

TÉCNICAS DE LEVANTAMENTO SÍSMICO MARÍTIMO

Na operação marítima, um navio arrasta uma ou mais fontes de energia e um ou mais cabos contendo receptores. Durante o percurso do navio ao longo da área que se deseja mapear, as fontes são disparadas e os receptores distribuídos no cabo captam os sinais sísmicos (Evans, 1997).

Os princípios de propagação e reflexão de ondas no interior da terra são os mesmos para os levantamentos sísmicos terrestres e marítimos. Há uma diferença significativa, no que diz respeito a parte operacional dos levantamentos, devido às diferentes características das superfícies onde

se realizam os levantamentos: terra e água. Essas diferenças fazem com que as fontes e receptores sejam específicos para cada ambiente. Outras diferenças que ocorrem entre os dois tipos de levantamentos em decorrência da mudança de ambiente são a qualidade dos levantamentos e o custo.

O meio líquido suporta apenas a propagação acústica. Isso significa que, no caso dos levantamentos marítimos, apenas as ondas compressoriais, do tipo P , podem ser transmitidas através da água (Evans, 1997). Os receptores do levantamento sísmico não podem ter o mesmo princípio de funcionamento dos geofones, os quais registram o sinal através da movimentação da terra. No mar, devida à movimentação da água por outros motivos além da propagação do sinal, são utilizados hidrofones que detectam a variação de pressão causada pela propagação da onda compressional. Os hidrofones não registram a ondulação da superfície.

A fonte de energia sísmica mais amplamente utilizada na aquisição marítima é o canhão de ar, que consiste na liberação de ar comprimido na água (Parasnis, 1997; Evans, 1997).

Os cabos que ligam os hidrofones à central de gravação de dados são chamados de cabos flutuadores. Seu perfeito funcionamento e conseqüentemente o resultado do levantamento dependem das tecnologias utilizadas para posicionar adequadamente os cabos, mantê-los em níveis constantes de profundidade, para evitar ruídos, dentre outras necessidades.

A razão sinal/ruído é freqüentemente melhor nos dados marítimos que nos terrestres (Evans, 1997). Isso faz com que exista uma tendência em obter-se dados com melhor qualidade nos levantamentos marítimos.

Levantamentos sísmicos 2D, 3D exploratório e 3D explotatório. Com a ressalva de que há diferenças de fonte, de receptor e de operação, esses levantamentos recebem a mesma descrição que os respectivos levantamentos terrestres.

Levantamento sísmico bidimensional multicomponente marítimo (2D 3C): possui a mesma definição que o 2D 3C terrestre. Como as ondas cisalhantes S não propagam no meio líquido, a operação marítima torna-se mais complicada devido à necessidade de posicionar os cabos que contém os geofones com capacidade de registrar sinais nas três direções: uma na vertical e duas

perpendiculares entre si na horizontal, no assoalho oceânico. Da mesma forma, existe o 3D 3C.

Levantamento sísmico bidimensional multicomponente marítimo (2D 4C): possui a mesma definição anterior (2D 3C marítimo), sendo que há um acréscimo do quarto componente: hidrofone. Nesse caso cada estação de receptor opera com quatro canais. Esta técnica também recebe o nome de 2D OBC. Para capturar ondas convertidas em levantamentos marítimos, é necessário posicionar os cabos no assoalho oceânico. A sigla OBC se origina do termo em inglês *ocean-bottom cable*. Da mesma forma, existe o 3D 4C.

Q-System: é uma modalidade de levantamento sísmico marítimo, lançado pela Western-Geco, na qual os cabos utilizados possuem um grande número de sensores, possibilitando maior flexibilidade para formação de arranjos. Podem ser utilizados os cabos sólidos, que apresentam uma redução do nível de ruído acústico e dos ruídos gerados pelas ligações elétricas. Os cabos convencionais possuem um fluido no seu interior que aumentam o nível de ruído acústico e possibilitam a penetração de água salgada provocando ruído nas ligações elétricas.

Levantamento sísmico marítimo 4D: possui a mesma definição do 4D terrestre e sua operação, com cabos arrastados pelo navio, é semelhante ao 3D marítimo convencional.

Levantamento sísmico 4D multicomponente (4D 3C): levantamentos sucessivos de sísmica tridimensional no qual os dados são registrados com geofones (receptores) de três componentes.

OBC permanente (4D): possui a mesma definição do 4D 3C com o acréscimo do hidrofone como quarto componente. Os cabos são posicionados no assoalho oceânico e não são mais recolhidos, permanecem registrando dados até o momento em que a recuperação do óleo no campo não for mais justificável.

2.1.2 Processamento Sísmico

O processamento de dados sísmicos é uma mistura de conhecimento empírico com técnicas matemáticas combinadas com a abordagem subjetiva de interpretação. O objetivo geral do processamento é transformar o dado gravado no campo em uma seção com significado geológico de horizontes em subsuperfície (Hatton et al, 1986). O processamento pode ser definido como de uma forma resumida como um conjunto de tratamentos aplicados aos dados de reflexão sísmica, com o objetivo de gerar a imagem das estruturas geológicas de subsuperfície (Duarte, 2003).

Dado sísmico é o conjunto de números gravados em fita digital que representam medidas de tempo relativas a um levantamento sísmico. É importante considerar que, uma vez adquirido o dado, não há como aumentar a quantidade de informação desejada contida nele. A única forma de melhorar a qualidade do dado sísmico é retirar do seu conjunto as informações indesejadas (ruídos), ou seja, na relação sinal/ruído, o denominador é única parte que pode ser alterada. De acordo com Parasnis (1997), o processamento trata da ordenação, rearranjo, adição, correção, rejeição ou filtragem dos dados sísmicos.

A seguir serão apresentadas algumas técnicas que podem ser aplicadas aos dados sísmicos e que são utilizadas na metodologia proposta nesta dissertação. Essas serão apresentadas de forma sucinta, pois não constitui o objetivo deste trabalho o aprofundamento dessas técnicas. Lembrando que o objetivo da tese é considerar a informação sísmica na priorização de projetos, é dada importância aos fatores que influenciam a qualidade final dos dados, pois esta pode interferir no processo de valoração de projetos. As técnicas de processamento apresentam resultados diferentes principalmente em função do modelo geológico envolvido e das condições de superfície. O algoritmo descrito no Capítulo 4 considera o desempenho que essas técnicas podem obter em função das variáveis: modelo geológico e condições de superfície.

Processamento normal ou convencional: é o conjunto das principais técnicas que formam uma linha básica de processamento dos dados sísmicos. Esse conjunto é representado em um fluxograma na ordem de execução das técnicas e podem sofrer variações de um autor para outro ou de uma empresa para outra. Como algumas técnicas mudam devido ao avanço tecnológico, esse fluxograma

considerado convencional acaba sofrendo variações também ao longo do tempo (Apêndice B).

Processamento de alta resolução: técnica de processamento relativa ao levantamento no qual a resolução é substancialmente maior que as dos levantamentos convencionais. Envolve geralmente frequências acima de 100Hz, sendo o registro de campo com período de amostragem na ordem de 1ms (Duarte, 2003).

Técnicas de migração. Migração é um processo que colapsa difrações e posiciona um refletor com mergulho, em uma seção empilhada, na sua real posição em subsuperfície. Com isso, a migração é um processo que incrementa a resolução espacial e conseqüentemente melhora a qualidade do levantamento (Yilmaz, 1993). A migração pode ser realizada antes ou depois do empilhamento. Resumidamente, empilhamento é a operação na qual dois ou mais traços são sobrepostos para gerar um traço resultante (Duarte, 2003). Dessa forma, o empilhamento comprime o dado. Os algoritmos de migração realizam uma certa quantidade de cálculo que exige muito da capacidade computacional, por isso convenientemente essa passagem normalmente é realizada após a compactação dos dados (empilhamento).

A migração pode ser realizada em tempo ou em profundidade, antes ou depois do empilhamento (migração em tempo pós-empilhamento - PSTM; migração em tempo pré-empilhamento - PrSTM; migração em profundidade pós-empilhamento - PSDM; migração em profundidade pré-empilhamento - PrSDM). A aplicação e o resultado dessas quatro variações vai depender da complexidade geológica e da variação lateral de velocidade (Liner, 1999).

Atualmente, com o avanço computacional, a PrSDM está se tornando operacional e já mostra resultados importantes em situações geológicas específicas como, por exemplo, a geração de imagens de camadas sedimentares abaixo de camadas de sal (Ward e Greenlee, 1994). Esses autores citam um trabalho cujo resultado mostra claramente que a onda sísmica se propaga, sem perda de energia além do normal pela camada de sal e que, ao empregar a tecnologia citada, pode-se obter imagens nesse contexto geológico. Posteriormente, poços perfurados confirmaram a presença das camadas abaixo da estrutura salina. Essa tecnologia esbarra nos limites computacionais e de custo, uma vez que os cálculos do algoritmo de migração demandam tempo, conhecimento específico e

a utilização de computadores, com alta capacidade de processamento, operando em paralelo.

A média de cada etapa de um processamento convencional (migração pós-empilhamento, empilhamento, NMO, deconvolução, CMP, filtro e ganho) de dados de um levantamento 2D pequeno é de 29 segundos. A operação de DMO gasta 2845 segundos, já a migração em profundidade pré-empilhamento (PrSDM) gasta 5104 segundos (Liner, 1999). Com esses dados, estima-se que a técnica PrSDM consome tempo de máquina 176 vezes maior que a média das outras técnicas, excluindo o DMO. Em levantamentos 3D, dependendo do tamanho, a migração em profundidade pré-empilhamento pode atrasar a conclusão da etapa do processamento de 3 a 12 meses.

Processamento de dados de ondas cisalhantes ou processamento multicomponente (MULT COMP). A seqüência de processamento de dados de ondas puramente cisalhantes é basicamente similar à seqüência de processamento convencional de ondas P , dado que a birrefringência pode ser ignorada. A seqüência de processamento do modo convertido (PS ou SP) implica num agrupamento adequado dos dados, o que pode se tornar uma etapa delicada para as condições finais de resolução (Garrota, 2000).

Cubo de coerência: técnica de processamento que visa determinar o grau de coerência de um volume de dados de reflexão 3D. Em um caso particular, cada ponto do volume é analisado segundo os três eixos coordenados, gerando um novo volume de dados no qual a amplitude é inversamente proporcional ao grau de coerência. Com isso, ficam realçados apenas os aspectos não coerentes como falhas, discordâncias, entre outras estruturas (Duarte, 2003).

Para produzir as imagens, a técnica de coerência gera coeficientes de cubo de coerência por meio do cálculo da similaridade local da forma da onda, na direção das linhas de receptores e perpendicular a esta. A suposição implícita é que os traços cortados por falhas ou outra anomalia geralmente têm características diferentes quando comparados com a vizinhança do traço. Como resultado há uma nítida diferença na coerência local traço a traço. Da mesma forma, feições estratigráficas são associadas com expressões restritas da forma da onda sísmica. Esta técnica permite a identificação de estruturas como falhas, canais, recifes, bordas de sal, discordâncias, dentre outras (Chopra, 2001).

AVO: esta sigla é abreviação do termo em inglês *amplitude variation with offset*⁷ (Sheriff, 1991) ou *amplitude versus offset* (Duarte, 2003). Esta técnica utiliza a variação da amplitude de uma reflexão sísmica com a variação da distância entre fonte e receptor. A variação depende da velocidade, densidade e contraste da razão de Poisson. Esta técnica pode ser utilizada como indicador de hidrocarboneto (Sheriff, 1991).

Este método estima o valor aproximado do coeficiente de reflexão em função do ângulo de incidência e da amplitude da reflexão, por meio de uma equação conhecida como fórmula de Shuey.

Normalmente, o valor da amplitude cresce com aumento do afastamento, o que define um certo padrão em um gráfico de amplitude versus afastamento, que pode ser utilizado para inferir parâmetros de reservatórios. O padrão com o qual a amplitude varia com o afastamento depende da combinação das propriedades da rocha reservatório e do fluido contido na rocha (Yilmaz, 2001).

Como ocorre em quase todas as técnicas, há situações geológicas em que a tecnologia pode ou não apresentar bons resultados. Castagna e Eissa (2003) mostram alguns exemplos de sucesso com a utilização de AVO na exploração de hidrocarbonetos em corpos reservatórios areníticos de gás e resultados limitados na exploração em formações carbonáticas.

A técnica AVO pode ser utilizada para discriminar litologias. Gráficos de AVO provenientes de levantamentos 3D salientam agrupamentos que correspondem a litologias diferentes (Chopra et al, 2003).

Processamento 4D: técnica de processamento convencional aplicada ao dado obtido com o levantamento sísmico 4D.

Atributos sísmicos. O traço sísmico convencional pode se visto como o componente real de um traço complexo. A partir do traço complexo, pode-se obter feições como o envelope de amplitude, informação de fase e frequências instantâneas (Taner, 1979). Essas feições são conhecidas como atributos sísmicos e são utilizadas na interpretação.

⁷O termo *offset* é traduzido como afastamento fonte-receptor.

Podem ser definidos os seguintes atributos instantâneos: amplitude instantânea, potência instantânea, fase instantânea, frequência instantânea e AGC instantâneo (Duarte, 2003).

A amplitude instantânea relaciona energia com refletividade e fase instantânea é utilizada para realçar a continuidade dos eventos na seção sísmica. Já a frequência instantânea pode apresentar um alto grau de variação que pode ser atribuído a eventos estratigráficos. Mas, para deduzir algum significado estratigráfico, o conteúdo de amplitude e frequência do sinal sísmico deve ser preservado em cada etapa (Yilmaz, 2001).

A amplitude instantânea pode ser uma ferramenta efetiva para identificar *bright spot*⁸ e *dim spot*⁹. Informações relacionadas com a fase são úteis para delinear feições geológicas como *pinchouts*, falhas, *onlaps* e reflexões progradantes. A frequência instantânea pode ajudar a identificar reservatórios de condensado e de gás, uma vez que tendem a atenuar as altas frequências (Yilmaz, 2001). Nem sempre é fácil mapear traço-a-traço, de forma confiável, as estruturas escondidas nos dados sísmicos, pois elas podem aparecer como pequenas variações na forma da onda sísmica que não são facilmente identificada pelos métodos convencionais. Neves et al. (2004) mostram como os atributos sísmicos podem ser utilizados para mapear pequenas falhas e fraturas em um reservatório clástico.

Ainda, é possível combinar tecnologias como, por exemplo, atributos sísmicos e AVO que podem fornecer o entendimento de estruturas e da continuidade do reservatório e assim permitindo a otimização de novas locações para perfuração na exploração e no desenvolvimento (Hernandez et al 2003).

Processamento cabo de fundo: técnica de processamento aplicada aos levantamentos de cabo de fundo. Como o levantamento é realizado com receptores de quatro componentes, aplicam-se a

⁸*Bright spot*: mancha brilhante. É a reflexão que exibe um aumento localizado de magnitude, devido ao alto contraste de impedância acústica. A expressão *bright spot* foi originada na década de 70, quando se descobriu que a maioria das acumulações de gás coincidiam com as anomalias de amplitude nas seções de reflexão sísmica (Duarte, 2003).

⁹*Dim spot* pode ser traduzido como mancha apagada. Revela a mesma modalidade de anomalia do *bright spot*, só que a impedância da camada de baixo é maior que a da camada de cima, o que causa a inversão da anomalia (Duarte, 2003).

esses dados as técnicas de processamento marítimo convencional e de processamento multicomponentes.

Inversão. Um significado estrito da inversão sísmica, comumente referida como inversão do traço, é a estimativa da impedância acústica a partir de um dado migrado em tempo pós-empilhamento. Um significado mais amplo da inversão, comumente referida como inversão elástica, é um esquema para estimativa de parâmetros elásticos obtidos diretamente a partir do dado observado (Yilmaz, 2001).

O objetivo principal da inversão sísmica é transformar o dado de reflexão sísmica em uma propriedade quantitativa da rocha reservatório. Essa técnica facilita as estimativas de propriedades de reservatórios tais como porosidade e *net pay*, além de permitir mais eficiência na interpretação (Pendrel, 2001).

Inversão acústica: técnica que busca a obtenção das propriedades acústicas a partir de dados sísmicos.

Inversão elástica: técnica que se baseia na obtenção das propriedades elásticas do meio, onde se propaga a onda, como seções de impedâncias de ondas P e impedância de ondas S , a partir de dados sísmicos. Os dados sísmicos podem ser convencionais ou multicomponentes.

Modelagem: ato de simular efeitos a partir de um modelo físico ou matemático (modelagem direta) ou inferir o modelo físico correspondente aos efeitos observados, modelagem inversa (Duarte, 2003). Em uma definição geral, a modelagem sísmica é a simulação da propagação de um campo de ondas em um modelo geológico. Existem vários métodos para se realizar as modelagens, cada qual com vantagens e desvantagens dependendo das situações onde são empregados e das condições das quais se dispõe.

Modelagem por diferenças finitas. O método das diferenças finitas é o método de solução da equação escalar da onda, no qual o campo de ondas é estendido para frente ou para trás, mediante

um esquema iterativo de pequenas extrapolações (Duarte, 2003).

Nas técnicas de modelagem de propagação da onda, os modelos determinados por propriedades da rocha (velocidade, densidade, atenuação entre outros) são construídos a partir de uma malha geométrica das propriedades físicas. O método das diferenças finitas está incluído nesta técnica (Umam, 2000). Pode-se dizer que a modelagem por diferenças finitas é um produto da solução exata da equação da onda.

Modelagem ray tracing ou raio traçante. Determinação do percurso da onda com base nas leis de reflexão e refração. Refere-se geralmente a um esquema iterativo, onde o resultado é continuamente recalculado até que o erro se torne menor que um valor previamente estabelecido (Duarte, 2003). Esta modelagem é a simulação da propagação de um campo de ondas em um modelo geológico, com a aplicação do conceito do raio traçante.

Modelagem convolucional. O método convolucional unidimensional é a técnica de modelagem mais simples e rápida. A mudança da impedância sísmica com a profundidade produz uma série de coeficientes de reflexão. Os traços sísmicos são obtidos pela convolução¹⁰ de uma *wavelet*¹¹ com os coeficientes de reflexão conseguidos a partir das mudanças de impedância. A vantagem do esquema convolucional é que a complexidade da região ou do reservatório, como geometria e propriedades da rocha, pode ser observada e um dado sísmico sintético pode ser rapidamente calculado (Umam, 2000).

Nesta seção sobre tecnologias de aquisição e processamento, é importante ressaltar que a qualidade da informação sísmica é um fator fundamental para as estimativas de ocorrência de hidrocarbonetos, de volumes e de características dos reservatórios. Segundo Yilmaz (2001), a qualidade da informação sísmica depende principalmente da parametrização do levantamento, de condições de superfície, do meio ambiente, das condições climáticas e das técnicas de processa-

¹⁰Convolução é uma operação entre duas funções (Duarte, 2003). Nesse caso, as funções são a assinatura da fonte e a função refletividade. O resultado da operação é o traço sísmico.

¹¹*Wavelet* é um pulso de duração relativamente pequena. Pode ser obtido artificialmente e utilizado para simular uma fonte sísmica.

mento.

Uma vez que a metodologia proposta visa incorporar a informação sísmica na priorização dos projetos, é necessário considerar esses três elementos, que interferem na qualidade sísmica, identificados por Yilmaz (2001). Lembrando que quanto melhor a qualidade dos dados, maior é a chance de acerto das estimativas. Tais elementos serão abordados com mais detalhe, pois o conhecimento de como eles interferem na qualidade será útil na descrição da metodologia proposta no Capítulo 4. Para tanto, os elementos que interferem na qualidade serão separados em três grupos:

- 1) parametrização,
- 2) condições de superfície envolvendo o meio ambiente e as condições climáticas e
- 3) técnicas de processamento.

A estratégia de processamento dos dados sísmicos e seus resultados são fortemente afetados pelos parâmetros de aquisição de campo (Yilmaz, 2001). Assim, parâmetros mais adequados fornecem dados com melhor qualidade. Por sua vez, a parametrização será mais adequada quanto maior for a quantidade de informações disponíveis para a sua realização. Os dados de um levantamento 2D, por exemplo, são úteis para a parametrização de um 3D. Essa constatação revela o caráter acumulativo das informações sísmicas, que irá influenciar a expectativa de sucesso. Essa característica da cumulatividade é considerada pelo método proposto e voltará a ser discutida no Capítulo 4, uma vez que pode interferir na chance de sucesso.

As condições de superfície têm um impacto significativo na qualidade dos dados coletados no campo (Yilmaz, 2001). Esse autor cita um exemplo em área coberta por calcário cárstico, onde a seção sísmica perde qualidade com a descontinuidade dos refletores em zonas abaixo do calcário, pois as reflexões desaparecem abruptamente abaixo daquela área. A ausência de eventos na seção sísmica não é causada pela falta de refletores em subsuperfície e sim pela baixa razão sinal/ruído, resultado do espalhamento da energia sísmica e absorção dentro corpo do calcário altamente poroso.

Yilmaz (2001) também mostra, com outro exemplo, como as condições de superfície também podem influenciar na quantidade de energia que penetra em subsuperfície e quais as conseqüências

na qualidade do dado. Nesse exemplo, existe uma camada de intemperismo¹² na superfície e, por isso, ocorre na seção a ausência de reflexões coerentes como resultado da falta de energia ou excesso de absorção de energia nas camadas alteradas. Além das condições de superfície, o ambiente (atividade humana, chuvas, vento ou qualquer particularidade do local que provoque ruído) também interfere na qualidade final do dado.

O importante, a partir dos dois exemplos dados, é observar que as condições de superfície são particularidades inerentes a cada bacia ou de certas áreas dentro de uma mesma bacia. Essas particularidades fazem com que mesmas tecnologias de aquisição e processamento aplicadas em um mesmo modelo geológico gerem resultados diferentes quando os levantamentos ocorrem em bacias ou áreas distintas. Como essa característica impacta diretamente a qualidade dos dados, ela também é considerada na metodologia proposta.

O terceiro grupo, que influencia na qualidade da informação, diz respeito às técnicas de processamento que podem ser tratadas como tecnologias de uma maneira geral. Conforme mostrado, há uma grande variedade de técnicas de aquisição e processamento que podem ser combinadas de várias maneiras e que resultam em um número ainda maior de opções de escolha. Cada combinação fornece diferentes resultados em função da situação onde são empregadas. A quantidade de combinações possíveis aliada à possibilidade de acúmulo de informações e aos diferentes desempenhos das tecnologias em áreas distintas eleva o grau de complexidade da análise de decisão e demanda mais tempo. Há, como consequência, necessidade de uma análise criteriosa e padronizada para evitar avaliações imprecisas.

O tempo para a tomada de decisão é importante, pois qualquer atraso nesse processo incorre diretamente em custos, que podem variar de uma empresa para outra, mas devem ser considerados. Aylor (1995) chama a atenção para o fato de que apesar de a fase de processamento de dados durar tanto quanto as outras, é estimado que o valor esperado decaia devido ao atraso na tomada de decisão nos negócios de exploração de US\$175.000,00/mês (líquido após taxas). Tal fato acarreta buscas

¹²Camada de intemperismo é a camada superficial onde as rochas se apresentam alteradas pela ação de agentes atmosféricos. Essa alteração provoca a desagregação do material rochoso e tem como característica sísmica a baixa velocidade de propagação das ondas (inferior a 1500 m/s). Essa camada também é conhecida por zona de baixa velocidade (Duarte, 2003).

por soluções rápidas, que agilizam a obtenção da informação e conseqüentemente o processo de decisão.

A metodologia descrita no Capítulo 4 foi estruturada para ser uma ferramenta de rápida aplicação, sendo considerados os fatores que afetam a qualidade dos dados, os custos de cada tecnologia e o valor esperado de sua aplicação.

2.2 Impactos na exploração e produção

As avaliações de oportunidades de investimentos combinadas com estimativas mais precisas de risco e a utilização das tecnologias disponíveis são fundamentais para o sucesso das companhias de petróleo. Serão apresentados nessa seção dados que mostram como a sísmica, impulsionada pela evolução tecnológica, tem contribuído para melhorar índices como sucesso exploratório e recuperação final de óleo.

O índice de sucesso exploratório e o custo de descoberta são indicadores importantes para subsidiar decisões sobre projetos exploratórios, pois revelam o desempenho das empresas. O índice de sucesso exploratório é a razão do número de poços que encontraram hidrocarbonetos pelo total de poço perfurados na fase de exploração. O custo de descoberta indica o total de recursos aplicado na exploração para encontrar petróleo, indica o sucesso das companhias na reposição de suas reservas e pode ser utilizado para avaliar as dificuldades encontradas na descoberta de reservatórios. Ele é definido como a razão do custo de exploração pela quantidade de reserva provada descoberta (Suslick e Neto, 2001). Nesse trabalho, os autores estimaram valores de custo de descoberta, em uma amostra de 20 empresas de petróleo no período de 1991 a 2000 (Figuras 2.2 e 2.3).

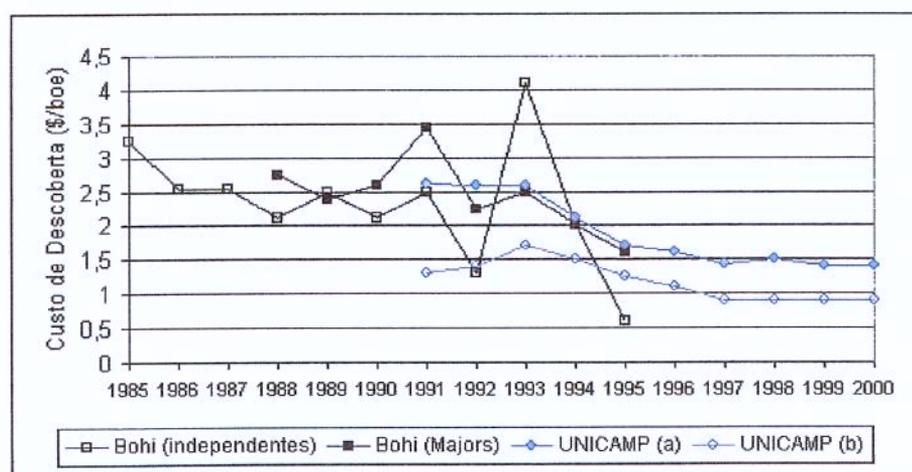


Figura 2.2: Estimativas do custo de descoberta realizadas por Bohi e pela Unicamp. Modificado de Suslick e Neto (2001).

A redução do custo de descoberta e o aumento do índice de sucesso, observados nas Figuras

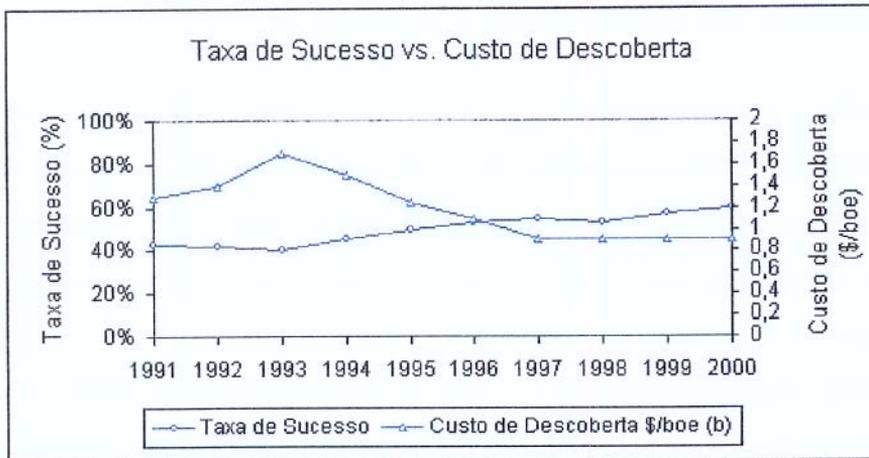


Figura 2.3: Observar as tendências de queda do custo de descoberta e aumento da taxa de sucesso exploratório. Fonte: Suslick e Neto (2001).

2.2 e 2.3, foram relacionados com o avanço tecnológico da sísmica, dentre outros fatores.

Bates (2002) apresentou um histórico do custo de descoberta de petróleo, onde a queda dos valores está associada ao avanço tecnológico (Figura 2.4). Outros fatores como aumento da competitividade, que força a redução de custo em todo ciclo, e o acúmulo de conhecimento sobre exploração podem também ter contribuído para a essa tendência de queda. Mas, de uma certa maneira, eles tiveram a influência da tecnologia em sua participação. Da mesma forma, o aumento do índice de sucesso exploratório está associado à evolução de equipamentos e de técnicas (Figura 2.5). As associações anteriores podem ser reforçadas ao comparar as Figuras 2.4 e 2.5 com a 2.6, que mostra o histórico do surgimento, desenvolvimento e utilização em produção das tecnologias. A Figura 2.6 mostra a tecnologia de sísmica 3D em fase comercial, com 50% de penetração, a partir de 1980. As Figuras 2.4 e 2.5, após cinco e dez anos respectivamente, mostram o reflexo dessa utilização.

Durante o período de 1993 a 1997, a AMOCO, que atualmente pertence ao grupo BP desde dezembro de 98, conseguiu baixar o custo de descoberta de US\$8/bbl para US\$1/bbl; aumentou suas reservas de 200 milhões de boe em 91 para 1 bilhão de boe em 96 e o sucesso de perfuração exploratória passou de 13% em 91 para 47% em 97. O gerenciamento de risco no portfólio, levantamentos sísmicos 3D e gerenciamento multidisciplinar foram os fatores responsáveis por

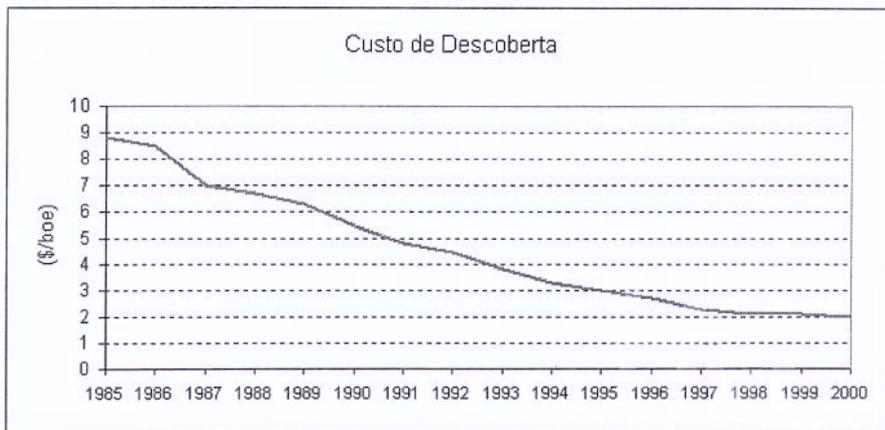


Figura 2.4: A tendência de queda no custo de descoberta do barril de óleo equivalente pode ser relacionada com o avanço tecnológico. Adaptado de Bates (2002).

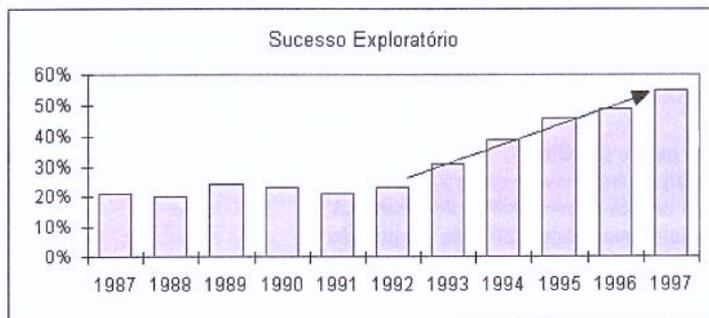


Figura 2.5: A tendência de aumento do sucesso exploratório pode ser associada à utilização de novas tecnologias como a do levantamento sísmico 3D. Fonte: Bates (2002).

esse bom desempenho (Aylor, 1999). O Apêndice C mostra de maneira mais detalhada os impactos positivos da tecnologia 3D. Em resumo, concluiu-se que os levantamentos sísmicos 3D podem propiciar um melhor conhecimento dos limites dos reservatórios e conseqüente incremento na recuperação final; aumentar o sucesso de perfuração exploratória; baixar o custo de descoberta; possibilitar a descoberta de novos campos; promover o gerenciamento multidisciplinar (geólogos, geofísicos e engenheiros) e permitir diferenciar locações de alto e baixo risco.

Greenlee et al (1994) mostram os resultados do investimento de US\$620 milhões para adquirir, como operador ou parceiro, mais de 400 levantamentos sísmicos 3D em 12 países na década

de 80 até meados da década de 90. Nesse artigo, são discutidos os benefícios do 3D, são relatados os estudos de caso e o impacto dessa tecnologia no desempenho financeiro. Na maioria dos casos, o contexto é de complexidade geológica como, por exemplo, estruturas halocinéticas e tectônica compressional. Os projetos são de custo elevado, o que os torna vulneráveis do ponto de vista econômico. Os levantamentos forneceram imagens mais acuradas, além de informar quantitativamente estruturas de reservatório e presença de fluidos. A precisão das imagens criadas pelos levantamentos 3D reduz o número de poços necessários para delimitar uma descoberta. A Figura 2.7 mostra o aumento do sucesso de perfuração ao mudar os subsídios de informação das locações de 2D para 3D, sendo que o sucesso está associado à melhora do imageamento estrutural em todos os casos.

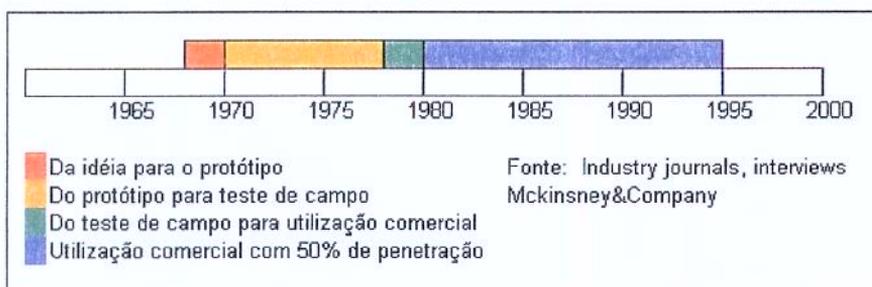


Figura 2.6: Surgimento, desenvolvimento e utilização da tecnologia sísmica 3D. Fonte: Modificado de Bates (2002).

Nestvold (1992) enfatiza, com apresentação de casos reais, o ganho obtido com a evolução da tecnologia 2D para a 3D, propiciando mudanças de interpretação das estruturas geológicas e de posicionamento de falhas. Cita exemplo de como a evolução tecnológica possibilitou o contorno de obstáculos operacionais e de restrições ambientais. Também ressalta o aprendizado da Shell, obtido com a aquisição de 250 levantamentos sísmicos 3D realizados em 17 anos, e cita os benefícios verificados: distingue entre bons projetos e ruins, detecta novas locações, aumenta a produção inicial e permite a identificação mais precisa da reserva com otimização dos custos.

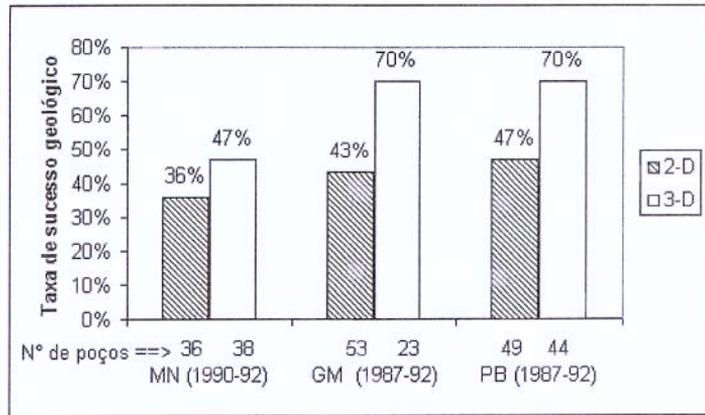


Figura 2.7: Taxa de sucesso de perfuração para locações com base em 3D e 2D em campos com estágio avançado de exploração e delineação de prospecto no Golfo do México, Mar do Norte do Reino Unido, e nos Países Baixos (terrestre e marítimos). Modificado de Greenlee (1994).

2.2.1 Dados históricos no Brasil.

A sísmica 2D começou a ser realizada no Brasil a partir de 1954. As operações tiveram início com a contratação de equipes estrangeiras e posteriormente com a criação de equipes nacionais, totalmente da Petrobras. À medida que a sísmica foi se firmando como importante suporte na exploração, os equipamentos foram evoluindo bem como sua acurácia e confiabilidade. Inicialmente, a sísmica começou a mostrar utilidade em levantamentos regionais, onde se pretendia conhecer os limites verticais e horizontais das bacias e as grandes estruturas. Com o avanço da capacidade dos equipamentos e das técnicas de processamento, como mostrado nas seções anteriores, obtiveram-se mais detalhes dos levantamentos e a sísmica possibilitou mapeamento em subsuperfície de estruturas menores, com objetivos estratigráficos. O resultado foi uma crescente utilização da sísmica 2D até a década de 80, quando sua utilização é reduzida e em 1990 já ocorre um pico de utilização da sísmica 3D (Figuras 2.8 e 2.9).

Hoje, o levantamento 2D convencional é pouco utilizado e só é realizado em áreas onde, a princípio, não se justificam grandes investimentos. A sísmica 2D volta a ser utilizada quando alguma técnica nova surge, pois é mais fácil desenvolver novas tecnologias financeira e operacionalmente sobre modelos mais simples. Novas tecnologias como levantamento com cabo de fundo

e levantamento com três componentes, também devido aos altos custos, são aplicadas inicialmente em linhas 2D.

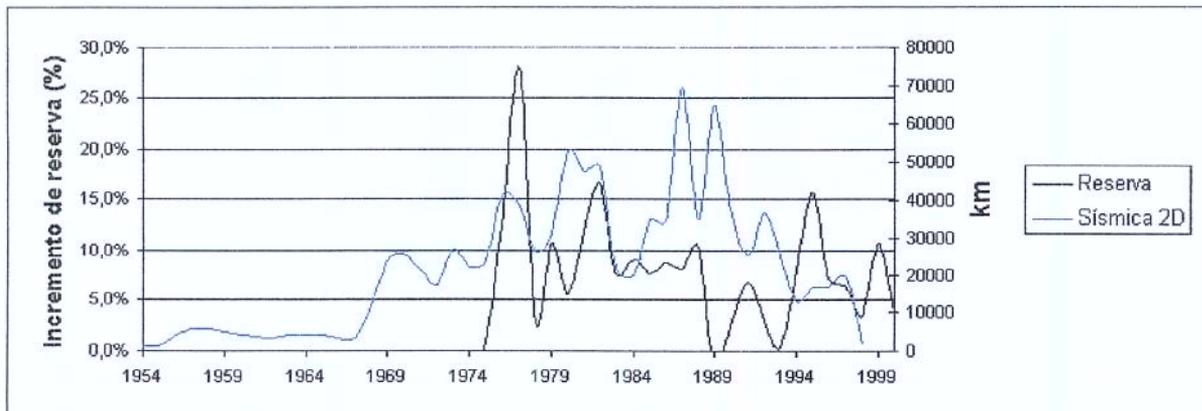


Figura 2.8: Sobreposição dos gráficos de utilização de sísmica 2D e de aumento de reservas. Não é possível relacionar um com o outro. Fonte: ANP.

Uma tentativa de avaliar o impacto da sísmica seria correlacionar sua utilização com o aumento de reserva. A figura 2.8 mostra a sobreposição dos gráficos de utilização da sísmica 2D e aumento de reserva. O aumento de reserva é calculado pelo percentual da divisão entre a diferença de reserva de um ano para o seguinte pelo valor da reserva no ano. Como na fase de monopólio da Petrobras não havia prazo para entrega dos blocos, torna-se difícil relacionar o aumento de reserva como consequência do investimento em levantamentos sísmicos, quando os dados são analisados de maneira global. Porque é possível que nem todas as áreas que foram contempladas por períodos de investimento em sísmica deram continuidades ao processo de exploração. Por exemplo, um projeto de exploração que foi temporariamente interrompido, por uma questão de contenção de gastos ou por outra política da empresa, pode ter sido reativado posteriormente fazendo com que sua contribuição ficasse separada das demais.

Hoje, com os prazos de utilização dos blocos estipulados pelos contratos de concessão regulados pela ANP, torna-se mais fácil relacionar os picos de utilização da sísmica com o aumento de reservas. O intervalo de tempo entre a aquisição, processamento, interpretação, locação, perfuração e a incorporação de novas reservas pode ocorrer entre 4 e 5 anos. Escolheu-se como

intervalo de utilização da sísmica 3D a década de 90 para fazer esta correlação (Figura 2.9).

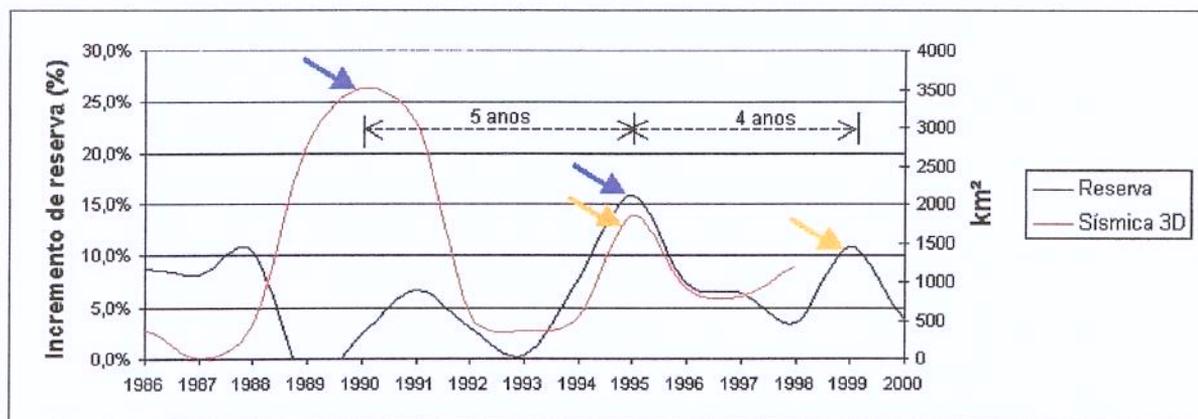


Figura 2.9: Sobreposição dos gráficos de utilização de sísmica 3D e de aumento de reservas. É possível relacionar picos de utilização com picos de aumento de reservas. Fonte: ANP.

A Figura 2.9 mostra um pico de utilização de sísmica 3D, em 1990 (seta azul apontada para curva vermelha). Considerando que o lapso de tempo entre aquisição de dados e a incorporação de reservas seja de 4 a 5 anos, o aumento de reserva ocorrido em 1995 (seta azul apontada para curva preta) pode ser uma consequência do pico de aquisição ocorrido anteriormente. Um segundo pico de utilização de sísmica 3D ocorre em 1995 (seta laranja apontada para curva vermelha). Considerando a mesma faixa de tempo para computar a descoberta como reserva, o pico de aumento de reserva ocorrido entre 1999 a 2000 (seta amarela apontada para curva preta) pode ser consequência dos levantamentos sísmicos 3D ocorridos em 1995. Para assegurar essa relação seria necessário um estudo mais detalhado de cada área e não do somatório dos dados, o que foge ao escopo dessa dissertação. Não obstante, essa correlação é um forte indício do benefício obtido com a obtenção de dados sísmicos, que auxilia a constatação da importância da tecnologia sísmica.

2.3 Risco e Incerteza

Todas as técnicas descritas no capítulo anterior são resultado do avanço tecnológico alcançado hoje, que por sua vez foi motivado pela necessidade de informações cada vez mais precisas, com nível de incerteza menor. Neste item, será levantada a importância dos conceitos de risco e incerteza, onde ocorrem, como podem ser utilizados e qual a relação com a sísmica.

Uma característica importante na indústria do petróleo é que seus investimentos são de alto risco, sendo esse risco resultado da presença de incerteza em toda extensão dessa atividade. Devido a sua importância para análise de qualquer decisão racional, os conceitos de risco e incerteza são amplamente discutidos na literatura (Suslick e Schiozer, 2004). Portanto, nesta dissertação, são empregados os mesmos conceitos utilizados na indústria de óleo e gás. Risco significa chance ou probabilidade de algum fato acontecer e incerteza refere a dúvidas quanto ao valor de uma certa variável que podem estar associadas a um intervalo de ocorrência (Bailey, 2000).

Outros autores utilizam conceitos semelhantes como, por exemplo, risco é a ameaça de perda e incerteza é o intervalo de probabilidade de ocorrência de alguma variável (Rose, 2001). Schuyler (2001) considera risco como a possibilidade definida de ocorrência de diferentes resultados; e incerteza como variabilidade de algum valor. Bailey (2000) cita uma definição mais detalhada que inclui três termos: chance, incerteza e risco, onde chance é a probabilidade de algo ocorrer, incerteza é o intervalo de valores possíveis de um certo atributo e risco é a ameaça de perda contida no investimento com considerável incerteza para resultados possíveis. No entanto, com relação ao último conceito, não se verificou amplo uso na indústria.

Em toda atividade de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, ocorrem decisões que envolvem risco, que para sua quantificação, dependem de estimativas que são feitas sob incertezas. Na exploração, trabalha-se com o risco de poço seco e com os prejuízos acarretados por ele. A estimativa dos fatores imprescindíveis à ocorrência de hidrocarbonetos (rocha geradora, migração, etc) é feita sob incerteza. A estimativa de volume para cálculo do VPL, quando não se conhece o valor exato das variáveis do reservatório como área, espessura, porosidade etc, também é feita sob incerteza. Demirmen (2001) aponta três exemplos de riscos relacionados com o desenvolvimento de campos:

1. Perda de oportunidade: ocorre quando o prospecto é descartado por não apresentar viabilidade econômica embora o seja.
2. Desenvolvimento não comercial: ocorre quando o campo é desenvolvido com a suposição errada de ser econômico.
3. Desenvolvimento sub-ótimo: ocorre quando o desenvolvimento de campo produz menos que o retorno que poderia ser obtido dado o modelo correto do reservatório.

Nepomuceno e Suslick (2000) consideram três tipos de riscos: geológicos, econômicos e financeiros. O primeiro está relacionado com a existência de sistema petrolífero, com a estimativa de óleo a ser descoberto, com as dimensões do campo, etc. Já os riscos econômicos são oriundos da variação do preço do petróleo, dos custos operacionais e de investimento. A capacidade de investimento da firma, sua carteira de projetos e as ações governamentais são associadas aos riscos financeiros.

As estimativas de chances de sucesso também podem ser separadas em duas grandes categorias: abaixo e acima da superfície terrestre (Bailey, 2000). A categoria abaixo do solo refere-se às estimativas de chance relativas à fase de exploração e produção como, por exemplo, estimativas de probabilidade de ocorrência de hidrocarbonetos, de produção e recuperação. A categoria acima do solo envolve as estimativas que dependem de fatores como política, economia, avanço tecnológico entre outros.

O conceito de risco também está relacionado com o sucesso, uma vez que este é um resultado possível. Esta relação pode ser expressa pela equação que estabelece apenas dois resultados possíveis, sucesso e insucesso, sendo que a soma dos seus valores sempre é igual a 1 ou 100%. Alguns autores consideram três tipos de sucesso: geológico, comercial ou econômico. O sucesso geológico ocorre quando o poço é completado e produz HC; e o econômico ou comercial, quando o poço é completado e é capaz de produzir uma certa quantidade suficiente para pagar os custos e gerar lucro. No entanto, este último é um conceito relativo, pois o prospecto que é econômico para uma empresa pode não ser para outra.

A estimativa de sucesso é essencial na análise econômica de um projeto, pois acrescenta um fator de risco ao investimento que influencia o valor da oportunidade. A técnica que utiliza como

medida o Valor Presente Líquido (VPL) ou Fluxo de Caixa Descontado (FCD), não leva em conta esse fator. Mas, para avaliar investimentos na indústria de petróleo que consideram a chance de sucesso, pode-se utilizar o critério do Valor Monetário Esperado (VME), a Teoria do Portifólio, Teoria da Preferência ou Utilidade e Teoria das Opções. Pode-se dizer que todas partiram de um ponto comum, que é a técnica do Fluxo de Caixa Descontado e foram evoluindo com a necessidade de incorporar as limitações que foram sendo levantadas. A análise de Fluxo de Caixa Descontado é a ferramenta de avaliação de investimento mais amplamente utilizada na indústria do óleo (Bailey, 2000). Independente da técnica adotada, dentre aquelas que trabalham com estimativa de risco, é necessário um fator que expresse o grau de confiança na qual o valor foi estimado.

Como a escala de tempo envolvida nesses investimentos é de décadas, a técnica do FCD se mostrou muito útil por considerar a duração do projeto. O fator tempo é considerado no ato de simular o fluxo de caixa anual que envolve as fases de exploração, avaliação, desenvolvimento produção e abandono. Posteriormente, os valores anuais são convertidos em valores presentes e somados para gerar o VPL de um investimento.

O VME, apesar de apresentar algumas limitações, funciona como critério válido para escolha de projetos em muitas empresas pelo fato de levar em conta as probabilidades de sucesso (Equação 2.1).

$$VME = [VPL_s \times P_s] + [VPL_i \times (1 - P_s)], \quad (2.1)$$

onde: VME é o Valor Monetário Esperado, VPL_s é o VPL no caso de sucesso, P_s é a Probabilidade de sucesso e VPL_i é o VPL no caso de insucesso.

A estimativa de probabilidade de sucesso, apontada pelos geólogos da exploração de petróleo, é determinante no cálculo desse valor, como pode ser visto. As probabilidades de sucesso (P_s) e de insucesso ($1 - P_s$) podem ser englobadas por um termo mais geral: risco geológico.

No entanto, o método do VME apresenta algumas limitações: não especifica o nível ótimo de participações no projeto, é indiferente ao risco de grandes perdas financeiras e assume que o capital da empresa é ilimitado (Nepomuceno e Suslick, 2000). A percepção de qual montante de investimento que abala as finanças da empresa é que dará a noção de risco; sendo, portanto,

variável de uma empresa para outra. Essas limitações podem ser incorporadas pelas teorias do Portifólio e da Utilidade.

Outro fator limitante do VME é que, embora considere o fator tempo, ele trabalha apenas com uma situação possível de sua realização, sem nenhuma outra mudança ou intervenção futura. O VME não considera um abandono prematuro ou variações de preço do óleo que, por sua vez, pode aumentar ou reduzir a extensão do projeto. Também não considera quando é o melhor momento de investir ou de compartilhar o investimento. Essas limitações do VME podem ser incorporadas pela Teoria das Opções Reais (Lima e Suslick, 2003).

A discussão sobre o risco geológico e os fatores¹³ que garantam a existência da acumulação de hidrocarbonetos, bem como a relação de suas estimativas com a sísmica, é necessária, dada a importância da estimativa de sucesso geológico na análise econômica.

2.3.1 Risco Geológico e Influência da Sísmica

As estimativas de ocorrência de hidrocarbonetos e de seu respectivo volume, essenciais ao VME, dependem de vários elementos como levantamento geológico, paradigma do modelo geológico, informações provenientes de dados sísmicos, de perfilagem de poço dentre outros. Nesta seção, será dado destaque à dependência relativa aos dados sísmicos. A seguir será mostrado como tais estimativas estão relacionadas com a quantidade K e a qualidade Q dos dados sísmicos. Após alguns exemplos da influência dos dados sísmicos nas estimativas de volume, será discutida a influência dos dados nas estimativas de ocorrência de hidrocarbonetos.

A Figura 2.10A mostra em planta duas linhas sísmicas 2D, nas quais foi identificada a ocorrência de um provável reservatório indicado pelo segmento vermelho. Para essa situação, cabem várias interpretações para delimitar o corpo cuja área influenciará a estimativa do volume. O volume, por sua vez, influenciará as estimativas do VPL e do VME da oportunidade exploratória. As Figuras 2.10B e 2.10C ilustram duas possíveis interpretações para o contorno do corpo em estudo. A Figura 2.10D mostra o acréscimo de uma terceira linha à situação descrita na Figura 2.10A, caracterizando com isso um aumento da quantidade K dos dados. As Figuras 2.10E

¹³Fatores: rocha geradora, migração, rocha reservatório, formação de trapa, rocha selante e o sincronismo entre eles

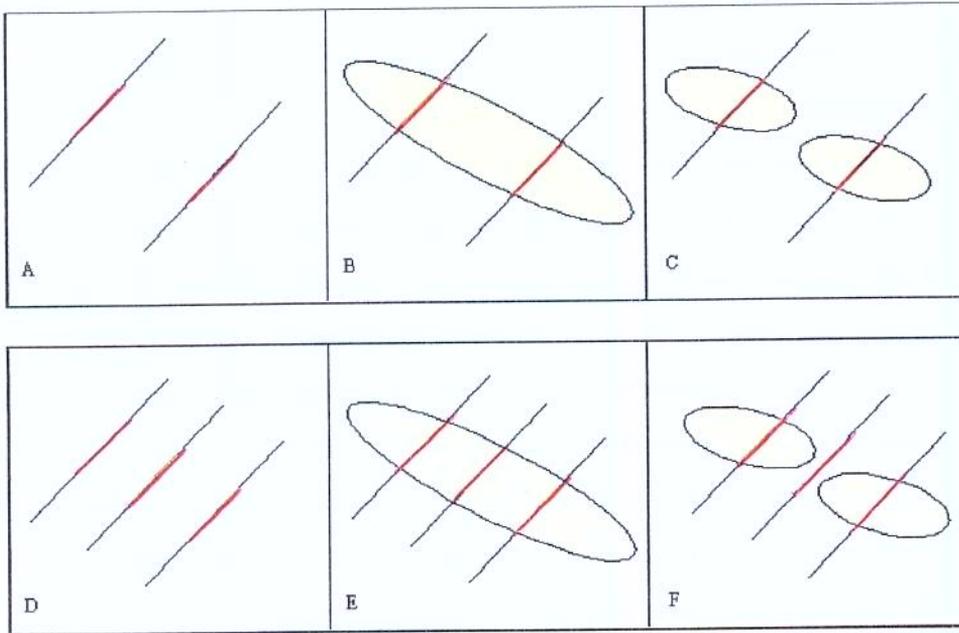


Figura 2.10: A - Vista em planta de duas linhas sísmicas 2D com ocorrência de um possível reservatório representado pelo segmento vermelho. B e C - Duas interpretações possíveis para situação descrita em A. D - Acréscimo da terceira linha sísmica em A. E - Permanece a interpretação mostrada em B. F - Com o acréscimo da terceira linha, não cabe a interpretação mostrada em de C.

e 2.10F mostram que, em função do aumento da quantidade de informação, a interpretação ilustrada na Figura 2.10B continua coerente e a da Figura 2.10C deixa de ter significado. Portanto, o aumento da quantidade de informação tende a restringir as interpretações incorretas, aumentando as chances de se obter estimativas mais precisas. Deve ser observado que o incremento de dados não é condição suficiente para melhorar a precisão das estimativas e que há um limite a partir do qual essa proporcionalidade deixa de existir, ou seja, o tal incremento deixa de surtir efeito.

O mesmo ocorre com a quantidade K dos dados relativos aos levantamentos sísmicos 3D. Existe uma área mínima do levantamento para que a estrutura seja adequadamente mapeada. Esta área em superfície depende das dimensões da estrutura em estudo, de sua profundidade dentre outras informações. Se a estrutura não estiver totalmente coberta pela área do levantamento, aumenta a chance de estimativas imprecisas.

Assim como as estimativas dependem da quantidade K de dados, elas dependem também da qualidade Q dos mesmos. Uma linha sísmica cuja qualidade permita mais de uma interpretação possível gera diferentes expectativas de volume com conseqüente variação no valor da oportunidade. O contexto geológico da Figura 2.11A é caracterizado pela presença de um domo salino em camadas sedimentares. Supõe-se que foi identificado o topo e a base de um de um possível reservatório e que, para a estimativa de volume desse corpo, seja necessário inferir o seu limite lateral. Devido à qualidade do dado, existe uma dúvida com relação ao contato da camada sedimentar com o domo. Tal incerteza permite duas interpretações distintas que geram duas estimativas de volume (Figuras 2.11B e 2.11C). Conseqüentemente, haverá duas estimativas de VPL e de valor para a mesma oportunidade.

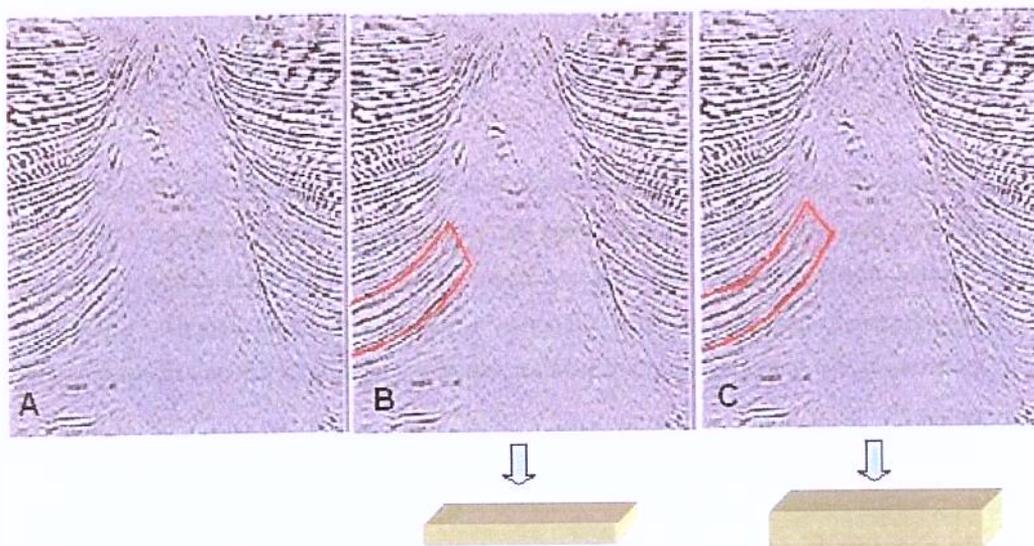


Figura 2.11: Exemplo de duas interpretações para um mesmo contexto geológico gerando duas estimativas de volume devido à qualidade do dado.

Ao ser aplicada uma técnica de processamento mais adequada ao contexto geológico da Figura 2.11A (migração em profundidade pré-empilhamento), os limites das camadas sedimentares ficam bem definidos, sendo gerado uma imagem mais precisa da estrutura em subsuperfície, quando comparada com a seção convencional (Figuras 2.12A e 2.12B). Essa nova imagem mostra que as camadas (particularmente o topo e a base do provável reservatório) avançam mais sobre o

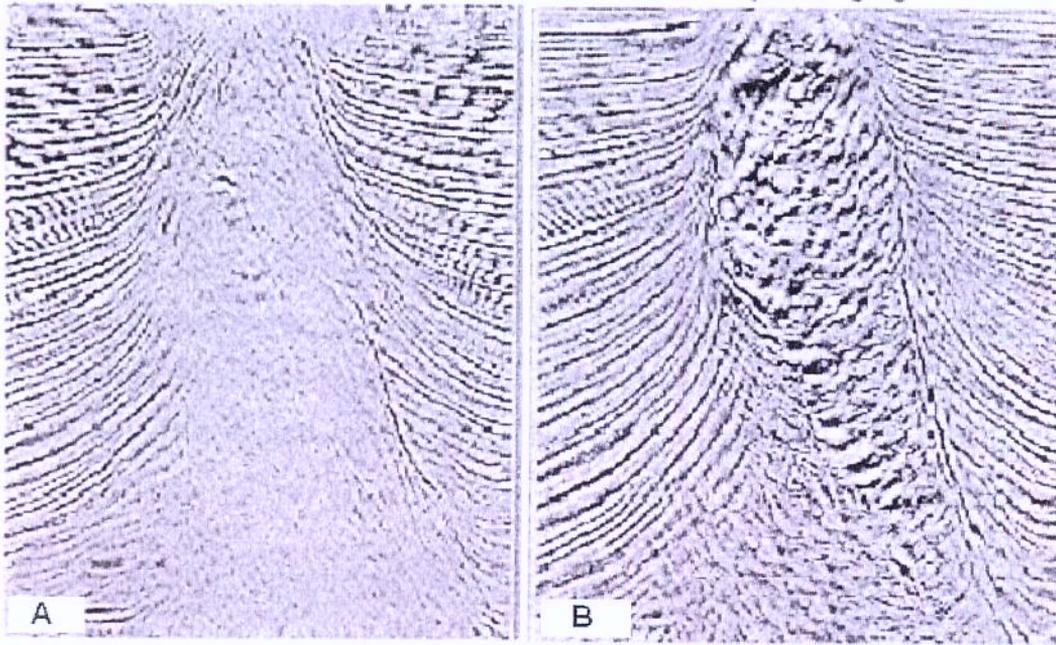


Figura 2.12: Exemplo de como o bom desempenho de uma técnica, em função do contexto geológico, aumenta a precisão da imagem e aumenta também a chance de acerto das estimativas. A - Seção sísmica obtida com processamento convencional. B - Seção sísmica obtida com migração pré-empilhamento em profundidade. Observar a maior nitidez para delimitar o domo e a maior penetração das camadas do canto inferior esquerdo sobre o domo quando comparadas com a seção A.

domo, quando comparada com a imagem anterior, e que a interpretação da Figura 2.11C é mais apropriada. Esse exemplo serve para ilustrar como o bom desempenho de uma técnica, em função do contexto geológico, aumenta a precisão da imagem e conseqüentemente aumenta também a chance de acerto das estimativas relativas.

A seguir será mostrado um exemplo de como técnicas diferentes geram estimativas distintas de volume para uma mesma oportunidade. A Figura 2.13 mostra um exemplo real de análise de uma oportunidade exploratória na qual o intérprete tenta delimitar o contorno de um provável reservatório. Ao utilizar técnicas diferentes, mudando o atributo nesse caso, o contorno do corpo em estudo e sua área são alterados. Com o mapa de impedância acústica (Figura 2.13A), a área estimada é de $21,4 \text{ km}^2$. Ao mudar para mapa de desvio ortogonal a área estimada passa para $25,7$

km^2 (Figura 2.13B). Utilizando o mapa de amplitude sísmica, a área estimada fica com $16,5 km^2$ (Figura 2.13C).

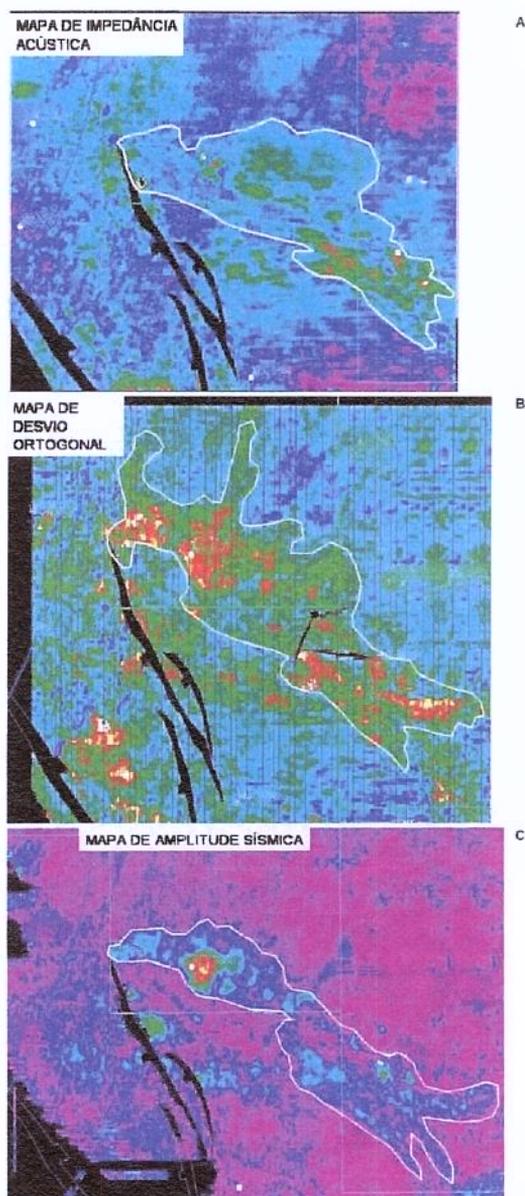


Figura 2.13: Variação da expectativa da área de um provável reservatório em função da técnica utilizada para subsidiar a estimativa. A - Com a utilização do mapa de impedância acústica, a área estimada é de $21,4 km^2$. B - Com a utilização do mapa de desvio ortogonal, a área estimada é de $25,7 km^2$. C - Com a utilização do mapa de impedância acústica, a área estimada é de $16,5 km^2$.

O exemplo apresentado a seguir mostra como a utilização da técnica adequada ao contexto geológico aumenta a chance de acerto das estimativas e reduz o risco de erro da locação de um poço (Figura 2.14).

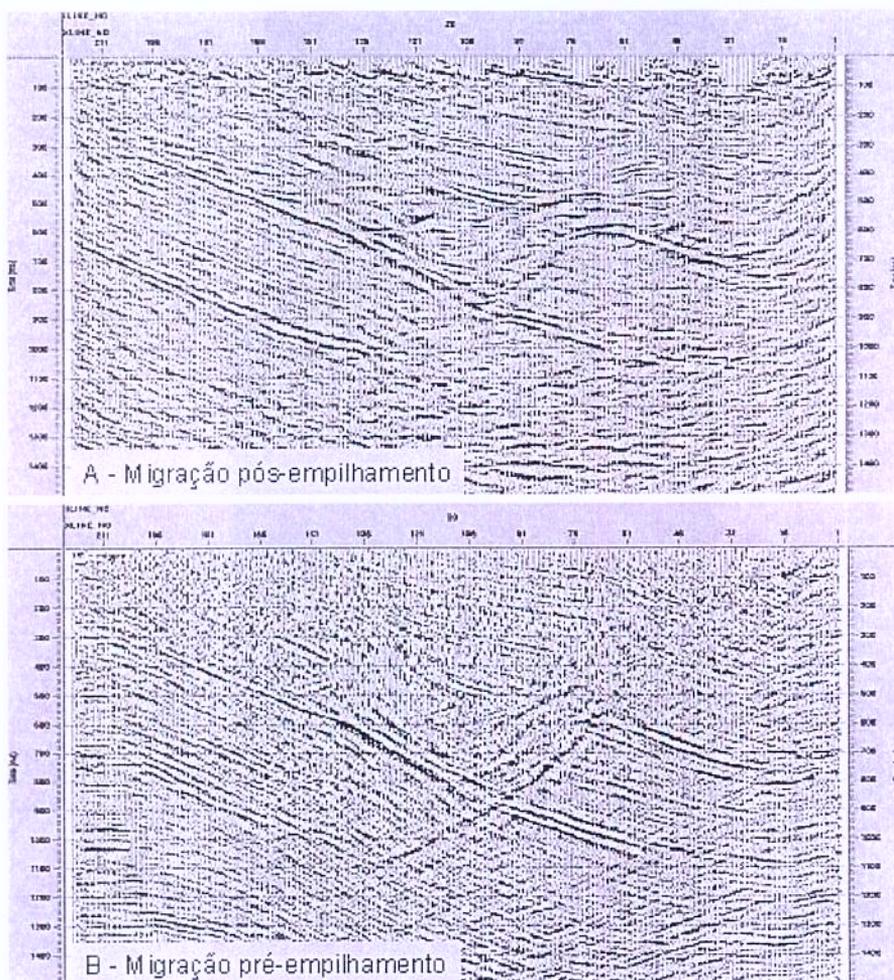


Figura 2.14: Comparação de seções com migração pós-empilhamento em tempo (A) e com migração pré-empilhamento em tempo (B). Em B o plano da falha fica mais definido e posicionado com maior precisão. Fonte: (Brito e Freire, 1999).

Brito e Freire (1999) mostram uma situação em que o processamento convencional (com migração em tempo pós-empilhamento - PSTM) fornece uma imagem com boa relação sinal-ruído, no entanto não gera imagens com planos de falha e reflexões na sua zona de sombra com a precisão

necessária para reduzir o risco de erro de uma possível locação. A solução usualmente empregada é a migração pré-empilhamento em profundidade (PrSDM), mas devido a limitações como não conhecimento preciso do campo de velocidade e demanda por recursos computacionais, adotou-se como alternativa a migração em tempo pré-empilhamento (PrSTM). O resultado foi considerado positivo uma vez que se conseguiu um melhor posicionamento dos eventos inclinados, resultando em uma imagem mais precisa (Figura 2.14).

Para ilustrar o ganho obtido no exemplo do parágrafo anterior, as duas seções das Figuras 2.14A e 2.14B foram interpretadas (Figuras 2.15A e 2.15B). As linhas amarelas contínua e pontilhada representam respectivamente topo e base do reservatório. A distância horizontal \overline{PQ} é de 125 m. A Figura 2.15A mostra a interpretação da seção PSTM e uma locação para atingir a falha e o topo do reservatório na posição P . Com base na seção PrSTM (Figura 2.15B), considerada mais precisa, uma perfuração na posição P provavelmente atingirá abaixo do contato óleo-água ou pode até nem atingir a base do reservatório.

É importante verificar com esse exemplo que o posicionamento de eventos mergulhantes como camadas inclinadas, falhas, dentre outros, influencia a estimativa do volume e, por consequência, o valor do projeto. O correto posicionamento de falhas reduz a margem de erro das estimativas de volume e aumenta a chance de sucesso da perfuração. Por sua vez, o correto posicionamento vai depender do desempenho das tecnologias de aquisição e processamento adotadas em função do contexto geológico, conforme mostrado nos exemplos anteriores. Da mesma forma, as estimativas relacionadas com extensão de camadas geradoras ou reservatórios, presença de falhas, a continuidade da camada selante e ausência de fraturas, presença de barreiras à migração, dentre outras, guardam a mesma dependência com a quantidade e qualidade dos dados. A seguir será discutida a relação dos dados sísmicos com a estimativa de chance de ocorrer acumulação de hidrocarbonetos.

Conforme apontado por Rose (2001), quase todos os parâmetros necessários para estimar o valor esperado do prospecto têm seus valores estimados sob alto grau de incerteza, como os listados na Tabela 2.1. No entanto, o aumento de informações e o avanço tecnológico, sobretudo em sísmica, modelos geológicos, tipos de óleo, programas de modelagem e simulação numérica,

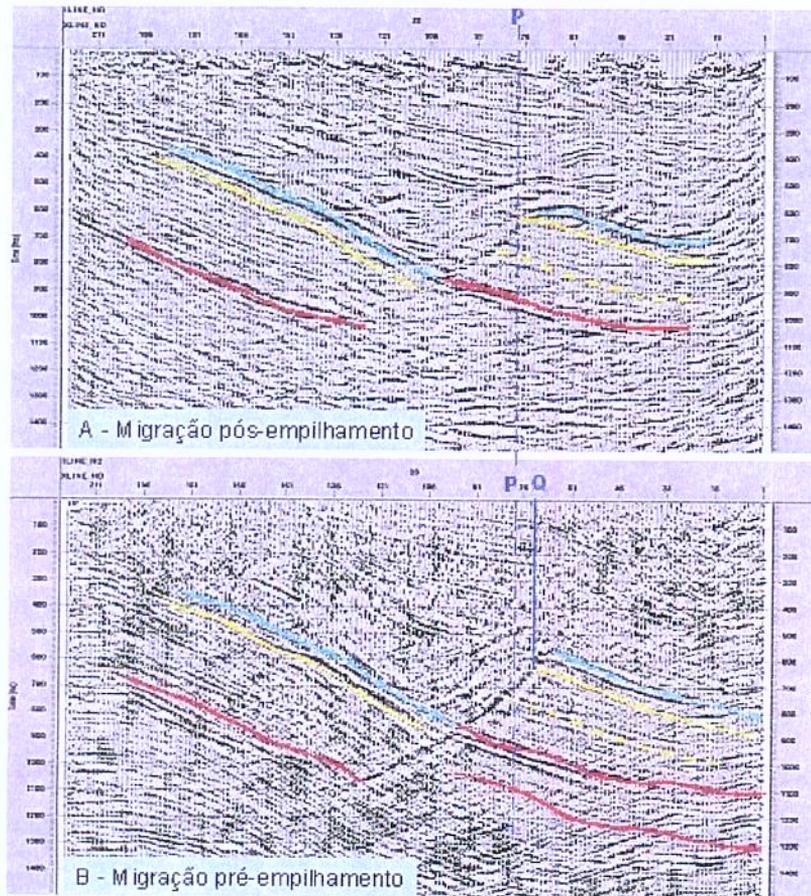


Figura 2.15: Interpretação da Figura 2.14. As linhas amarelas contínua e pontilhada representam respectivamente topo e base do reservatório. A distância horizontal PQ é de 125 m. Uma locação na posição *P*, subsidiada pela seção *A*, com objetivo de atingir o topo do reservatório, corre o risco de atingir abaixo do contato óleo-água ou até de não atingir o reservatório, quando comparado com a seção *B*, considerada mais precisa.

têm reduzido o risco geológico (Suslick et al., 2003). Essa tendência de redução de risco e incerteza pode ser confirmada pelos resultados mostrados nos trabalhos citados na seção anterior como, por exemplo, Nestvold (1992), Aylor (1995), Greenlee (2002) e Head (2002).

O risco geológico está relacionado com a possibilidade de ocorrência ou não de hidrocarbonetos. Essa ocorrência vai depender da coexistência de uma série de fatores naturais, sendo que a maioria deles pode ser detectada pelos métodos sísmicos.

Tabela 2.1: Alguns parâmetros e tipos de incertezas nos prospectos petrolíferos. Adaptado de Rose (2001).

Dimensional	Espessura, área, volume e profundidade.
Reservatório	espessura porosa, permeabilidade, fator de recuperação, RGO, saturação de água, etc.
Desempenho de poço	Produção inicial, % de declínio, etc.
Valores geoquímicos	Tipo de rocha fonte, total de carbono orgânico, maturidade, composição.
Migração	barreiras, dispersão, rotas.
Integridade da trapa	Efetividade da rocha selante, perda ou escapamento, jorro, etc.
sincronismo	Migração e surgimento da trapa
Custos iniciais e prévios	Perfuração, completação, aquisição de dados, despesas administrativas, etc.
Probabilidade de descoberta	Fatores de chances geológica, comercial e econômica.
Preço do óleo	Influência internacional, preço histórico etc.

A quantificação desse risco ou a probabilidade de a acumulação ocorrer é feita por meio da multiplicação das probabilidades individuais de cada fator. O número de fatores e quais fatores irão compor o risco geológico dependem do grau de conhecimento que se tem da área e do nível de detalhe que é desejado e permitido pelas informações disponíveis. Para a escolha do número de fatores, é importante considerar que se forem escolhidos muitos, como se trata de multiplicação de números entre zero e um, quanto maior a quantidade, mais próximo de zero será o resultado. Essa opção tende a subestimar os projetos, aproximando de zero a expectativa de sucesso. Por outro lado, a escolha de poucos fatores deixa a estimativa distante da realidade.

Rose (2001) recomenda cinco fatores: rocha geradora, migração, rocha reservatório, fechamento (trapa ou armadilha) e rocha selante. A Figura 2.16 apresenta dados históricos entre 1977 e 1978 de companhias americanas referentes à frequência relativa de quatro fatores geológicos que provocaram poços secos nos programas de exploração e mostra também o desempenho dos técnicos das companhias ao preverem corretamente esses fatores. Os quatro fatores que mais causaram poço seco (Figura 2.16A) têm a precisão de suas estimativas relacionadas com a quantidade e qualidade dos dados sísmicos. A relação das estimativas com a informação sísmica será discutida nos parágrafos seguintes com mais detalhe. Na Figura 2.16B, pode-se observar como há variação

no resultado da previsão desses fatores. Com exceção do fator rocha reservatório, os demais tiveram índice de acerto menor ou igual a 50%. Por exemplo, o fator estrutural foi causador de 43% de poços secos; desses, apenas 23% foram corretamente previstos.

Assumindo o risco geológico como multiplicação dos fatores de risco, o seu valor final, proveniente da estimativa de cada fator, pode ter uma chance considerável de não estar correto. Isso ocorre porque o risco geológico acumula as incertezas de cada fator quando o produto é efetuado. Pela média aritmética dos índices dos fatores causadores de poço seco, apenas 47,4% dos fatores foram previstos corretamente (Figura 2.16B). O acerto da estimativa do fator de risco também vai depender, dentre outros fatores, da quantidade e qualidade dos dados sísmicos. A seguir será mostrado o que pode ser observado em cada fator e qual sua relação com as informações disponíveis.

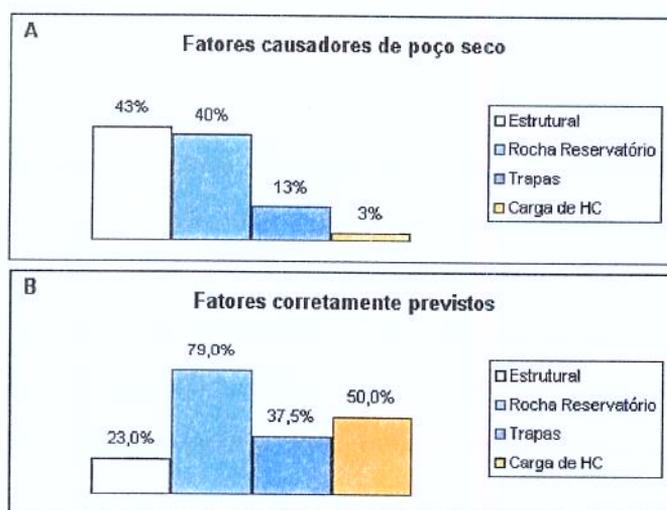


Figura 2.16: A - Fatores responsáveis pela ocorrência de poços secos nas companhias americanas entre 1997 e 1978. B - Fatores que foram corretamente previstos no mesmo período. Fonte: Rose (2001).

Ao estimar a probabilidade de ocorrência do fator rocha fonte, são julgados a maturidade termal, o tipo de hidrocarboneto gerado e sua quantidade, sendo este último dependente da espessura, da extensão e da riqueza orgânica. A estimativa de espessura e extensão dessa rocha vai depender da quantidade e qualidade dos dados sísmicos, conforme mostrado nos exemplos anteriores.

Para avaliar se o fator de migração ocorreu, é necessário verificar se existem caminhos

ou passagens que possibilitaram o deslocamento do fluido como, por exemplo, fraturas e falhas. Ainda, para esse fator, devem ser investigados o sincronismo da migração com a presença da rocha selante e se houve barreiras geológicas que pudesse ter impedido ou dispersado a migração. A verificação de rotas de migração como falhas e fraturas e de barreiras geológicas também é melhor realizada quanto maior a quantidade e melhor a qualidade de dados sísmicos.

A probabilidade de ocorrência da rocha reservatório é obtida com a avaliação de volume e porosidade. Também neste caso, a informação sísmica é crucial para estimar a área e a espessura, de modo que a segurança dessa estimativa depende da quantidade e qualidade do dado.

A avaliação do fechamento (trapa ou armadilha) é alcançada com a verificação de ocorrência de um evento estrutural ou estratigráfico que envolva o reservatório e seja capaz de reter o fluxo e propiciar a acumulação. Tanto os eventos estruturais, como a falha geológica da Figura 2.14, quanto os estratigráficos (Figura 2.12) são detectáveis pela sísmica, fazendo com que a precisão da estimativa desse fator seja, portanto, proporcional à quantidade e qualidade de dados.

Finalmente, para analisar a probabilidade de ocorrência da rocha selante, o quinto fator, são considerados principalmente a espessura da rocha e sua impermeabilidade, ou seja, sua capacidade efetiva de reter os fluidos. Deve ser investigado se há presença de fraturas abertas, se não ocorreu nenhum evento posterior que pudesse provocar falhas e/ou fraturas impedindo a retenção do fluido após sua acumulação. Como nos outros fatores, o grau de incerteza da estimativa desse fator também está relacionado com a quantidade e qualidade de informações.

A partir do que foi exposto, constata-se que a análise dos principais fatores de risco geológico depende da qualidade e quantidade dos dados sísmicos disponíveis. Obviamente, não existindo a acumulação, pela ausência total de pelo menos um dos fatores, a sísmica não mudará essa realidade. Caso contrário, a qualidade e quantidade desses dados irão aumentar as chances de encontrar a provável acumulação e de acerto da estimativa de volume. Também deve ser observado que ao estabelecerem cada fator de risco geológico, os especialistas da área têm uma chance de acerto. Essa chance será proporcional à quantidade e qualidade dos dados.

Em resumo, é importante ressaltar a quantidade de opções de tecnologias das quais se dispõe para serem aplicadas às mais variadas situações geológicas e o impacto que cada uma pode provo-

car no sucesso de um projeto. Com isso, fica ressaltada a necessidade de explicitar, de forma padronizada e compacta, as tecnologias que geraram os dados que, por sua vez, subsidiam a classificação dos projetos sob avaliação. Da mesma forma é importante analisar qual tecnologia que poderá ser aplicada nas áreas em estudo, qual seu valor agregado e qual mudança pode provocar na priorização de projetos.

Capítulo 3

Valor da Informação Sísmica e Análise de Decisão

Este capítulo trata da revisão dos principais conceitos sobre o Valor da informação e Análise de Decisão que são úteis para o entendimento do trabalho.

3.1 Valor da Informação Sísmica

Os trabalhos citados no capítulo anterior reúnem informações levantadas após a aquisição dos dados e são fundamentais para constatar os benefícios obtidos com a utilização da tecnologia 3D (Nestvold, 1992; Aylor, 1995 e Greenlee et al 2002). No entanto, não se pode garantir que aqueles benefícios serão sempre obtidos ao realizar-se um levantamento sísmico. Conforme mostrado, isso se deve ao elevado grau de incerteza envolvido na atividade de exploração de hidrocarbonetos e ao fato de a sísmica ser uma técnica de medidas indiretas. Muitas vezes, pode ser de grande utilidade estimar o ganho alcançado ao adquirir informações provenientes dos dados sísmicos. Qual impacto que a informação teria sobre uma futura decisão? Sabendo que as decisões na indústria do petróleo envolvem dezenas ou centenas de milhões de dólares, até que valor poderia ser pago para se obter uma informação? As respostas não são triviais e uma das possíveis alternativas é a utilização da abordagem do Valor da Informação.

Para decisões que envolvam projetos com elevado grau de incerteza, o caminho para reduzi-

lo é a coleta de informação. Informações relevantes como dados históricos, opiniões de especialistas, levantamento de resultados possíveis e suas conseqüências, comparação com casos semelhantes dentre outras são imprescindíveis no processo de tomada de decisão. A questão que ganha importância agora é saber que benefício a informação pode trazer e qual é o seu valor. Uma informação tem valor quando conduz a uma ação diferente da que teria sido tomada se ela não fosse obtida (Clemen, 1995).

De acordo com Lohrenz (1967), Demirmen (1996), Gehardt, Haldorsen (1989), Coopersmith, Cunningham (2002), o valor da informação (VOI) pode ser definido basicamente como o incremento do valor do ativo após a aquisição da informação: $(VOI) = \text{valor do ativo com informação} - \text{valor do ativo sem informação}$.

Coopersmith e Cunningham (2002) mostram que o valor da informação ou da decisão envolvida é função: 1) da magnitude da incerteza da variável chave a qual se deseja obter informação; 2) do impacto monetário futuro causado pela mudança da decisão (dado que a informação sobre a variável incerta é conhecida) e 3) da confiabilidade da informação.

Segundo Head (1998), o VOI depende basicamente: do possível impacto da ocorrência de despesas e lucros no resultado do VPL do fluxo de caixa antecipado; do possível impacto na probabilidade de sucesso.

O conceito adotado nesta dissertação está de acordo com Coopersmith e Cunningham (2002) que estabelecem dois princípios para utilização da técnica do valor da informação. No primeiro princípio, tem que existir uma decisão cuja mudança causa impacto monetário após a aquisição da informação, para que esta agregue valor. Conseqüentemente, se não existe tal decisão, que pode ser mudada, a aquisição de nova informação não agrega valor. Esses autores defendem que o valor agregado com a informação perfeita não vem da solução da incerteza, nesse caso, a presença de óleo. As chances de perfurar e encontrar óleo, com ou sem a informação, continuam as mesmas. O valor adicional está na habilidade de mudar a decisão de perfurar. Isso leva ao segundo princípio: a descrição da incerteza inerente, relativa à decisão em questão, não pode ser alterada até a nova informação ser adquirida. Assim, no instante do início da análise da decisão, ao calcular o valor da informação a ser adquirida, a descrição da variável chave, relacionada com a informação a ser adquirida, não pode ser alterada.

O valor da informação é criticamente dependente da decisão envolvida no problema, ou seja, uma informação tem valor quando conduz a uma ação diferente da que teria sido tomada se ela não fosse obtida (Clemen, 1995). Essa relação do valor da informação com a decisão envolvida pode ser verificada ao analisar os oito projetos da Figura 3.1 com suas respectivas chances de insucesso em duas situações: antes e após o levantamento sísmico 3D. Todos projetos com chances de insucesso de no máximo de 50% parecem convidativos inicialmente. Após a aquisição de dados sísmicos 3D, mesmo a informação não sendo perfeita, os dados mudaram os índices e facilitaram a decisão de rejeitar ou investir nos projetos. Os de número 1, 2, 3, 4, 6 e 7 devem ser rejeitados, enquanto os projetos 5 e 8 se mostraram promissores a investimentos. O valor agregado da informação esteve na capacidade de evitar gastos com poços secos, ou seja, tal valor esteve associado à decisão de não perfurar. O impacto dessa decisão é um ponto importante que deve ser avaliado antes da aquisição da informação.

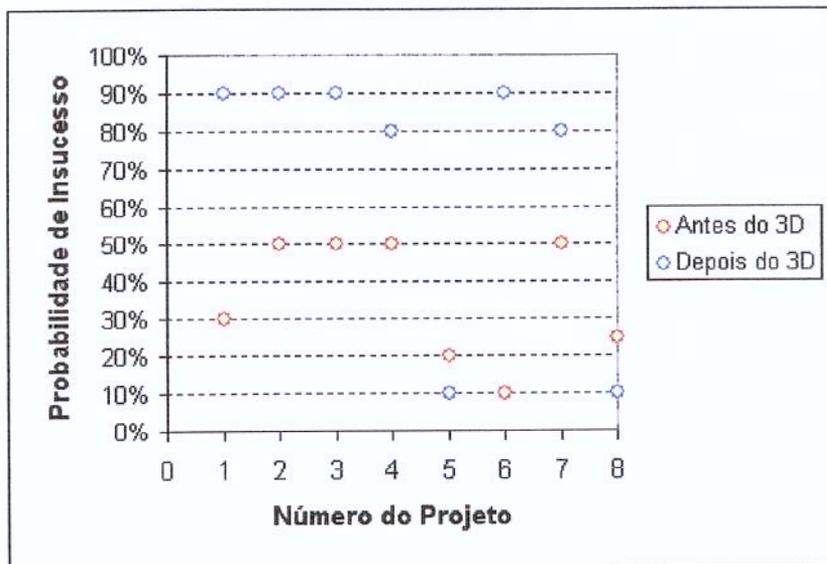


Figura 3.1: Mudanças nos componentes de risco como resultado do levantamento 3D. Adaptado de Aylor (1999)

Valor da informação perfeita

A idéia do valor da informação é mostrada a seguir com o auxílio de um exemplo (Figura

3.2). A situação desse exemplo envolve a decisão de perfurar ou não um poço, com as estimativas de probabilidade de sucesso ($p_s = 25\%$), de VPL em caso de sucesso ($VPL_s = \$90,00$ milhões) e VPL de insucesso, no caso de poço seco ($VPL_i = -\$6,00$ milhões). Para melhor compreensão do processo decisório, é utilizada a árvore de decisão.

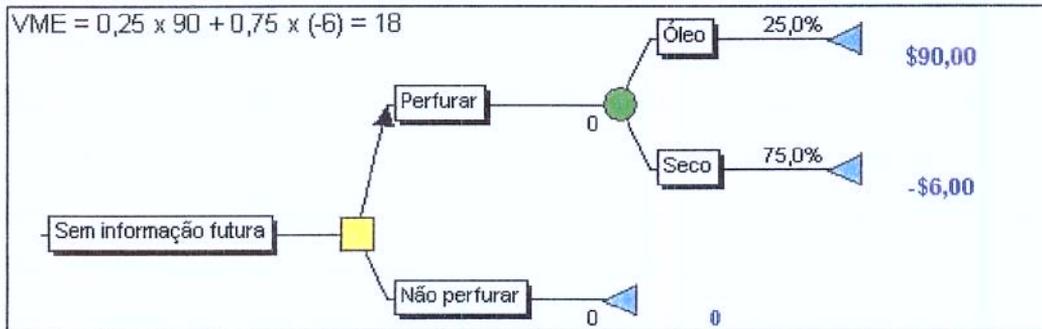


Figura 3.2: Exemplo de estimativa do valor do prospecto sem aquisição de informação.

A árvore de decisão é uma ferramenta que serve para diagramar e estruturar o problema relativo à decisão; ela resume de forma ilustrativa os elementos importantes ao processo decisório (Bailey, 2000). O nó quadrado representa a decisão a ser tomada. O nó circular representa possibilidades de resultados, sendo que cada ramificação tem sua respectiva probabilidade de ocorrer e que o somatório das probabilidades de cada ramificação, para um determinado nó circular, deve ser igual a um (100%). Os triângulos nas extremidades de cada ramificação podem representar o seu respectivo VPL ou o VME .

O VME é estimado com a seguinte expressão:

$$VME_1 = p_s \times (VPL_s) + (1 - p_s) \times (VPL_i), \quad (3.1)$$

onde: VME_1 é valor monetário esperado do projeto sem a aquisição de informação, p_s representa a probabilidade de sucesso, VPL_s é o VPL do sucesso e VPL_i é o VPL do insucesso. Com os dados do exemplo, o VME_1 é estimado em \$18,00 milhões.

A árvore de decisão da Figura 3.2 sintetiza a hipótese de não adquirir informação futura. Sem a aquisição de informação relativa à incerteza, a empresa toma a decisão de perfurar ou não.

Se não perfurar, não incorre em prejuízo, mas também descarta a chance de lucro. Se perfurar, pode obter lucro ou prejuízo, de acordo com as probabilidades estimadas.

A árvore da Figura 3.3 considera no primeiro nó a decisão de adquirir ou não a informação. Se não for adquirida a informação, volta-se à situação anterior, com o VME já estimado em \$18,00 milhões. No caso da obtenção da informação, como não se conhece o resultado, o nó de possibilidade possui os mesmos valores de probabilidades estimadas para a situação anterior. A informação perfeita revelará a ocorrência ou não de óleo. Caso seja confirmada a ocorrência, a decisão de perfurar, indicada pela seta, leva ao VPL de \$90,00 milhões. Não sendo confirmada a ocorrência, a decisão indicada pela seta seria de não perfurar, evitando assim o VPL negativo.

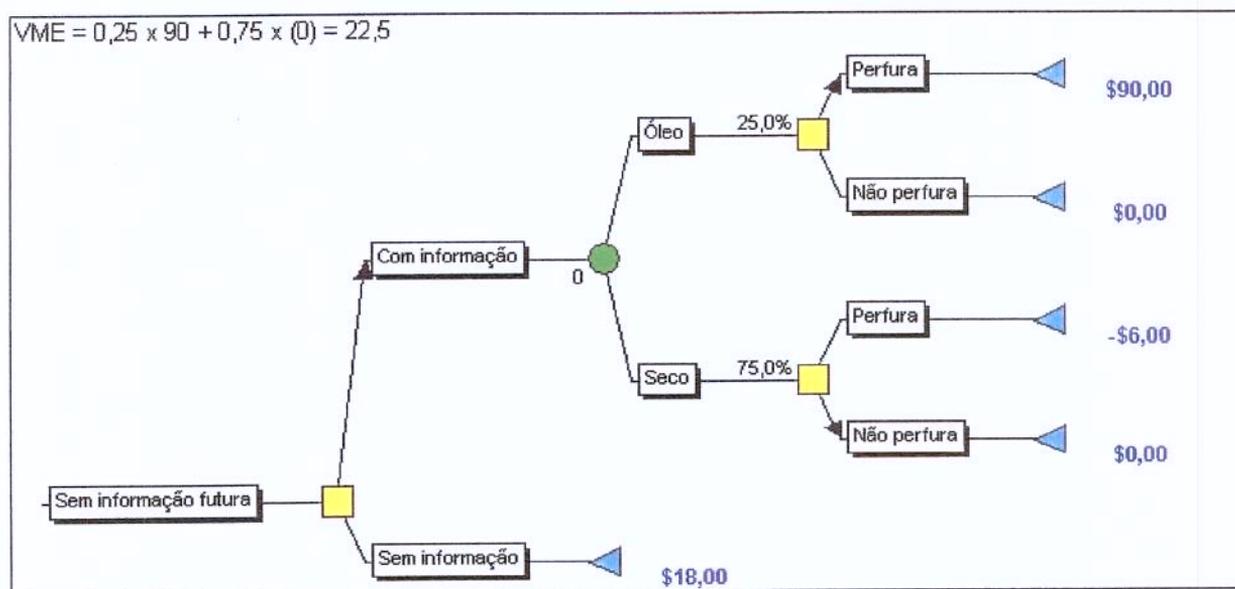


Figura 3.3: Exemplo de estimativa do valor do prospecto com aquisição de informação.

No caso de aquisição da informação perfeita, o VME é estimado da mesma forma com a utilização da eq. 3.1: $VME_2 = 0,25 \times 90 + 0,75 \times (0) = \$22,50$ milhões, onde: VME_2 é o valor monetário esperado com a aquisição da informação.

Ao fazer o $VPL_i = 0$, fica caracterizada a vínculo da decisão com a informação obtida da seguinte forma: caso não haja a ocorrência, a informação será capaz de revelar essa situação, evitando assim o prejuízo do poço seco (- \$6,00 milhões). Esse é o impacto que a mudança de decisão

pode provocar em função da informação obtida. Assim, o valor da informação é estimado com a seguinte operação:

$$VOI = VME_2 - VME_1.$$

$$VOI = 22,5 - 18 = \$4,5 \text{ milhões.}$$

Explicitando o valor da informação perfeita, pode-se verificar sua relação de dependência com as outras variáveis:

$$VOI = VME_2 - VME_1.$$

$$VME_1 = p_s \times (VPL_s) - (1 - p_s) \times (VPL_i).$$

$$VME_2 = p_s \times (VPL_s) - (1 - p_s) \times 0.$$

$$VOI = p_s \times (VPL_s) - p_s \times (VPL_s) + (1 - p_s) \times (VPL_i).$$

$$VOI = (1 - p_s) \times (VPL_i).$$

$$VOI = (1 - p_s) \times (VPL_i), \quad (3.2)$$

A expressão do valor da informação perfeita (Equação 3.2) vale apenas para o caso particular em que há apenas duas alternativas de resultado: sucesso ou insucesso. A partir dessa expressão, pode-se constatar: 1) que o valor da informação é diretamente proporcional ao montante que está sobre risco de perda (VPL negativo, caso ocorra insucesso) e 2) que o valor da informação é maior quanto maior for o risco ou a probabilidade de insucesso. Essas observações estão de acordo com as levantadas por Head (1998) e Coopersmith e Cunningham (2002), ambas citadas anteriormente.

Valor da informação imperfeita

Desde que nenhuma informação é perfeita, o valor da informação perfeita representa o limite superior do valor de qualquer informação (Head, 1998). Assim, o valor esperado de qualquer informação deve estar entre o zero e a informação perfeita (Clemen, 1995; Coopersmith, Cunningham, 2002).

O conceito do valor da informação imperfeita será utilizado na metodologia proposta no Capítulo 4 na estimativa do valor da informação para levantamentos sísmicos futuros.

3.2 Análise de Decisão

A Análise de Decisão (AD), que pode envolver uma Análise de Risco (AR), é uma técnica que auxilia o decisor a escolher a melhor opção sob condições de incerteza (Schuyler, 2001).

Toda situação onde há alocação de recursos, escolha da melhor alternativa entre várias opções, escolha do momento mais adequado ao investimento, possibilidade de lucro e risco de perda financeira, exige decisões que, via de regra, são complexas. Estas decisões envolvem desde características psicológicas, de quem está decidindo, até conceitos de estatística, de probabilidade, de finanças e da parte técnica relativa à decisão; que no caso da exploração de hidrocarbonetos devem envolver características geológicas, de engenharia, geofísicas entre outras. O custo e o cronograma de um projeto, bem como seu desempenho, serão influenciados pela qualidade da decisão.

As decisões relativas à exploração de petróleo geralmente necessitam de estimativas prévias, portanto é necessário verificar a qualidade dessas estimativas e se estas levam a uma análise confiável. Schuyler (2001) reconhece duas principais características para avaliar a qualidade da estimativa: objetividade e precisão. A objetividade diz respeito à falta de tendência na previsão. Por exemplo, com a necessidade de aprovação de um projeto, o grupo que submeteu o projeto à avaliação pode querer maximizar as estimativas de volume recuperável para aumentar o valor daquele projeto. As tendências otimistas ou pessimistas devem ser evitadas. A precisão considera a magnitude do erro (diferença entre previsto e o realizado). A ausência de tendências e a alta precisão são características de uma estimativa robusta.

Schuyler (2001) aponta dez etapas para se obter a melhor decisão (Figura 3.4):

1) Identificar de maneira antecipadamente a oportunidade de decisão. O decisor deverá buscar ou criar melhores oportunidades que agregam valor ao que está sendo planejado. Deve empregar técnicas que facilitam o processo de decisão como, por exemplo, técnicas de *brainstorming* e análise estratégica de SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities e Threats*) também são úteis.

2) Definir o Problema. Questões como: qual é o problema e o que se deseja resolver devem estar

bem claro no início da análise de decisão. É importante distinguir exatamente o foco do problema dos seus sintomas. Da mesma forma, é necessário definir o contexto que envolve o problema, definir sua área de influência, considerar a política da companhia, os objetivos, as metas, as estratégia e restrições. Também nesta etapa deve ser identificado um critério relevante para definir a decisão. Por exemplo, um projeto pode ser escolhido ou descartado em função do montante estimado para seu VME.

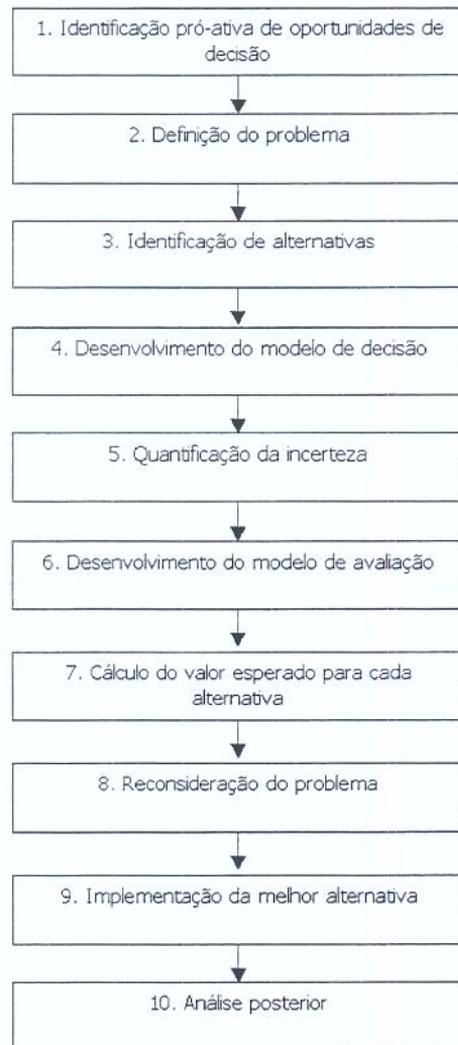


Figura 3.4: Passos para uma melhor decisão. Adaptado de Schuyler (2001).

3) Identificar Alternativas. A oportunidade para tomar tomada uma decisão (passo 1) aliada a boas

alternativas são essenciais no processo decisório. Os assuntos que são tratados com antecedência à decisão estão incluídos nesta etapa. É quando se avaliam as melhores opções de tecnologias, suas exequibilidades, seus custos, seus prazos e benefícios esperados e suas restrições. Devem ser esgotadas as alternativas para se eleger a melhor.

4) Desenvolver o modelo de decisão. Esta etapa envolve a utilização de ferramentas para diagramar o problema e facilitar seu entendimento e conseqüentemente a decisão. Devem ser desenhados mapas ou diagramas que envolvem o problema e a decisão. Esses esboços incluem alternativas e possíveis resultados de cada decisão possível. A árvore de decisão e diagrama de influência são bons exemplos de técnicas de ilustração do problema. Independente da ferramenta, é importante a identificação da decisão, dos eventos possíveis e suas chances, a relação entre eles e a seqüência cronologia das etapas.

5) Quantificar os julgamentos sobre a incerteza. Na etapa 4, para desenvolver o modelo de decisão, foram levantados os eventos possíveis e as suas respectivas chances. Para tanto, é necessária a participação de especialistas para julgar a chance dos eventos ou fornecer uma distribuição de probabilidade. Também é necessário o julgamento de especialistas sobre a relação ou correlação com outras variáveis no modelo. É da responsabilidade de quem decide a escolha daqueles que julgarão o andamento do modelo. Isso inclui ponderar opinião e regras arrojadas.

6) Desenvolver o Modelo de Avaliação. É necessária uma média para determinar o valor do possível resultado vinculado à cada decisão e a combinação das decisões com as probabilidade dos resultados de cada variável. O cerne do modelo de avaliação é uma operação determinística com modelo de fluxo de caixa. Normalmente, o modelo projeta um incremental fluxo de caixa líquido ou valor presente. Escala de utilidade são úteis para aversão ao risco da organização para as decisões com múltiplo critério.

O modelo de avaliação está relacionado com o modelo de decisão e vice-versa. O modelo de avaliação deve atribuir um valor a cada possível cenário gerado pelo modelo de decisão. Dessa forma, cada combinação de decisão e probabilidade de cada resultado constitui um único cenário,

e o modelo de decisão informa ao modelo de fluxo de caixa qual é a decisão e a probabilidade dos valores variáveis de cada cenário.

7) Calcular o Valor Esperado Para Cada Alternativa.

8) Repensar o Problema. É necessário reavaliar as bases do problema antes da decisão, certificar-se com exatidão o problema e seus desdobramentos, verificar se os modelos de decisão e de fluxo de caixa têm apropriado nível de detalhe e se o momento é realmente apropriado. Muitas vezes, pode ser conveniente voltar a um passo anterior para incluir nova alternativa ou risco. Para tanto deve ser questionado o valor de uma análise adicional, se há fontes efetivas de informação que melhor definiria as probabilidades dos eventos, se existe caminhos para agregar controle às estratégias para minimizar as ameaças e valorizar os pontos favoráveis.

9) Implementar a Alternativa Melhor. Para escolher a melhor decisão, antes deve ser determinado quem irá implementar. O responsável pela implementação da decisão deve estar envolvido no processo de avaliação. Antes da implementação, também é necessária a análise de exeqüibilidade do projeto, que envolve algum planejamento anterior e que possibilita futuramente a sua implementação e planejamento mais detalhado. Para a implementação deve ser estipulada uma forma de monitoração do risco ao longo do ciclo de vida do projeto. Prever em parte do processo poderá haver realocação de recursos. Mesmo após a decisão, deve continuar a busca por oportunidades de decisão.

10) Realizar *Post mortem* (análise posterior à execução do projeto). Talvez a mais importante forma de incrementar a qualidade da decisão em uma organização é uma revisão pós-implementação. Deve ser revisto o processo de decisão, levantado o que foi aprendido, verificado se o modelo de decisão foi adequado, se os resultados dos possíveis eventos ficaram nas zonas médias das distribuições. A crítica das estimativas é muito importante como retorno aos especialistas para que possam aprimorar as próximas previsões. A análise de variância pode ser uma ferramenta útil ao diagramar os fatores e contribuições que provocaram diferenças entre o previsto e realizado.

As dez etapas descritas por Schuyler constituem um procedimento para auxiliar a decisão em situações complexas como as que envolvem a atividade de exploração e produção de petróleo. A aplicação da metodologia proposta no próximo capítulo conduz ao cumprimento da maioria das etapas descritas, caracterizando-a como uma ferramenta de Análise de Decisão.

Capítulo 4

Descrição e Características do Método Proposto

Os dois capítulos anteriores tiveram como foco a contribuição da sísmica na exploração e produção de petróleo, bem como a relevância da quantidade e qualidade dos dados sísmicos no processo de avaliação de projetos. Neste capítulo, é descrito um método para incorporar ao processo de priorização de projetos as tecnologias utilizadas na fase exploração de hidrocarbonetos. Será feita uma apresentação geral do método proposto e, posteriormente, as etapas serão descritas com mais detalhes na Seção 4.2.

A idéia central deste método parte da hipótese de que um melhor conhecimento da área leva a melhores índices de sucesso na fase de perfuração exploratória. Melhor conhecimento significa ter a imagem da estrutura geológica o mais próximo possível da situação real, que por sua vez está relacionado com a quantidade K e a qualidade Q dos dados sísmicos. Tanto uma como a outra têm impacto direto nos custos, sendo a qualidade determinada, dentre outros fatores, pela tecnologia utilizada.

A aplicação do método tem início com a caracterização do contexto geológico, quando são levantadas as principais características que irão direcionar as opções de tecnologias e influenciar a estimativa da probabilidade de sucesso geológico ou fator de chance. Em seguida, são apontados os tipos de aquisições e processamentos sísmicos realizados e suas respectivas quantidades. Essas

informações irão compor o produto ($K \times Q$). Considerando que uma mesma quantidade de dados K tem resultados diferentes quando são utilizadas tecnologias distintas, entende-se que o número que representa a tecnologia Q funciona como peso que será aplicado à quantidade adquirida de dados. Cada tecnologia de aquisição ou de processamento terá um valor que representa o seu desempenho ou sua importância quando aplicada num determinado contexto geológico numa certa bacia.

A relação empírica entre os diferentes resultados obtidos e as diferentes tecnologias empregadas pode ser verificada com o exemplo que envolve duas situações: a primeira, com 50 km de linha sísmica 2D e processamento convencional para mapear camadas planas; a segunda, com 50 km linha 2D e processamento convencional para mapear um estrutura com camadas inclinadas e com presença de falhas. Na primeira situação, a tecnologia de processamento 2D recebe um peso maior pela sua capacidade em reproduzir uma imagem de forma adequada. Na segunda situação, a mesma tecnologia recebe um peso menor pelas restrições as quais está sujeita ao gerar um bom resultado como na primeira.

Este exemplo serve para mostrar a variação do peso de uma certa quantidade de dado sísmico, com a mesma tecnologia de aquisição e processamento, porém aplicadas em contextos geológicos diferentes. Da mesma forma, haverá variação de peso ao mudar a tecnologia e ao mudar de uma bacia para outra, ou até mesmo ao mudar de uma área para outra, dentro de uma mesma bacia. Assim, o peso que uma certa quantidade de dados irá receber vai depender dos principais fatores que afetam a qualidade: a tecnologia utilizada, o contexto geológico em que foi aplicada a tecnologia e as condições de superfície. O peso variável foi a maneira encontrada para reproduzir a variação da qualidade dos dados, que ao ser multiplicada por em uma certa quantidade, representará a confiabilidade da informação sísmica.

Deve ser ressaltado, no entanto, que não será tratado neste trabalho a estimativa ideal dos pesos de cada tecnologia, pois isso requer a participação de especialistas de cada tecnologia envolvida e a utilização de dados históricos, de circulação interna de cada companhia. Uma vez realizada a atribuição dos pesos, a metodologia proposta utiliza essa atribuição para incorporar a tecnologia na priorização de projetos exploratórios.

O valor do produto ($K \times Q$) é um número que representa ao mesmo tempo quantidade e qua-

lidade dos dados sísmicos, indica a confiabilidade dos dados os quais subsidiaram as estimativas relativas à oportunidade e, portanto, pode ser tratado como um indicador de informação sísmica (I_s), mostrado na Figura 4.1.

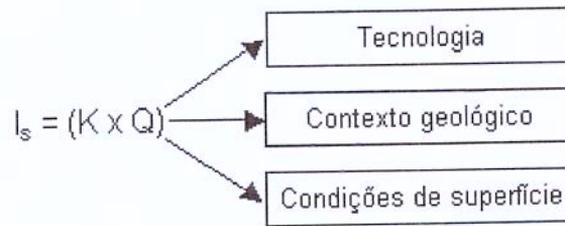


Figura 4.1: A confiabilidade dos dados sísmicos é representada pelo valor do indicador de informação sísmica I_s , que reúne informações sobre a quantidade K dos dados que efetivamente contribuíram com informação e os fatores que influenciam a sua qualidade Q .

A forma de estabelecer uma relação entre a confiabilidade da informação sísmica (I_s) e o valor do projeto ocorre por meio do ajuste do VME. O VME será ajustado de forma inversamente proporcional ao valor do indicador I_s . As estimativas feitas com o subsídio de pequena quantidade de dados sísmicos e de má qualidade, ou seja, com I_s reduzido, têm menor chance de estarem corretas, portanto o VME inicialmente estimado é ajustado de forma inversamente proporcional a esse produto. Caso contrário, quanto maior for o valor de I_s , menor será o ajuste do VME. Isso significa que as estimativas têm maiores chances de estarem corretas, quanto maior for o valor de I_s , portanto o VME inicialmente estimado tende a permanecer inalterado.

É importante lembrar que existem outras informações que contribuem para o subsídio das avaliações que não estão sendo considerada por esta metodologia, como as provenientes de mapeamento geológico, de poços, de outras técnicas geofísicas, da geoquímica, etc. O método proposto considera apenas as informações sísmicas. Porém, numa etapa futura de aprimoramento deste método, elas poderão ser incorporadas.

Além da finalidade do método descrita acima, que é medir quantitativa e qualitativamente as informações disponíveis e incorporar essa medida na avaliação de projetos, há outra utilidade que é avaliar, de maneira rápida, as combinações alternativas de aquisição e processamento que podem ser aplicadas ao contexto geológico da área em estudo, com a intenção de aumentar o valor

de I_s e verificar seus impactos no VME, seus custos e prazos para realizá-las. Ou seja, avaliar uma possível mudança no interesse pela área em função do seu potencial e da sua resposta às tecnologias que poderão ser implementadas futuramente. Ao estudar a possibilidade de obtenção de mais informações, o indicador também pode ser útil na estimativa do valor da informação imperfeita. Essas duas possibilidades de avaliação para futuros levantamentos estão destacada em azul na Figura 4.2 e será vista com maior detalhe no Capítulo 5.

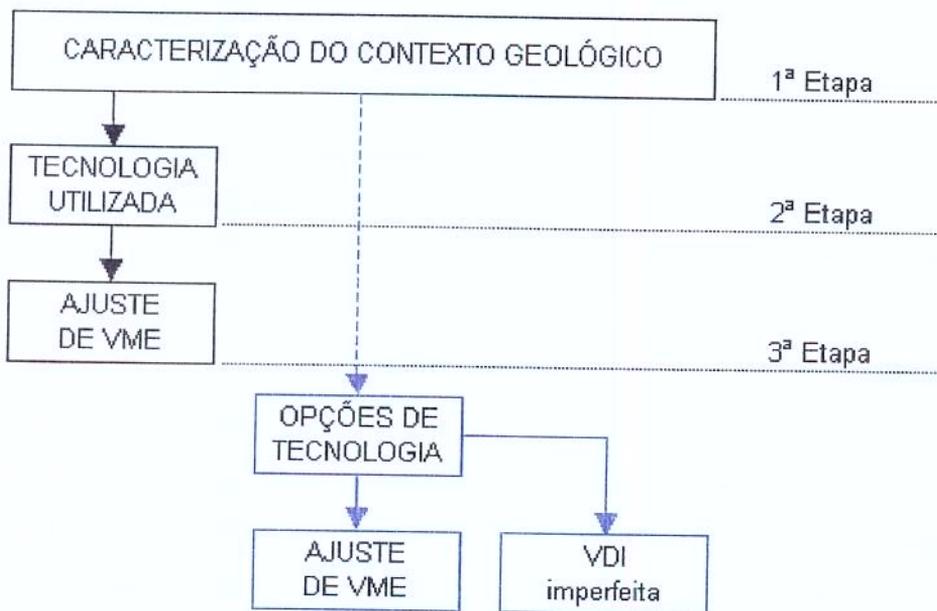


Figura 4.2: O fluxograma mostra as três etapas do método proposto. O contorno em azul representa a análise da aquisição de novas informações alternativas e compatíveis com o contexto geológico em estudo.

A Figura 4.2 representa de maneira resumida as principais etapas do método proposto. A primeira etapa refere-se à caracterização do contexto geológico envolvido na área em estudo. Para tanto, é necessário levantar as características da área e do contexto geológico (ambiente, bacia, profundidade e mergulho das camadas, etc) que exercem influência na quantidade e qualidade dos dados sísmicos. Esta metodologia assume que as informações mínimas disponíveis sobre a área sejam suficientes para discriminar o contexto geológico envolvido. Na segunda etapa, são apontadas as tecnologias de aquisição e processamento sísmicos que foram utilizadas na área e é

calculado o I_s com base nos dados de entrada da primeira e segunda etapa. A terceira etapa refere-se ao ajuste do VME com base no valor do indicador. Conforme citado no parágrafo anterior, essa metodologia possibilita a análise da utilização de outras tecnologias compatíveis com o contexto geológico e os consequentes impactos no VME do projeto.

4.1 Descrição do método

4.1.1 Premissa

O método proposto baseia-se na seguinte premissa: dado que a acumulação de hidrocarbonetos exista, a chance de encontrá-la, dentro de um certo limite, será maior quanto maior for a quantidade de dados sísmicos existentes na área e quanto melhor for a sua qualidade. Apesar de ser evidente essa relação, seu equacionamento torna-se complexo pelo fato de tratar-se de um método com medidas indiretas; e por mais avançadas que sejam as tecnologias, persiste um elevado grau de incerteza. Nestvold (1992), Aylor (1999), Bailey (2000), Rose (2001), Bates (2002), Gir (2002), Head (2002), e Greenlee et al (2002) mostram que essa pressuposição possui fundamento nos resultados obtidos em descobertas recentes e na ampliação do conhecimento dos reservatórios.

Entende-se que não é possível criar um método que elimine toda a subjetividade envolvida nesse processo, mas é possível estabelecer relações entre as variáveis envolvidas que tornem a avaliação mais criteriosa; reduzindo, mesmo que não totalmente, a subjetividade. Dessa forma, ao atribuir pesos às tecnologias de aquisição sísmica e processamento, indicando que quanto maior seu peso, melhor será seu grau de precisão e menor sua incerteza (melhor será sua qualidade Q), é possível relacionar a porcentagem da expectativa de sucesso exploratório ($S\%$) como função do produto de Q por K , sendo K um valor que represente a quantidade de dados sísmicos relativos à área de interesse (Eq. 4.1). Os elementos Q e K serão mostrados de forma mais detalhada nas Seções 4.1.2, 4.1.3 e 4.2.

$$S\% = f(K \times Q) \quad (4.1)$$

Apesar do seu caráter empírico, como a estimativa dos fatores¹ depende da quantidade e da

¹Fatores responsáveis pela acumulação de hidrocarbonetos (rocha geradora, migração, rocha reservatório, fecha-

qualidade dos dados sísmicos, a Eq. 4.1 relaciona a expectativa de sucesso diretamente com o valor do indicador I_s , que é igual ao produto ($K \times Q$), sendo considerado implicitamente que a estimativa de cada fator será mais precisa quanto maior for a magnitude desse produto. No entanto, deve ser ressaltado que a falta de informação sísmica não implica em resultado negativo; haverá sim uma expectativa de resultados com variação mais ampla. Também merece atenção a seguinte observação: mesmo constatando a veracidade da Eq. 4.1, apoiada nos trabalhos citados no início desta seção, ela não é aplicada para o cálculo do valor da informação perfeita. Segundo Coopersmith e Cunningham (2002), o valor agregado com a informação perfeita não vem da solução da incerteza, nesse caso, a presença de óleo. Para o cálculo do VDI, não se considera alteração na descrição do risco ou da incerteza até que a informação seja adquirida.

Ao representar essa expectativa de sucesso por uma distribuição de probabilidades caracterizada por sua média e desvio padrão, há uma tendência de aumento da média e redução do desvio padrão, a medida em que são utilizadas tecnologias mais avançadas, com melhor definição (Figura 4.3 A e B). Por exemplo, numa mesma área, há uma tendência de aumento de expectativa de sucesso, com informações mais precisas, ao substituir um levantamento sísmico 2D por um 3D. Conforme mostrado no Capítulo 2, isso ocorre devido à própria concepção de cada tecnologia, pois a sísmica 2D considera que a imagem registrada é proveniente do plano de aquisição (plano vertical que passa pela linha sísmica), quando na verdade tanto a propagação da onda quanto o modelo geológico são tridimensionais. tal característica geralmente provoca distorções na imagem 2D. Já a sísmica 3D, além de considerar as três dimensões, que gera imagens mais fidedignas, opera com volume maior de dados, produzindo informações mais confiáveis.

Além da melhora de uma tecnologia para outra, deve ser observado que a utilização de uma tecnologia superior e mais adequada não elimina a contribuição das anteriores. Essa característica permite que as informações num bloco sejam acumuladas à medida que vão sendo adquiridas, fazendo com que o produto ($K \times Q$) e também a expectativa de sucesso aumentem.

A estratégia de processamento dos dados sísmicos e seus resultados são fortemente afetados pelos parâmetros de aquisição de campo (Yilmaz, 2001). Essa afirmação pode ser dita de uma outra maneira: uma parametrização mais adequada gera melhores resultados. Dessa forma, em

mento (trapa ou armadilha) e rocha selante).

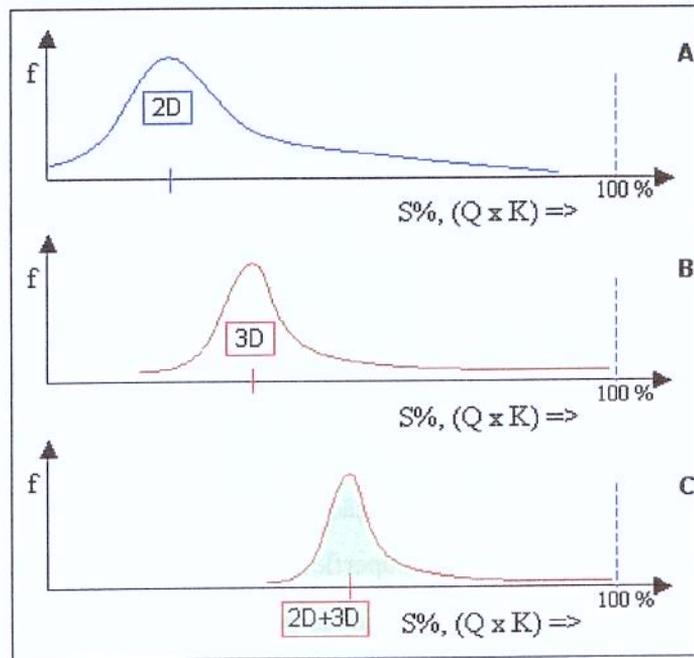


Figura 4.3: Expectativa de sucesso representada por distribuições de probabilidade. O eixo das abscissas contém valores de expectativa de sucesso, com suas respectivas freqüências no eixo das ordenadas. Em A está representada a expectativa com base num levantamento sísmico 2D, em B tem-se a expectativa relativa ao 3D e em C tem-se a expectativa com base no acúmulo de 2D com 3D. A média vai aumentando e o desvio padrão reduzindo com o aumento da qualidade e quantidade dos dados.

uma situação em que há opções de realizar um levantamento sísmico 2D ou um 3D, tem-se uma terceira opção que é realizar ambos os levantamentos. Nesse caso, deve ser realçado o caráter acumulativo do aumento da expectativa de sucesso esperado com o acúmulo de informações sobre a área em estudo. Em outras palavras, um levantamento 3D, parametrizado com o subsídio de informações fornecidas por um levantamento 2D anterior, tem mais chance de oferecer melhores resultados, mais confiáveis e mais otimizados (com relação ao custo), que unicamente um 3D (feito sem informações anteriores). Nesse caso, o seu resultado seria representado por uma outra distribuição, com uma média maior (associada à porcentagem de índice de sucesso) e um menor grau de incerteza (Figura 4.3 C).

O algoritmo descrito na seção seguinte considera o comportamento aditivo das informações

sísmicas. Ao realizar um levantamento 2D e posteriormente um 3D, o produto ($K \times Q$) relativo ao 3D é adicionado ao produto referente ao 2D, representando o acúmulo de informações e aumento da chance de sucesso. Convém lembrar aqui a premissa inicial: dado que a acumulação exista, a chance de encontrá-la será maior quanto mais dados com melhor qualidade houver na área, ou seja, quanto maior for o valor do indicador I_s .

4.1.2 Quantidade de dados sísmicos K

A quantidade de dados sísmicos K é a relação entre a área coberta pelo levantamento sísmico e a área da estrutura geológica projetada na superfície (área de interesse), para o caso de levantamentos sísmicos areais. Nesse caso, essa quantidade pode ser expressa como: $K_{3D} = \frac{AM}{AI}$, onde: K_{3D} é o K dos levantamentos areais, AM é a área mapeada e AI é a área de interesse geológico.

No caso de levantamento sísmico 2D, a definição da relação entre quilometragem mapeada e área de interesse não é tão simples, pois envolve comparação entre medidas de diferentes dimensões. Para tanto, considera-se um total de quilometragem de linhas admitido ideal para o mapeamento da estrutura, ao estipular um intervalo entre as linhas suficiente para mapear a estrutura. Ao ser obtido esse total ideal, a estimativa da quantidade de dados sísmicos passa a ser efetuada de maneira similar ao caso areal: $K_{2D} = \frac{klm}{kli}$, onde: K_{2D} é a quantidade K relativa aos levantamentos lineares, klm é total de levantamento sísmico 2D obtido na área e kli é total de linha sísmica ideal para delimitar a estrutura geológica.

Como os levantamentos lineares e areais estão representados por valores adimensionais, eles podem ser adicionados um ao outro sem conflitos de dimensões. Também para ambos os casos, devem ser levados em conta os acréscimos além dos limites da estrutura, que devem ser dados às dimensões das linhas ou da área, para que fique devidamente mapeada. Na seção 4.2, que trata da descrição do algoritmo, os cálculos das quantidades de dados sísmicos serão mostrados com mais detalhes.

A quantidade de dados sísmicos considerada ideal numa área depende de vários fatores. A título de informação, as variáveis que influenciam no cálculo de K neste método são: área de interesse, intervalo ideal entre linhas, quilometragem mapeada, área mapeada, profundidade da

estrutura geológica e inclinação das camadas (todas são mostradas mais detalhadamente na seção 4.2).

4.1.3 Qualidade dos dados sísmicos Q

Cada tecnologia de aquisição e processamento recebe um peso que representa seu desempenho e capacidade de mapear a estrutura geológica em subsuperfície. Essa capacidade, além do aparato tecnológico, vai depender também de fatores como qualidade sísmica da área (podendo variar de uma bacia para outra, ou de uma área para outra, dentro de uma mesma bacia) das características geológicas da bacia e do contexto geológico em estudo.

Por exemplo, uma mesma quantidade de dados sísmicos, gerados a partir de uma mesma tecnologia, pode apresentar resultados diferentes quando aplicada em contextos geológicos diferentes. Essa observação faz com que o peso de cada tecnologia seja dependente do contexto geológico em estudo. Ainda, uma mesma quantidade de dados sísmicos, proveniente de uma mesma tecnologia, aplicada a um mesmo arcabouço geológico, pode gerar resultados diferentes quando os arcabouços estiverem em distintas bacias. Essa observação faz com que o peso de cada tecnologia dependa também do tipo de bacia². Ao serem atribuídos pesos variados a cada tecnologia, levando em conta a relação de dependência citada nesse parágrafo, tem-se a oportunidade de incorporar indiretamente elementos importantes relativos às condições de superfície, que interferem na qualidade dos dados sísmicos, como: ruídos (coerentes e incoerentes), resposta sísmica inerente a cada área, presença de camadas de baixa velocidade, de derrame basáltico dentre outros fatores.

Portanto, a atribuição dos pesos a cada tecnologia é uma tarefa complexa que envolve uma equipe multidisciplinar, o conhecimento da resposta sísmica de cada área, de dados históricos, entre outros. Uma forma para atribuição de pesos dados às tecnologias, em função do contexto geológico, pode ser vista no Apêndice A. Este apêndice mostra o resultado de uma pesquisa realizada pela *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), junto a um grupo de especialistas, com relação à aplicabilidade da tecnologia de sísmica multicomponente em diferentes contextos

²Nesse caso, está sendo considerada a variação em função da bacia; mas, dependendo das particularidades de cada bacia ou do detalhe desejado, essa variação pode ser feita em função de subáreas de uma mesma bacia, aumentando mais sua precisão.

geológicos. Com base no resultado obtido nessa pesquisa da SEG, camadas geológicas abaixo de uma nuvem de gás são adequadamente imageadas com a utilização da sísmica multicomponente na opinião de todos os especialistas. Logo, o peso adotado para essa tecnologia aplicada a esse contexto seria máximo, por exemplo, 5.

Considerando que o processo de atribuição de pesos ao desempenho de cada tecnologia tem um certo grau de subjetividade, é necessário minimizar esse efeito estabelecendo um critério para padronizar a opinião dos especialistas, como:

- 0 - quando a técnica não se aplica ao contexto;
- 1 - quando pode ser aplicada, mas há restrições;
- 2 - quando pode ser aplicada;
- 3 - quando pode ser aplicada, com resultados reconhecidos;
- 4 - quando é recomendada
- 5 - quando é a melhor técnica e mais segura para essa situação, com exemplos comprovados.

4.2 Descrição do algoritmo

Com o objetivo de automatizar os cálculos envolvidos com a aplicação do método proposto, foi desenvolvido um algoritmo em ambiente de planilha eletrônica. Nesta seção, além de explicações mais detalhadas sobre o método, serão mostrados os cálculos realizados com as principais variáveis. A aplicação do método proposto consiste na execução das seguintes etapas:

- I - Caracterização do contexto geológico.
- II - Opções de tecnologias.
- III - Ajuste do VME.
- IV - Estimativa do valor da informação imperfeita (VDI_i).

4.2.1 Caracterização do contexto geológico

A caracterização do contexto geológico é a parte da entrada de dados que reúne informações que exercerão influência no tipo de aquisição e processamento sísmico (Figura 4.4). Essa figura mostra a interface do algoritmo onde são realizadas as entradas de dez variáveis divididas em três grupos: as que exercem influência na quantidade de dados (1- área de interesse, 2- intervalo ideal entre linhas, 3- quilometragem mapeada, 4- área mapeada, 5- profundidade da estrutura e 6- inclinação das camadas); as que exercem influência na qualidade (7- Ambiente, 8- contexto geológico e 9- bacia) e a expectativa de sucesso utilizada na estimativa do VME. Essas variáveis serão comentadas a seguir.

1 - Área de Interesse - km^2 (AI). É a área retangular que envolve a projeção em superfície da estrutura geológica em estudo. Pode também ser definida como a medida da área que envolve a provável acumulação. A área do levantamento sísmico (quarta variável descrita a seguir), será comparada com esta área de interesse. A partir da razão entre a área mapeada e a área de interesse, tem-se a quantidade de informação (K), que significa a proporção da área de interesse que foi mapeada.

2 - Intervalo ideal entre linhas - km (IL). É o intervalo entre linhas sísmicas 2D necessário para

Características do contexto geológico		Nome do projeto: <i>Bloco B1</i>	
Variáveis que interferem na quantidade (K)		Variáveis que interferem na qualidade (Q)	
Área de interesse (km ²):	25,0	Ambiente de levantamento:	Terrestre
Intervalo ideal entre linhas (km)	1	Contexto:	Camadas planas
Quilometragem linear mapeada:	11,0	Bacia:	Bacia 1
Área mapeada (km ²):	100,0		
Profundidade (m):	4000		
Inclinação das camadas (°):	10		
Expectativa de sucesso para estimativa do VME			
Fator de chance	25%		

Figura 4.4: Interface do algoritmo que recebe as variáveis de entrada relacionadas com a caracterização do contexto geológico.

mapear adequadamente a estrutura geológica. Lembrando do que foi exposto no item 4.1.2, para obter a quantidade de dados sísmicos 2D (K_{2D}), é necessário fazer a comparação entre a quilometragem obtida no levantamento (klm) e a quilometragem ideal para mapear a estrutura (kli). Esta variável (IL) é utilizada para calcular o (kli).

3 - Quilometragem mapeada (klm). É a quilometragem total de linhas sísmicas 2D que passa pela área de interesse e contribui para o mapeamento da estrutura.

A quilometragem mapeada (total do levantamento linear) expressa noção de quantidade (suficiente ou insuficiente) apenas quando comparada com as dimensões da estrutura que está sendo estudada. A seguir será mostrada a forma proposta por esta metodologia para estipular o valor que representa a quantidade mapeada relativa aos levantamentos lineares.

A quantidade K , envolvida pelo indicador I_s , é um número que expressa a relação entre a quilometragem mapeada (klm) e a área de interesse geológico (AI). Conforme mostrado no item 4.1.2, variável klm é dividida pela quilometragem de linhas 2D julgada ideal para mapear a estrutura. A razão entre klm e a quilometragem ideal fornecerá a quantidade mapeada com linhas

sísmicas 2D, ou seja, o K_{2D} para essa tecnologia de aquisição.

Para calcular a quantidade mapeada ideal (aquela que mapeia adequadamente a área de interesse com linhas sísmicas 2D), considera-se que a área de interesse assume a forma de um quadrado e que, para a estrutura geológica ficar totalmente mapeada, deverá conter uma linha a intervalos determinados (IL). Por exemplo, a cada 2000m nas duas direções principais do corpo geológico, ou uma linha a cada 1000m numa direção; que, em termos de quantidade, são equivalentes³ (Figura 4.5).

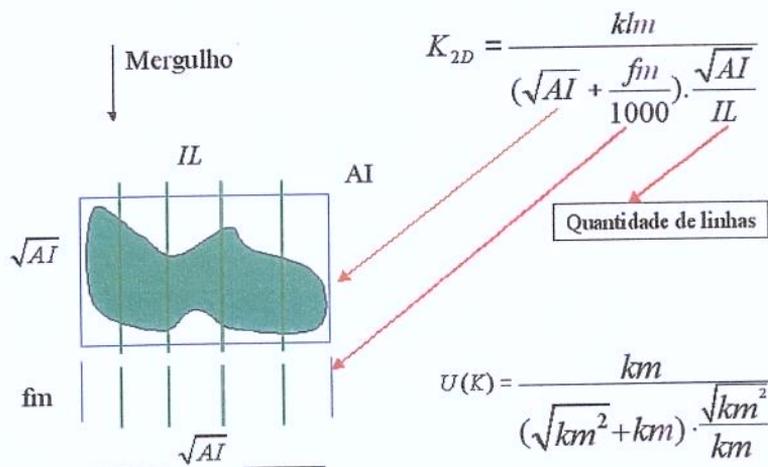


Figura 4.5: A quantidade de dados K_{2D} expressa a relação entre o total linear levantado e o total ideal para mapear a estrutura em estudo. O contorno azul representa a área interesse que envolve a estrutura geológica; o segmento azul representa o acréscimo relativo à franja de migração; a soma dos segmentos verdes, maior e menor, representa o comprimento mínimo de uma linha sísmica 2D para mapear a estrutura, em uma determinada seção.

A Figura 4.5 mostra uma estrutura com sua respectiva área de interesse, indicação do mergulho das camadas, a equação para o cálculo do K_{2D} e as unidades envolvidas nessa equação. Na equação de K_{2D} , o numerador é a quilometragem mapeada e o denominador representa a quantidade ideal para mapear a estrutura. O denominador é definido por um produto de dois fatores: o primeiro representa o comprimento mínimo para mapear a estrutura e o segundo a quantidade ideal

³Independente do valor de (IL) adotado aqui, trata-se de mais uma variável, podendo ser alterada de acordo com as restrições existentes da estrutura geológica.

de linha. O primeiro fator é a soma de duas parcelas: o comprimento da estrutura (aproximado pela raiz quadrada da área de interesse) e acréscimo relativo à franja de migração (dividido por mil para transformá-lo em *km*, pois esse valor é normalmente fornecido em metros). O segundo fator, o número de linhas ideal para mapear a estrutura, é divisão do lado da área (\sqrt{AI}) pelo intervalo necessário para mapear a estrutura (*IL*). A indicação do mergulho serve para informar a direção e sentido do acréscimo do comprimento das linhas.

Essa aproximação para área quadrada permite que o cálculo seja realizado de forma automática, independente da configuração da área. O valor de *K* será multiplicado pelo peso da tecnologia utilizada (*Q*) e, ocorrendo a sobreposição de levantamentos, o valor pode ser acumulado com os demais *K*s, uma vez que é adimensional.

A quantidade mapeada para os levantamentos lineares, proposta por esta metodologia, é calculada com a utilização da Equação 4.2.

$$K_{2D} = \frac{klm}{\left(\sqrt{AI} + \frac{fm}{1000}\right) \times \frac{\sqrt{AI}}{IL}}, \quad (4.2)$$

onde: K_{2D} é a quantidade de dados sísmicos 2D mapeada, *klm* é a quilometragem mapeada, *AI* é a área de interesse, *fm* é a franja de migração e *IL* é intervalo ideal entre linhas sísmicas 2D.

A franja de migração (*fm*) é o comprimento acrescido à linha, além da área de interesse, para garantir que a estrutura seja mapeada adequadamente (Apêndice D). Esse valor depende da profundidade do objetivo e da inclinação das camadas (Eq. 4.3). No cálculo da quantidade área mapeada, também é utilizado esse valor. A franja de migração estende o comprimento das linhas sísmicas além da área de interesse, de forma a mapeá-la corretamente.

$$fm = p \times \tan(\theta), \quad (4.3)$$

onde: *fm* é franja de expansão para migração, *p* é a profundidade do objetivo e θ é o ângulo de inclinação do mergulho das camadas.

A Figura 4.5 mostra a relação das unidades envolvidas na Equação 4.2, onde pode-se observar que a quantidade K_{2D} é um valor adimensional.

Deve ser ressaltado que a quantidade mapeada K possui um limite unitário, no diz respeito à sua influência no indicador I_s . Se por outros motivos houver uma quantidade mapeada superior a um, levantamento maior que a quantidade considerada ideal, isso não aumentará a chance de sucesso ou o valor do indicador, mas aumentará o custo dessa operação. Essa observação também é aplicável para a próxima variável, área mapeada.

4 - Área mapeada - km^2 (AM). É a área em superfície onde será realizado o levantamento sísmico. Essa variável é empregada no cálculo da quantidade mapeada para o caso de levantamentos areais. Nesse cálculo, é considerada a franja de migração, o que demanda uma área de levantamento maior que área de interesse, para obter-se um adequado mapeamento da área de interesse.

A quantidade mapeada para levantamentos realizados em área, proposta por esta metodologia, é calculada com a utilização da Eq. 4.4.

$$K_{3D} = \frac{AM}{(AI + \sqrt{AI} \times \frac{fm}{1000})}, \quad (4.4)$$

onde: K_{3D} é a porcentagem areal mapeada, AM é a área mapeada, AI é a área de interesse e fm é a franja de migração. Como a profundidade geralmente é dada em metros, a franja de migração leva a mesma unidade. A divisão por mil converte seu valor em km.

A Figura 4.6 mostra uma estrutura com sua respectiva área de interesse, indicação do mergulho das camadas, a equação para o cálculo do K_{3D} e as unidades envolvidas nessa equação. Na equação de K_{3D} , o numerador é a área mapeada e o denominador representa a área mínima para mapear a estrutura adequadamente. O denominador é definido pela soma de duas parcelas: a primeira é a área de interesse e a segunda representa a área acrescida, relativa à franja de migração. Dois fatores compõem o produto da segunda parcela (área acrescida): um lado da área de interesse (aproximado por \sqrt{AI}) e a extensão relativa à franja de migração.

A análise das unidades envolvidas na Equação 4.4 mostra que a quantidade K_{3D} também é um valor adimensional.

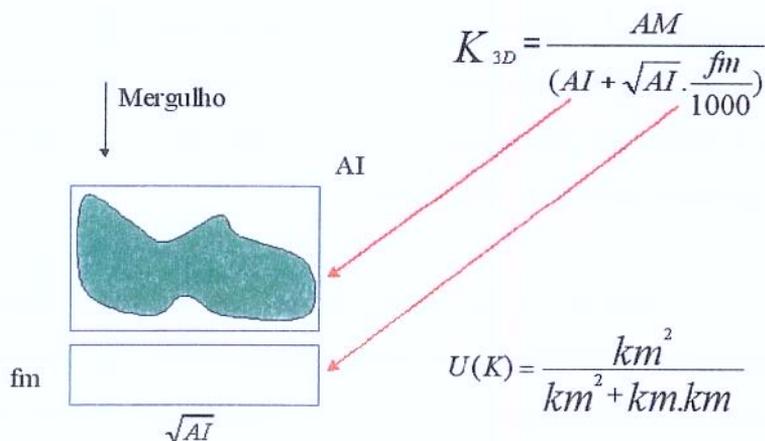


Figura 4.6: A quantidade de dados K_{3D} expressa a relação entre a área levantada e a área mínima para mapear adequadamente a estrutura em estudo. O contorno azul maior representa a área de interesse que envolve a estrutura geológica; o contorno azul menor representa o acréscimo em área relativo à franja de migração. A soma das áreas representa a área mínima para mapear a estrutura.

5 - Profundidade - m (p). É a profundidade em metros do objetivo. Esse valor, assim como o mergulho das camadas, interfere automaticamente na franja de migração, que por sua vez interfere na quantidade da área mapeada (K), que terá influências no custo, no prazo e nos ajustes do VME.

A profundidade tem outras implicações importantes. Com o seu aumento, ocorre a perda de resolução que pode demandar o emprego de parâmetros de aquisição e processamento mais refinados, provocando o aumento do custo e do tempo de execução de ambos, também acarreta aumento da complexidade operacional de perfuração, mudança nas características do óleo, entre outras. Essas implicações, apesar de importantes, devem ser consideradas de forma subjetiva, pois não estão diretamente consideradas por este algoritmo devido à dificuldade de tratá-las de forma automática.

6 - Inclinação das camadas (θ). É a inclinação das camadas da estrutura geológica objetivo do levantamento. Assim como ocorre com a profundidade, o mergulho interfere automaticamente na franja de migração por intermédio da equação 4.3 e tem a mesma cadeia de influência citada para a variável profundidade.

A inclinação das camadas pode interferir nas dimensões da cela⁴ de um levantamento 3D. Quanto maior for a inclinação, menor deverá ser o intervalo de amostragem do levantamento, o que conduz a um levantamento com maior densidade de dados, com conseqüências no seu custo.

7 - Ambiente: As seguintes opções foram consideradas no método: mar profundo, mar raso, transição e terra. Há tipos de tecnologias que não são aplicáveis num determinado ambiente, por isso cada localização demandará uma análise específica dos caminhos (combinações possíveis de tecnologias de aquisição e processamento), que será discutido no item II (Opções de tecnologia) desta seção. Neste algoritmo, esta opção ainda não está automaticamente conectada, pois para simplificar sua montagem, só há uma opção disponível: a parte de terrestre. Para o sistema ficar completo deverá existir quatro opções de análise de caminhos, uma para cada localização (Terra, Transição, Mar raso e Mar profundo). Apesar de não estar ainda automaticamente considerada, essa informação é de extrema importância, pois cada opção tem sua particularidade que interfere significativamente nas estimativas de custos e no desempenho de cada tecnologia.

8 - Contexto Geológico. Uma mesma quantidade de levantamento sísmico, com a mesma tecnologia, pode gerar resultados distintos em contextos geológicos diferentes. Assim, o peso que cada tecnologia de processamento depende do contexto geológico envolvido. Para esse algoritmo foram escolhidas 23 situações para caracterizar o contexto geológico (Figura 4.7).

A dinâmica dos pesos pode ser entendida com um exemplo numa situação simplificada. Em um contexto geológico no qual as camadas são planas, quase todas tecnologias mapeiam as estruturas adequadamente. Tomando-se duas técnicas, por exemplo, processamento normal ou convencional (com migração em tempo pós-empilhamento) e um processamento com migração

⁴Cela é a unidade de área mapeada em subsuperfície. É um parâmetro dos levantamentos sísmicos 3D que tem influência direta na qualidade e no custo.

em profundidade pré-empilhamento, ambas receberão peso 5, pois resolvem bem essa situação geológica. Ao mudar para outro contexto geológico, numa situação de imageamento subsal⁵, o processamento convencional provavelmente não será capaz de mapear adequadamente a estrutura, portanto recebe peso 1, enquanto a outra técnica (migração em profundidade pré-empilhamento) por ser mais apropriada a essa situação recebe o peso 5. Uma vez escolhido o contexto geológico, os pesos de todas técnicas de processamento se ajustam automaticamente em função da escolha (Figura 4.8). Deve-se ressaltar que esses pesos devem ser calibrados por especialistas antes do método ser aplicado.

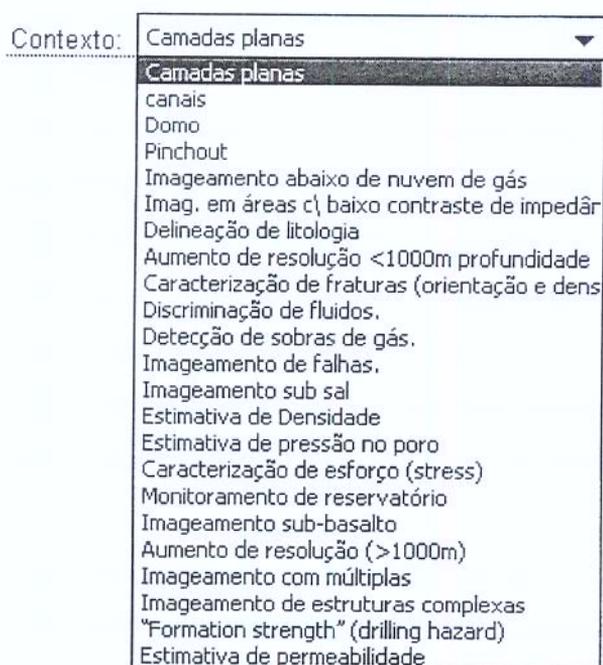


Figura 4.7: Interface do algoritmo para escolha dos contextos geológicas que interferem nos pesos das tecnologias.

9 - Bacia. Esse item indica a bacia na qual está inserida a área em avaliação. O tipo de bacia exerce interferências direta e indireta no processo de avaliação da área. As bacias são caracterizadas por particularidades, tais como cobertura superficial das camadas, litologia, arcabouço estrutural,

⁵Quando se deseja mapear um objetivo que se encontra abaixo de um domo de sal

ocorrência de ruídos, dentre outros. Essas particularidades fazem com que uma certa combinação de técnicas de aquisição e processamento sísmico, utilizada num mesmo contexto geológico, obtenha respostas diferentes quando aplicada em áreas distintas. Conforme ocorre com o contexto geológico, a conexão desse item com o método proposto se processa por meio da variação dos pesos de cada tecnologia em função do modelo geológico e do tipo da bacia. No algoritmo, as mudanças de pesos estão variando de acordo com a escolha da bacia, mas é possível a alteração para subdivisões dentro das bacias.

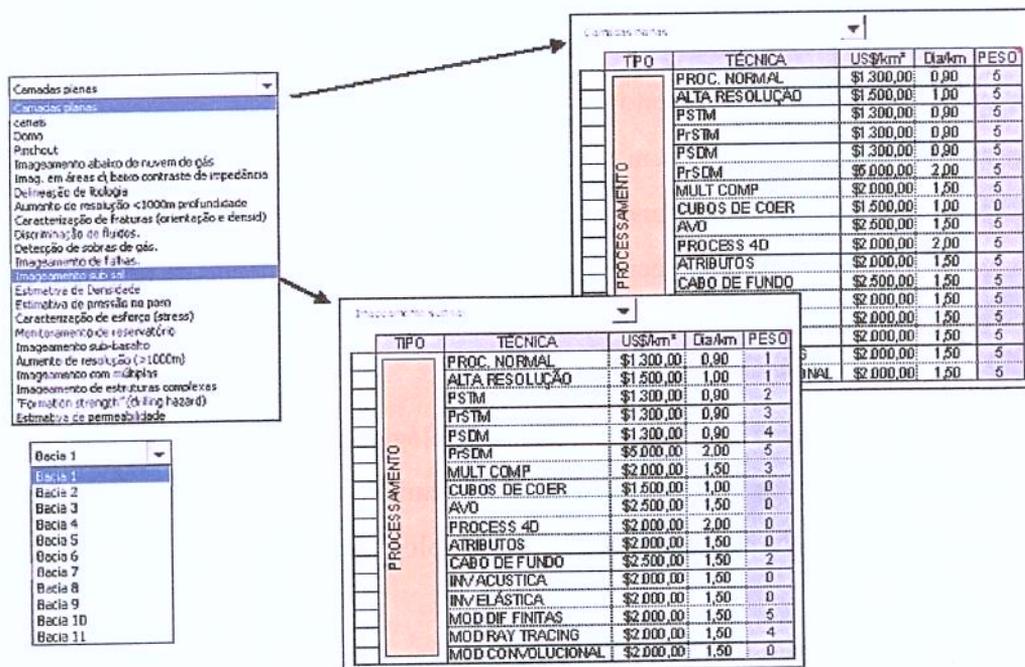


Figura 4.8: Dinâmica de variação dos pesos. Cada técnica possui um valor que representa seu desempenho em função do contexto geológico e das condições de superfície (englobadas pela bacia).

Ao variar os pesos em função da bacia, é possível incorporar a influência da qualidade sísmica inerente à área. A qualidade sísmica de uma área está relacionada com sua razão sinal/ruído. Existem áreas em que a qualidade ruim pode ser resolvida ou contornada com uma mudança de tecnologia, como a mudança de um levantamento sísmico 2D para 3D, ou de um levantamento sísmico marítimo convencional para um levantamento de cabo de fundo. Existem outras que mesmo a

mudança de tecnologia, ou incremento dos parâmetros de aquisição (redução de cela, aumento de cobertura, conseqüente aumento de custos) não são capazes de contornar o problema da qualidade, diminuindo assim a expectativa de sucesso. No caso de uma bacia terrestre, ou em alguma área específica dessa bacia, onde há uma camada muito espessa do manto de intemperismo ou de rocha pouco consolidada, essa camada se comporta como um filtro de alta frequência, fazendo com que o incremento dos parâmetros de aquisição e as mudanças de tecnologias não aumentem necessariamente a resolução e qualidade do levantamento sísmico. Essa situação pode ser considerada ao atribuir-se pesos com valores próximos às diferentes tecnologias quando aplicadas a essas áreas. Nesse caso, é possível prever inclusive a situação em que o incremento da tecnologia não resultaria em um aumento significativo do produto ($K \times Q$).

Aproveitando o exemplo do item anterior, observa-se que a técnica de processamento de migração pré-empilhamento em profundidade, aplicada na situação de imageamento subsal, recebeu peso 5, numa Bacia A. Em uma Bacia B, supondo-se que haja problemas de ruído ou outro fator que possa comprometer o seu desempenho, essa mesma tecnologia poderia receber, por exemplo, um peso 4.

Essa variação dos pesos em função do modelo geológico e da bacia permite que dois fatores importantes que interferem na qualidade dos dados possam ser automaticamente considerados, facilitando a análise das combinações alternativas de tecnologias.

10 - Fator de chance ou estimativa de sucesso. É a estimativa de sucesso utilizada para estimativa do valor do VME. Considera-se que a estimativa de sucesso leva em conta apenas os fatores essenciais para a ocorrência de hidrocarbonetos (rocha geradora, migração, rocha reservatório, fechamento - trapa ou armadilha - e rocha selante.). Esses fatores citados aqui são apenas um exemplo, essa informação é fornecida pelos especialistas de cada área. O número desses fatores e a escolha de cada um podem variar de uma empresa para outra.

4.2.2 Opções de tecnologias (caminhos)

Essa parte do algoritmo é também relativa a entradas de dados, mas já exhibe alguns resultados em função das opções escolhidas. Possui duas finalidades: apontar as tecnologias de aquisição e processamento aplicadas ao bloco e testar combinações alternativas de tecnologias. Para ambas, são verificados o produto ($K \times Q$) e o fator para o ajuste do VME.

Tabela 4.1: Tabela com custos e desempenhos por unidade de área ou comprimento de cada tecnologia de aquisição sísmica terrestre e seus pesos. Os valores são fictícios, representam apenas exemplos.

TIPO	TÉCNICA	US\$/km ²	Dia/km	PESO
AQ. SISMICA TERRESTRE	2D	\$10.000,00	0,20	1
	2D-3C	\$15.000,00	0,34	2
	3D Explr	\$25.000,00	0,50	4
	3D Explt	\$35.000,00	0,75	5
	3D3C	\$40.000,00	1,00	7
	4D	\$50.000,00	1,20	8
	4D3C	\$60.000,00	1,50	9

Tabela 4.2: Tabela com custos e desempenhos por unidade de área ou comprimento de cada tecnologia de processamento sísmico e seus pesos. Os valores são fictícios, representam apenas exemplos.

TIPO	TÉCNICA	US\$/km ²	Dia/km	PESO
PROCESSAMENTO	PROC. NORMAL	\$1.300,00	0,90	4
	ALTA RESOLUÇÃO	\$1.500,00	1,00	4
	PSTM	\$1.300,00	0,90	5
	PrSTM	\$1.300,00	0,90	5
	PSDM	\$1.300,00	0,90	5
	PrSDM	\$5.000,00	2,00	5
	MULT COMP	\$2.000,00	1,50	5
	CUB COER	\$1.500,00	1,00	0
	AVO	\$2.500,00	1,50	5
	PROCESS 4D	\$2.000,00	2,00	5
	ATRIBUTOS	\$2.000,00	1,50	5
	CABO DE FUNDO	\$2.500,00	1,50	5
	INV ACUSTICA	\$2.000,00	1,50	5
	INV ELÁSTICA	\$2.000,00	1,50	5
	MOD DIF FINITAS	\$2.000,00	1,50	5
	MOD RAY TRACING	\$2.000,00	1,50	5
MOD CONVOLUCIONAL	\$2.000,00	1,50	5	

Durante a fase de atribuição de pesos às tecnologias, devem ser levantados o custo de cada

tecnologia por unidade de área ou de comprimento e o desempenho de sua realização em dias por unidade de área ou de comprimento, conforme indica o exemplo das tabelas 4.1 e 4.2. Os dados constantes dessas tabelas foram criados apenas como um exemplo para a compreensão do algoritmo, não implicando em nenhuma estimativa real de custos. No caso da implementação deste método, deverá ser realizada de antemão um levantamento das tecnologias que estão disponíveis para a empresa, seus custos e prazos de realização. Esses dados são carregados uma única vez, para que o algoritmo possa usá-los de forma automática. Após preencher as informações características do modelo geológico, e ao apontar as tecnologias utilizadas no bloco em estudo, o algoritmo estima o valor de K , calcula o produto K por Q e realiza estimativas de custo e prazo para cada combinação de tecnologia apontada. Como as dimensões dos levantamentos sísmicos linear e areal são fornecidas como dados de entrada, sua multiplicação pelos dados unitários das tabelas fornecem tais estimativas de custos e prazos.

Existem vários caminhos ou opções de combinação de tecnologias de aquisição e processamento, de forma que a análise se torna uma tarefa complexa, o que demanda a participação de especialistas em processamento e aquisição sísmica.

A parte de análise de caminho vai depender do ambiente (item 7 da caracterização do modelo geológico). Haverá um grupo específico de caminhos para cada ambiente: terra, transição, mar e mar profundo. A Figura 4.9 apresenta a análise relativa à terra. O sistema está preparado para combinar e acumular até três caminhos, mas pode ser modificado para aumentar esse número para quantos caminhos forem necessários. Em cada caminho, podem ser combinadas uma opção de aquisição com três opções de processamento relativas a essa aquisição. Cada caixa de aquisição ou de processamento é composta por um quadro com três linhas de informação e uma de opções. A primeira informação é sobre o custo por unidade de área ou de comprimento, relativa à opção escolhida na linha de opções. A segunda linha é relativa ao prazo, informa a quantidade de dias para realizar 1 km^2 ou 1 km da tecnologia escolhida. A terceira é referente ao peso da tecnologia. Ao ser escolhida uma tecnologia na linha de opções, as três informações (custo, prazo e peso) são atualizadas automaticamente (Figura 4.10). Cada caixa de aquisição oferece sete opções e a de processamento oferece dezessete. Convém ressaltar que o peso de cada tecnologia, que relaciona a situação geológica com a bacia e com a técnica mais adequada, é automaticamente modificado

em função da escolha do modelo geológico e da bacia.

AQUISIÇÃO	P1	P2	P3				
10.000,00	1.300,00	-	-	11.300,00	11 km LINEAR 38,6%	124.300,00	
0,2	0,9	0	0	1,1		12,1	
1	4	0	0	5		1,93	
2D	PROC. NORMAL						
AQUISIÇÃO	P1	P2	P3				
25.000,00	1.300,00	1.300,00	-	27.600,00	100 km AREAL 100,0%	2.760.000,00	
0,5	0,9	0,9	0	2,3		230	
4	4	4	0	12		12,00	
3D Explr	PROC. NORMAL	PROC. NORMAL					
AQUISIÇÃO	P1	P2	P3				
-	-	-	-	-	0 0,0%	-	
0	0	0	0	0		0	
0	0	0	0	0		0,00	
						Estimativa de Custo (US\$)	2.884.300,00
						Estimativa de Tempo (dias)	242,10
						Produto (Q x K) acumulado	13,93
73%						Fator correção de VME	

Figura 4.9: Interface do algoritmo onde encontram-se as combinações possíveis de tecnologias de aquisição e processamento. Cada linha representa uma possibilidade de combinação. P1, P2 e P3 são opções de técnicas de processamento que podem ser aplicadas à aquisição correspondente.

Em um determinado caminho, cada caixa de aquisição e de processamento possui: uma média de custo por km (se for 2D) ou custo por km^2 (se for 3D ou 4D) e uma média de produção por km ou por km^2 , que são automaticamente atualizadas com a escolha da tecnologia. Ao final da escolha das tecnologias de cada caminho, serão obtidos os somatórios dessas médias e finalmente as estimativas de custo e de prazo para o caminho escolhido. Ao trabalhar com mais de um caminho, tem-se o somatório de todos eles. No exemplo da Figura 4.9, foram utilizados dois caminhos.

Cada caminho ou combinação de uma aquisição com até três opções de processamento (limite que pode ser estendido), terá seu produto ($Q \times K$) que é a somatória dos pesos relativos à aquisição e processamento multiplicada pela quantidade mapeada (Equação 4.5).

$$(K \times Q)_i = (P_a + P_{p1} + P_{p2} + P_{p3})_i \times K_i, \quad (4.5)$$

AQUISIÇÃO	P1	
10.000,00	1.300,00	→ US\$ / km ² ou km
0,2	0,9	→ dias / km ² ou km
1	4	→ peso
2D	PROC. NORM/	
2D	PROC. NORMAL	
2D-3C	ALTA RESOLUÇÃO	
3D Explr	PSTM	
3D Explr	PrSTM	
3D3C	PSDM	
4D	FiSDM	
4D3C	MULT COMP	
	CUBOS DE COER	
	AVO	
	PROCESS 4D	
	ATRIBUTOS	
	CABO DE FUNDO	
	INV ACUSTICA	
	INV ELÁSTICA	
	MOD DIF FINITAS	
	MOD RAY TRACIN	
	MOD CONVOLUCI	

Figura 4.10: Opções de técnicas de processamento que podem ser aplicadas à aquisição. P2 e P3, na figura anterior, têm as mesmas opções que P1.

onde: $(K \times Q)_i$ é o produto relativo a um caminho i ; $[P_a, P_{p1}, P_{p2} e P_{p3}]_i$ são os pesos relativos a aquisição e a três possibilidades de processamento; e K_i é a quantidade mapeada.

O produto $(K \times Q)_{final}$ que representa toda informação acumulada na área em estudo será o somatório dos produtos $(K \times Q)_i$ de cada caminho i (Equação 4.6).

$$(K \times Q)_{final} = (K \times Q)_1 + (K \times Q)_2 + (K \times Q)_3, \quad (4.6)$$

ou então, com a forma mais reduzida (Eq. 4.7):

$$(K \times Q)_{final} = \sum_{i=1}^3 [K_i \times Q_i]. \quad (4.7)$$

O produto $(K \times Q)_{final}$ é tomado como um indicador de informação sísmica I_s , que expressa em um único número dois elementos importantes que contribuem para o sucesso do projeto. Quanto maior seu valor, maior será a chance de as estimativas estarem certas, mais embasada foi a avaliação e maior será a chance de sucesso. É possível que haja várias maneiras de incorporá-lo numa avaliação, com diferentes graus de intensidade, dependerá da importância que cada empresa pode atribuir a ele. No caso desse algoritmo, escolheu-se o ajuste do VME.

4.2.3 Ajuste do VME

O ajuste do VME é uma forma de incorporar o desempenho das tecnologias em função do modelo geológico e das condições de superfície na valoração de uma oportunidade exploratória.

Conforme citado no Capítulo 3, o VME é uma técnica de avaliação econômica que utiliza estimativas de fator de chance ou sucesso geológico e de volume. Como tais estimativas dependem, dentre outros fatores, da quantidade e qualidade dos dados sísmicos, quanto maior o valor do indicador I_s , maior será a chance de essas estimativas estarem corretas. Um VME estimado com base em muita informação possui maior chance de estar correto, portanto o seu valor original tende a ser mantido. Já um VME estimado com pouca informação é penalizado com um ajuste inversamente proporcional ao valor do indicador I_s .

É natural que os técnicos que realizam as estimativas penalizem intuitivamente os projetos com menor quantidade de informações, atribuindo a esses uma chance de sucesso menor. Mas isso deve ser feito sob o rigor de um critério definido e padronizado em todos projetos para reduzir as subjetividades.

Para fazer o ajuste variável com o valor do indicador, é necessário estipular seu máximo. A análise dos valores do indicador I_s , que será mostrado na Seção 4.3, foi realizada por meio da simulação de acréscimo de quantidade e qualidade de dados, com medição o valor do indicador para cada situação. Para tanto é considerado que houve anteriormente a calibração adequada dos pesos. Na Tabela 4.4, para uma situação de acúmulo de informações (quantidade e qualidade), o indicador I_s chegou ao valor de 24. Tal valor serve de base para estipular, por exemplo, 30 como um máximo, ou seja, uma situação em que se tem informação suficiente para subsidiar estimativas robustas, com maiores chances de estarem corretas.

Uma vez aceito que (30) pode ser um valor máximo de I_s para representar a confiabilidade das estimativas relativas e que a faixa de atuação situa-se entre 50% e 100%, o ajuste aplicado ao VME é calculado pela Eq. 4.8.

$$A = I_s \times \frac{50\%}{30} + 50\%, \quad (4.8)$$

onde: A é o fator de ajuste que incidirá sobre o VME e I_s é indicador de informação sísmica obtido com a Eq. 4.6.

A faixa de atuação do indicador vai depender da importância que se quer dar a essa informação. Caso se queira restringir a faixa de atuação entre 80% e 100% o ajuste passaria a ser calculado conforme a Equação 4.9:

$$A = I_s \times \frac{20\%}{30} + 80\%, \quad (4.9)$$

Os ajustes de VMEs realizados na aplicação prática (Capítulo 5) utilizaram, no cálculo do ajuste, uma faixa de atuação do indicador entre 50% e 100%, pela razão mostrada a seguir.

No Capítulo 2, as Figuras 2.16 A e B, apresentam uma estatística de fatores causadores de poço seco e como esses fatores foram corretamente previstos (estrutural com 23%; rocha reservatório com 79%; trapas com 37,5% e carga de HC com 50%). Somando as porcentagens dos quatro fatores e dividindo por quatro, pode-se dizer que em média o índice de acerto das estimativas foi de 47,4%. Se as estimativas são previstas corretamente em média de 50%, esse valor pode ser um critério para estipular a faixa de atuação das informações. Deve ser lembrado que a determinação desses valores dependerá de dados históricos e da importância que se deseja atribuir às informações.

O ajuste do VME é obtido com a multiplicação do VME original, inicialmente estimado para o projeto, pelo fator de ajuste (A). Esse operação deixa o VME ajustado mais próximo do original quanto maior for a quantidade e quanto melhor for a qualidade dos dados utilizados para estimá-lo; e penaliza as estimativas feitas com pouco subsídio de dados sísmicos (Equação 4.10).

$$VME_{ajustado} = VME \times A \quad (4.10)$$

onde: A é fator de ajuste.

4.2.4 Estimativa do valor da informação imperfeita (VDI_i)

Ao avaliar a possibilidade de adquirir mais informações em uma área, a estimativa do valor da informação adicional é necessária à análise do processo decisório.

Mesmo sabendo que a aquisição de uma informação, por exemplo, proveniente de levantamento sísmico 3D, pode alterar as estimativas de sucesso após sua obtenção, conforme mostrado nos trabalhos de Nestvold (1992), Aylor (1999), Rose (2001) e Greenlee et al (2002), ao estimar o valor da informação para aquisição futura de informação, as mudanças do risco e a incerteza não podem ser consideradas antes da aquisição da informação. Segundo Coopersmith e Cunningham (2002), o valor agregado com a informação perfeita não vem da solução da incerteza, nesse caso, a presença de óleo. As chances de perfurar e encontrar óleo, com ou sem a informação, continuam as mesmas. Para tal conceito, o valor adicional de uma informação está na habilidade de mudar a decisão de perfurar. Deve ser lembrado o segundo princípio do conceito do valor da informação apresentado por Coopersmith e Cunningham (2002): a descrição da incerteza inerente, relativa à decisão em questão, não pode ser alterada até a nova informação ser adquirida.

A informação sísmica nunca será perfeita, uma vez que as medidas são indiretas e sempre haverá incerteza envolvida na obtenção dos dados sísmicos. No entanto, dependendo das circunstâncias, a informação obtida pode se comportar como perfeita, como ocorre no exemplo dos oito projetos da Figura 3.1, apresentado por Aylor (1999). Nesse exemplo, as informações adquiridas para cada projeto viabilizaram a decisão de perfurar quando a situação foi promissora e de não perfurar quando não foi promissora, evitando assim o prejuízo do VPL de insucesso. Para ser perfeita, a informação deveria condenar o projeto com 100% certeza. Em quais circunstâncias a informação pode se comportar como perfeita? Quando há quantidade e qualidade suficientes.

Deve ser lembrando que a confiabilidade dos dados sísmicos é representada pelo valor do indicador de informação sísmica I_s , que reúne informações sobre a quantidade K dos dados que efetivamente contribuíram com informação e os fatores que influenciam a sua qualidade Q . Assim, quanto maior for o valor de I_s , mais a informação imperfeita se aproxima da perfeita.

Conforme mostrado pelos autores Clemen (1995), Head (1998), Coopersmith e Cunningham (2002), o valor esperado de qualquer informação deve estar entre o zero e o valor da informação perfeita. VDI_i varia com VDI_p , sendo esta o limite superior.

Então, pode-se escrever:

$$VDI_i = f(VDI_p, I_s),$$

onde: VDI_i é o valor da informação imperfeita; VDI_p é o valor da informação perfeita e I_s é o valor do indicador de informação sísmica.

Uma vez constatada essa relação de dependência, existem várias maneiras de relacionar as três variáveis envolvidas. A (Tabela 4.3) mostra, por exemplo, uma possibilidade que utiliza a correspondência de intervalos de valores de I_s com intervalos de porcentagem de VDI_p , sendo considerado que o valor da informação perfeita, para o caso de dois resultados possível, pode ser estimado com a Equação 3.2: $VDI_p = (1 - p_s) \times (VPL_i)$.

Tabela 4.3: Esta tabela mostra um exemplo possível proposto por esta metodologia para relacionar intervalos de valores do indicador I_s com intervalos de porcentagem do valor da informação perfeita.

	Intervalo de I_s	% VDI perfeita
Intervalo 1	Menor que 10	30%
Intervalo 2	de 10 a 20	60%
Intervalo 3	maior que 20	95%

4.3 Análise dos Valores do Indicador I_s

Nesta seção, serão mostrados a variação dos valores do indicador e seus impactos no fator de ajuste e no VME ajustado, ao simular combinações de tecnologias de aquisição e processamento sísmicos em situações distintas. Para tanto, foram criados dois exemplos. O Caso 1 foi idealizado para mostrar o comportamento de I_s e as conseqüentes variações do fator de ajuste, do VME ajustado, do custo e do prazo, em uma situação de o acúmulo de informações. O Caso 2 mostra como o valor de I_s e o VME ajustado se comportam ao serem testadas diferentes tecnologias em diferentes contextos geológicos.

O primeiro exemplo (Caso 1) simula uma situação exploratória de crescente investimento na obtenção de dados sísmicos e o conseqüente acúmulo de informação. O objetivo é relacionar os valores do indicador com as diferentes etapas de realização do investimento, ou com os níveis de obtenção de informação. Para um projeto com VPL_s igual a US\$ 5 bilhões, com estimativa de sucesso (p_s) igual a 25% e VPL_i igual a US\$ 100 milhões, estima-se um VME de US\$ 1,175 bilhão com base nas informações obtidas na situação inicial (S_1).

Como pressuposto do Caso 1, a partir da situação inicial (S_1), simula-se um acúmulo de informação, com o a utilização de várias tecnologias de aquisição e processamento sísmicos, considerando o mesmo ambiente, a mesma bacia e o mesmo contexto geológico, da seguinte maneira:

- S_1 - 15 km de sísmica 2D com processamento convencional;
- S_2 - acréscimo de 21 km de sísmica 2D (36 km no total) com processamento convencional;
- S_3 - situação S_2 com processamento de alta resolução;
- S_4 - situação S_3 acrescida de 50 km^2 de sísmica 3D exploratória, com processamento normal;
- S_5 - situação S_4 com mais um processamento de alta resolução;
- S_6 - situação S_5 mais um processamento especial: migração em tempo (PrSTM) e
- S_7 - situação S_6 com mais um 2D3C de 36 km de 2D3C com processamento multicomponente.

Para cada situação, foram calculados o valor do indicador, o fator de ajuste (com a utilização da Eq. 4.8: $A = I_s \times \frac{50\%}{30} + 50\%$), o VME ajustado por esse fator, o custo acumulado relativo à

aquisição das respectivas informações e o prazo acumulado para execução (Tabela 4.4).

Os dados da Tabela 4.4 estão representados nos Gráficos A, B, C e D da Figura 4.11. Nesses gráficos são observados as variações do indicador (de 0,84 a 24) com os elementos das demais colunas da Tabela 4.4 (ajuste, VME ajustado, custo acumulado da informação e prazo para sua obtenção).

Tabela 4.4: Variação do indicador I_s em função do acúmulo de informações, compreendendo desde a situação S_1 até a S_7 , as respectivas variações do fator de ajuste, do VME ajustado, do custo para obter a informação e do prazo. A unidade do VME ajustado é US\$ milhões.

	I_s	Ajuste	VME aj	US\$ MM	dias
S1	0,84	51,4%	603,8	0,170	17
S2	2,00	53,3%	626,6	0,406	40
S3	6,00	60,0%	705,0	0,461	76
S4	11,00	68,3%	802,9	1,776	145
S5	15,00	75,0%	881,2	1,850	196
S6	19,00	81,7%	959,5	1,915	240
S7	24,00	90,0%	1057,5	2,527	306

Na Figura 4.11A, observa-se a variação do fator de ajuste. Como foi utilizada a Equação 4.8 para o cálculo do fator de ajuste, o gráfico mostra o intervalo de atuação desse fator variando de 50% a 100%. Com o aumento da quantidade e qualidade da informação, o fator aproxima-se de 100%, situação em que não ocorre ajuste no VME.

A Figura 4.11B mostra a variação do VME ajustado, com o VME ajustado variando de US\$MM 603,8 até US\$MM 1057,5 (90% do VME original).

A Figura 4.11C mostra a variação do custo com a obtenção das informações, onde podem ser observadas três variações mais acentuadas de custo (de S_1 para S_2 , de S_3 para S_4 e de S_6 para S_7), ou seja, quando houve mudança na tecnologia de aquisição. Essa variação retrata uma característica dos investimentos em sísmica para exploração de petróleo: os incrementos em tecnologia de aquisição são mais caros que os incrementos de tecnologia de processamento. Os outros incrementos ocorrem de S_2 para S_3 e de S_4 para S_6 , que são os trechos em que os segmentos são mais planos, o que indica menor variação no custo de investimento. Tal informação é importante para direcionar o investimento em tecnologia de aquisição ou de processamento.

A Figura 4.11D mostra a estimativa de prazo para a obtenção das informações aumentando a cada incremento do indicador I_s .

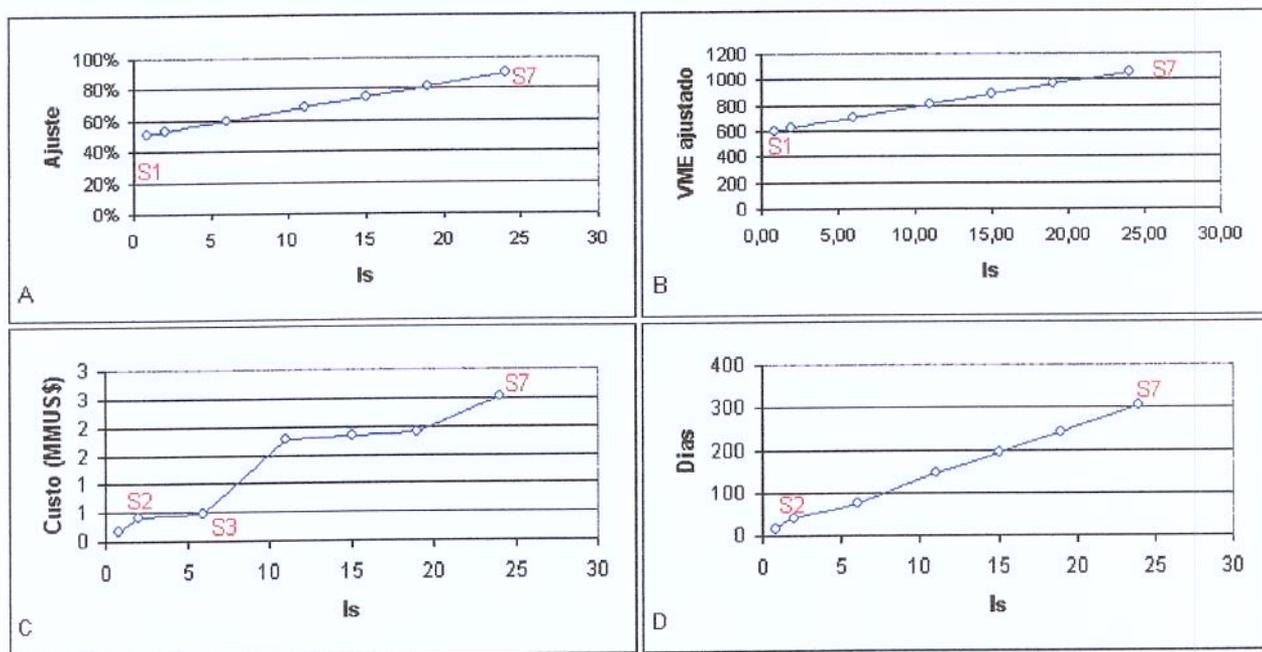


Figura 4.11: Variações de I_s relativas aos dados da tabela 4.4. As situações de S_1 a S_7 , exemplificam um acúmulo de informações sísmicas. Os gráficos A, B, C e D mostram respectivamente a variação do indicador I_s em relação: ao fator de ajuste, ao VME ajustado, ao custo para obtenção das informações e à estimativa de prazo para obtenção ds informações.

No Caso 2, é apresentado o comportamento do indicador I_s ao combinar alteração do contexto geológico com mudança de tecnologias. Para tanto, foi criada uma situação inicial em um contexto geológico, com duas opções de combinação de tecnologias a serem escolhidas. Posteriormente, para a mesma situação inicial, altera-se o contexto geológico e analisam-se as mesmas opções de tecnologias. O objetivo é verificar o comportamento de I_s nessas condições.

As informações abaixo caracterizam a situação inicial S_{i1} relativa ao Caso 2 e representam dados de entrada na interface do algoritmo (Figura 4.12).

Contexto geológico: camada plana.

Características do modelo geológico		Nome do projeto: 2° exemplo	
Variáveis que interferem na quantidade (K)		Variáveis que interferem na qualidade (Q)	
Área de interesse (km ²):	30,0	Ambiente:	Terra
Intervalo ideal entre linhas (km)	1	Modelo:	Camadas planas
Quilometragem linear mapeada:	36,0	Bacia:	Bacia 1
Área mapeada (km ²):	100%	de cobertura 2D	
Profundidade (m):	4000	0% de cobertura 3D	
Inclinação das camadas (°):	15	de Franja	
Expectativa de sucesso para estimativa do VME			
Fator de chance	25%		

Figura 4.12: Interface do algoritmo com os dados relativos ao Caso 2. Os dados são os mesmos para as situações S_{i1} e S_{i2} com diferença apenas do contexto geológico, que para S_{i2} é imageamento subsal.

Dados: 36 km de linhas sísmicas 2D com processamento convencional.

Opção 1: adquirir 50 km² de sísmica 3D, com processamento convencional.

Opção 2: adquirir 50 km² de sísmica 3D, com processamento especial (PrSDM).

S_{i2} - Situação inicial é a mesma da situação S_{i1} , com diferença apenas do contexto geológico.

Contexto geológico: camadas abaixo de domo de sal.

Dados: 36 km de linhas sísmicas 2D com processamento convencional. São consideradas as mesmas opções de tecnologia 1 e 2 citadas na situação S_{i1} .

Na situação inicial S_{i1} , tem-se 36 km de linhas 2D (Figura 4.12) que, no contexto de camada plana, são representados pelo valor 6 do indicador I_s , gerando um ajuste de 60% e conferindo ao VME ajustado o valor de US\$ 705 milhões (Tabela 4.5 A). A partir dessa situação, existem duas opções para aumentar a quantidade e a qualidade de informações e aumentar o VME ajustado. A Opção 1 seria realizar uma sísmica 3D combinada com um processamento convencional. A Opção 2 seria realizar uma sísmica 3D combinada com um processamento especial, por exemplo,

migração pré-empilhamento em profundidade (PrSDM)⁶.

Tabela 4.5: Variação de I_s com mudanças do contexto geológico e de opções de tecnologias. A - Para contexto geológico de camadas planas. B - Para contexto geológico de camadas abaixo de domo de sal. A unidade do VME ajustado é US\$ milhões.

Camada Plana				A
	(K x Q)	Ajuste	VME aj	US\$ MM
Si	6,00	60,0%	705,0	0,407
OP1	16,00	76,7%	901,0	2,223
OP2	16,00	76,7%	901,0	2,406

Imageamento subsal				B
	(K x Q)	Ajuste	VME aj	US\$ MM
Si	2,00	53,3%	626,6	0,407
OP1	8,00	63,3%	744,1	2,223
OP2	12,00	70,0%	822,5	2,407

Os resultados da Tabela 4.5A estão representados na Figura 4.13. Na Figura 4.13A, a Opção 1 eleva o valor do indicador de 6 para 16, assim como a Opção 2, com a diferença entre as opções de US\$ 184 mil para obter as informações. Nesse tipo de contexto geológico (camada plana), este fato ocorre porque as duas tecnologias apresentam resultados semelhantes, com a diferença que a (PrSDM) possui custo mais elevado (US\$2,4 MM). A Figura 4.13C mostra a variação do VME ajustado (de US\$ 700 milhões para US\$ 901 milhões) como resultado da variação de I_s . Na Figura 4.13 de A para C, observa-se que as duas opções de tecnologia geraram o mesmo valor de indicador e de VME ajustado, porém a diferença de investimento é de US\$ 184 mil, logo a opção 1 é a mais indicada.

Na definição da situação inicial Si_2 , ocorre apenas a mudança do contexto geológico para imageamento subsal. Dispõe-se de 36 km de linhas sísmica 2D para mapear camadas abaixo de um domo de sal. Para a mesma quantidade de dados e mesma tecnologia da situação inicial Si_1 (36 km de linhas 2D, com processamento convencional), o valor do indicador I_s é igual a 2 (Tabela

⁶O objetivo desse exemplo é mostrar como o algoritmo, após calibrado, pode funcionar em situações extremas e como o indicador I_s pode representar essas situações. Embora, na prática, seja pouco provável a utilização de um tecnologia como (PrSDM) para mapear camadas planas

4.5 B). O baixo valor de I_s indica que os dados sísmicos não são adequados ao contexto geológico. Agora, serão discutidas as mesmas duas opções anteriores, que têm a intenção de aumentar a quantidade e qualidade de informações e o valor VME ajustado. A opção 1 seria realizar uma sísmica 3D combinada com um processamento convencional. A opção 2 seria realizar uma sísmica 3D combinada com um processamento especial com migração pré-empilhamento em profundidade (PrSDM).

Os valores da Tabela 4.5B estão representados na Figura 4.13. Na Figura 4.13B, a Opção 1 eleva o indicador de 2 para 8, já a Opção 2 eleva esse valor de 2 para 12. A Figura 4.13D mostra que o VME ajustado passa de US\$ 626,6 milhões para US\$ 744,1 milhões (Opção 1) ou para US\$ 822,5 milhões (Opção 2). Considerando os pesos devidamente calibrados e aceito como válido o cálculo do fator de ajuste (Eq. 4.8), a Figura 4.13D possibilita a seguinte análise: com uma diferença de investimento da Opção 1 para Opção 2 de US\$ 184 mil, o VME ajustado pode ser incrementado de US\$ 78,4 milhões.

Fazendo analogia com o conceito clássico do valor da informação (VDI igual à diferença dos valores do ativo com e sem informação), a diferença entre o VME ajustado com base na tecnologia que se pretende utilizar para obter a nova informação e o VME ajustado com base nas informações atuais se caracteriza como uma forma alternativa de estimar o valor da informação. Nesse exemplo, o $VDI = VME_{a2}$ (US\$ 822,5 milhões) - VME_{a1} (US\$ 744,1 milhões) = US\$ 78,4 milhões e o custo do investimento é de US\$ 184 mil. Esta é uma maneira de analisar a relação custo/benefício para aquisição futura de informação.

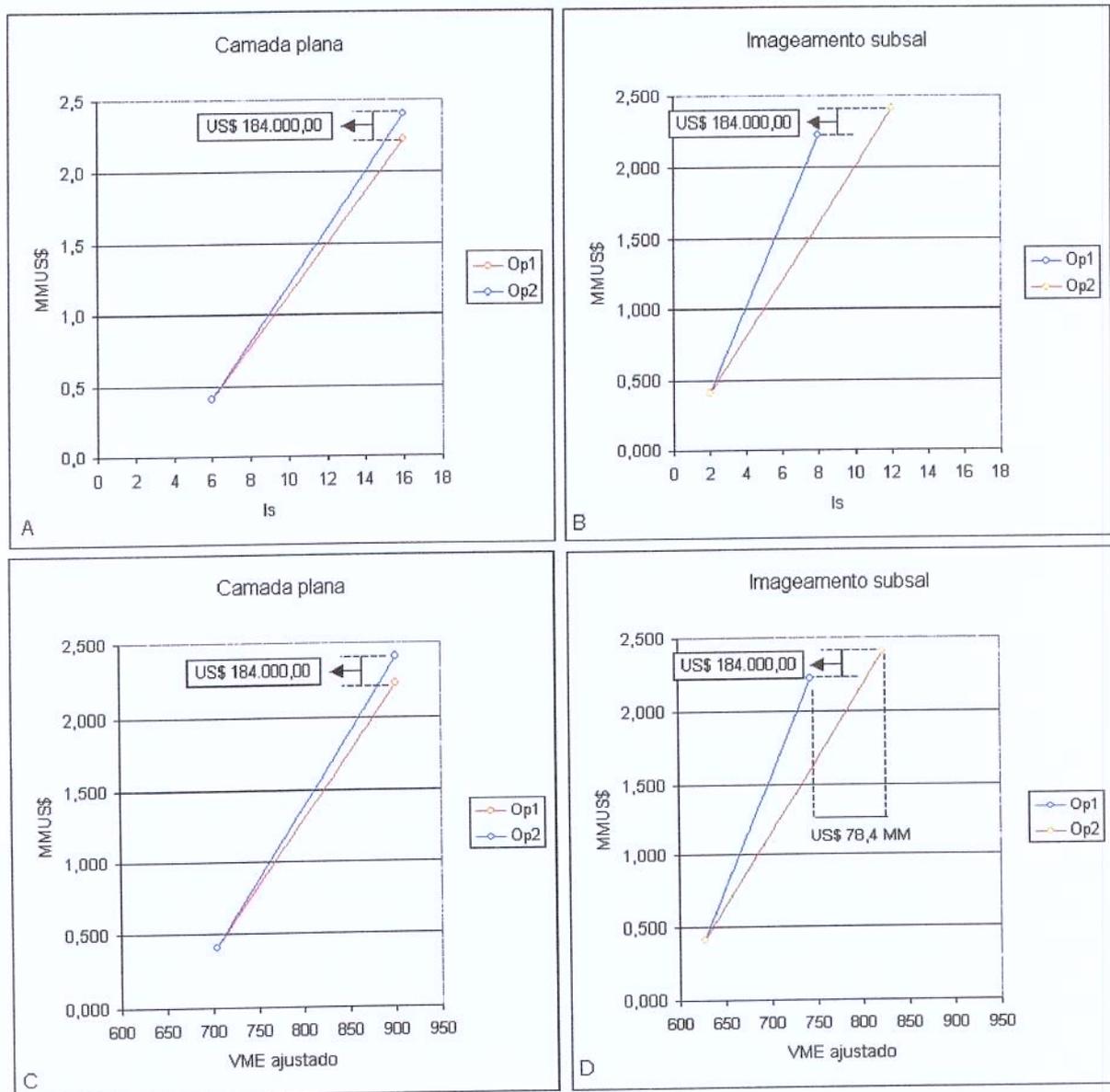


Figura 4.13: O eixo das ordenadas representa o custo para obtenção da informação nas quatro figuras. A - As duas opções provocam a mesma variação no indicador I_s , com diferença de 184 mil de uma para outra para o caso de camada plana. B - Ao mudar o contexto, o indicador acusa resultados diferentes para as duas opções. C - Não há diferença na variação do VME entre as duas opções, pois os valores de I_s acusam resultados iguais para as duas tecnologias no contexto de camadas planas. D - diferença de investimento e impacto no VME ajustado de US\$78,4 MM.

Capítulo 5

Aplicação do Método para Priorizar Projetos Exploratórios

Neste capítulo, será feita uma aplicação prática do algoritmo apresentado no capítulo anterior. A situação idealizada envolve a priorização de áreas promissoras em blocos distintos, localizados em diferentes bacias, com diferentes níveis de conhecimento e montantes previstos para investimento (Figura 5.1 e Tabela 5.1).

O objetivo dessa aplicação prática é mostrar com mais detalhe as etapas do algoritmo desenvolvido com base no método proposto. Na primeira parte, é mostrado como as tecnologias utilizadas nas áreas de interesse, expressas pelo valor do indicador I_s , podem ser incorporadas na priorização de projetos exploratórios. Na segunda parte, é realizada uma análise de opções alternativas para investimento e são verificadas suas conseqüências na prioridade entre os mesmos projetos.

A Figura 5.1 apresenta três blocos terrestres com objetivos exploratórios, situados em bacias distintas (Bloco 1 na Bacia B1, Bloco 2 na Bacia B2 e Bloco 3 na Bacia B3) sendo que as estimativas de sucesso foram realizadas por grupos distintos para cada bloco. Cada grupo julgou que seu projeto tem 25% de chance de sucesso. Com base nessas probabilidades estimadas, nos fatores de recuperação (em número de barris recuperados por m^3 de volume do reservatório) e do preço do barril de óleo, os VMEs dos projetos 1, 2 e 3 são respectivamente US\$ 1025 milhões, US\$ 843 milhões e US\$ 660 milhões. Ao ordenar as melhores oportunidades exploratórias, con-

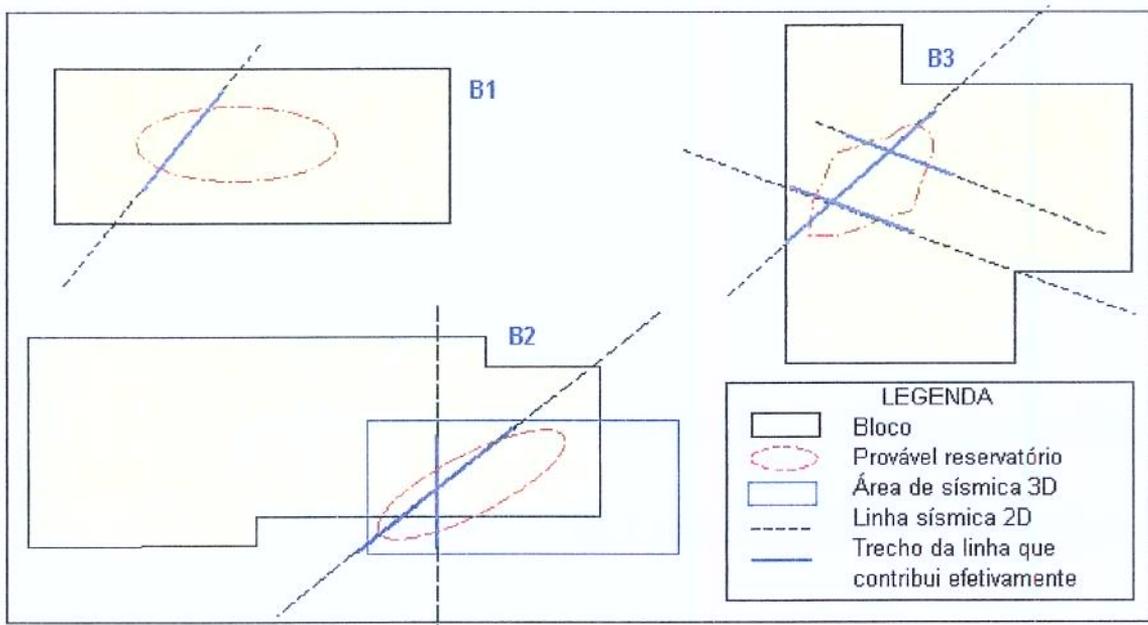


Figura 5.1: Mapa com Blocos B1, B2, e B3 provenientes de bacias distintas B1, B2 e B3.

siderando apenas o montante dos VMEs, a melhor opção seria o Bloco 1 seguido do Bloco 2 e finalmente o Bloco 3. Para facilitar os cálculos, considerou-se apenas os VPLs de sucesso e insucesso, não sendo considerado portanto maiores detalhes como custo de exploração e produção, fatias governamentais entre outros.

Conforme mostrado na figura 5.1, cada bloco possui diferentes níveis de informação. O Bloco 1 possui uma linha sísmica 2D de 11km de comprimento, mas apenas a parte central (destacada em azul na figura) de 5km contribui com informações sobre a área de interesse. O Bloco 2 possui duas linhas totalizando 22km de levantamento sísmico 2D, sendo que apenas 11km fornecem informações sobre a área de interesse. Com o intuito de exemplificar a parte da linha sísmica que contribui efetivamente, no Bloco 2 o trecho das linhas 2D que fornecem informação sobre a área de interesse está em azul e o restante tracejado em preto. Também há nesse bloco um levantamento sísmico 3D envolvendo a área de interesse. No Bloco 3, O levantamento sísmico 2D totaliza 34 km com três linhas, sendo 14km relativos à área de interesse. Para os três blocos, a tecnologia de processamento utilizada foi o processamento convencional.

Tabela 5.1: Dados dos 3 blocos exploratórios hipotéticos, situados em diferentes bacias.

	B1	B2	B3
Área de fechamento (km ²):	10	8	7
Net Pay (m):	11	12	12
Fator de Recuperação (bbl/m ³):	1,6	1,53	1,4
TOTAL (10 ³ bbl):	176,0	146,9	117,6
Preço do barril (US\$)	25,00		
Chance de sucesso	25%	25%	25%
VPLs (US\$ milhões)	4400	3672	2940
VPLi (US\$ milhões)	100	100	100
VME (US\$ milhões)	1025	843	660
Área de Interesse (km ²):	30	25	20
Quilometragem linear mapeada:	5	11	12
Área mapeada (km ²):	0	100	0
Profundidade (m):	3000	4000	3000
Inclinação das camadas (°):	5	10	10
Bacia:	B1	B2	B3
Contexto geológico:	Im sub sal	C. plana	C. plana
Indicador I_s	0,32	11,31	3,76
Fator de ajuste do VME	50,53%	68,85%	56,27%
VME ajustado	518,0	580,4	371,4

Com base nas características descritas acima de cada bloco, o algoritmo executa os cálculos, os quais serão mostrados para o caso do Bloco 2 que é mais completo. Deve ser lembrado que o objetivo dessa abordagem é valorizar as estimativas mais consistentes, ou seja, considera-se que os valores estimados possuem mais chance de estarem corretos quanto maior for a quantidade de dados e quanto melhor for a sua qualidade. A seguir, será apresentada a seqüência de cálculos realizados pelo algoritmo.

PASSO 1 - Cálculo da quantidade K_{2D} de dados.

Dados de entrada:

Área de interesse (AI): 25 km²;

Quilometragem mapeada (C): 11,0;

Profundidade (p): 4000 m e

Inclinação das camadas (θ): 10°

A quantidade K de dados sísmicos é determinada pela divisão do comprimento total das partes das linhas que efetivamente contribuem com informação sobre um valor de quilometragem considerado ideal para mapear a área de interesse com linhas sísmicas 2D.

Foi considerado que uma área, para se tornar completamente mapeada com levantamento sísmico 2D, deve possuir uma linha a cada¹ 2km nas duas direções mais importantes (direção das camadas e de seu mergulho). Alternativamente, pode-se admitir uma linha a cada quilômetro em apenas uma direção, o que em termos de quantidade é aproximadamente o mesmo valor.

Como as áreas relativas aos objetivos tendem a ser irregulares, para efeito de cálculo, são consideradas como sendo quadradas. Sendo a área de interesse do Bloco 2 de 25km^2 , considera-se um quadrado de lado igual a $\sqrt{25}$. Além disso, essa linha deve ter um acréscimo referente à franja de expansão para migração² (Figura 5.2 e Apêndice D). Esse acréscimo depende dos valores de profundidade e do ângulo de inclinação das camadas (θ), como mostrado na Equação 4.3: $fm = p \times \tan(\theta)$. Assim, $fm = 4000 \times \tan(10) = 705,3\text{m}$.



Figura 5.2: Área de interesse do Bloco 2 aproximada para a forma de um quadrado, para efeito de cálculo da quantidade K de dados. A parte das linhas que excedem a área é relativa à franja de expansão para migração.

A quantidade ideal desse levantamento seria uma linha a cada 1 km com comprimento de

¹Este valor pode variar para mais ou para menos, de acordo com o critério adotado em função de cada área.

²Na sísmica de reflexão, os refletores registrados aparecem mais alongados e menos inclinados que a situação real. A migração corrige essa distorção. Para registrar os refletores, as linhas têm que ter comprimento suficiente para captar a expansão da imagem.

(5 + 0,705) km, ou seja, 5 linhas de 5,705 km, com um total de 28,525 km. Então, a quantidade mapeada é calculada pela divisão da quilometragem mapeada pelo total ideal (eq. 4.2).

$$K_{2D} = \frac{klm}{(\sqrt{AI} + \frac{fm}{1000}) \times \frac{\sqrt{AI}}{IL}} = \frac{11}{28,525} = 0,385 \text{ ou } 38,6\%.$$

PASSO 2 - Cálculo da quantidade K_{3D} de dados.

Dados:

Área de interesse (AI): 25 km^2 ;

Área mapeada (AM): 100 km^2 ;

Acréscimo para franja de migração (fm) calculado anteriormente: 705 m.

Com esses dados e a utilização da Eq. 4.4, a quantidade mapeada 3D é calculada:

$$K_{3D} = \frac{AM}{(AI + \sqrt{AI} \times \frac{fm}{1000})}, K_{3D} = 3,51 \text{ ou } 351\%.$$

Esse valor significa que, mesmo considerando o acréscimo para a migração, a área mapeada ainda é bem maior que a área de interesse. Para a estimativa de I_s , o importante é ter a área coberta pelo levantamento. Valores acima de 100% dessa cobertura não contribuem para o aumento da probabilidade de sucesso da estrutura em estudo. Então o K_{3D} torna-se igual a um (100%). Mas, no caso de testar possíveis combinações de tecnologias de aquisição e de processamento, o valor da área é integralmente considerado no cálculo do custo para obter a informação e prazo para realizá-la, apesar de que nem toda área esteja contribuindo para o aumento de sucesso.

PASSO 3 - Cálculo do produto ($K \times Q$)

No caso do Bloco 2, tem-se duas combinações de tecnologias de aquisição e processamento:

1) 11km de linha sísmica 2D com processamento convencional e 2) 100 km^2 de levantamento sísmico 3D com processamento convencional (Figura 5.3). O cálculo é realizado com a utilização

da Equação 4.5: $(K \times Q)_i = (P_a + P_{p1} + P_{p2} + P_{p3})_i \times K_i$,

$$(K \times Q)_1 = (1 + 5 + 0 + 0)_1 \times 38,6\%,$$

$$(K \times Q)_1 = 2,31.$$

$$(K \times Q)_2 = (4 + 5 + 0 + 0)_1 \times 100\%,$$

$$(K \times Q)_2 = 9$$

O peso P_{p1} obteve o valor 5 nas duas combinações (processamento convencional com aquisição sísmica 2D e com a 3D) devido a capacidade desse processamento de funcionar bem com o modelo de camadas planas. O produto acumulado ou final é obtido a partir da Equação 4.6.

$$(K \times Q)_{final} = (K \times Q)_1 + (K \times Q)_2 + (K \times Q)_3,$$

$$(K \times Q)_{final} = 2,31 + 9 + 0,$$

$$(K \times Q)_{final} = 11,31.$$

AQUISIÇÃO	P1	P2	P3			
10.000,00	1.300,00	-	-	11.300,00	11 km LINEAR 38,6%	124.300,00
0,2	0,9	0	0	1,1		12,1
1	5	0	0	6		2,31
2D	PROC. NORMAL					
AQUISIÇÃO	P1	P2	P3			
25.000,00	1.300,00	-	-	26.300,00	100 km AREAL 100,0%	2.630.000,00
0,5	0,9	0	0	1,4		140
4	5	0	0	9		9,00
3D Explr	PROC. NORMAL					
AQUISIÇÃO	P1	P2	P3			
-	-	-	-	-	0 0,0%	-
0	0	0	0	0		0
0	0	0	0	0		0,00
				2.754.300,00	Estimativa de Custo (US\$)	
				152,10	Estimativa de Tempo (dias)	
				11,31	Produto (Q x K) acumulado	
				69%	Fator correção de VME	

Figura 5.3: Interface do algoritmo utilizada para apontar as combinações de tecnologias utilizadas no Bloco 2: primeira, levantamento sísmico 2D com processamento normal ou convencional; segunda, levantamento sísmico 3D com processamento normal ou convencional.

PASSO 4 - Ajuste do VME

Uma vez calculado o valor de I_s para o Bloco 2, utiliza-se a Eq. 4.8 para estimar o ajuste do VME.

$$A = I_s \times \frac{50\%}{30} + 50\%,$$

$$A = 11,31 \times \frac{50\%}{30} + 50\%,$$

$$A = 68,85\%$$

O ajuste do VME é obtido com a multiplicação do VME, inicialmente estimado para o projeto, pelo ajuste (A):

$$VME_a = VME \times A,$$

$$VME_a = 843 \times 68,85\%,$$

$$VME_a = US\$580,4 \text{ milhões.}$$

O mesmo procedimento aplicado no Bloco 2 foi também empregado nos Blocos 1 e 3, sendo obtidos os seguintes resultados: VME ajustado do Bloco 1 igual a US\$ 517,9 milhões e para o do Bloco 3 igual a US\$ 371,3 milhões (Tabela 5.1).

Como o Bloco 2 reúne melhores condições de qualidade e quantidade de informação, pode-se esperar que as suas estimativas possuam maiores probabilidades de estarem corretas do que as estimativas realizadas para os outros blocos. Assim, o ajuste do VME busca incorporar na avaliação, por intermédio de uma abordagem padronizada, a influência da tecnologia utilizada ao penalizar mais os projetos cujas estimativas foram realizadas baseadas em dados pobres (pouca quantidade e baixa qualidade). Dessa maneira, os VMEs ajustados retratam essa expectativa ao apontar o Bloco 2 como a melhor opção ($VME_a = US 580,4$ milhões), seguido pelo Bloco 1 ($VME_a = US 517,9$ milhões) e o Bloco 3 ($VME_a = US 371,3$ milhões).

Outra possibilidade para melhorar a análise das oportunidades é avaliar combinações alternativas de tecnologias que podem ser empregadas nos blocos, para tornarem as estimativas mais confiáveis, podendo alterar a ordem de interesse pelos blocos, caso deseje-se realizar algum investimento. Suponha-se que a empresa que está avaliando os três blocos tenha acesso a uma tecnologia de ponta que, apesar de dispendiosa, obtenha bom resultado ao mapear camadas abaixo de domo de sal (modelo geológico do Bloco 1). O Bloco 1 apresenta dois pontos desfavoráveis na sua valoração: pouca quantidade de dados e de baixa qualidade. A qualidade baixa dos dados é consequência do fraco desempenho da tecnologia em função do contexto geológico. Uma alter-

nativa seria acumular com os dados obtidos anteriormente a combinação: 50 km² de sísmica 3D, com processamento convencional e mais o processamento com migração pré-empilhamento em profundidade (PrSDM).

Ao testar essa alternativa, representada na segunda linha de combinação na Figura 5.4, o algoritmo mostra o custo da opção (US\$ 2,065 milhões), o prazo para sua realização (183 dias), o respectivo I_s (que era de 0,32 e passa para 11,32) e seu fator de ajuste (que era de 50,53% para 68,9%). Aplicando-se esse fator de ajuste no VME do Bloco 1, o VME ajustado passa para US\$ 706,225 milhões. Se a alternativa for realizada, a ordem de prioridade muda novamente passando a ser: primeira opção para o Bloco 1 ($VME_a = US\ 706,2$ milhões), depois o Bloco 2 ($VME_a = US\ 580,4$ milhões) e por fim o Bloco 3 ($VME_a = US\ 371,3$ milhões).

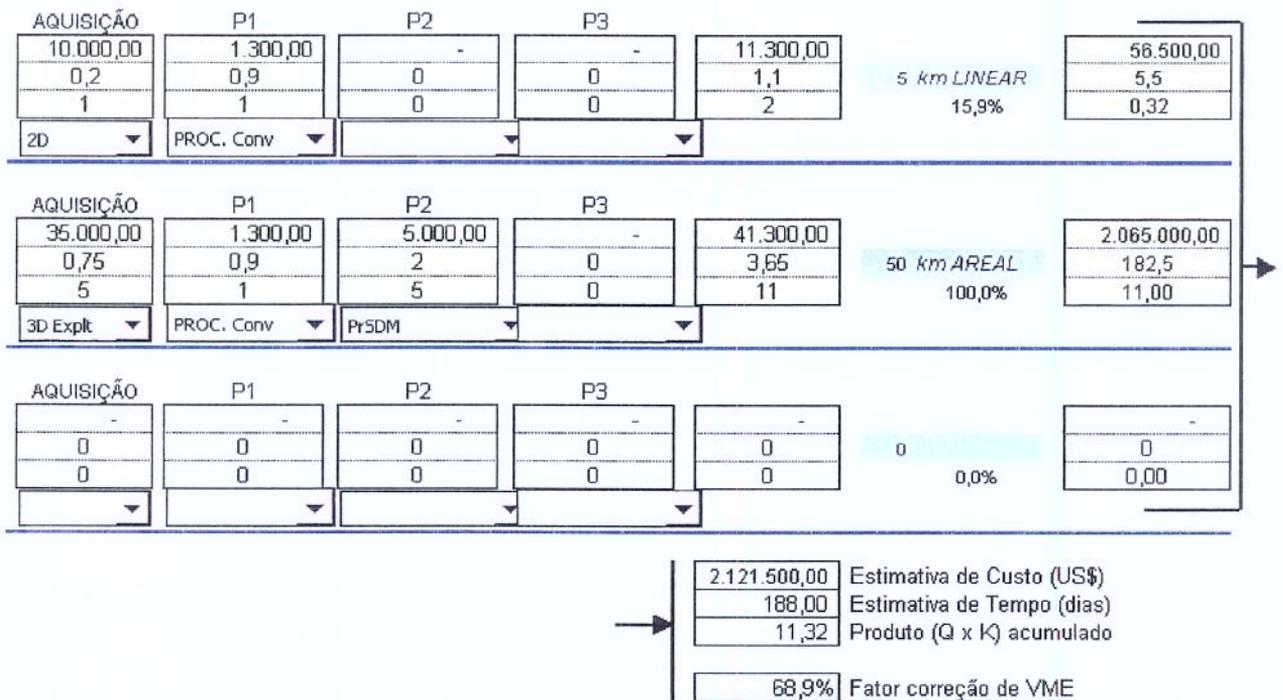


Figura 5.4: Interface do algoritmo que mostra a combinação alternativa de tecnologias utilizadas no Bloco 1: primeira, levantamento sísmico 2D com processamento convencional; segunda, levantamento sísmico 3D com processamento convencional mais um processamento especial.

PASSO 5 - Avaliação de aquisição futura de informação

Esta metodologia possui duas formas de avaliar a relação custo benefício para aquisição futura de informação sísmica: I) com base na diferença entre os VMEs ajustados e II) com base no conceito do valor da informação imperfeita.

I - Diferença entre os VMEs ajustados

Conforme mostrado anteriormente, a análise de investimentos no Bloco 1 dispõe das seguintes informações: a um custo de US\$ 2,065 milhões, o indicador de informação sísmica I_s passa de 0,32 para 11,32, mudando o valor do VME ajustado de US\$ 518 milhões para US\$ 706 milhões. O impacto da informação será medido com a diferença entre os montantes dos VMEs ajustados:

$$VDI = VME_{a2} - VME_{a1},$$

$$VDI = 706 - 518 = 188 \text{ milhões.}$$

II - Valor da informação imperfeita

O valor da informação perfeita é estimado com a Equação 3.2: $VDI_p = (1 - p_s) \times (VPL_i)$.

$$VDI_p = (1 - 0,25) \times 100,$$

$$VDI_p = \text{US\$ } 75 \text{ milhões.}$$

Com a aquisição da informação, o valor do indicador I_s será de 11,32. Quanto mais alto esse valor, mais a informação imperfeita se aproxima da perfeita. De acordo com a Tabela 4.3, o valor de $I_s = 11,32$ representa 60% do valor da informação perfeita.

$$VDI_i = 60\% \times VDI_p,$$

$$VDI_i = 60\% \times 75,$$

$$VDI_i = 45 \text{ milhões.}$$

Neste caso, o investimento se justifica ao ser comparado com impacto da informação estimado pelas duas formas apresentadas. Tal comparação é de grande importância na análise de decisão, é um meio objetivo de avaliar a relação custo benefício da aquisição de levantamentos futuros.

Capítulo 6

Discussão dos Resultados

Neste capítulo, discutem-se os resultados da aplicação da metodologia proposta. Mas antes, serão mostradas duas constatações que são o ponto de partida para a análise dos resultados.

A primeira é que o valor de uma oportunidade exploratória depende da tecnologia utilizada na obtenção dos dados que subsidiaram as estimativas daquela oportunidade. O valor de uma oportunidade depende essencialmente do preço do barril de óleo e de sua estimativa de volume. Como a estimativa de volume será mais acertada quanto maior for a capacidade de medir o volume e essa medida depende da tecnologia utilizada, logo a primeira constatação fica confirmada. Assim, pode-se inferir que o valor de uma oportunidade é função também da tecnologia utilizada na obtenção dos dados:

$$V_o = f(U, V, \text{tecnologia}, \dots),$$

onde: V_o : Valor da oportunidade, U : preço unitário, V : volume da ocorrência,

A segunda constatação, uma vez confirmada dependência citada, diz respeito à necessidade de incorporar as tecnologias de aquisição e processamento, ou a confiabilidade das informações sísmicas utilizadas, no processo de valoração de projetos. Essa constatação deve-se ao fato que um dado pobre leva a uma estimativa imprecisa, que distorce o valor da oportunidade e conseqüentemente pode comprometer o processo de decisão.

Os dados sísmicos não são os únicos a subsidiarem as estimativas relativas às oportunidades, mas são seguramente os que exercem maior impacto, conforme mostram os resultados obtidos nos capítulos anteriores. As estimativas são mais precisas, portanto mais confiáveis, quando a

qualidade do dado sísmico permite uma reprodução fidedigna da estrutura geológica em estudo. Além disso, a condição de qualidade deve vir acompanhada de uma quantidade suficiente para mapear a estrutura.

Não foi encontrada, nos trabalhos pesquisados, uma metodologia que permitisse estabelecer um critério para padronizar as estimativas em função dos dados disponíveis. Normalmente, quando o dado disponível é pouco ou apresenta baixa qualidade, os valores estimados acabam sendo mais pessimistas, ou seja, há uma penalização nas estimativas de chance de sucesso e de volume. Assim, os valores finais vão depender também de características pessoais como experiência e intuição. É impraticável ao gerente que prioriza várias oportunidades julgar se uma valoração (com suas estimativas) foi pessimista ou otimista. É pouco provável que o gerente que elege os projetos possa, rapidamente dentre várias opções, descer ao nível de detalhe de um resultado específico de uma tecnologia, quando existem várias sendo investigadas e quando as oportunidades também têm procedências variadas. Quem assume a responsabilidade da decisão de escolha não pode confiar apenas na capacidade e intuição dos diferentes grupos de diferentes bacias que estão propondo os projetos, torna-se necessário um indicativo de que a quantidade de dados foi suficiente para mapear a estrutura, e se a tecnologia empregada foi apropriada para gerar imagens confiáveis. Por outro lado, tais indicativos pertinentes constituem um volume extraordinário de dados. Deste modo, torna-se necessário trabalhar com informação compacta, que revela a confiabilidade das estimativas de forma coerente, de fácil interpretação e que conseqüentemente agiliza o processo decisório.

O indicador de informação sísmica proposto pela metodologia revela a confiabilidade dos dados pelos seguintes motivos: 1) Primeiro, porque considera com critério objetivo a quantidade K de dados. É computada apenas a quantidade de dados que efetivamente contribui com informação relativa à estrutura, para tanto é levado em conta a profundidade do objetivo e a inclinação das camadas. A interferência positiva da quantidade ocorre de forma coerente, dentro de uma faixa, pois a partir de um certo limite o aumento da quantidade não surte o efeito desejado. O acúmulo de informações (Figura 4.3, Seção 4.1) é uma característica peculiar dos levantamentos sísmicos. A forma de tratar a quantidade admite o acúmulo de informações, com conseqüente aumento da confiabilidade, dos dados com tecnologias diferentes como, por exemplo, 2D e 3D.

O segundo por que considera a qualidade Q dos dados sísmicos e as principais características que a influenciam. O indicador prevê o desempenho que cada técnica pode apresentar em função do contexto geológico em estudo e das condições de superfície.

A vantagem de trabalhar com um indicador dessa natureza é que ele consegue reunir detalhes que fogem do raio de ação de quem está decidindo como, por exemplo, a variação do desempenho de cada tecnologia.

Ao utilizar o indicador I_s para validar as estimativas, é conferido ao processo de escolha mais critério e maior precisão, pois no processo de priorizar as melhores oportunidades, é levado em consideração a confiabilidade das informações, ou seja, a chance das estimativas estarem corretas. Assim a valoração fica mais precisa, uma que valoriza as oportunidades cujas estimativas são mais embasadas. I_s é um número que, após a calibração dos pesos, reduz a subjetividade; gera uma informação imparcial e padronizada para todas oportunidades.

A utilização do indicador no VME ajustado estabelece uma conexão entre áreas de trabalho com escalas bem distintas como, por exemplo, detalhes de técnicas específicas (aquisição e processamento) e avaliação econômica. O mesmo ocorre ao se utilizar o I_s para estimar o valor da informação.

Foi mostrado que o avanço tecnológico habilitou a utilização de várias técnicas que melhoram a qualidade dos dados e podem possibilitar descobertas antes inviáveis. A quantidade de tecnologia disponível para obtenção de dados e a análise dos fatores que afetam a qualidade tornam o ato de avaliar as opções possíveis uma tarefa complexa, que demanda conhecimento específico e tempo. Para o caso de levantamentos futuros, ainda existe um trabalho adicional e conhecimento específico para, estimar o custo e prazo para cada combinação de técnicas processamento e aquisição testada. Levando-se em consideração a importância do fator tempo no processo de decisão, conforme citado nos trabalhos de Aylor (1995) e Gir (2002), a metodologia proposta também agrega valor, ao conferir mais rapidez ao processo. Essa agilidade ocorre porque as variações de qualidade do dado em função da tecnologia, do contexto geológico e de particularidades da superfície, já devem estar levantadas antes da aplicação da metodologia. Para obter o indicador I_s , basta informar a quantidade de dados, as tecnologias utilizadas, o contexto geológico e a bacia. Para a análise de levantamentos futuros, são fornecidas as mesmas informações ao sistema e são

obtidas instantaneamente, além do indicador, estimativas do valor da informação, de custo e de prazo. A facilidade de testar as combinações de tecnologias possíveis e verificar o resultado de forma iterativa facilita a análise das opções disponíveis e antecipa problemas, portanto se revela como uma ferramenta útil para auxiliar a decisão.

Os custos de aquisição são bem superiores ao do processamento, mas os ganhos com resultados são variados. Assim, em uma análise mais aprofundada das opções de investimento, gráficos como os da Figura 4.11, nos quais pode-se verificar o aumento dos custos com o incremento do indicador, permitem o direcionamento de investimento em aquisição, processamento ou reprocesamento, em função relação custo/benefício.

6.1 Limitações

Ao utilizar o indicador para penalizar os projetos com as estimativas feitas com a utilização de pouca informação e/ou de má qualidade, há possibilidade de serem duplamente penalizadas: uma em função da padronização e outra decorrente da intuição.

O pleno funcionamento da metodologia depende da atribuição de pesos. Por sua vez, a atribuição depende de conhecimento específico de especialistas de cada técnica e da utilização de dados históricos, se não da área em estudo, pelo menos de outra semelhante, para prever o desempenho cada técnica sob influência daquelas condições de superfície.

O processo de atribuição de pesos é subjetivo, por exemplo, a tecnologia *A* utilizada em uma contexto geológico *B*, situada na Bacia *C*, recebe um peso *X*. Podem ser utilizados alguns meios para que o processo adquira mais consistência como, por exemplo, a apuração de opinião de especialistas (Apêndice A). Também, podem ser estabelecidos critérios de atribuição de pesos para reduzir a subjetividade, como:

- 0 - quando a técnica não se aplica ao contexto;
- 1 - quando pode ser aplicada, mas há restrições;
- 2 - quando pode ser aplicada;
- 3 - quando pode ser aplicada, com resultados reconhecidos;

4 - quando é recomendada

5 - quando é a melhor técnica e mais segura para essa situação, com exemplos comprovados.

Contudo, uma vez calibrado o sistema, todas oportunidades exploratórias em análise estão sujeitas ao mesmo critério, o que diminui a importância dessa subjetividade.

6.2 Característica e efeitos da aplicação da abordagem

As características relacionadas abaixo são observadas ao ser aplicada a metodologia proposta:

1- A aplicação da metodologia prevê um levantamento prévio das tecnologias e das expectativas dos seus resultados. Dessa forma, ao ter acesso a uma nova tecnologia e aos fatores que afetam o indicador I_s , a companhia de petróleo pode buscar, de forma proativa, novas oportunidades, as quais possuem estruturas que as novas tecnologias possam mapear.

2 - Uma etapa importante no processo de decisão é a identificação do problema que demanda a decisão. Ao definir o objetivo desta metodologia, que é auxiliar o processo de priorização de oportunidades exploratórias por meio de valorações mais precisas, o problema que exige a decisão fica identificado. Neste caso, a decisão envolvida é de escolher a melhor oportunidade em função das informações disponíveis. Da mesma forma, estabelecer um critério para justificar a decisão é também importante. A metodologia define o ajuste do VME como critério.

3 - A avaliação de soluções alternativas aumenta as opções de escolha e enriquece a análise decisória ao esgotar as possibilidades de decisão. Visando apoiar a decisão, a interface do algoritmo permite uma análise expedita de várias tipos combinações de tecnologias de aquisição e processamento de dados, com apresentação das variações do indicador I_s , de custo e de prazo (Figura 5.3).

4 - A etapa de desenvolvimento do modelo de decisão, descrita no Item 4 da Seção 3.2, é impor-

tante para diagramar o problema, facilitar seu entendimento e a decisão. No entanto, essa etapa só é possível quando se dispõe de informações sobre as opções possíveis e seus resultados esperados. As informações obtidas com a utilização do algoritmo como, por exemplo, valor da informação, custos de investimento e prazos possibilitam a ilustração das opções e facilita o processo de tomada de decisão.

5 - A quantificação da incerteza é fundamental no processo de tomada de decisão. Uma das principais características da metodologia é gerar um indicador que reflete a confiabilidade das informações e que o aumento de seu valor significa redução de incerteza, conforme está ilustrado na Figura 4.3, na seção 4.1. O valor do indicador I_s reflete também a opinião de especialistas, considerando-se que estes foram consultados no processo de atribuição de pesos.

6 - Cada alternativa de tecnologia avaliada para a situação geológica em estudo possui suas respectivas estimativas de custo, prazo e resultado esperado.

7 - Para implementar a melhor alternativa, é necessário verificar a exeqüibilidade econômica e operacional do projeto. A aplicação da metodologia exige uma análise prévia de exeqüibilidade operacional do projeto, pois para a utilização de determinadas tecnologias, esse passo é obrigatório. Por exemplo, é necessário conhecer o ambiente de aquisição de dados, se é terrestre, marítimo ou transição, para direcionar a tecnologia a ser utilizada. A exeqüibilidade econômica dependerá do custo para usar cada tecnologia e do seu resultado esperado. Essas informações também são obtidas com a aplicação da abordagem.

Das dez etapas para aprimorar o processo de decisão, apontados por Schuyler (2001), sete (descritos acima) podem ser verificados ao utilizar a metodologia proposta. Assim, pode-se concluir que a metodologia funciona como uma ferramenta que auxilia de tomada de decisão.

Além disso, segundo Schuyler (2001), em uma análise de decisão confiável, deve ocorrer uma análise crítica da qualidade das estimativas. Para avaliar a qualidade de uma estimativa, devem ser verificadas a sua objetividade e a sua precisão. O primeiro diz respeito à falta de tendência

na previsão e o segundo considera a magnitude do erro (diferença entre o previsto e o obtido posteriormente). A utilização do indicador I_s reduz a subjetividade ou as tendências pessimistas e otimistas. Espera-se também uma redução da magnitude do erro, pois sua utilização confere maior precisão ao processo de valoração, dando preferência às oportunidades com estimativas mais confiáveis.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

7.1 Conclusões

As conclusões obtidas nesta dissertação apontam que a metodologia adotada mostrou resultados bastante positivos, tornando possível o desenvolvimento de relações de dependência entre o valor do prospecto e a confiabilidade dos dados que subsidiam as suas estimativas relativas. As relações permitem que as tecnologias de aquisição e de processamento, utilizadas na obtenção dos dados sísmicos, sejam consideradas de forma mais objetiva em uma técnica de avaliação econômica. A seguir, são descritas as principais conclusões e recomendações relativas à metodologia, à informação sísmica e aos resultados obtidos com o estudo de caso.

- Importância da metodologia

As estimativas de ocorrência de acumulação de hidrocarbonetos e de volume das prováveis reservas dependem dentre outros fatores da quantidade e qualidade dos dados sísmicos. Conseqüentemente, o valor de uma oportunidade exploratória depende da tecnologia utilizada para subsidiar as estimativas de volume e de chance de ocorrência. Logo, ao priorizar várias oportunidades, é necessário um critério objetivo que possibilite incorporar a confiabilidade das informações que subsidiaram as estimativas.

- Características da metodologia proposta

A metodologia reduz a subjetividade e aumenta a precisão no processo de priorização. Uma

vez calibrados os pesos envolvidos na metodologia, o algoritmo permite uma análise rápida da confiabilidade dos dados existentes e das possibilidades de investimentos futuros, acelerando o processo de decisão. Além disso, ao comparar a metodologia com as etapas necessárias a uma decisão consistente, a metodologia se caracteriza como uma ferramenta de análise de decisão para atividade exploratória.

- Características do indicador de informação sísmica (I_s)

O indicador proposto pela metodologia é um indicador consistente de confiabilidade dos dados sísmicos, podendo ser utilizado para validar estimativas relativas à oportunidade que está sob análise e para estimar o valor de informação para levantamentos futuros. Além disso, o indicador (I_s) é um meio de estabelecer conexão entre áreas específicas distintas como análise econômica e tecnologias sísmicas, podendo fornecer indícios de estimativas intuitivas (otimistas ou pessimistas).

7.2 Recomendações

- A aplicação da metodologia exige um estudo prévio de levantamento das tecnologias disponíveis, dos custos e prazos para realização de cada opção tecnológica, bem como seus prováveis resultados ao serem aplicadas nas principais situações geológicas em várias bacias. Para tanto, é necessária a participação de especialistas de cada tecnologia e das bacias onde a empresa pretende atuar.
- A aplicação da metodologia também exige um estágio exploratório mínimo. Por exemplo, os resultados tendem a ser mais consistentes em áreas que apresentam um nível mínimo de informação sísmica, suficiente para caracterizar um primeiro esboço de um contexto geológico.
- Ao utilizar o indicador para penalizar os projetos cujas estimativas foram feitas com base na utilização de pouca informação e/ou de má qualidade, há possibilidade de serem duplamente penalizados: uma padronizada, inversamente proporcional ao valor do indicador I_s

e outra decorrente da intuição ou experiência de quem realiza as estimativas. É necessário estabelecer uma forma para evitar essa dupla penalização.

- É possível aprimorar essa metodologia atribuindo-lhe um tratamento estocástico, onde os pesos, os custos e os prazos passariam a ser representados por distribuições de probabilidades. No entanto, surgem algumas dúvidas: quais distribuições devem ser utilizadas? E, qual o critério para a escolha? Ainda, a representação do caráter acumulativo das informações sísmicas, mostrado no item 4.1.1, na Figura 4.3 não é trivial. A soma de uma distribuição, que representa o resultado de um 2D, com outra que representa o 3D não resulta em uma terceira distribuição com maior média e menor desvio padrão, como era de se esperar. Esses detalhes merecem uma análise mais cuidadosa envolvendo as características da informação sísmica, modelos estocásticos e os seus impactos na valoração das oportunidades exploratórias.
- Para a continuidade deste trabalho, é importante a realização de testes com diferentes valores de pesos das tecnologias, para observar as variações do indicador e as conseqüências no VME ajustado e no valor da informação imperfeita. Por exemplo: mudar a escala de pesos de 0 a 5 para 0 a 10, ou de 0 a 100. É útil também testar várias faixas de atuação do indicador I_s na equação do fator de ajuste.
- Havendo disponibilidade de dados, pode-se construir um gráfico com os valores estimados de volume no eixo das abscissas e os respectivos valores encontrados, após o desenvolvimento do campo, no eixo das ordenadas. O ideal seria obter os pontos alinhados em uma reta passando pela origem com 45° (caso em que as estimativas fossem todas corretas), o que não acontece na prática. A comparação desse gráfico com os valores do indicador, relativo a cada estimativa, pode fornecer uma importante correlação do indicador com as estimativas.

Referências Bibliográficas

- AYLOR, W. K. Business performance and value of exploitation 3-D seismic. *The Leading Edge*, July 1995
- AYLOR, W. K. Measuring the impact of 3D seismic on business performance. *SPE, HEEC Hydrocarbon Economics and Conference*, Dallas, 21-23 March, 1999.
- AYLOR, W. K. Jr. The role of 3-D seismic in a world-class turnaround. *The Leading Edge*, December 1998.
- BAILEY, W., COUËT, B., LAMB, F., ROSE, P. Taking a calculate Risk. *Oilfield Review*, 2000.
- BATES, T. Overcoming first mover disadvantage: the coming crisis in technology. *Annual Meeting Presentations.*, 2002. <http://www.pesa.org/cid/>.
- BRITO, M. A. P., FREIRE, R. M. L. Migração Pré-empilhamento em Tempo em Dado 3D Terrestre. *Sexto Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, SBGf.*, 1999.
- CASTAGNA, J. P., EISSA, M. A., LEAVER, A. AVO Detection of Gas-Producing Dolomite Trends in Nonproducing Limestone. *The Leading Edge*, May 2003.
- CHOPRA S., PICKFORD S. Integrating coherence cube imaging and seismic inversion. *The Leading Edge*, April 2001.
- CHOPRA, S., ALEXEEV, V., XU, Y. 3D AVO Crossplotting - an effective visualization technique. *The Leading Edge*, November 2003.
- COOPERSMITH, E. M., CUNNINGHAM, P.C. A Pratical Approach to Evaluating the Value of Information and Real Option Decisions in the Upstream Petroleum Industry. *SPE 77582*, 2002.

- CLEMEN R. T. *Making hard decisions: an introduction to decision analysis*. Duxbury Press
Printed in USA. 1995. Cap 12.
- CORDESEN, A., GALBRAITH, M. *Planning Land 3-D Seismic Surveys*. SEG - Society of Exploration Geophysicists. Post Office Box 702740/ Tulsa, OK 74170-2740, 2000.
- CUNNINGHAM, P. et al. Coexistence; Exploration and the Environment (Seismic Operating with Care in Rain Forests and Wetlands). 4^o *Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica - 1ª Conferência da União Latino-Americana de Geofísica*. Rio de Janeiro - Brasil, 20 a 24 de agosto de 1995, p. 918-919.
- DEMIRMEN, F. Use of “Value of Information” Concept in justification and ranking of subsurface appraisal. *Society Petroleum Engineers SPE 36631*, Denver, USA, 9-9 October 1996.
- DEMIRMEN, F. Subsurface appraisal: the road from reservoir uncertainty to better economics. *Society Petroleum Engineers SPE 68603*, 2001.
- DOBRIN, M. B. *Introduction to Geophysical Prospecting*. New York: McGraw-Hill, 1976. Cap. 1-4, p.1-77.
- DUARTE, O. O. 2ª ed. *Dicionário Enciclopédico Inglês-Português de Geofísica e Geologia*. Rio de Janeiro: SBGF, 2003.
- EVANS, B. J. *Geophysical Monograph Series - Number 7 - A Handbook For Seismic Data Acquisition In Exploration*. SEG - Society of Exploration Geophysicists. Post Office Box 702740/ Tulsa, OK 74170-2740, 1997.
- FREIRE, R., MORAES, D., MARQUES, J., FERREIRA, N. Aquisição Sísmica 3D Terrestre na Bacia do Recôncavo, Bahia. 4^o *Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica - 1ª Conferência da União Latino-Americana de Geofísica*. Rio de Janeiro - Brasil, 20 a 24 de agosto de 1995, p. 904-907.
- GAROTTA, R. *Shear Waves from Acquisition to Interpretation*. SEG - Society of Exploration Geophysicists, 1999. Cap. 1: Historical overview, p. 1/1-1/6. Cap. 5: Processing of shear wave data, p. 5/1-5/16.

- GEHARDT, J. H., HALDORSEN, H. H. On the Value of Information. *Society Petroleum Engineers SPE 19291*, Aberdeen, 5-8 September 1989.
- GIR, R. et al. Rapid assessment of 3D seismic and its economic impact. *Society Petroleum Engineers SPE*, 77362. 2002.
- GREENLEE, S. M., GASKINS, G. M., JOHNSON, M. G. 3-D seismic benefits from exploration through development: An Exxon perspective. *The Leading Edge*, July 1994 2002.
- HATTON, L., WORTHINGTON, M.H., MAKIN, J. *Seismic Data Processing*. Oxford, BLACKWELL SCIENTIFIC PUBLICATIONS, 1986. Cap. 3: Seismic data processing, p. 47.
- HEAD, K.J. How Could You Possibly Predict the Value of 3-D Seismic before You shoot it? *Society Petroleum Engineers, paper SPE 56446*, 1998. 2002.
- HERNÁNDEZ, E. M., VILLASEÑOR, R. V., ALEJANDRO SOSA-PATRÓN, FELIPE DE LA VEGA, CARRIE DECKER, MIKE BURNETT, MOHAMED EISSA, DAN O'MEARA. Advanced Seismic Technology Improves Prospect Evaluation and Reservoir Delineation in the Mature Macuspana Basin, Mexico. *The Leading Edge*, November 2003. 2002.
- LANSLEY, R. M. 3D Survey Design, Acquisition and Processing for Reservoir Characterization and Monitoring. 4^o *Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica - 1^a Conferência da União Latino-Americana de Geofísica*. Rio de Janeiro - Brasil, 20 a 24 de agosto de 1995, p. 567-569.
- LIMA, G.A.C., SUSLICK, S.B. Impacts of Environmental Constraints on the Optimal Decision-Making Process Applied to Brazilian Petroleum Industry. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, September 2002, Volume 41, No. 9.
- LOHRENZ, J. Net Values of Our Information. *Society Petroleum Engineers, paper SPE 16842*, Dallas, Texas, USA, September 27-30, 1967. 2002.
- NEPOMUCENO, F. ; SUSLICK S. B. Alocação de recursos financeiros em projetos de risco na exploração de petróleo. *RAE - Revista de Administração de Empresas*, Jan/Mar 2000.

- MACKAY, S. et al. 3-D Acquisition Realities and Processing Strategies in Mountainous Thrust Areas. 4^o Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica - 1^a Conferência da União Latino-Americana de Geofísica. Rio de Janeiro - Brasil, 20 a 24 de agosto de 1995, p. 869-872.
- NESTVOLD, E. O. 3-D seismic: Is the promise fulfilled? *Geophysics, The Leading Edge*, Og. Exploration, June 1992.
- NEVES, F. A., ZAHRANI, M. S., BREMKAMP, S. W., Detection of Potential Fractures and Small Faults Using Seismic Attributes. *Geophysics, The Leading Edge*, September 2004.
- PARASNIS, D. S. *Principles of Applied Geophysics*. 5^a ed. Chapman and Hall, 2-6 Boundar Row, London SE1 8HN, UK, 1997. Cap. 7: Seismic methods, p. 273-343.
- PENDREL, J. Seismic Inversion: The Best Tool For Reservoir Characterization. *FEATURE ARTICLE*, January, 2001 CSEG Recorder 23.
- ROSE, P. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. *AAPG, Methods In Exploration Series*, N^o. 12. 2001.
- SHERIFF, R. E. *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*. 3^a ed. SEG - Society of Exploration Geophysicists. Post Office Box 702740/ Tulsa, OK 74170-2740, 1991.
- SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS (SEG). Shear Wave Seismic Applications Poll. *Poll conducted among Summer Research Workshop attendees in the Summary Session of October 6, 2000*. <http://www.seg.org/meetings/past/srwboise2000/poll.html>
- SUSLICK, S. B., NETO, D. C. Uma abordagem sobre o custo de descoberta em exploração de petróleo. 2^o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2001.
- SUSLICK, S. B., SCHIOZER, D. J., NEPOMUCENO, F., FURTADO, R. Forecasting the Development of Heavy-Oil Reserves in Ultra-Deep Waters Using Technological Risk Models *Society Petroleum Engineers SPE 82019*, 2003.
- SUSLICK, S. B., SCHIOZER, D. J. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004.

- SCHUYLER, J. *Risk and decision analysis in projects*. 2ª ed. Pennsylvania/USA. 2001. Cap 1-8.
- TRINCHERO, E. et al. Planeamiento / Adquisición de un Programa de 3D Inofensivo al Medio Ambiente em la Sur de la Argentina. 4º *Congreso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica - 1ª Conferência da União Latino-Americana de Geofísica*. Rio de Janeiro - Brasil, 20 a 24 de agosto de 1995, p. 908-909.
- UMAM M. S. *Seismic Modeling Of Deepwater Outcrop Analogs*. Colorado: Colorado School of Mines, 2000. Master of Science (Geophysics).
- WARD, R. W., GREENLEE, S. M., MACKAY, S., DENGO, C. A. Imaging sediments under salt: Where are we? *The Leading Edge*, August 1994.
- WITTICK, T. R. Using 3-D seismic data to find new reserves in Quitman Field. *Geophysics, The Leading Edge*, April 1998.
- YILMAZ, Ö. *Seismic Data Processing*. 6ª ed. SEG - Society of Exploration Geophysicists. Post Office Box 702740/ Tulsa, OK 74170-2740, 1993. Cap. 1: Fundamentals, p. 9-69. Cap. 6: 3-D Seismic Exploration, p. 385-420.
- YILMAZ, Ö. *Seismic Data Analysis (Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data)*. Volume II. 2ª ed. SEG - Society of Exploration Geophysicists. Post Office Box 702740/ Tulsa, OK 74170-2740, 2001. Cap. 1: Fundamentals of signal processing (Introduction), p 1-26. Cap. 11: Reservoir geophysics, p. 1793-1961.

Apêndice A

Pesquisa da SEG sobre sísmica multicomponente

A Tabela A.1 mostra o resultado da pesquisa realizada pela *Society of Exploration Geophysicists* (SEG, 2000), a qual apura a opinião dos participantes do seminário de pesquisa sobre sísmica de ondas cisalhantes ou sísmica multicomponente. Abaixo, seguem as definições dos termos utilizados na tabela.

PROVADO - Porcentagem dos participantes do seminário que consideram que a tecnologia em questão tem demonstrado que agrega valor, quando aplicada ao respectivo modelo geológico, em várias áreas geográficas, portanto, pode-se esperar um provável sucesso em outras áreas.

POSSÍVEL - Porcentagem dos participantes do seminário que consideram, com base em estudos de dados preliminares de campo, que a tecnologia poderá obter resultados dentro dos próximos cinco anos.

IMPROVÁVEL - Porcentagem dos participantes do seminário que consideram improvável o sucesso da tecnologia aplicada ao modelo geológico.

ABSTENÇÃO - Porcentagem dos participantes do seminário que não estão familiarizados com o problema ou não tem idéia sobre o sucesso da tecnologia. Nenhum exemplo de sucesso da aplicação da tecnologia no modelo foi apresentado no seminário.

Situação Geológica/Geofísica (aplicação)	Provado (%)	Possível (%)	Improvável (%)	Abstenção (%)
Imageamento abaixo de nuvem de gás	100			
Imageamento em áreas c\pobre refletividade PP	86	14		
Delineação de litologia	56	44		
Aumento de resolução <1000m profundidade	56	40	4	
Caracterização de fraturas (orientação e densid)	46	54		
Discriminação de fluidos.	33	67		
Detecção de sobras de gás.	17	83		
Imageamento de falhas.	15	85		
Imageamento sub sal	14	85	1	
Estimativa de Densidade	12	88		
Estimativa de pressão no poro	8	92		
Caracterização de esforço (stress)	8	91	1	
Monitoramento de reservatório	4	96		
Detecção de "shallow-water flows"		100		
Delineação litológica (carbonatos evaporitos)		100		
Imageamento sub-basalto		97	3	
Imageamento sub-chalk		97	3	
Aumento de resolução (>1000m)		90	10	
Imageamento com múltiplas "gas hydrates"	13	65		22
Imageamento de estruturas complexas		89		11
"Formation strength" (drilling hazard)		80		20
"Formation strength" (drilling hazard)		64	4	32
Estimativa de permeabilidade		55	20	25
"Coal-bed methane"	4	48		48

Tabela A.1: Levantamento sobre resultados da sísmica multicomponente junto aos especialistas. Adaptado de SEG, 2000. (<http://www.seg.org/meetings/past/srwboise2000/poll.html>)

Apêndice B

Processamento Convencional

As Figuras B.1 e B.2 nas próximas páginas, são exemplos de fluxogramas das principais etapas de um processamento convencional.

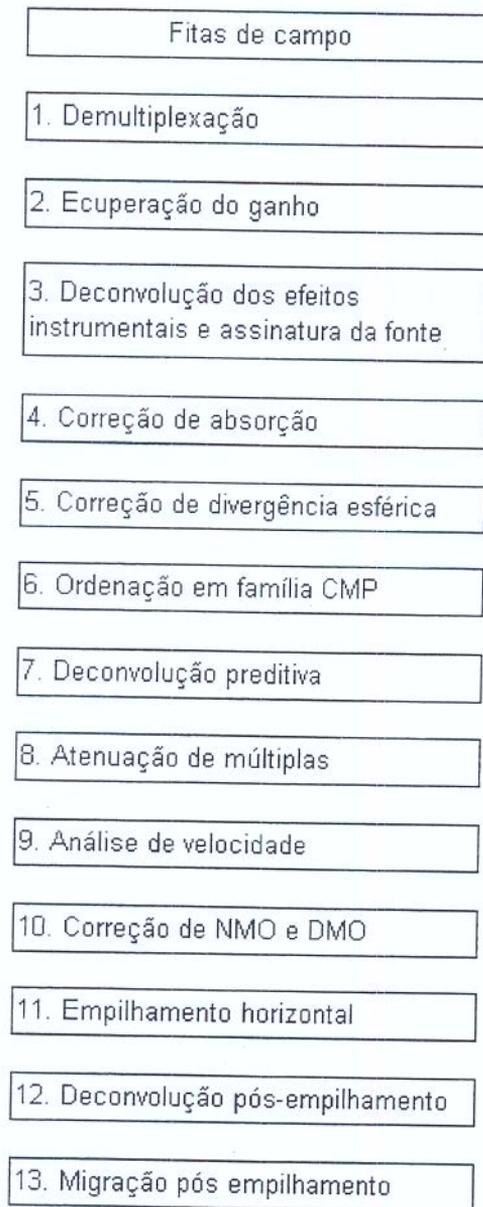


Figura B.1: Fluxograma dos principais passos de processamento de uma linha sísmica de reflexão 2-D.
Modificado de Duarte (2003).

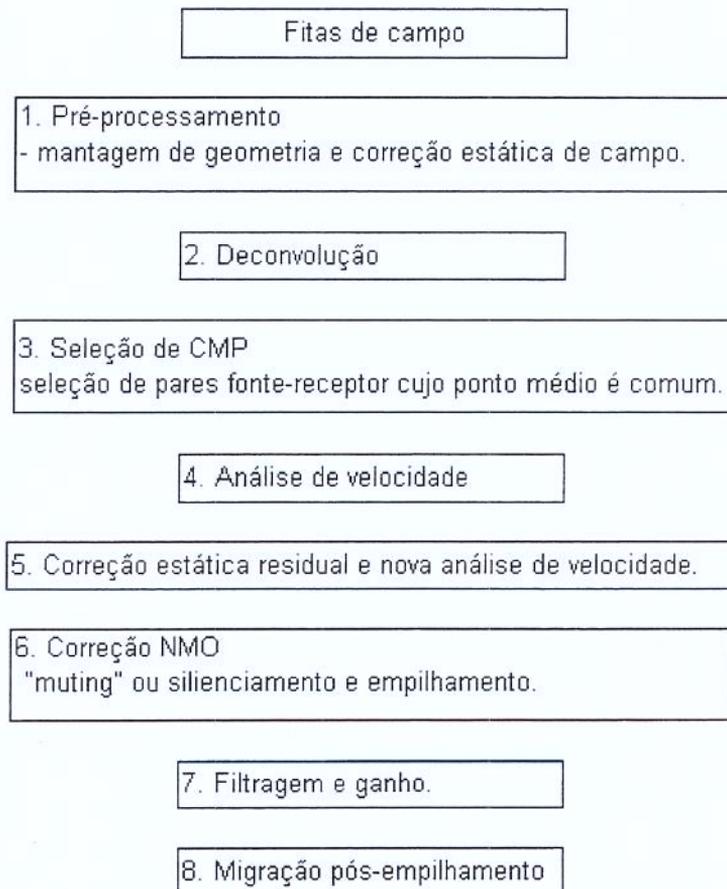


Figura B.2: Fluxograma de processamento convencional. Modificado de Yilmaz (1993).

Apêndice C

Impacto da informação sísmica

Este apêndice mostra mais detalhes do trabalho de Aylor (1999) sobre os benefícios do levantamento sísmico 3D. São mostradas três figuras com as contribuições que essa tecnologia trouxe nas fases de exploração e desenvolvimento (E&P) e as principais conclusões.

A Figura C.1 mostra a capacidade do levantamento 3D de separar bons prospectos exploratórios dos pobres. Em um bloco exploratório no Mar do Norte, foram amostrados 8 prospectos com probabilidade de falha, Pf de 20% a 50% antes da aquisição. Após o 3D, dois deles foram confirmados Pf = 10% e seis foram condenados a 80% - 90% de Pf. Isso ilustra a ação da tecnologia altamente efetiva e implica em economia de tempo e de recursos, uma vez que os prospectos 1, 2, 3, 4, 6 e 7 foram abandonados. Os prospectos condenados evitaram expressivos gastos com poços secos e os confirmados podem ser perfurados com menor risco.

A Figura C.2 mostra a contribuição da sísmica na fase de perfuração entre 90 e 97. Há também uma comparação com e sem 3D. A parte superior da curva em cinza escuro (poços perfurados que se transformaram em poços produtores) e o amarelo imediatamente abaixo (poços secos) representam a situação antes do levantamento sísmico 3D. Nessa situação, a proporção dos poços perfurados que se transformaram em poços produtores é bem inferior à de poços secos. Já a parte inferior do gráfico, a área em cinza claro, e o amarelo imediatamente inferior representam a situação após o levantamento sísmico 3D. Nessa nova circunstância, o que chama a atenção é aumento da proporção dos poços perfurados que se transformaram em poços produtores em relação aos secos, aproximadamente 50%. A diferença dessa proporção ressalta o impacto da informação

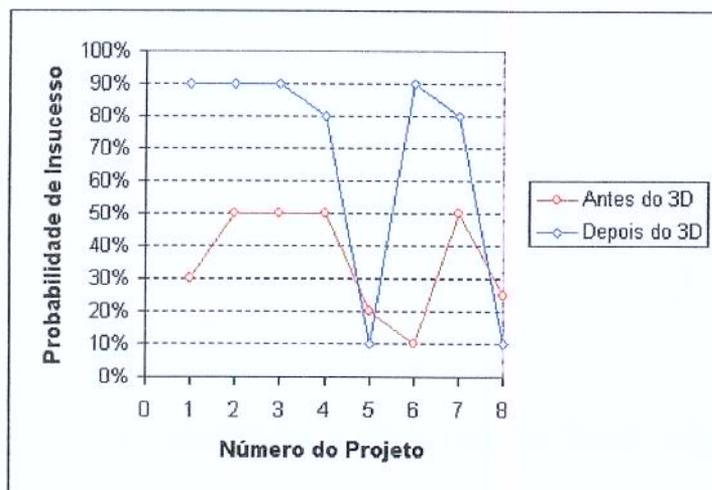


Figura C.1: Mudança no componente de risco. Adaptado de Aylor (1999).

sísmica.

A Tabela C.1 mostra a melhora do desempenho com a evolução da tecnologia 2D (subsídio para exploração em 1990) para a 3D, suporte tecnológico em 1997. O índice de sucesso geral passou de 13% para 47%; o índice de sucesso de poço com gás passou de 24 para 54% e o índice de sucesso de poços com óleo passou de 3 para 37%. Em 1990, apenas 5% dos poços foram furados em áreas cobertas por 3D, já em 1997 foram 97%, elevando o sucesso de perfuração de 10% para 47% e também mostrando que hoje praticamente não são dadas locações sem o suporte de levantamentos 3D. Uma outra maneira de verificar a influência dos dados de sísmica 3D é observar as 77 campos das empresas mais produtivas e verificar o grau de cobertura 3D. A tabela C.2 mostra que dos 77 campos escolhidos, 55% são totalmente cobertos por sísmica 3D e 32% são parcialmente cobertos. Apenas 33% não têm cobertura 3D.

O autor chegou às seguintes conclusões sobre a sísmica 3D: propicia um melhor conhecimento dos limites dos reservatórios, o que possibilita o incremento da recuperação secundária; aumenta o sucesso de perfuração exploratória; baixa o custo de descoberta; possibilita a descoberta de novos campos; promove o gerenciamento multidisciplinar (geólogos, geofísicos e engenheiros) e permite diferenciar locações de alto e baixo risco.

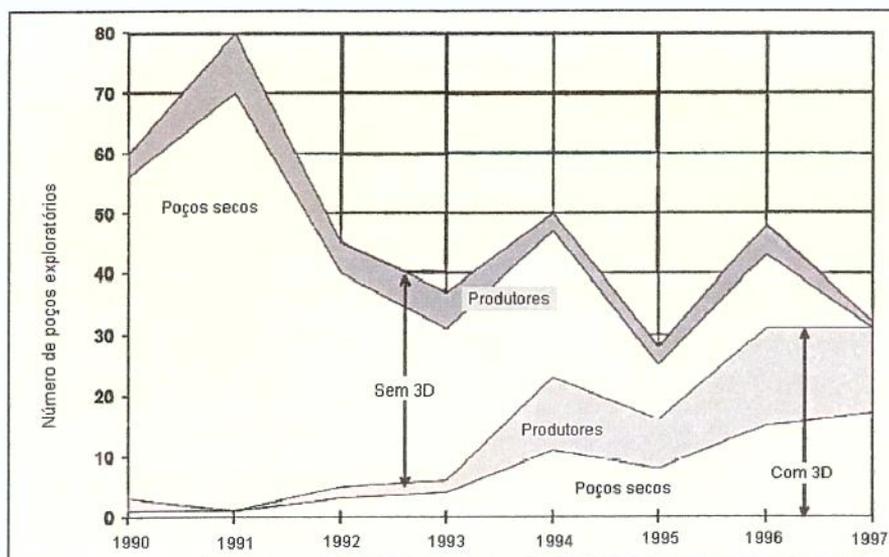


Figura C.2: Impacto da sísmica 3D no desempenho da produção. Adaptado de Aylor (1999).

Tabela C.1: Taxa de sucesso. Adaptado de Aylor (1999).

	2D	3D
Taxa de sucesso geral de 1990 a 1997	13%	47%
Taxa de sucesso (gás) de 1990 a 1997	24%	54%
Taxa de sucesso (óleo) de 1990 a 1997	3%	37%

	1990	1997
Poços perfurados cobertos por 3D	5%	97%
Taxa anual de sucesso de perfuração exp.	10%	47%

Tabela C.2: número de campos com cobertos por levantamentos 3D (tabela 2). Adaptado de Aylor (1999).

	Número	%
Campos completamente cobertos	42	55%
Campos não cobertos	10	13%
Campos parcialmente cobertos	25	32%
Total de campos	77	

Apêndice D

Franja de migração

A Figura D.1 mostra acréscimo dado a uma linha sísmica 2D para garantir o mapeamento de um refletor. Um refletor (AB) com inclinação (θ) projetado na superfície (S) tem o comprimento (A1B1). Considerando constante a velocidade do meio, para que esse refletor seja registrado numa seção sísmica com afastamento zero¹, uma linha sísmica (A1B1) na superfície (S) deverá ser acrescida de (f_m). Esse acréscimo depende da profundidade do refletor (Z) e de sua inclinação (θ).

Do triângulo (B B1 B2), obtem-se a relação: $f_m = Z \cdot \tan(\theta)$ (Evans, 1997).

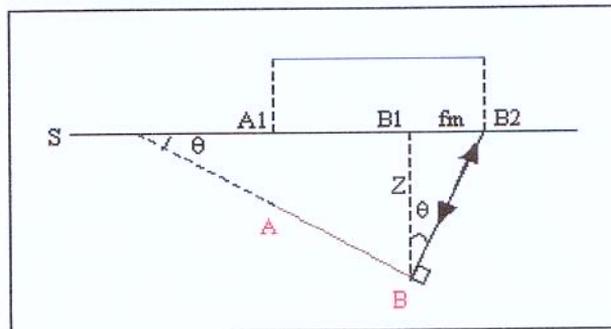


Figura D.1: Acréscimo para franja de migração.

¹É também utilizado o termo zero *offset*. Significa uma seção sísmica com os pares fonte-receptor no mesmo ponto. O raio parte de um ponto, reflete e retorna sobre a mesma trajetória. Na figura, a trajetória zero *offset* relativa ao ponto (B) é representado pelo segmento BB2.