

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

**Gerenciamento de Campo de Petróleo,  
Evolução e Perspectivas**

Autor : **Guilherme Teixeira de Castro**

Orientador : **Celso Kazuyuki Morooka**

Co-Orientador: **Cesar Luiz Palagi**

56/99

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA  
TESE DEFENDIDA POR Guilherme T. Castro

E APROVADA PELA  
COMISSÃO JULGADORA EM 09/12/1999

Celso Kazuyuki Morooka  
ORIENTADOR



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

# **Gerenciamento de Campo de Petróleo, Evolução e Perspectivas**

**Autor : Guilherme Teixeira de Castro**

**Orientador : Celso Kazuyuki Morooka**

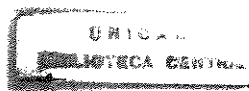
**Co-Orientador: Cesar Luiz Palagi**

**Curso: Engenharia de Petróleo**

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 1999

S.P. – Brasil



UNIDADE	Be
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	C279g
V.	Ex.
TOMBO BC/	40487
PROC.	278100
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	\$11,00
DATA	14/03/00
N.º CPD	

CM-00135076-3

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

C279g Castro, Guilherme Teixeira de  
Gerenciamento de campo de petróleo, evolução e  
perspectivas / Guilherme Teixeira de Castro.--  
Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientadores: Celso Kazuyuki Morooka, Cesar Luiz  
Palagi.

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

1. Campos petrolíferos. 2. Petróleo - Prospecção. 3.  
Processo decisório. 4. Teoria da utilidade. I. Morooka,  
Celso Kazuyuki. II. Palagi, Cesar Luiz. III.  
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de  
Engenharia Mecânica. IV. Título.

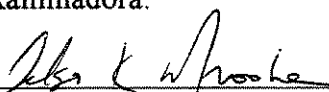
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

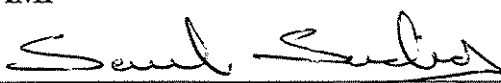
**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**


**Gerenciamento de Campo de Petróleo,  
Evolução e Perspectivas**

**Autor: Guilherme Teixeira de Castro  
Orientador: Celso Kazuyuki Morooka  
Co-Orientador: Cesar Luiz Palagi**

**Banca Examinadora:**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente  
UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick  
UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Sergio Nascimento Bordalo  
UNICAMP

Campinas, 9 de Dezembro de 1999.

## **Dedicatória:**

Dedico este trabalho a todos os homens justos e de boa fé, pois são estes que erguem as grandes nações e aperfeiçoam a humanidade.

## **Agradecimentos**

A realização deste trabalho só foi possível devido ao apoio e ajuda de diversas pessoas, as quais reconheço a prontidão e expresso meus agradecimentos:

A minha esposa e filhas pelo amor, apoio e compreensão.

Aos meus pais pela minha educação e formação, pilares da minha vida.

Ao meu orientador e ao meu co-orientador, por sempre me mostrarem a melhor direção.

A todos professores, funcionários e colegas da UNICAMP, pela dedicação.

A PETROBRAS, que através do seu corpo de funcionários e do seu corpo gerencial acreditaram e investiram nesta empreitada.

Finalmente quero agradecer a amizade de todas estas pessoas, que somado ao conhecimento adquirido formam o grande tesouro que encontrei neste mestrado.

*“Oh! Quão bom e quão suave é que os irmãos vivam em união!  
É como o óleo precioso sobre a cabeça,  
que desce sobre a barba, a barba de Arão,  
e que desce à orla das suas vestes.  
É como o orvalho de Hermom,  
que desce sobre os montes de Sião.  
Porque ali o Senhor ordena a bênção  
e a vida para sempre.”*

*Salmo 133*

## Resumo

CASTRO, Guilherme Teixeira de. *Gerenciamento de Campos de Petróleo, Evolução e*

*Perspectivas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 107 p. Dissertação (Mestrado)

No Brasil até a bem pouco tempo, a exploração e produção de petróleo eram monopólio do estado, porém com a abertura do mercado faz-se necessário implementar algumas mudanças, afim de que a industria nacional possa sobreviver a esta alteração de cenário. O objetivo deste trabalho é o de propor um modelo para gerenciamento de campos de petróleo baseado nos exemplos de maior sucesso citados na literatura. Após uma breve dissertação sobre as etapas técnicas contidas na fase da exploração, é feita uma descrição da evolução por que passaram as companhias de petróleo, que foram de um modelo puramente funcional e com ênfase apenas na engenharia de reservatório, para um modelo baseado em times multidisciplinares com unidades de negócio. O trabalho cobre uma variada gama de tópicos, indo desde os cuidados com a implementação do novo modelo até como os times agregam valor, selecionam as oportunidades, determinam o risco e solicitam recursos. Este trabalho apresentada também uma metodologia de processo decisório, que através do uso de funções utilidades e da teoria de multi-atributos, consegue abordar de maneira lógica e racional outras visões além do risco financeiro. A aplicação desta teoria é ilustrada através de um exemplo bastante atual na área de exploração de petróleo, a partir de um cenário de um campo em águas profundas com potencial de produção de 100.000 barris/dia, é necessário definir o melhor sistema de produção dentre as seguintes opções: uma plataforma Semi Submersível, ou um *FPSO (Floating, Production Storage and Offloading)*, ou ainda uma *TLP (Tension Leg Platform)*. O problema foi estruturado considerando o riscos técnicos do projeto e faz-se a análise da melhor opção de desenvolvimento levando em consideração os riscos tecnológicos, de segurança, ambientais e financeiros de cada alternativa.

### *Palavras Chave*

- Campo de Petróleo, Gerenciamento, Produção de Óleo e Gás, Times, Unidade de Negócio, Processo Decisório, Multi Atributo, Função Utilidade.



## **Abstract**

CASTRO, Guilherme Teixeira de. *Petroleum Field Management, Evolution and Perspectives*.  
Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo,  
Universidade Estadual de Campinas, 1999. 107 p. Dissertação (Mestrado).

In Brazil until few years ago the petroleum exploration and production were state's monopoly, with the opening of the market became necessary implements some changes, to create conditions to the national industry can survive in this new scenery. The objective of this work is to propose a model for petroleum fields management based on the examples with more success mentioned in the literature. After a brief dissertation about the technical stages contained in the exploitation phase, the paper describes the petroleum companies evolution, explaining why they changed from a functional model with emphasis just in the reservoir engineering, for a model based on multidisciplinary teams with business units . The work cover a varied range of topics, going from the cares with the new model implementation to how the teams aggregate value, select the opportunities, determine the risk and request budget. This work also describes a decision process methodology, using utility functions and multi-attributes theory, this approach presents in a logical and rational way other visions besides the financial risk. The application of this theory is illustrated through a current example in the area of petroleum exploitation. In a scenery of a field in deep waters with 100.000 bbl/day production potential, it is necessary to define the best production system between the following options: a Semi Submersible Platform, or a FPSO (Floating, Production Storage and Offloading), or a TLP (Tension Leg Platform). The problem was structured considering the project technical risks and makes the analysis of the best development option taking in consideration the technological, safety, environmental and financial risks of each alternative.

### *Key Words*

Petroleum Field, Management, Oil and Gas Production, Teams, Business Unit, Decision Process, Multi-Attributes, Utility Functions.

## Índice

Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tabelas.....	xi
Capítulo 1 <b>Introdução</b> .....	1
Capítulo 2 <b>Etapas da gerência de um Campo de Petróleo</b> .....	5
Capítulo 3 <b>Gerência de um campo de petróleo</b> .....	12
3.1 – <b>Histórico e definições</b> .....	12
3.2 – <b>Descrição do Processo</b> .....	16
3.3 – <b>A mudança do modelo puramente funcional para o de time multidisciplinar e unidade de negócio</b> .....	21
3.4 – <b>Quem participa, qual a estrutura e como implementar o novo modelo</b> .....	26
3.5 – <b>Vantagens, desvantagens, problemas e soluções</b> .....	36
3.6 – <b>Como o time agrega valor e como selecionar as opções de investimento</b> .....	41
Capítulo 4 <b>O processo de tomada de decisão e a determinação do risco</b> .....	53
Capítulo 5 <b>Proposta de um modelo de processo decisório</b> .....	69
Capítulo 6 <b>Um Exemplo Prático</b> .....	77
Capítulo 7 <b>Modelo Proposto para a Gerência de Campo de Petróleo</b> .....	89
Capítulo 8 <b>Conclusões e sugestões para trabalhos futuros</b> .....	99
Referências Bibliográficas.....	101

## Lista de Figuras

Figura 2.1 : Importância da definição do modelo geológico	6
Figura 2.2 : Escalas de heterogeneidades desde o nível de estrutura até o nível microscópico estudadas na caracterização dos reservatórios	7
Figura 2.3 : Etapas do gerenciamento de um campo de petróleo	11
Figura 3.1 : Evolução do modelo de Gerenciamento de Campo de Petróleo	15
Figura 3.2 : Fórmula para cálculo do grau de efetividade do gerenciamento do campo [Sawabini e Egbogah (1997)]	19
Figura 3.3 : Sequência do processo gerenciamento do campo	20
Figura 3.4 : Diferença de integração entre a organização puramente funcional e a baseada em times multidisciplinares	24
Figura 3.5 : Modelo organizacional do passado e o atual [Satter e Thakur (1994)]	25
Figura 3.6 : Exemplo de modelo matricial	27
Figura 3.7 : Estrutura organizacional do campo de Duri [Simanjuntak <i>et al.</i> (1995)]	33
Figura 3.8 : Formas de se agregar valor a uma unidade de negócio [Thakur (1995)]	41
Figura 3.9 : Gráfico de priorização de investimento em linhas de pesquisa [Heinemann <i>et al.</i> (1996)]	43
Figura 3.10 : Classificação dos campos visando gerenciamento do portfólio e alocação de recursos utilizado pela Exxon [Ruble (1997)]	44
Figura 3.11 : Fases do processo de análise das unidades de negócio [Solle <i>et al.</i> (1995)]	45
Figura 3.12 : Esquema do planejamento estratégico da Caltex Pacific Indonesia [Solle <i>et al.</i> (1995)]	46
Figura 3.13 : Etapas da gestão da carteira de projetos da PETROBRAS [Serva (1998)]	50

Figura 3.14 : Modelo para tomada de decisão [ Peersmann e Floris (1998)]	51
Figura 4.1 : Visão geral do processo de decisão [Newendorp (1975)]	54
Figura 4.2 : Cálculo do VME da opção de se perfurar um poço	56
Figura 4.3 : Análise de sensibilidade de dois parâmetros ao VPL de um projeto fictício	58
Figura 4.4 : Exemplo de efeito da incerteza no desenvolvimento de um campo [Al-Hussainy e Humpreys (1995)]	61
Figura 4.5 : Variação do comportamento do grau de incerteza das reservas de um campo após a sua descoberta adaptado de Demirmen (1998)	64
Figura 4.6 : Exemplo de árvore de decisão sobre oportunidade de compra de um prospecto com VME positivo	66
Figura 4.7 : Exemplo de árvore de decisão sobre oportunidade de compra de um prospecto com a opção de realização de um levantamento sísmico	66
Figura 5.1 : Exemplo de curva de utilidade <i>versus</i> unidade monetária [Newendorp(1975)]	71
Figura 5.2 : Comprovação da mútua independência de utilidades entre os atributos Y e X.	75
Figura 6.1 : Exemplo de curva de produção da planilha de cálculo	79
Figura 6.2 : Exemplo de fluxo de caixa da planilha de cálculo	79
Figura 6.3 : Gráfico “tornado” com variação de $\pm 30\%$ para a opção $SS + FSO$	79
Figura 6.4 : Distribuições contínuas acumuladas de VPL para cada alternativa de projeto	81
Figura 6.5 : Relação Risco x VME para cada alternativa de projeto	82
Figura 6.6 : Gráficos das funções utilidade de investimento e VPL	83
Figura 6.7 : Curva acumulada de entrada em operação de plataformas de produção	84
Figura 6.8 : Gráficos das funções de utilidade de risco tecnológico	85
Figura 7.1 : Fatores a serem considerados quando da definição dos objetivos do campo ou projeto	90
Figura 7.2 : Diferença entre resultado e qualidade de gerenciamento de um campo	92
Figura 7.3 : Estrutura matricial sugerida para um modelo de exploração de petróleo	94
Figura 7.4 : Forma proposta para os times apresentarem as perspectivas do campo	97

## Lista de Tabelas

Tabela 3.1 : Exemplo de lista de oportunidade de investimentos priorizada [Ruble (1997)]	48
Tabela 6.1 : Curvas de distribuições contínuas ( todas triangulares) representando as incertezas das variáveis	81
Tabela 6.2 : Quadro resumo dos valores de VME, VEI e utilidades dos atributos VPL e investimento	83
Tabela 6.3 : Resumo da utilidade dos atributos de meio ambiente e segurança	86
Tabela 6.4 : Pesos atribuídos a cada atributo	87
Tabela 6.5 : Resultados finais	87

# Capítulo 1

## Introdução

A confirmação do descobrimento de uma jazida comercial de petróleo é um marco no processo de exploração, pois é a primeira sinalização concreta de êxito e lucro potencial para os investidores nesta fase de alto risco financeiro e técnico. As atividades posteriores a descoberta comercial já usualmente denominadas de exploração da jazida, devem ser conduzidas de forma a maximizar os objetivos esperados com a produção do campo de petróleo descoberto.

O processo de exploração vem tendo uma grande evolução, perceptível em todas as companhias de petróleo através de mudanças organizacionais, exigências quanto ao perfil do profissional solicitado pelo mercado, entre outros sinais. Assim sendo, é cada vez mais importante o estudo do melhor modelo de gerenciamento do campo de petróleo.

Um ponto fundamental, e até a alguns anos atrás ignorado ou desconhecido, é a grandeza e complexidade dos subprocessos envolvidos na exploração de petróleo. A partir da visão de que o processo maior de gerenciamento de um campo engloba desde as atividades de geofísica e geologia até as de manutenção das facilidades de produção, foi possível aprofundar na otimização do gerenciamento do campo.

Farto material pode ser encontrado na literatura sobre o presente tema. Vários fatores vem impulsionando as mudanças na condução da fase de exploração, tais como a maior complexidade das novas jazidas descobertas, tanto a nível de reservatório como a nível de dificuldade de produção, pois as lâminas d'água e outras adversidades observadas são cada vez maiores.

Outro fator estimulador deste desenvolvimento são as inovações tecnológicas, que viabilizam a produção em áreas antes não econômicas e amenizam os impactos das oscilações de

preço, que nos últimos anos insistem em manter uma tendência de baixa nas cotações no mercado internacional, embora recentemente tenha-se observado uma recuperação.

São fartos também os trabalhos encontrados na literatura, alguns citados na Seção 3.3, que indicam como modelos mais recentes e de grande sucesso os que adotaram como premissa a integração dos técnicos envolvidos na forma de um time, visando atingir um determinado objetivo, que geralmente é o de analisar o campo de petróleo como um negócio, onde a prioridade é a maximização do retorno financeiro.

A partir da consolidação deste novo modelo de gerenciamento dos campos de petróleo, com maior integração, onde os profissionais cada vez tem uma visão mais abrangente do que a sua área de formação específica, onde os objetivos são claros e existe uma maior autonomia de decisão, além de outras diferenças com a estrutura mais antiga, surgem novas demandas.

Conceitos que permitam discernir sobre as melhores oportunidades dentro de um limite orçamentário fazem com que sejam imprescindíveis conhecimentos básicos na área de análise de portfólios, que por sua vez exigem que o conceito de risco ou incerteza seja absorvido e bem manuseado por técnicos e gerentes. Provavelmente boa parte destes profissionais não possuem muita familiaridade com estes termos, pois nunca tinham lidado com estes tipos de conceitos anteriormente.

A análise de risco exploratório já tem uma tradição mais longa e apresenta um maior desenvolvimento nas companhias de petróleo, isto decorre principalmente da necessidade das empresas em comprarem opções de pesquisa em novas áreas, ou decidirem onde perfurar poços pioneiros, sempre com o objetivo de ampliar as suas reservas.

Entretanto, não se observa o mesmo nível de desenvolvimento na área da produção, onde a utilização da análise de risco é mais recente. O que justifica que boa parte deste estudo seja dedicado a esta área.

O Brasil até a pouco tempo era regido por um regime de monopólio. Com a abertura do mercado de exploração e exploração de petróleo faz-se necessário que sejam implementadas algumas mudanças, afim de que a indústria nacional possa sobreviver a esta mudança de cenário.

O objetivo desta pesquisa é propor um modelo de gerenciamento baseado nos exemplos de maior sucesso citados na literatura, acreditando-se que o modelo atualmente usado no Brasil ainda é muito próximo ao que se define como puramente funcional.

A estrutura do tipo puramente funcional, que tem como característica um processo bem compartimentado, onde as responsabilidades são divididas e as atividades bastante estanques, já está praticamente em desuso nas grandes companhias de petróleo.

Está inserido como parte do objetivo deste trabalho tratar do processo de transição, aproveitando as experiências descritas na literatura, tentando aproveitar as experiências bem sucedidas e evitando-se os erros observados.

No Capítulo 2 descreve-se as etapas técnicas do processo de gerenciamento de campo de petróleo. Embora seja uma parte básica não é facilmente encontrada na literatura, servindo como um esclarecimento sobre as áreas técnicas contidas no escopo que este trabalho se propõe a cobrir.

O Capítulo 3 detalha o processo de gerenciamento do campo, descreve como foi a evolução do seu conceito, que originalmente se concentrava apenas no gerenciamento do reservatório, aumentando com o tempo sua abrangência para o gerenciamento de todo o campo. Baseando-se em farta bibliografia, descreve as fases do processo, sugestões e descrições de como implantar o novo modelo, lista vantagens, desvantagens, problemas encontrados e soluções tomadas. Na Seção final, mostra como o time agrega valor ao negócio e ilustra como as companhias selecionam seus investimentos.

O Capítulo 4 trata de questões que estão sendo demandadas a partir de um cenário mais atual, como análise de risco e decisão. Mostra como estes assuntos devem ser abordados pelo time que coordena o gerenciamento do campo. São descritos exemplos reais usando várias ferramentas, tentando desta forma desmistificar o assunto. O enfoque adotado tem um cunho mais aplicativo do que teórico, pois pode se observar na literatura que o tratamento dado a este tipo de problema ainda está a um nível pouco prático, provocando um distanciamento entre os níveis de execução e acadêmico.

O Capítulo 5 é dedicado a uma visão de futuro, onde são propostas novas abordagens de análise de risco e processo decisório e faz-se uma abordagem teórica sobre o conceito de utilidade. É complementado pelo Capítulo 6, onde se desenvolve um exemplo prático de



aplicação. O problema proposto consiste na seleção do melhor tipo de unidade de produção para desenvolvimento de um campo de petróleo, e são considerados outros aspectos além do puramente econômico, como meio ambiente, segurança e tecnologia. Esta forma prática de aplicação em um contexto bastante atual constitui em uma outra importante contribuição deste trabalho de pesquisa.

No Capítulo 7 é proposto um modelo de gerenciamento de campo e sugerido como implementá-lo. Como parte da contribuição acadêmica deste trabalho podemos citar a efetiva inclusão da visão de produção no gerenciamento do campo, pois a maioria dos autores que trataram do assunto tem formação profissional originária da área de reservatórios, possuindo portanto pouca experiência na parte de produção. A experiência de mais de dez anos do autor nesta área permitiu vislumbrar esta lacuna na literatura e tentar complementá-la.

Finalmente o Capítulo 8 trata das conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## Capítulo 2

### Etapas da Gerência de um Campo de Petróleo

O presente estudo trata de questões que envolvem a fase posterior à descoberta de um campo comercial de petróleo. Para que o universo a ser coberto neste estudo fique bem definido, este Capítulo é dedicado a descrição de todas as etapas, que podem estar contidas no gerenciamento de um campo de petróleo.

Vamos considerar como primeira etapa a “**Consolidação do Modelo Geológico**”. As principais fontes de informações relacionadas a esta etapa são os levantamentos sísmicos e todos os dados decorrentes da perfuração dos poços pioneiros e de delimitação. Neste último caso especificamente, podemos relacionar os estudos petrográficos, paleontológicos e geoquímicos, realizados tanto em amostras de calha como de testemunhos, e as mais diversas informações decorrentes da perfilagem elétrica de poços.

Com base nesta gama de informações, os geofísicos e geólogos interpretam o ambiente deposicional, a história diagenética e a evolução tectono-sedimentar de uma área, de forma a conceber o melhor modelo estrutural e estratigráfico do campo.

A interpretação do ambiente deposicional dos sedimentos que deram origem as rochas reservatório, bem como a compreensão da sua história diagenética, são de fundamental importância na elaboração do Modelo Geológico.

A investigação de modelos similares descritos na literatura e o estudo de afloramentos também são ações na maioria das vezes indispensáveis para a construção de um bom modelo.

Deve-se ter em mente que o que se busca na verdade é a construção de dois modelos. O primeiro chamado de modelo geológico, que utiliza dados sísmicos, mapas, testemunhos, estudo de afloramentos, entre outras informações. O segundo é o modelo hidráulico, que investiga a continuidade dos reservatórios, a existência de fraturas, direções preferenciais de fluxo, e outros dados ligado ao fluxo.

Como podemos observar na Figura 2.1, a consolidação do modelo geológico é de grande importância para obtenção de mapeamentos detalhados do reservatório e do aquífero, sendo enfim a definição em grande escala do reservatório.

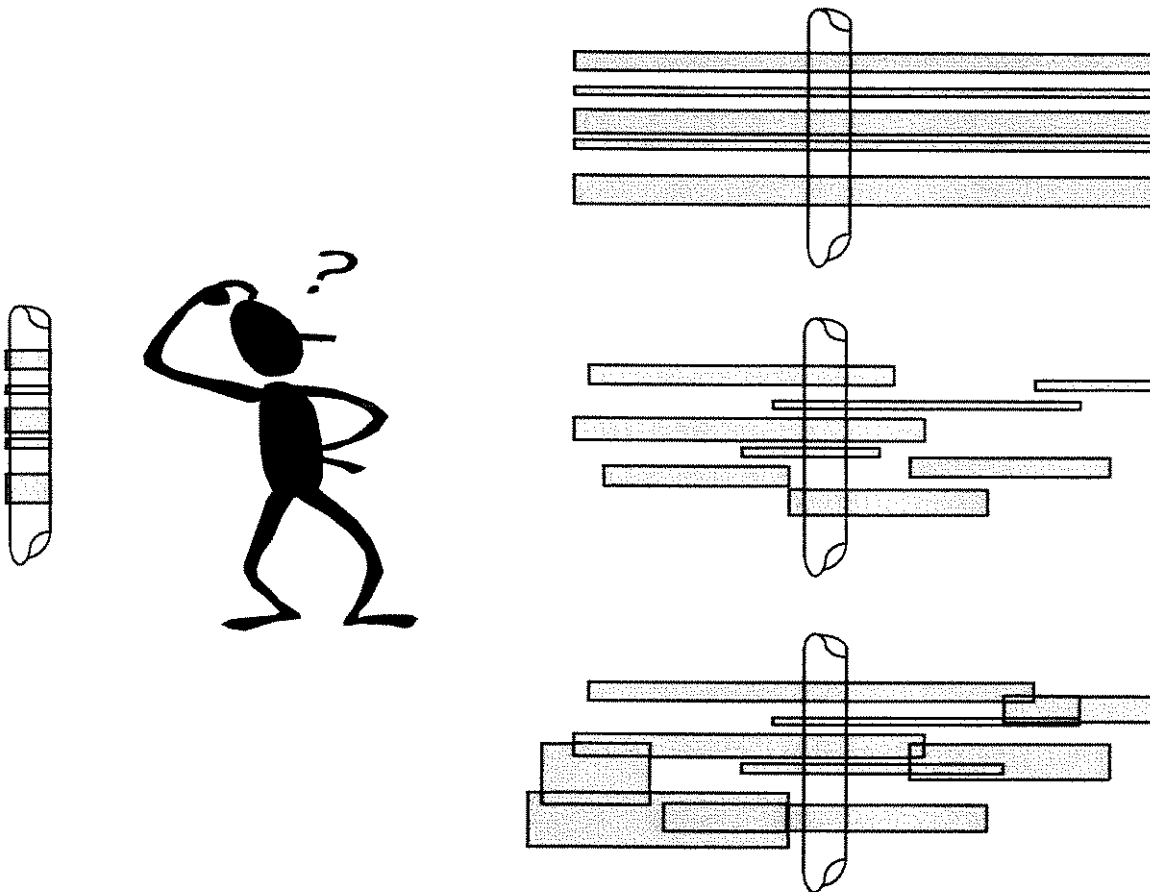


Figura 2.1: Importância da definição do modelo geológico

Podemos chamar a próxima etapa de “**Caracterização do Reservatório**”. As mesmas informações utilizadas na modelagem geológica são trabalhadas nesta fase, porém com uma visão em escalas menores. Outras técnicas, como a geoestatística e petrofísica também tem uma ampla utilização nesta etapa.

Nesta fase são estudadas as heterogeneidades do reservatório em várias grandezas, desde o nível de estrutura, passando pelos elementos de arquitetura (canais, etc.), detalhamento dos elementos de arquitetura (folhelhos estocásticos entre dois poços, etc.), seguindo das escalas de estratificação e microscópica, como podemos observar no esquema da Figura 2.2.

O tamanho dos grãos, modo como que se tocam, sua seleção, forma e arranjo caracterizam a textura da rocha, que somada à descrição da composição mineralógica e suas características diagenéticas (que retratam todos os processos e reações desde a deposição do sedimento até seu metamorfismo ou erosão), permitem classificar as rochas reservatórios. O estudo de suas características de porosidade e permeabilidade, além dos fluidos contidos, permite construir um modelo geológico numérico detalhado, que é o produto final desta fase.

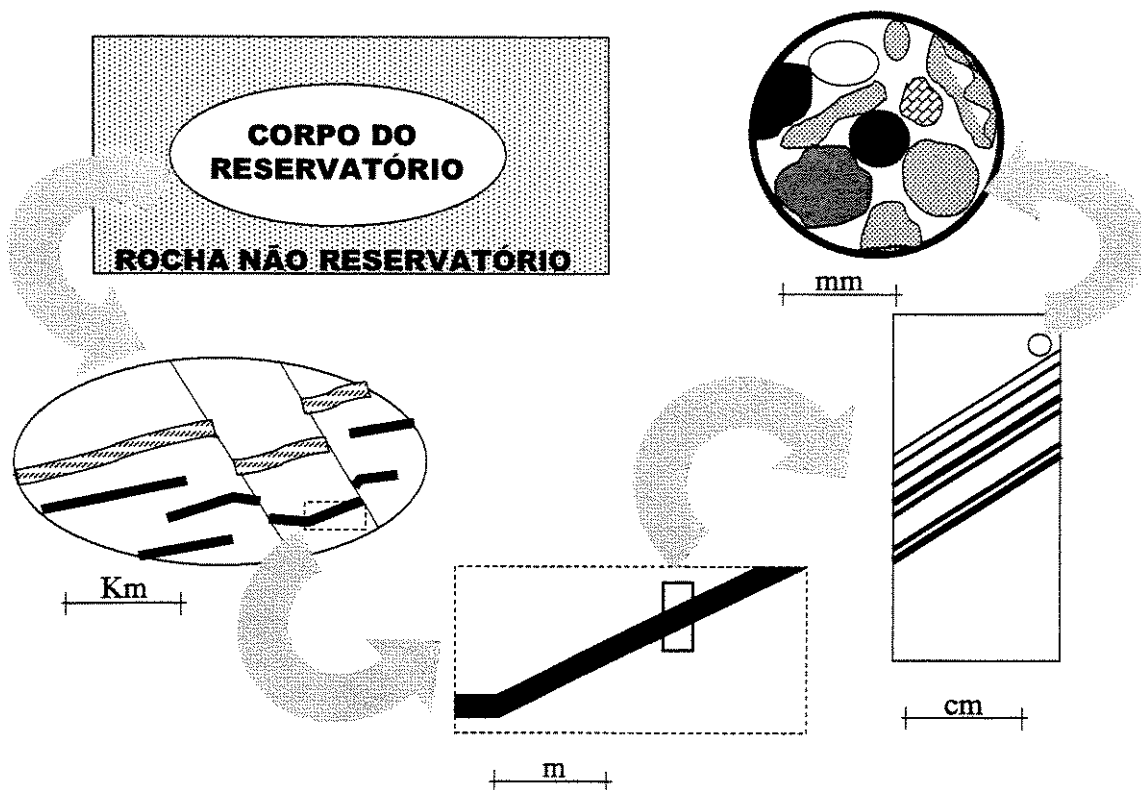


Figura 2.2 : Escalas de heterogeneidades desde o nível de estrutura até o nível microscópico estudadas na caracterização dos reservatórios

Após a obtenção da descrição detalhada do reservatório, parte-se para a fase seguinte, a **“Simulação”**. Os simuladores de reservatórios nada mais são do que programas de computador que resolvem equações de fluxo de massa e calor em meios porosos sob determinadas condições iniciais e de contorno. Seu principal produto é o fornecimento de previsões de produção que servem para estudo de viabilidade, avaliação do campo, determinação de fator de recuperação, entre outras informações necessárias para o gerenciamento de um campo. Outras informações geradas no simulador podem auxiliar a caracterização dos reservatórios, como identificação de barreiras de fluxo, detecção de propriedades próximas aos poços, entre outras.

Outra importante etapa ainda nesta fase é a simulação do fluxo multifásico dos poços até a planta de processamento do petróleo. É com estas informações que serão possíveis a elaboração e refinamentos nas várias concepções de sistemas de produção e obtenção das curvas de produção e injeção dos poços.

Como resultado desta fase temos a definição da malha de drenagem, métodos de elevação e recuperação mais indicados, vazões limites e respectivas curvas de produção, enfim, todas as definições necessárias para estabelecer o desenvolvimento da produção, do campo. Em caso de campos já em operação, através do histórico de produção pode-se otimizar, ou até mesmo redirecionar a estratégia de exploração.

Após esta fase, já é possível traçar vários cenários de produção e investimento, e é quando entra a fase de **“Avaliação dos Objetivos e Processo Decisório”**. Nesta etapa já existe uma base de dados técnicos suficientes com grau de incerteza conhecidos. Isto torna possível avaliar quais as melhores opções para atingir os objetivos pretendidos e que podem representar o melhor resultado financeiro, aumento das reservas, entre outros.

O processo decisório leva em consideração as limitações externas, como legislação ambiental, capital disponível ao longo do tempo, prognósticos da evolução dos preços, custos e o grau de risco do negócio. A definição da melhor opção vai variar de acordo com as estratégias empresariais dos donos do negócio e o seu grau de aversão ao risco. Esta etapa tem como resultado a definição do plano de desenvolvimento mais adequado para o campo ou projeto em análise.

Seguindo a sequência, temos agora a etapa de **“Perfuração e Completação”**. A perfuração tem como objetivo erodir ou fraturar as formações, remover o material até a

superfície, sustentar as paredes do poço e impedir a produção dos fluidos das diversas formações encontradas.

A primeira tarefa nesta fase é a de se projetar o poço, pois todas as operações e equipamentos a serem utilizados devem ser previamente definidos, é claro que baseado nos dados utilizados nos simuladores de reservatório e fluxo multifásico.

O poço é perfurado através de um sistema constituído por uma coluna de perfuração que tem uma broca na sua extremidade, através de rotação e carga aplicada na broca o material da formação é removido e carregado até a superfície através da circulação do fluido de perfuração. A medida que o poço avança são descidas colunas de revestimento, com diâmetros cada vez menores, que dão sustentação a parede do poço. Ao final de cada etapa é injetada uma pasta de cimento para preencher o espaço anular entre o poço e a coluna de revestimento, de modo a se obter uma vedação eficiente e permanente neste espaço anular.

Vários são os cuidados a serem observados na perfuração, pois o prévio conhecimento dos tipos de fluidos e rochas e suas respectivas condições de temperatura e pressão, são informações que possibilitam o melhor projeto de um poço e evitam acidentes que possam ser catastróficos.

O conhecimento da região a ser perfurada permite a otimização dos parâmetros de perfuração, como o tipo de broca adequado, melhor combinação de peso e rotação, vazão e pressão do fluido e o tempo de uso indicado para cada broca, possibilitando desta forma uma otimização no custo da perfuração do poço.

É durante a perfuração que se obtém amostras dos vários tipos de rochas da formação, seja através da análise do cascalho carregado até a superfície ou através de amostragens realizadas dentro do próprio poço. Neste período também são corridos vários tipos de perfis, que vão subsidiar com uma série de informações o estudo do campo.

Após a última cimentação tem-se início a fase da completação, que consiste na preparação do poço para produção ou injeção. Geralmente a zona de interesse está revestida e é executada a operação de canhoneio, onde é descida uma coluna de completação com equipamentos especiais que permitem perfurar o revestimento colocando a formação em contato com o poço, possibilitando desta forma sua produção ou injeção.

O projeto da completação de um poço é de extrema importância, pois prescreve desde o tipo e a localização aonde vai ser realizada a operação de canhoneio até os diâmetros e equipamentos que devem existir na coluna de produção do poço. As vazões esperadas, características do fluido e da rocha, evolução dos contatos água/óleo e óleo/gás esperados são algumas das informações básicas para elaboração deste tipo de projeto.

Outros dados como previsão de produção de areia, necessidade ou não de estimulação, são muito importantes para a definição do tipo de completação. Operações como perfilagem, fraturamento e testes de poços também são executados durante esta fase.

Operações de reentrada no poço após sua completação, quer sejam para testes de avaliação, substituição de intervalo produtor, estimulação, limpeza, entre outras, também estão incluídas nesta etapa.

As novas descobertas de petróleo tendem a ocorrer em condições de acesso cada vez mais difíceis, sejam em localidades remotas como florestas, regiões geladas e oceanos, ou sejam em reservatórios cada vez mais profundos. Devido a estas adversidades, o avanço tecnológico no desenvolvimento e construção de sondas e outros equipamentos têm tido grande relevância na indústria do petróleo, pois viabilizam o sucesso das operações de perfuração e completação.

A última etapa na gerência de um campo é a “**Montagem e Operação das Instalações de Produção**”, esta etapa se inicia com a elaboração de um projeto básico, seguido de um detalhamento do projeto, que servirá para contratação da construção e montagem das instalações de produção. As instalações são então pré-operadas, que significa testar as mesmas afim de verificar o seu perfeito funcionamento e a realização de ajustes, preparando todo o sistema para o início das operações.

A operação do campo é a fase de maior continuidade e duração, e consiste em manter e operar todas as instalações. A sua abrangência vai desde a operação dos poços que inclui sua abertura, fechamento e testes de produção, até as facilidades de produção que fornecem energia elétrica, ar comprimido, entre outros insumos necessários a continuidade operacional, a grande diversidade de equipamentos na área de facilidades acarretam uma grande complexidade na sua operação e manutenção.

A otimização dos sistemas de elevação, a separação entre as fases líquidas e gasosa, os sistemas de bombeio de óleo, compressão de gás, medição e tratamento dos efluentes são outros

processos importantes a serem geridos nesta etapa. O produto final da operação do campo é a exportação de óleo e gás dentro das especificações requeridas.

A Figura 2.3 resume todas as etapas, e tenta mostrar a interdependência entre as mesmas, pois as informações obtidas em cada etapa podem ser de extrema importância para outra. Outro ponto importante é que não existe uma sequência contínua, isto é, a ordem entre as diversas etapas só existe no momento após a descoberta do campo, pois durante o seu desenvolvimento elas se interrelacionam e são contínuas. Por exemplo, os dados de produção podem revelar informações importantes que acarretem em um aprimoramento do modelo geológico, com consequências para todo o campo.

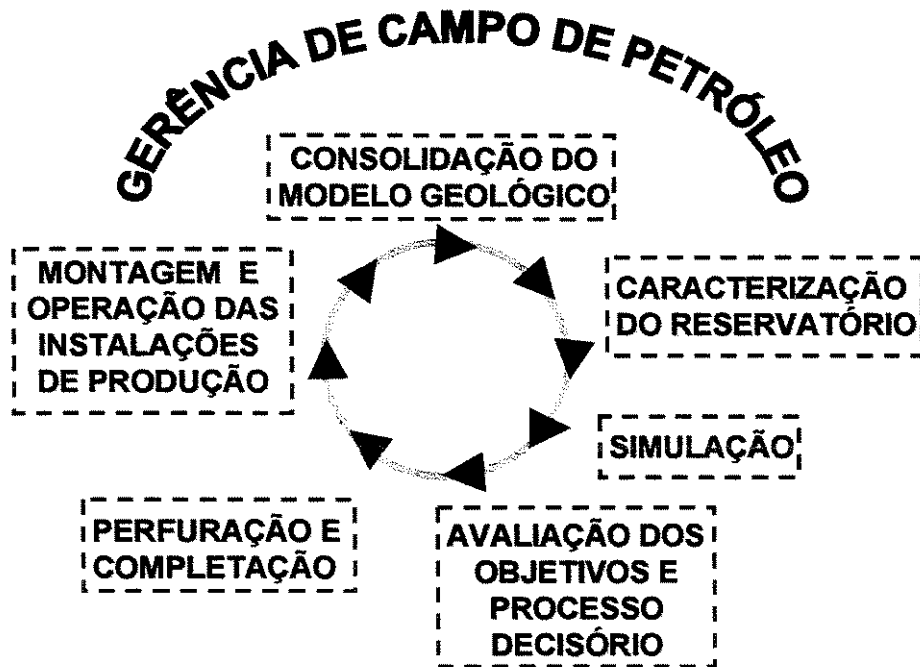


Figura 2.3 : Etapas do gerenciamento de um campo de petróleo

Embora não faça uma descrição detalhada das etapas, Wardt (1996) apresentou um modelo, desenvolvido por uma grande companhia de petróleo, similar ao descrito neste trabalho. Neste modelo foram definidas três etapas, ou processos primários, chamados de: “Reservatório”, “Poço” e “Engenharia de Facilidades”. O mais importante, porém, é a importância dada a inter-relação entre estas várias áreas para o sucesso do todo, ou seja, o desenvolvimento do campo.



## **Capítulo 3**

### **Gerência de um campo de petróleo**

Este Capítulo trata do detalhamento da metodologia de gerenciamento de um campo de petróleo, desde o seu histórico, passando por sua definição e evolução. Além de descrever todo o processo, sob vários pontos de vista, discorrerá também sobre os conceitos de time e unidade de negócio, como implementar o novo modelo e as várias lições existentes na literatura sobre as boas e más experiências.

#### **3.1 – Histórico e definições**

Segundo Thakur (1990) até o começo dos anos 70 a engenharia de reservatórios era considerada a única técnica importante no Gerenciamento de Reservatórios. Porém, nas décadas de 70 e 80 surgiram trabalhos ressaltando o ganho potencial com o aumento da sinergia entre as áreas de engenharia de reservatórios e geologia.

Al-Hussainy e Humphreys (1995) confirmam este movimento e relatam que a gerência de reservatórios surgiu a partir da metade da década de 70 no Mar do Norte devido à complexidade dos reservatórios gigantes a serem desenvolvidos e os enormes custos envolvidos nesta nova fronteira tecnológica. Embora esta nova forma de trabalhar, com um time de geofísicos, geólogos e engenheiros planejando o desenvolvimento de um campo, tenha ocorrido de forma não intencional, mas devido a pressões para um rápido desenvolvimento de soluções para os

problemas de desenvolvimento e produção, logo que os resultados deste novo modelo foram reconhecidos pela indústria o seu uso foi incrementado, passando a ser um padrão a partir da metade da década de 80.

No início o foco era apenas o reservatório, as primeiras definições encontradas na literatura mostram isto claramente, Wiggins e Starzman (1990) definem Gerenciamento de Reservatórios de petróleo como a aplicação do estado da arte da tecnologia para um reservatório conhecido em um dado cenário conjuntural, sendo que o mesmo pode ser pensado como uma série de operações e decisões nas quais o reservatório é identificado, medido, produzido, desenvolvido, monitorado e avaliado desde o seu descobrimento até sua desativação.

Thakur (1990) interpretou Gerenciamento de Reservatórios como sendo a maneira mais sensata pela qual os homens de negócio poderiam maximizar os benefícios (lucros) de um reservatório utilizando os vários recursos disponíveis.

Já Satter (1990) agregou as definições anteriores, muito voltadas para o reservatório, uma visão um pouco mais ampla, definindo Gerenciamento de Reservatórios como a utilização dos recursos humanos, tecnológicos e financeiros disponíveis, para maximizar a lucratividade de um reservatório, aumentando o seu fator de recuperação e reduzindo os custos de investimento e operação. Segundo o autor, o objetivo básico é o de controlar as operações afins de obter o maior retorno econômico possível de um reservatório, baseando-se nos fatos, informações e conhecimentos.

Até a metade dos anos 80 o time era voltado apenas para área técnica específica do reservatório, porém, a partir da segunda metade desta década foi observada a inclusão do pessoal de operação de campo, responsável por desenvolver e implementar o planejamento do Gerenciamento do Reservatório.

Como consequência as definições também passaram a ter esta visão, Sawabini e Egbogah (1997) definiram Gerenciamento de Reservatórios como sendo um processo repetitivo que integra todas as características do reservatório, utilizando os princípios da engenharia de reservatórios, afim de prever o seu comportamento futuro. Sendo também usado para projetar as instalações de superfície e os equipamentos submarinos, desenvolver, monitorar, controlar e maximizar a recuperação do reservatório, durante toda a vida sua produtiva, através de uma metodologia que visa sinergia, economicidade e ação no momento oportuno.

Até mesmo a visão do objetivo se tornou mais ampla, Al-Hussainy e Humphreys (1995) definiram de forma bastante concisa, “Gerenciamento de Reservatórios é uma metodologia que visa maximizar o valor de um campo de petróleo”, sendo que este “valor” pode ter um significado em termos monetários para a companhia que produz o campo, ou em reservas para um governo que tem preocupações estratégicas quanto ao suprimento interno de petróleo. Defendem também uma visão holística do tema, englobando desde o reservatório até as facilidades de superfície.

Outra mudança ocorrida foi a observada por Parums (1997), relatando que até a metade da década de 80 as companhias de petróleo tinham um estilo de organização baseado no modelo funcional, a partir daí houve uma mudança para um modelo baseado em unidades de negócio, tendo a British Petroleum adotado este modelo em 1994. A mesma mudança é relatada por Ruble (1997) explicando que o conceito de times, visando a melhoria do negócio, começou a ser implementada na Exxon no final dos anos 80, sendo que em 1992 começou a ser implantada na unidade de produção de New Orleans, uma das cinco unidades da companhia nos EUA. Wade e Fryer (1997) descrevem o mesmo movimento a partir de 1990 nas áreas do Golfo do México e sul de Louisiana, pela Phillips Petroleum.

A intensificação do uso do modelo de Gerenciamento de Reservatórios pode ser observada no trabalho de Fowler *et al.* (1996), que relata um programa de fomento a sua utilização pelas pequenas e médias companhias de petróleo, patrocinado pelo departamento de energia do Estados Unidos. Baseado em uma pesquisa feita em 1998 com meia centena de companhias domésticas e internacionais, Pohlman (1999) relata que a grande maioria já está utilizando o modelo de *asset teams* e que mais de 60% implementaram esta nova forma de trabalho nos últimos cinco anos.

Após a análise das citações acima, podemos concluir que, a partir de pressões tecnológicas (complexidade dos campos do Mar do Norte), estratégicas (esforço do governo americano em agregar reservas, estimulando companhias domésticas a aumentar o fator de recuperação) ou econômicas (resultantes da queda dos preços a partir da década de 80), houve uma evolução no modelo organizacional das companhias de petróleo, saindo de uma estrutura funcional departamentalizada para uma estrutura com times multidisciplinares, organizadas como unidades de negócio. Como pode-se ver na Figura 3.1, em um primeiro momento esta forma de

trabalho enfocou apenas o reservatório, sendo que ao atingir um certo grau de maturação, incorporou os outros processos envolvidos na exploração do campo. Atualmente tudo indica que a grande maioria das companhias de petróleo do mundo está utilizando este tipo de modelo, que continua, até o presente momento, com o nome de Gerenciamento de Reservatórios. Porém, devido à sua abrangência cada vez maior, já deveria ser chamado de Gerenciamento de Campo de Petróleo, como sugere o título deste Capítulo.

Pode-se até mesmo ousar e definir Gerenciamento de Campo de Petróleo como um processo repetitivo e ordenado, onde geofísicos, geólogos e engenheiros participam na forma de um time integrado, utilizando os recursos humanos, tecnológicos e financeiros disponíveis, com o objetivo de maximizar o retorno financeiro, agregar reservas ou otimizar algum outro resultado esperado do negócio.

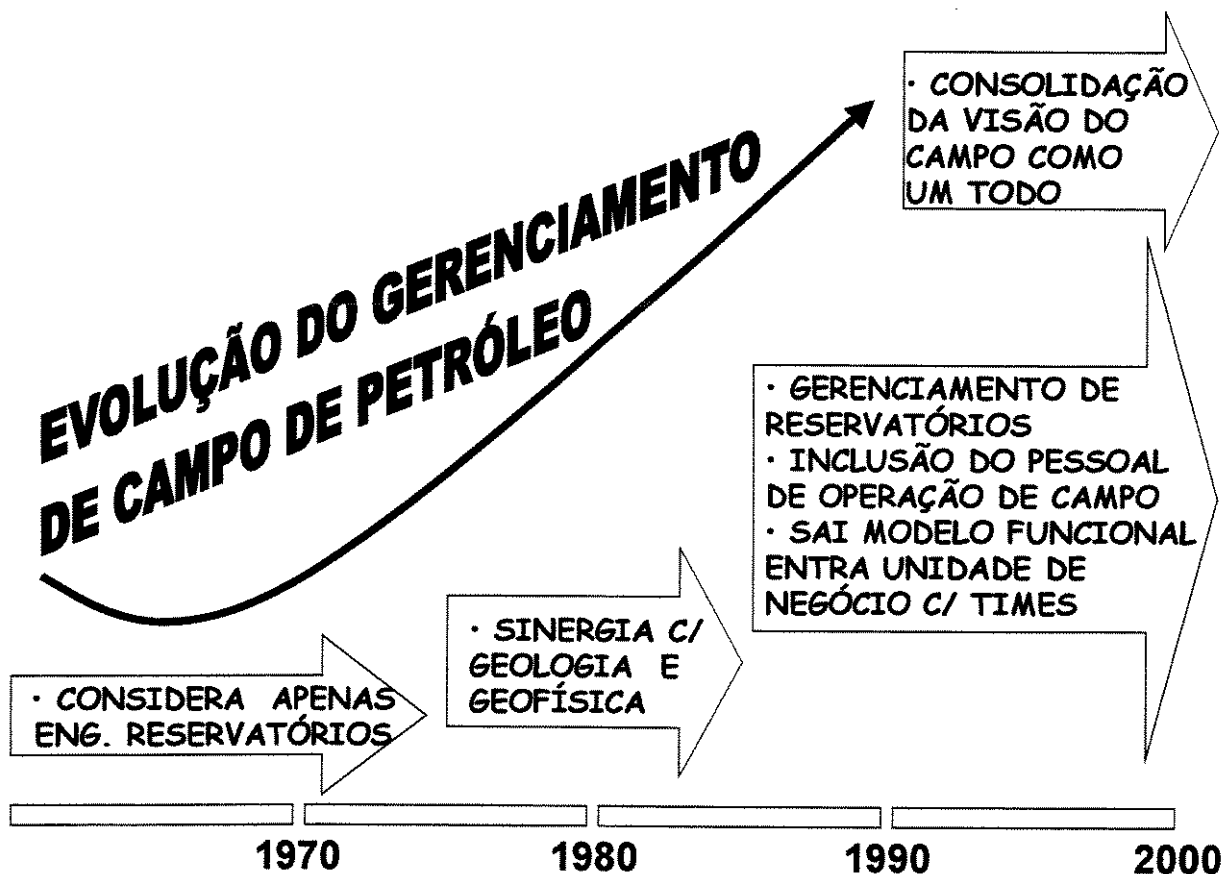


Figura 3.1 : Evolução do modelo de Gerenciamento de Campo de Petróleo

### 3.2 – Descrição do Processo

O início do processo de gerenciamento deve coincidir com a descoberta do campo, porém como já foi dito por Wiggins e Startzman (1990), vários campos não são desenvolvidos nem produzidos de forma apropriada, e esta falha pode resultar em um fracasso durante a sua operação. Logo a colocação de Thakur (1990), de que nunca é tarde para se iniciar a implementação de um modelo de gerenciamento é bastante razoável, pois pode evitar ou diminuir um prejuízo.

Morooka e Galeano (1999) já afirmaram que o desenvolvimento de um campo necessita de um procedimento racional e de um planejamento. Dentro deste contexto, a Figura 3.3 ilustra todo o processo de gerenciamento de um campo de petróleo, onde a primeira coisa a ser feita é a definição clara dos objetivos do trabalho, ou seja, o que se espera deste trabalho de gerenciamento do campo.

Para definição dos objetivos é necessário o conhecimento dos fatores limitantes, que foram bem definidos por Satter e Thakur (1994) como sendo: características do reservatório, cenário sócio-econômico e tecnologias disponíveis.

Como características do reservatório entende-se todas as informações conhecidas sobre o campo e seu respectivo grau de confiabilidade, dados da geofísica, informações obtidas de testemunhos, trabalhos sobre reservatórios similares já publicados e histórico de produção são alguns exemplos deste tipo de informação.

Outro ponto importante para a definição da estratégia e efetividade do gerenciamento é o que podemos chamar de cenário sócio-econômico, que pode ser dividido em corporativo, econômico e social. Na parte da corporação considera-se a sua situação financeira, cultura e atitude frente ao risco. Como parte econômica entende-se o comportamento dos preços do óleo e gás, inflação, disponibilidade de capital no mercado e regime fiscal vigente. Finalmente, na parte social estão inseridas as questões regulamentares de segurança e meio ambiente.

A evolução tecnológica é constante, seu impacto pode ser observado tanto na viabilização técnica como na viabilização econômica da exploração de reservas anteriormente inviáveis, como ilustrado nos trabalhos de Assayag *et al.* (1997) e Castro, Suslick e Morooka (1999). Logo o

conhecimento das tecnologias disponíveis é um fator essencial para a definição de horizontes plausíveis.

Após a definição dos objetivos, o próximo passo a ser tomado deve ser a criação de um time multidisciplinar. Embora o gerenciamento do campo seja um processo contínuo, que só cessa quando ocorre a desativação, dependendo do tamanho do campo e escopo do trabalho, o time criado pode ser permanente ou temporário.

Após a criação do time e definição dos objetivos, deve ser elaborado pelo time um plano escrito. Este plano deve conter os seguintes pontos:

- 1) descrição dos objetivos e uma breve descrição dos fatores limitantes;
- 2) visão geral do campo;

Esta parte deve conter uma breve dissertação sobre o modelo geológico, a caracterização do reservatório, o histórico de perfuração e completação dos poços, descrição das instalações submarinas e de superfície, enfim todas as informações que permitam obter uma boa idéia do campo. Também devem ser mencionados onde e como estão armazenados os bancos de dados completos ou estudos e relatórios já elaborados sobre o campo.

### 3) planejamento

Todas as ações futuras devem ser previstas neste Capítulo, Sawabini e Egbogah (1997) propõem o seguinte detalhamento:

- planejamento da aquisição de dados – Não se limita a aquisição de dados de reservatório, abrangendo informações das áreas de operação, meio ambiente, enfim, todas necessárias para o bom desenvolvimento do campo. Deve conter um breve comentário de como, quando, onde e porque os dados estão sendo coletados, para servir como uma espécie de roteiro. O banco de dados deve ser armazenado e vai servir como base para outros estudos de gerenciamento e incertezas;
- planejamento do desenvolvimento do campo – Deve explicar toda a estratégia de desenvolvimento e depletação, descrevendo os métodos de recuperação primária (usa a própria energia do reservatório, como expansão da capa de gás ou o aquífero), de recuperação secundária (injeção de fluidos) e recuperação terciária (usando fontes de energia externas como combustão *in situ*). Detalhando quando e como devem entrar os diversos métodos de recuperação e outras

recomendações importantes. Finalmente, deve conter as previsões de pressão e produção (ou injeção) de cada poço individualmente, baseado nos dados da simulação;

- plano de perfuração e produção - Contém os projetos básicos de perfuração, avaliação e desenvolvimento dos poços, nesta parte estão incluídos todos os aspectos de perfuração, completação, produção e desativação dos poços. Deve conter também uma previsão de estimativa de custos destas respectivas operações, a serem utilizadas pelos técnicos de perfuração e completação no monitoramento desta fase do processo de gerenciamento;
- plano das facilidades – Descreve toda a parte de equipamentos e instalações para produção de óleo, gás e água, injeção, tratamento, descarte de água produzida até a exportação do óleo e do gás para o cliente. Na sua primeira parte deve conter um estudo de viabilidade com os custos de diversas alternativas, seguido por um projeto básico. Monta-se então um cronograma detalhado para o projeto de detalhamento, fabricação e instalação. A parte final é composta pelo monitoramento e controle dos custos de investimento, permitindo que diferenças entre o que foi planejado e o executado possam ser detectadas, possibilitando que ações sejam tomadas para corrigir estes respectivos desvios durante a implantação do projeto;
- plano de operação e de monitoramento – O objetivo deste plano é estipular os procedimentos operacionais que visam garantir que o acompanhamento da produção e do reservatório sejam executados apropriadamente. Deve definir em detalhes a frequência de obtenção dos dados dos poços, reservatório, facilidades e seus respectivos custos. Uma medição precisa da produção (ou injeção) de óleo, gás e água, pressões de fundo, perfis de produção e testes de injetividade, são fatores básicos para o acompanhamento do reservatório;
- plano de avaliação econômica – Afim de avaliar o resultado econômico do projeto, deve-se montar o seu fluxo de caixa detalhado por atividade e seu valor presente líquido (VPL). As avaliações econômicas devem incorporar as variações dos preços do óleo e gás, serviços e equipamentos, custos de operação, taxas, *royalties* e atualizações de depreciação.

Após o planejamento segue-se com a implantação, esta é uma fase dinâmica que requer encontros periódicos de todo ou parte do time para que sejam feitos os ajustes necessários.

A próxima etapa é o monitoramento e avaliação, onde o que foi planejado é comparado com o que está sendo executado, Satter e Thakur (1994) indicam as seguintes áreas principais

para monitoramento: volumes de produção e injeção previstos para de óleo, gás e água, pressões estáticas e dinâmicas, testes de produção e testes de injeção. Wade e Fryer (1997) sugerem praticamente os mesmos indicadores, incluindo porém alguns itens para acompanhamento dos custos operacionais.

Já Holstein e Berger (1996) sugerem que o monitoramento seja feito através de um questionário em que sejam avaliados tanto o trabalho do time quanto o do gerente do time, e neste questionário todas as principais atividades são listadas e devem receber uma nota de 0 a 4 de acordo com a sua efetividade. Sawabini e Egbogah (1997) propõem uma abordagem parecida, ilustrada na Figura 3.2, em que se medem vários itens de controle criados para cada etapa do planejamento, sugerem que seja dado um peso para cada item de controle utilizado e propõe uma graduação da efetividade do gerenciamento.

Cada etapa do planejamento seria avaliada individualmente com itens de controle do tipo: obediência as recomendações de operação dos poços para a parte do plano de operação e monitoramento, cumprimento dos prazos de aquisição de dados para o plano de aquisição de dados, entre outros itens, chegando a cerca de uma centena de exemplos de itens de controle aplicáveis. Caso a avaliação não se mostre boa deve ser feito um ajuste no plano.

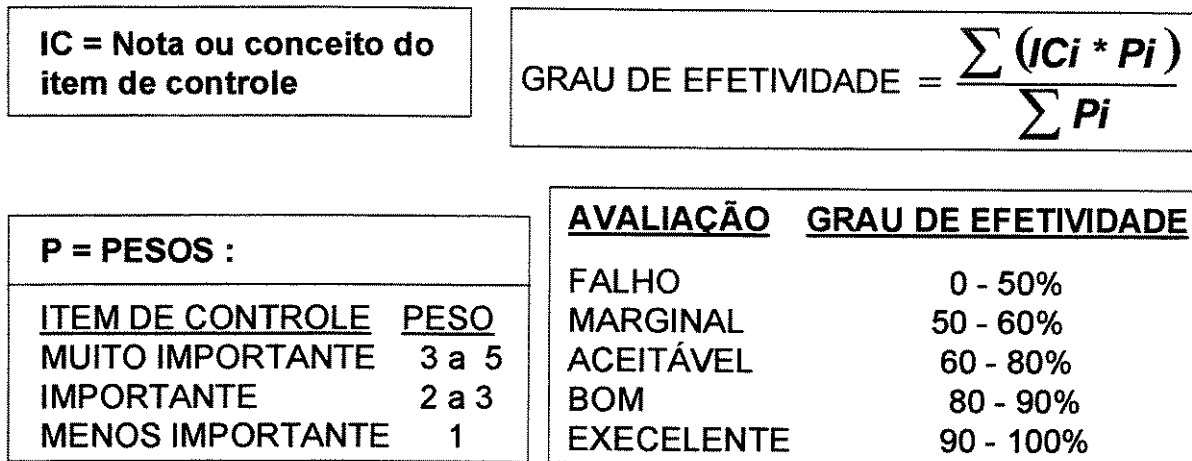


Figura 3.2 : Fórmula para cálculo do grau de efetividade do gerenciamento do campo [Sawabini e Egbogah (1997)]



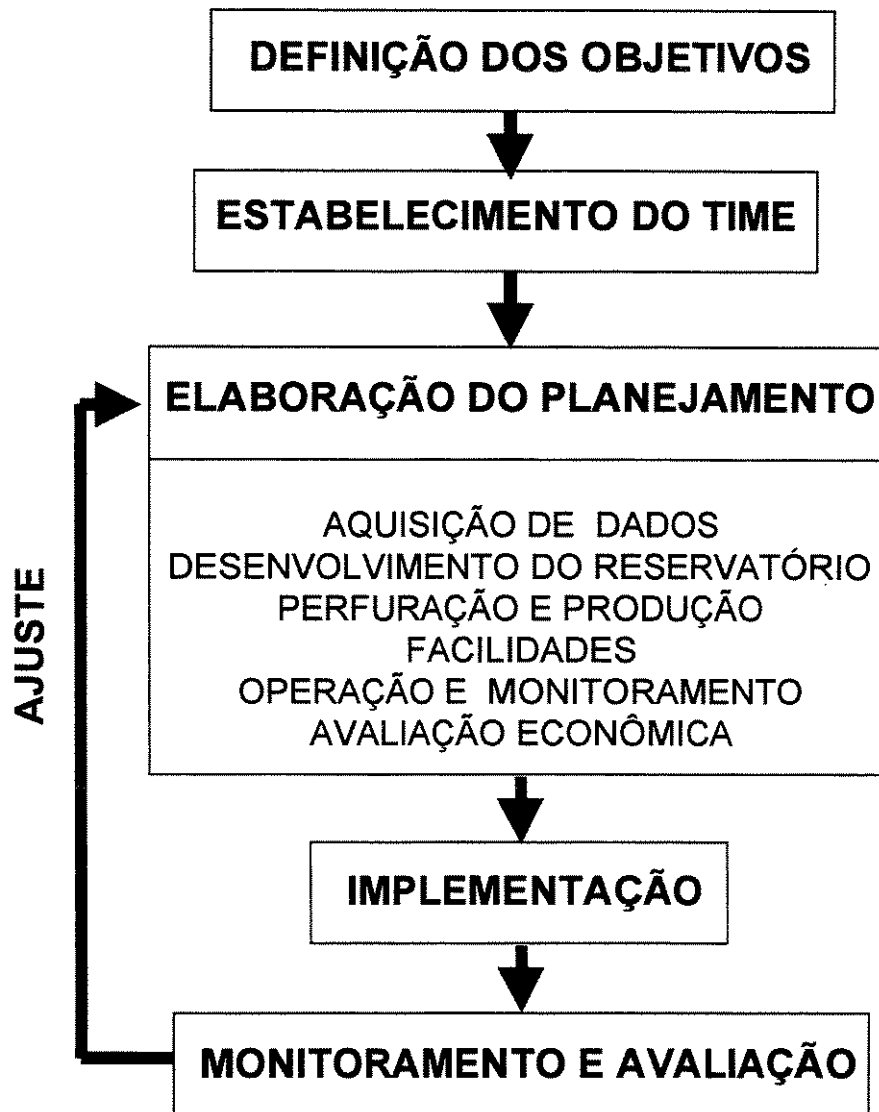


Figura 3.3 : Sequência do processo gerenciamento do campo

### **3.3 – A mudança do modelo puramente funcional para o de time multidisciplinar e unidade de negócio**

Conforme comentado no item 3.1 deste Capítulo a consolidação do gerenciamento de reservatórios enfatiza a necessidade da integração das diversas áreas técnicas através de times multidisciplinares, o conceito de unidade de negócio não é tão explícito, mas aparece em vários trabalhos.

A comprovação da eficácia da mudança do modelo E & P puramente funcional para o de time multidisciplinar e unidade de negócio foi relatada por Sneider (1990), que descreveu a experiência feita em uma grande companhia, onde foi criada uma nova organização baseada em um modelo de times, com cerca de 35 pessoas e dois níveis hierárquicos. Esta nova estrutura atuou e competiu durante cinco anos nas mesmas condições e área geográfica da estrutura tradicional E & P da mesma companhia, que tinha cerca de 175 profissionais além do pessoal de apoio. Como os resultados do novo modelo foram muito melhores (descobriram o dobro de reservas com a metade do custo de volume descoberto), toda a companhia passou a trabalhar no modelo de times.

Vários foram os motivos para o abandono do modelo puramente funcional, Ching (1992), gerente de produção da Shell nos Estados Unidos, caracterizou o modelo tradicional das grandes organizações E & P como sendo composto por um grande número de funções hierárquicas de exploração e produção, onde cada departamento é bem distinto e separado, e a interação, quando acontece, é difícil e lenta. Mesmo dentro dos vários departamentos existem funções específicas, como operações e engenharia (mesmo dentro destas existem ainda subdivisões internas), sendo que cada grupo trabalha de forma essencialmente independente um do outro. Algumas vezes podem trabalhar de forma conjunta, mas raramente conseguem trabalhar conjuntamente visando uma unidade de negócio ou um problema específico, com o objetivo de achar uma solução comum. Nestes tipos de organizações, geralmente o estilo gerencial é muito forte, e os empregados não são encorajados para dar opiniões, e eles costumam aguardar lhe dizerem o que fazer. O foco não é agregar mais valor e o sistema de recompensas encoraja a competição individual. No final do trabalho, ele cita que no novo cenário as companhias que adotarem o modelo de times multidisciplinares terão uma vantagem competitiva.

Wade e Fryer (1997) detalharam praticamente a mesma coisa sobre o antigo modelo funcional na Phillips Petroleum, que também citam como tradicional no E & P, onde os técnicos de cada área trabalhavam com vários campos, tinham metas individualizadas e eram avaliados através de sua performance individual (ao invés dos resultados dos diversos projetos). Como resultado deste tipo de modelo, existiam várias prioridades dentro das diversas áreas e com frequência ocorriam atrasos nos projetos, pois cada um aguardava o “outro departamento” acabar a “sua parte”, acarretando em um grande sentimento de frustração. Afirmam que com o novo modelo de time todos passaram a se sentir responsáveis pela unidade de negócio, acarretando em uma explosão de comunicação, criatividade entre os participantes do time, e bons resultados para a companhia.

Satter e Thakur (1994) ilustram bem o problema de falta de uma visão conjunta no modelo puramente funcional no exemplo do campo de McAllen Ranch, onde o modelo organizacional era de acordo com as especialidades, separando as áreas de perfuração, facilidades, petrofísica, produção e reservatório. Um grupo de técnicos de uma disciplina similar, por exemplo de perfuração, formavam uma seção que se reportava para o seu gerente de divisão. Os vários gerentes de divisão nem sempre se reportavam para um mesmo gerente e cada um tinha suas próprias metas. Logo, os engenheiros de reservatório tinham como meta aumentar as reservas, enquanto os engenheiros de produção estavam concentrados no aumento da produção através de recompletações, por sua vez os engenheiros de perfuração visavam a redução dos seus custos. Como resultado existiam várias metas que algumas vezes eram incompatíveis entre si.

Com a implantação do modelo de time multidisciplinar no campo de McAllen Ranch, os técnicos foram mantidos em suas áreas de origem, mas as suas metas passaram a visar o objetivo do seu campo, tornando-as desta forma compatíveis.

Parums (1997) em um trabalho que comenta a mudança organizacional na British Petroleum, destaca que no modelo funcional, tanto o gerente do campo quanto o gerente de serviços contribuíam para a eficácia do processo. Porém não existia uma definição clara de quem era o responsável pela decisão final. Em uma organização baseada em unidades de negócio fica claro que a responsabilidade pelas decisões e resultados são do gerente do campo.

Podem ser encontradas boas definições na literatura, segundo Parums (1997) “Unidade de negócio é um ou mais campos de petróleo ou até mesmo um processo específico (por exemplo

uma operadora de uma rede de oleodutos e gasodutos) que tenham autonomia suficiente de outras facilidades para poder ser considerada como de operação autônoma e quase um negócio específico”.

Já time multidisciplinar foi definido por Fleming e Koppelman (1996), em um trabalho não específico da área de petróleo, como “Um pequeno número de pessoas com habilidades complementares que se sentem mutuamente responsáveis e comprometidas com o mesmo propósito, metas e método”.

É importante salientar que os times não são só de campos de petróleo, existem serviços específicos que não devem ser divididos, e sim funcionar como um time unidisciplinar prestando serviços para toda a corporação. Um bom exemplo é o trabalho de Woodyard *et al.* (1993) que cita a criação de times de especialistas para áreas estratégicas no negócio E & P, como exemplo descreve o time de gás-lift, criado em 1991 devido à importância deste método no volume de óleo produzido pela CONOCO. Este time prestava vários serviços para as unidades de negócio, como treinamento, suporte técnico e desenvolvimento tecnológico. Os custos desta divisão eram repartidos pelos usuários internos de acordo com o volume de serviço solicitado. Em um tempo de redução de efetivos e outras mudanças, este tipo de time permite uma garantia de continuidade e desenvolvimento do conhecimento tecnológico e evita a duplicidade de esforços nas unidades de negócio.

Na metodologia de times os técnicos de várias disciplinas trabalham no mesmo espaço físico ou se encontram periodicamente, logo todos têm acesso a todas as informações e sabem de tudo que está acontecendo. Como o objetivo é comum e o grupo bem integrado, um não espera o outro acabar sua tarefa para começar a realizar a sua, pelo contrário, todos tentam adiantar a sua parte de forma a adiantar os resultados, a Figura 3.4 ilustra esta integração. O sistema de recompensas deve privilegiar o resultado do todo ao invés do resultado individual, a participação de cada um no grupo deve ser estimulada e deve ser dada autonomia e responsabilidade ao time, o esquema proposto pode ser visualizado na Figura 3.5.

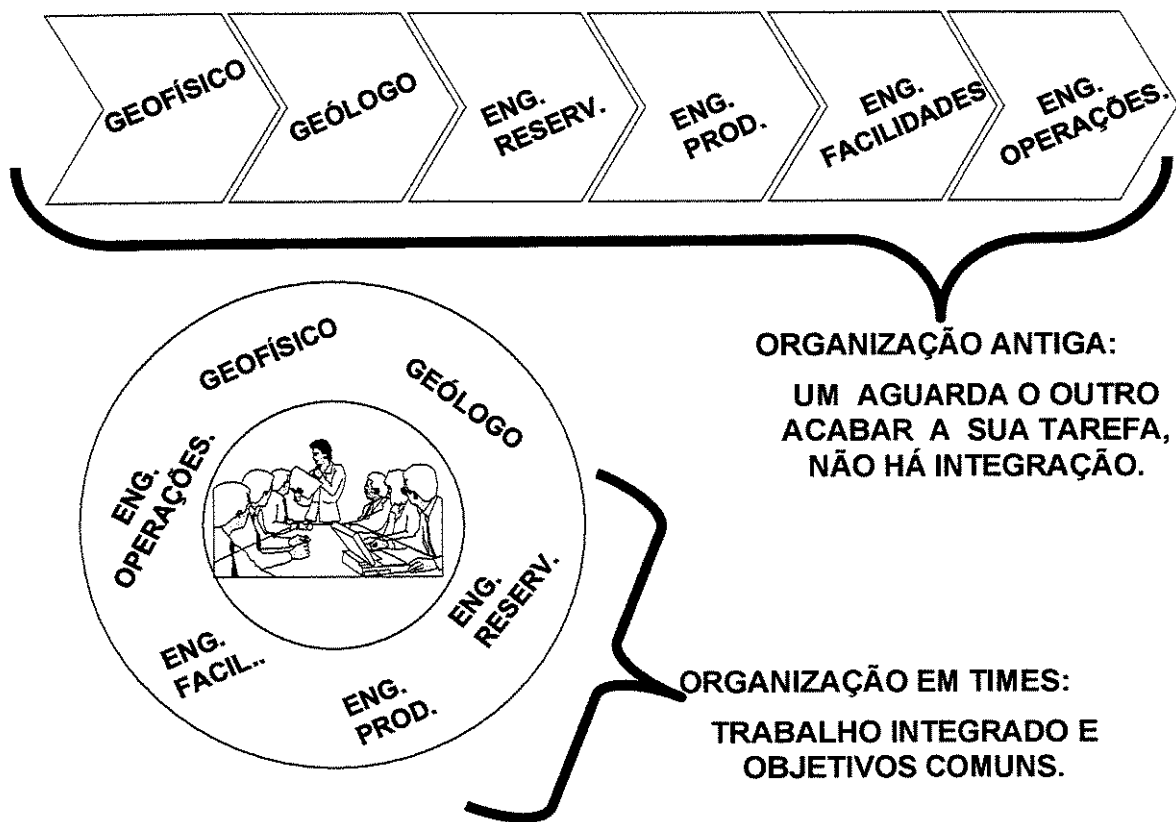
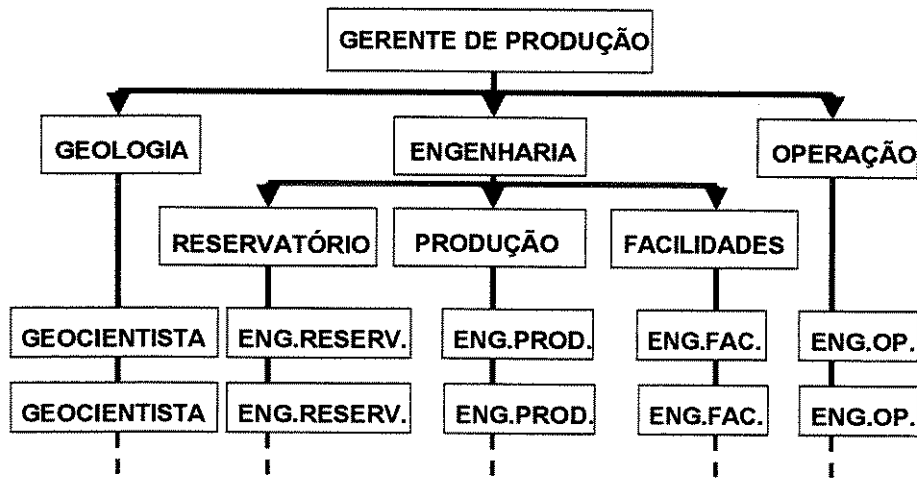
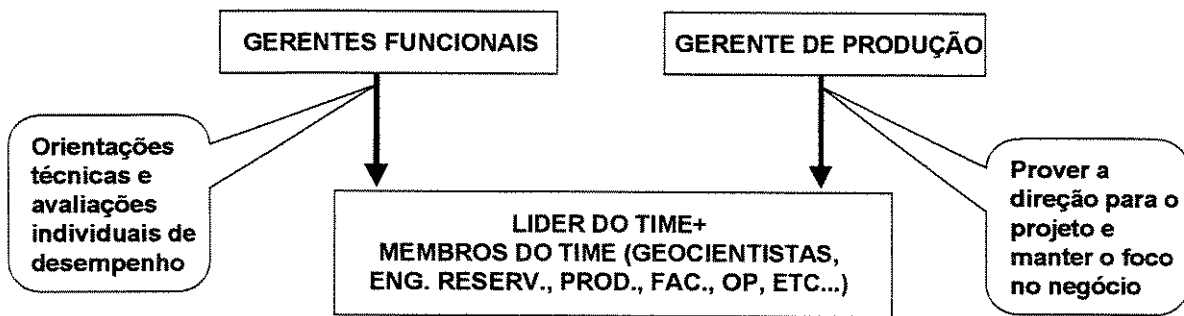


Figura 3.4 : Diferença de integração entre a organização puramente funcional e a baseada em times multidisciplinares

A adoção deste modelo não significa o abandono do modelo funcional, e sim uma evolução, Satter e Thakur (1994) já alertavam sobre a importância em se manter os gerentes da estrutura funcional, pois os mesmos seriam uma espécie de “gurus”, responsáveis por orientações técnicas e avaliações individuais de desempenho em suas áreas específicas. Enquanto os gerentes de produção seriam responsáveis em prover a direção para o projeto e em manter o foco no negócio.



**Antigo sistema organizacional tradicional no E & P**



**Novo sistema baseado em times multidisciplinares**

Figura 3.5 : Modelo organizacional do passado e o atual [Satter e Thakur (1994)]

### 3.4 – Quem participa, qual a estrutura e como implementar o novo modelo

A questão de quem vai participar do time multidisciplinar é estratégica, a própria definição utilizada na Seção 3.3 já prescreve que o time deve ser composto um grupo pequeno de pessoas, este raciocínio é natural, pois a dificuldade de se fazer reuniões produtivas com um grupo muito grande inviabilizaria o modelo.

Beatty *et al.* (1994) relatam que na PanCanadian o time deve ser composto pelo menos por um geólogo de desenvolvimento, um engenheiro de operações, um técnico de operações, um engenheiro de produção e um engenheiro de reservatórios. Seguindo a mesma linha, Satter e Thakur (1994) sugerem que o time deve ser composto de representantes de geologia e geofísica, das várias funções de engenharia, operações de campo, perfuração, entre outras, alertam que a depender do tamanho do campo e do objetivo do estudo, este grupo pode ser reduzido. Acrescentam que os componentes do time devem se alterar ao longo da vida do campo, pois as necessidades técnicas também mudam.

Uma definição mais simples, porém bem completa é a de Coutinho *et al.* (1996), que pregam que a composição de uma equipe multidisciplinar deve ser adequada ao estágio de exploração da jazida e os seus membros devem ser apenas aqueles envolvidos diretamente no negócio.

Dyson e Winter (1991) defendem que caso se necessite de atividades para períodos de média ou curta duração, deve ser utilizada uma das três opções: times de projetos específicos para a determinada atividade, pessoal interno das áreas funcionais (quando a atividade tiver necessidade de confidencialidade ou sua realização puder ajudar posteriormente a outros times) ou prestadores de serviço externos. Pregam também que atividades de apoio como recursos humanos, jurídico, serviços administrativos, entre outros, não devem pertencer aos times multidisciplinares, e sim permanecer em grupos funcionais prestando serviços.

Com relação à estrutura, temos vários autores que sugerem o modelo matricial da Figura 3.6, alguns não ligados a área de petróleo como Payne (1993) que defende este como o melhor modelo devido a permitir conciliar as vantagens de se manter o foco no negócio com a garantia de não se perder em atualização tecnológica ou continuidade (pois guarda uma “memória” mesmo após o término do projeto). Sugere inclusive que a avaliação do pessoal deve ser feita

conjuntamente pelo gerente do projeto e pelo respectivo gerente funcional, pois desta forma haverá um equilíbrio de poder na matriz organizacional. Também Fleming e Koppelman (1996) apontam o modelo matricial como o que melhor utiliza os recursos de uma companhia, sendo que neste modelo o gerente do projeto deve focar mais no trabalho (“o que?”), quando o mesmo deve ser feito (“quando?”) e quanto vai custar (“quanto?”), e os gerentes funcionais estariam mais voltados para definir quem deve fazer cada trabalho (“quem?”) e qual a melhor maneira de fazer (“como?”). Alertam para o ponto de que deve ser dada autonomia e responsabilidade para o time atuar e decidir, logo deixam claro que a influência do gerente da área funcional deve ser limitada.

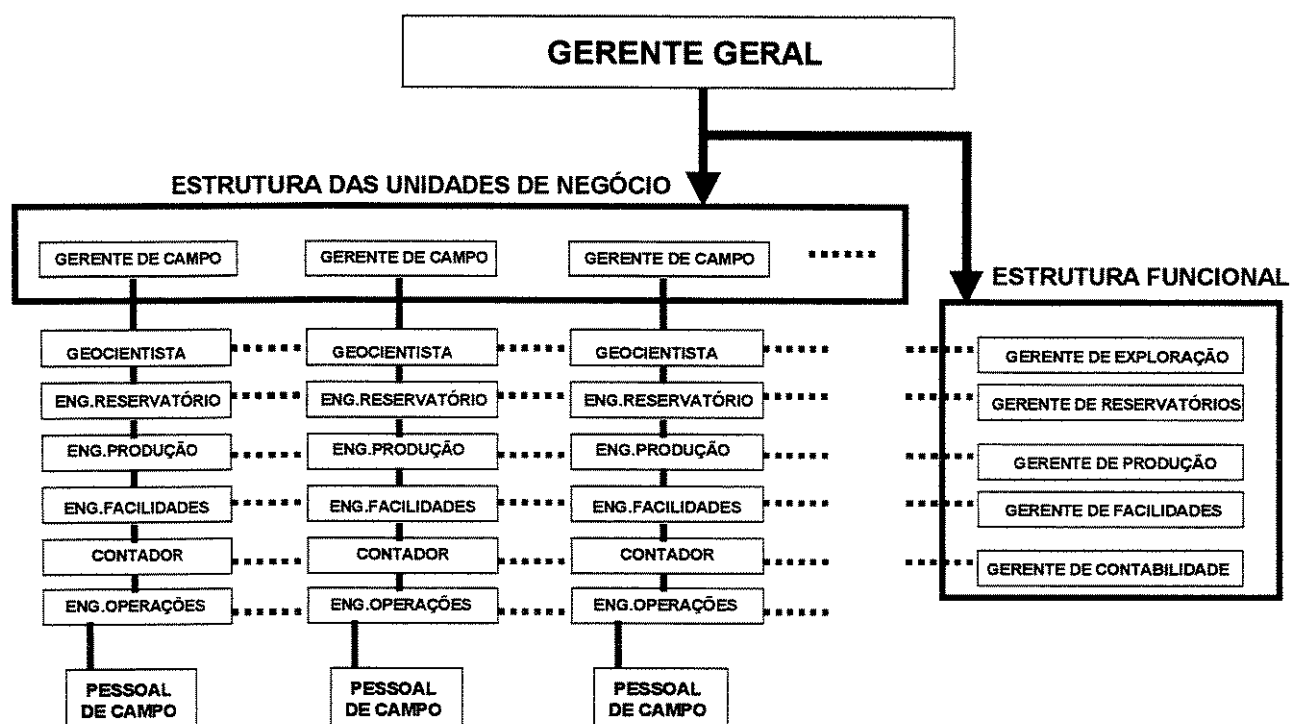


Figura 3.6 : Exemplo de modelo matricial

Outros autores em trabalhos ligados a área de petróleo sugerem a adoção do modelo matricial, como Beatty *et al.* (1994), Satter e Thakur (1994) e Ruble (1997), todos funcionários de grandes corporações E & P. Não foram encontrados trabalhos que condenem a estrutura matricial, porém alguns autores não mencionam nenhum sinal de estrutura funcional, como Leggate e Gregory (1995) que descrevem uma estrutura especialmente montada para atuar em



quatro campos bem depletados no Mar do Norte e Sneider (1990), que em seu trabalho também não menciona o modelo matricial formal, mas comenta que eram ligados diretamente ao presidente, além dos gerentes de times, dois consultores técnicos, provavelmente com funções similares aos gerentes funcionais. Provavelmente o pequeno porte da corporação no segundo caso e a baixa produção dos campos depletados no primeiro, não suportariam os custos de uma estrutura com gerentes funcionais, que inviabilizaria o negócio.

Independentemente de existir ou não uma estrutura técnica funcional, que pelo que foi observado, vai depender basicamente do tamanho da corporação, o gerente do time e o time vão existir em qualquer situação. Holstein e Berger (1996) definem muito bem esta estrutura básica, descrevendo-a como composta pelos técnicos, chamado de time, pelos supervisores e gerentes, responsáveis por criar e manter um ambiente de trabalho propício, chamado de liderança, e finalmente pela parte de apoio, que presta serviços para toda a companhia, como treinamento, compras, entre outros. Embora o foco tenha sido exclusivamente no reservatório e não no campo como um todo, a descrição das atividades é bem detalhada.

As tarefas do time seriam:

- compilação e organização dos dados do reservatório;
- descrição, sempre atualizada, do reservatório;
- determinação das reservas, com respectivos graus de incerteza;
- identificação e priorização de idéias que possam agregar valor ao reservatório. Todas as idéias devem estar documentadas e armazenadas em um banco de dados;
- avaliação das oportunidades, analisando alternativas, visando a melhor opção em termos de agregar valor. Os resultados deste processo são recomendações de implementação de projetos ou mudanças na estratégia de depletação do reservatório;
- aprovação e obtenção de recursos, através de autorização da gerência, para adquirir dados, implementar projetos ou revisar planos de depletação do reservatório;
- elaboração do planejamento de operação e monitoramento, que consiste em diretrizes como vazões limites, testes de acompanhamento do reservatório, entre outras tarefas;
- implementação e operação;

- acompanhamento do campo, analisando o comportamento previsto com o realizado;
- identificação da necessidade de novos dados, análises ou tecnologias, visando reduzir riscos e melhorar a definição de oportunidades futuras.

As tarefas da liderança por sua vez, seriam compostas por:

- avaliação do Gerenciamento do Reservatório, através do escopo, relevância e qualidade das informações utilizadas, além da qualidade das melhorias do processo de Gerenciamento do Reservatório;
- definição de estratégias e metas para melhorias no processo de Gerenciamento do Reservatório;
- medição da satisfação do cliente;
- determinação das técnicas necessárias para o desenvolvimento e Gerenciamento do Reservatório, e avaliação se o pessoal do time tem esta capacitação técnica;
- desenvolvimento técnico do pessoal do time, através de cursos, participação de seminários, entre outros;
- alocar um corpo técnico consistente com as necessidades de maximização da lucratividade do reservatório, considerando uma visão de longo prazo;
- divulgação dos conhecimentos adquiridos por cada indivíduo afim de contribuir com melhorias em toda a organização;
- manutenção do alinhamento de todas as ações do time, através do entendimento por todos dos objetivos, e garantia do reconhecimento merecido pelo trabalho.

A partir do momento em que já está definida a necessidade da mudança e o modelo a ser utilizado, vem a fase da implantação, Dyson e Winter (1991) sugerem que quando se decide implementar um modelo de times é necessário fazer uma revisão nos departamentos funcionais.

Alertam que isto deve ser feito com bastante cuidado, pois os times são motivados por interesses comerciais, e as áreas funcionais devem se preparar para especificar o tipo, preço e qualidade dos serviços que tem a oferecer, em bases competitivas com o mercado. Neste processo deve ser definido também o que deve ser passado para prestadores de serviço externos. Cada companhia deve definir a existência do tipo de “livre mercado” que pretende implantar, não deve

permitir porém a contratação externa de serviço considerados confidenciais ou que agreguem valor por sinergia (quando a experiência na atividade pode ser útil para vários times).

Payne (1993), em um trabalho genérico e não específico para a área de petróleo, lembra que quando a organização por projeto é implementada nas grandes companhias tendem a criar uma resistência inicial dos gerentes funcionais, que em um primeiro momento sentem uma perda de *status*, mesmos os técnicos podem temer ter mais de um gerente. Logo, é fundamental o apoio do mais alto nível gerencial na implantação do novo modelo.

Girgis *et al.* (1995) detalha bem um processo na Indonésia, onde foi implantado o modelo de times na Maxus Southeast Sumatra. Em 1986 foi iniciado o primeiro time, esta força tarefa era composta de 8 pessoas, um de cada área funcional mais três consultores externos. O trabalho durou seis meses e o resultado consistiu em uma apresentação e uma série de ações a serem implementadas pela estrutura funcional. Após o término dos trabalhos os técnicos retornaram para suas antigas funções. Uma grande vantagem desta forma de trabalho em força tarefa foi o foco em um objetivo único e bem definido, a desvantagem é que outras potenciais oportunidades não foram estudadas durante a execução do trabalho.

Em 1987 a Maxus Southeast Sumatra criou um time multidisciplinar de elite para estudar os campos antigos e propor melhorias para a exploração das reservas remanescentes. Este grupo respondia diretamente ao gerente geral e tinha grande liberdade orçamentária para contratar pessoal, *softwares* e outros recursos necessários. Cada campo consumia cerca de um ano de estudos e no início dos trabalhos eram definidos claramente os objetivos e proposto um cronograma de trabalho. Após o término dos trabalhos era feita uma apresentação e passada uma série de ações a serem implementadas posteriormente pelas áreas funcionais. Embora este tipo de estrutura tenha tido um sucesso inicial, o resultado a médio/longo prazo era aquém do esperado devido aos seguintes motivos: falta de envolvimento prévio do pessoal da área funcional, aliada as outras atividades respectivas das áreas funcionais (que também tinham suas prioridades), falta de um mecanismo de auditoria técnica dos trabalhos deste time de elite e não existência de um mecanismo de *feedback*. O resultado foi um isolamento deste grupo de elite com consequente falta de cooperação pelo restante da organização.

Logo após a implantação do grupo multidisciplinar de elite, foram feitas duas promissoras descobertas em uma bacia ainda não desenvolvida. Foi então criado um time especificamente para delinear e desenvolver estes dois novos campos, aonde foi usado pela primeira vez o termo

time de unidade de negócio. Embora respondessem para seus gerentes funcionais, os técnicos deste time tinham como única função o trabalho do time. Um dos membros foi escolhido como coordenador e um gerente funcional foi chamado de gerente responsável, que tinha como funções auxiliar o coordenador e ser o elo entre o time e a gerência.

Frente ao sucesso atingido pelo time da unidade de negócio, foram criados em 1990 cinco novos times neste modelo, porém a falta de pessoal criou a situação em que um mesmo técnico participava em mais de um time. Devido aos fracos resultados a estrutura foi então remodelada, foram criados quatro distritos que cobriam geograficamente toda a área. Cada distrito tinha times de unidade de negócio que trabalhavam com um ou mais campos e eram compostos de 8 a 15 pessoas. Desta forma cada técnico trabalhava em um só time e todos os campos eram gerenciados por times. Os gerentes da estrutura funcional de reservatório, desenvolvimento e produção foram mantidos e trabalhavam como gerentes responsáveis, atuando um em cada time, de acordo com a fase momentânea de desenvolvimento.

Existem alguns artigos sobre a implantação do modelo de times na Caltex Pacific, também na Indonésia, Simanjuntak *et al.* (1995) descrevem que o processo de transição entre o modelo funcional para o baseado em times no campo de Duri, um dos campos principais da companhia, iniciou em meados de 1993 quando os departamentos de engenharia de petróleo e geologia formaram um time multidisciplinar piloto, que tinha como missões melhorar o sistema de aquecimento e o processo de elaboração de programas de intervenções, além de ser um teste para o novo modelo organizacional. Dentre seus objetivos constavam um aumento de produção de 3000 barris/dia e uma melhor eficiência das intervenções. Os principais passos seguidos pelo time piloto para o delineamento deste novo modelo organizacional foram:

- 1) mapear e documentar todo o processo de gerenciamento de geração de calor e elaboração de programas de intervenções;
- 2) visitar outros operadores e aprender como eles organizavam seus engenheiros, geólogos e geofísicos (foram visitadas a Texaco, Chevron, Mobil e Shell nos Estados Unidos);
- 3) aprender com as experiências da Caltex Pacific Indonésia (já estava em andamento a criação de outros times dentro da companhia);
- 4) desenvolver e testar um novo modelo organizacional e um novo fluxo de processo para o Gerenciamento de Reservatórios;

5) projetar uma organização que compreendesse os departamentos de engenharia de petróleo e geologia do campo de Duri.

Foi criado para o campo de Duri no início de 1994 o time de estudo de priorização de oportunidades de intervenções, com seis pessoas entre engenheiros de reservatórios, geólogos, engenheiros de produção e assistentes técnicos. Em pouco tempo foram observados os excelentes resultados deste trabalho, e foi então decidido implementar um novo modelo em todo o campo.

Foi criada uma estrutura específica para o campo de Duri, composta por:

- times de gerenciamento de unidades de negócio, em um número de três e divididos por áreas no campo, responsáveis por gerenciar reservatórios já em produção;
- um time de novas áreas, responsável por coordenar e executar o planejamento de perfuração, completação e colocação em operação da produção e injeção das novas áreas;
- um time de planejamento e projetos especiais, responsável por planejamento, estudos de projetos especiais, orçamento e reservas;
- um time de processo, responsável por prover suporte gerencial para os times individualmente e orientação/apoio entre os processos inter-times;
- um time de apoio, responsável pelo gerenciamento dos dados, equipamentos e completações.

Existia na estrutura um gerente para cada time, responsável por manter a visão do negócio, ser um “técnico do time” e treinar a equipe. Existia também um líder de time, responsável pela coordenação das atividades diárias. Todos os componentes do grupo tiveram sessões de treinamento de como trabalhar em times.

Frente aos excelentes resultados obtidos, em março de 1995 foi anunciada a nova estrutura para o campo de Duri, agora baseada totalmente em um conceito de unidade estratégica de negócio, onde todos trabalhavam em times multifuncionais. Esta nova estrutura está desenhada na Figura 3.7.

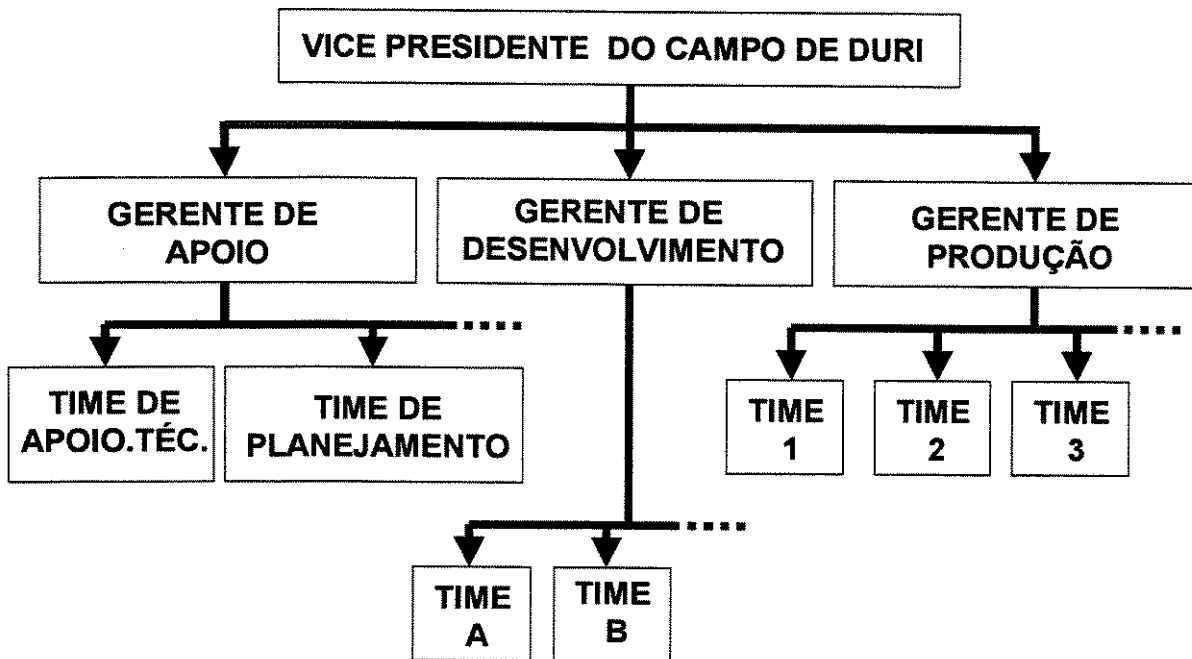


Figura 3.7 : Estrutura organizacional do campo de Duri [Simanjuntak *et al.* (1995)]

Pastor e Humayunbosha (1996) praticamente continuam contando a história da Caltex Pacific Indonesia em seu trabalho, porém com uma visão maior do que só a de um campo. Explicam que o modelo adotado era o desdobramento em pequenos times autônomos, com poucos níveis hierárquicos. A organização básica era composta em times de unidade de negócio e times de campo trabalhando conjuntamente na operação do campo. Este modelo funcionava bem para times pequenos, cujo número de pessoas fossem gerenciáveis, entretanto, para os dois maiores campos, Minas e Duri, cuja complexidade (os dois juntos tinham quase 4.000 poços e 8.000 funcionários) requeria grandes recursos para planejar, desenvolver e operar, foram criados times específicos.

Baseados em critérios como: organizar em torno do processo da unidade de negócio, separar a estratégia do dia a dia da de longo prazo, ter a responsabilidade do início ao fim do processo, recursos disponíveis, entre outros, foram montadas estruturas específicas para estes dois campos.

Esta estrutura era compreendida pelos seguintes times:

- time de apoio: tinha como função básica o apoio técnico e informações relativas ao suporte dos processos de desenvolvimento e produção, também era responsável pela parte de planejamento macro de todo o campo. Seus sub-times eram responsáveis por compras, contratos, banco de dados, segurança e meio ambiente, entre outros, atuando sempre de forma bem estreita com os times de desenvolvimento e produção;
- time de desenvolvimento: era focado em projetos específicos do campo, como o vapor no campo de Duri e injeção de água no campo de Minas, sempre com a preocupação de se organizar em torno de processos que tinham começo e fim e uma contabilidade própria;
- time de produção: subdividido por áreas, em grupos que operavam e realizavam um primeiro nível de manutenção, algumas funções eram centralizadas no campo, como engenharia de completação, análise da produção, engenharia de subsuperfície e engenharia de manutenção.

Após cerca de um ano foi feita uma reavaliação no modelo utilizado, sendo então implementadas algumas adaptações do tipo: unir o pessoal de gerenciamento de reservatório com o de avaliação de poços, operação de facilidades com processo, entre outras, sempre visando que o grupo trabalhe do início ao fim do seu processo específico.

Wade e Fryer (1997) também descrevem o uso de um projeto piloto, composto por dois engenheiros de produção, um engenheiro de reservatórios, três supervisores de campo e um geólogo. Este grupo cuidava de cinco campos localizados em uma área geográfica comum, com o sucesso do negócio obtido nesta primeira fase o modelo foi expandido para todos os campos da Phillips Petroleum na unidade de Lafayette.

Foram então criados times de exploração, composto de geofísicos, geólogos e engenheiros de reservatórios em Houston, responsáveis pela avaliação das reservas e gerenciamento do reservatório a longo prazo. Foram criados também os times dos campos, localizados em Lafayette e responsáveis pelas operações de curto prazo e pela performance financeira de sua unidade de negócio.

Os times de campo reportavam diretamente ao gerente regional, eliminando desta forma os níveis hierárquicos dos gerentes funcionais e diretor de engenharia (redução de dois níveis hierárquicos). Os dois grupos se reúnem periodicamente e trabalham em conjunto.

Zaver (1998) descreve o trabalho de um time multidisciplinar com cerca de 20 pessoas, este grupo atuou em um campo da PanCanadian no estado de Edmonton. Os resultados do trabalho foram excelentes, o campo iniciou a produção no final de 1996, dois meses antes do planejado inicialmente, a um custo cerca de 10% menor do que o previsto.

Como pontos fortes nesta implantação são citados:

- a elaboração de um planejamento inicial detalhado com escopo bem definido;
- comunicação ativa entre os membros do time, com encontros periódicos. Em algumas questões específicas não se reunia todo o time, apenas os técnicos envolvidos, com o objetivo de se evitar falta de efetividade nas reuniões. Embora a contribuição em outras áreas fosse sempre estimulada e com atingimento de bons resultados;
- entendimento claro das regras, responsabilidades e expectativas de cada membro;
- o gerente do projeto atuando mais como um facilitador de decisões, embora algumas vezes tenha atuado como tomador de decisão;
- revisões do processo e aprendizados aplicados nas fases posteriores;
- alinhamento das metas dos membros com as metas do time.

Os encontros iniciais tinham como escopo explanações sobre as expectativas e propósitos, incluindo o estabelecimento do time, suas regras operacionais, descrição do projeto e responsabilidades, os encontros posteriores com todo o time serviam para deliberações do projeto, como: orçamentos, estimativas de custo e durações de etapas, relações entre as diversas atividades funcionais, caminhos críticos, cronogramas, entre outros.

Analisando os diversos casos de implantação citados, vários fatores comuns podem ser observados, entre eles o foco no negócio e o sucesso do novo modelo. Atenção especial deve ser dada ao planejamento e a fase de transição, pois não se deve correr o risco de perder produtividade nos campos já em produção e nos projetos em andamento. É interessante observar os vários exemplos de implantação de times em processos que abrangem todo o campo, não ficando restrito ao estudo e otimização apenas da parte do reservatório.



### 3.5 – Vantagens, desvantagens, problemas e soluções

Baseando-se nas várias experiências descritas, podem ser listadas várias vantagens e desvantagens no novo modelo de gerenciamento. É muito importante também o aprendizado através dos problemas relatados e as soluções encontradas.

Sneider (1990) ressalta como fatores chaves para aumento da eficiência e lucratividade do modelo de times a redução do número de reuniões (permitindo mais tempo para o trabalho efetivo), delegação de responsabilidade financeira para os níveis hierárquicos mais básicos e a excelente comunicação dos objetivos, metas e resultados entre o nível gerencial e o de execução. Um ponto básico para o sucesso é que todos devem entender que o resultado do grupo é o somatório do resultado de todos os seus componentes, quem não conseguir se adaptar a esta nova forma de trabalho deve sair da companhia.

Dyson e Winter (1991) destacam como vantagens do modelo de times os seguintes pontos:

- os esforços das pessoas chaves da organização estão focados no que realmente importa, o gerenciamento de suas unidades de negócio;
- é um excelente campo de teste para potenciais gerentes;
- os empregados ficarão mais entusiasmados e autônomos e seus esforços levarão a melhorias nas unidades de negócio da companhia.

Citam como riscos:

- criação de barreiras entre os times e os departamentos funcionais;
- possibilidade de ter técnicos com conhecimentos estratégicos que não compartilham conhecimento com outros times;
- inabilidade dos gerentes funcionais para se adequar a transição para uma mentalidade orientada para o cliente;
- a tendência de “inchar” as unidades de negócio mais lucrativas, tornando-as menos eficazes e burocráticas;

- sub-dimensionamento do pessoal dos times ou departamentos funcionais;
- a falta de comunicação entre os times pode causar uma perda de conhecimento tecnológico e sinergia na companhia.

Beatty *et al.* (1994) relatam uma reavaliação dos processos feita na PanCanadian, visando otimizar o seu processo de Gerenciamento de Reservatório, que teve como resultados três tipos de recomendações:

1) recomendações de mudanças de processos:

- criação de times por campo: todos os campos deveriam ser gerenciados por times multidisciplinares localizados nas regiões de produção, teriam como responsabilidades fazer um planejamento para estratégia de depletação, identificar oportunidades de otimização e conduzir reavaliações;
- encontro técnico anual de avaliação dos campos: com o objetivo de trocar experiências entre os times, permitir o aprendizado a partir das avaliações do que foi feito no passado e aprimorar a capacidade de planejamentos a curto e médio prazo. Nesta ocasião os gerentes seniores teriam a oportunidade de conhecer a performance dos times e o quanto foi ganho com as otimizações dos reservatórios.

2) recomendações de mudanças organizacionais:

- agrupar o time: todo o time deveria trabalhar no mesmo local;
- manter o alinhamento funcional: a estrutura de times tem uma tendência a focar unicamente no negócio, deixando totalmente de lado a estrutura funcional, o que pode acarretar em inexistência de troca de informações entre as unidades de negócio devido à competição, e perda de capacitação técnica devido ao espalhamento dos especialistas. Logo a idéia é manter uma estrutura matricial onde pessoas são gerenciadas pela estrutura funcional e o negócio é gerenciado pela estrutura de times;
- criação de times de otimização de reservatórios: embora o ideal seja que os times multidisciplinares também exerçam a tarefa de otimizar o reservatório, foi observado que as tarefas do dia a dia, no início, tendem a esvaziar esta importante atividade. Logo, para os grupos que estiverem com este tipo de problema, devem ser criados times especiais com a finalidade de realizar a tarefa de estudos visando a otimização do reservatório.

### 3) recomendações de melhoria de processos:

- acelerar o processo: contratar uma consultoria externa para identificar os campos com melhores potenciais de ganhos em otimização de reservatórios, afim de se tornar logo disponível uma lista priorizada de oportunidades, possibilitando desta forma acelerar este processo;
- banco de oportunidades: criação de um sistema simples de arquivo de idéias para aumentar reservas, otimizar a produção ou reduzir custos. O objetivo deste sistema é o de poder medir e priorizar as melhores oportunidades além de estimular a geração deste tipo de atitude, garantindo que as sugestões não sejam esquecidas com o passar do tempo;
- incrementar o uso de métodos eletrônicos de comunicação (*E-mail*) e videoconferência. Estas ferramentas permitem um aumento da troca de conhecimentos e aumentam a comunicação entre a sede da companhia e os times.

Girgis *et al.*(1995) citam como fatores que ajudam na performance dos times:

- o apoio gerencial deve ser verbalizado e seguido de ações;
- o time deve ter pelo menos um grande talento e deve ter algum tipo de auditoria técnica;
- os times são um excelente meio para transferência de tecnologia, treinamento técnico no trabalho e treinamento de líderes (gerentes). Investimento em treinamentos interfuncionais auxilia nas decisões dos times e são uma grande ferramenta para evitar barreiras entre as áreas funcionais
- objetivos e regras claras com metas desafiantes;
- os times requerem algum tempo para conseguir sinergia, logo a rotatividade de seus membros deve ser feita gradualmente e com cuidado;
- devem existir recompensas para o time e recompensas individuais, sendo que as individuais não devem ser muito divulgadas e estimuladas, e sempre devem ser acompanhadas de recompensas para todo o time;
- todo o esforço deve ser feito para que cada técnico trabalhe para um só time;
- o apoio dos gerentes funcionais é fundamental;
- um sistema único de banco de dados é fundamental.

Fleming e Koppelman (1996), em um trabalho não específico para a área de petróleo, listam como principais vantagens do modelo de times a grande redução do tempo dos processos (o tempo entre a geração da idéia e a sua implementação é menor) e o aumento da integração das várias áreas funcionais (grande vantagem para projetos de tecnologia de ponta). Colocam como fatores críticos a dificuldade de alguns indivíduos em trabalhar em grupo. Sugerem como solução um trabalho técnico de apoio a criação de um bom ambiente, principalmente na fase mais crítica, que é a do início dos trabalhos do time. Outro fator crítico citado é o problema contábil, pois nem sempre a criação de um time foi prevista no orçamento daquele ano, então embora atrativo economicamente, o início de um time não previsto no ano anterior pode trazer problemas de verbas orçamentárias na sua implementação. Ressalta que algumas organizações falham em não assumir claramente a opção de trabalhar com times, deixando desta forma de expressar de forma escrita nas suas políticas e procedimentos os objetivos e a autoridade dos times, dificultando a ação efetiva dos gerentes de projeto.

Parums (1997) alerta que com a implantação das unidades de negócio, existe uma tendência a despadronização das operações e outras práticas. Outro ponto atualmente em discussão é o tamanho e o que deve continuar existindo a nível de suporte central e unidisciplinar na companhia. Embora já seja consenso de que estes suportes especialistas devam ser composto de organizações de serviço e não de organizações de policiamento das unidades de negócio.

Cita como potenciais riscos em uma mudança para uma estrutura de unidades de negócio uma visão de resultados muito focada no curto prazo, uma perda das vantagens corporativas de imagem e capacidade de *lobby*, redução dos investimentos em tecnologia, diminuição do ritmo das ampliações das instalações (investimentos de retorno a médio longo prazo) e perda de capacitação técnica devido ao isolamento e falta de treinamento.

Relata que na sua companhia, a British Petroleum, foram tomadas algumas medidas visando minorar os riscos e manter as vantagens do novo modelo, como: uma política de segurança e meio ambiente bem definida, exigindo e estimulando o atingimento de índices muito bons; criação de um espaço para que exista uma união das unidades de negócio, isto foi feito criando metas para um grupo de unidades (por exemplo meta de número de vazamentos) e estimulando reduções de custos conjuntas (uma área reinjetando a água produzida de outra por exemplo); cobrando níveis de padronização e boa performance, fazendo com que as várias unidades se comuniquem e ocorra uma padronização das melhores práticas; determinando que os

gerentes das unidades participem ativamente das decisões sobre investimentos de pesquisa e treinamento corporativo, criando uma rede de áreas tecnológicas específicas, envolvendo o centro de pesquisa, mantendo desta forma todos atualizados na boa técnica.

Sneider e Sneider (1997) escreveram um trabalho onde analisam 23 anos de experiência em serviços de consultoria na área de criação de times multidisciplinares em 24 companhias de petróleo. Ressaltam como fator mais importante a confiança e apoio da alta e média gerência, citam como vantagens do modelo:

- os membros trabalham melhor e mais rápido com metas e objetivos comuns;
- os times conseguem focar mais cedo nos problemas estratégicos;
- a diversidade técnica do time permite: um melhor uso da tecnologia atual e em desenvolvimento, a criação de um amplo banco de dados, a seleção do melhor dado e método para resolver um problema e o desenvolvimento de soluções criativas;
- completa um projeto em tempo e custo bem menores do que o usual.

Como exemplos de desvantagens podemos ter:

- contribuições individuais podem não ser devidamente reconhecidas pela gerência;
- as chances de promoção de um membro podem ser reduzidas se ele responder a um gerente de outra área técnica de formação.

A perda de capacitação técnica é sempre uma ameaça a um modelo mais descentralizado. Saputelli e Ungredda (1999) descrevem como a Petroleos de Venezuela S.A. está combatendo esta ameaça através da criação de comunidades técnicas virtuais, interligadas pela Internet.

Atualmente existem 23 grupos, divididos entre as áreas de caracterização de reservatórios, poços e operações de produção. Como vantagens citam: o rápido desenvolvimento e divulgação das melhores práticas, a interligação das “Ilhas de Conhecimento” em organizações com uma rede de troca de conhecimentos e colaboração e o aumento da contribuição para os projetos em andamento na organização.

O trabalho detalha todo o sistema, alertando para pontos importantes como um sistema de recompensas e incentivo, a importância de encontros periódicos, entre outros.

### 3.6 Como o time agrega valor e como selecionar as opções de investimento

Em qualquer definição de gerenciamento de campo, ou reservatórios, temos como objetivo final do time agregar valor ao negócio. Na figura 3.8 Thakur (1995) ilustrou bem como os times podem agregar valor em cada fase, aumentando o valor presente líquido na fase de concepção ou projeto, reduzindo o prazo e o custo de investimento na fase de implementação e aumentando a eficiência e reduzindo o custo operacional na fase de operação.

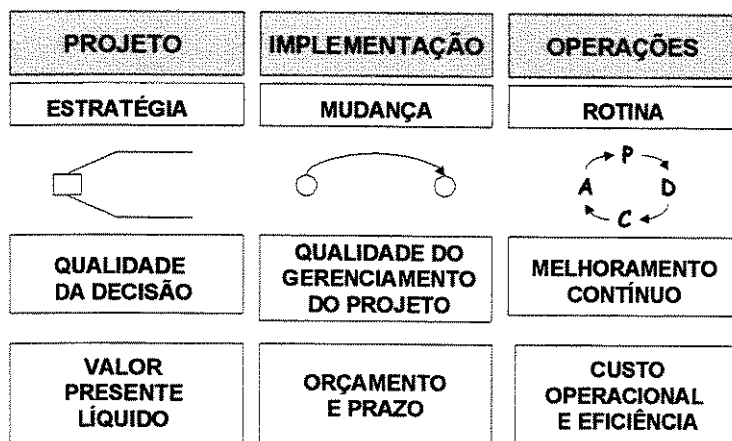


Figura 3.8 : Formas de se agregar valor a uma unidade de negócio [Thakur (1995)]

Já Davidson e Murthy (1995) classificam as oportunidades que agregam valor em:

- as que não agregam diretamente recursos financeiros, como recrutamento de pessoal, desenvolvimento de competências técnicas e gerenciais, sistemas de informação e apoio;
- as que agregam valor diretamente, que podem ser de dois tipos:
  - baseadas em recursos existentes, como uma área para exploração, reservas existentes, e outros dados do campo;
  - baseadas em aquisição de competência técnica, que possa agregar valor aos recursos existentes, como contratação de especialistas em métodos de recuperação ou outra opção do tipo.

Existem várias áreas onde um time pode agregar valor, Sollee *et al.* (1995) listaram estas áreas como sendo os campos já existentes, em desenvolvimento ou delineamento, regiões de exploração, esquemas de otimização, programas de redução de custos ou implantação de novas tecnologias.

Das formas de agregar valor, o investimento em desenvolvimento e compra de tecnologia costuma ter uma forma diferenciada no processo de seleção de aonde alocar capital. A causa mais provável desta diferenciação é que, devido a tendência de manutenção dos baixos preços do petróleo, o investimento fica cada vez mais seletivo, e o orçamento da área tecnológica tende a ficar cada vez mais questionado. Seguem alguns exemplos de como é feita esta seleção.

Sollee *et al.* (1995) apresentaram como a Caltex Pacific Indonésia decide em que tecnologias investir. Foi implementado um planejamento tecnológico baseado no aumento de valor das unidades de negócio, que consiste em listar todos os projetos tecnológicos em uma ordem de prioridades. Este plano contém um resumo de cada projeto que deve ser implementado, com seu custo, risco, descrição da tecnologia a ser adquirida, prazo e relação custo/benefício estimada. Os projetos são divididos em estratégicos (necessidades a longo prazo) e táticos (curto prazo). A seleção dos projetos é feita por um time multifuncional com representantes da corporação e das diversas unidades de negócio. A tecnologia não é apenas adquirida, mas é feito um contrato de transferência de conhecimento que inclui o treinamento de pessoal próprio.

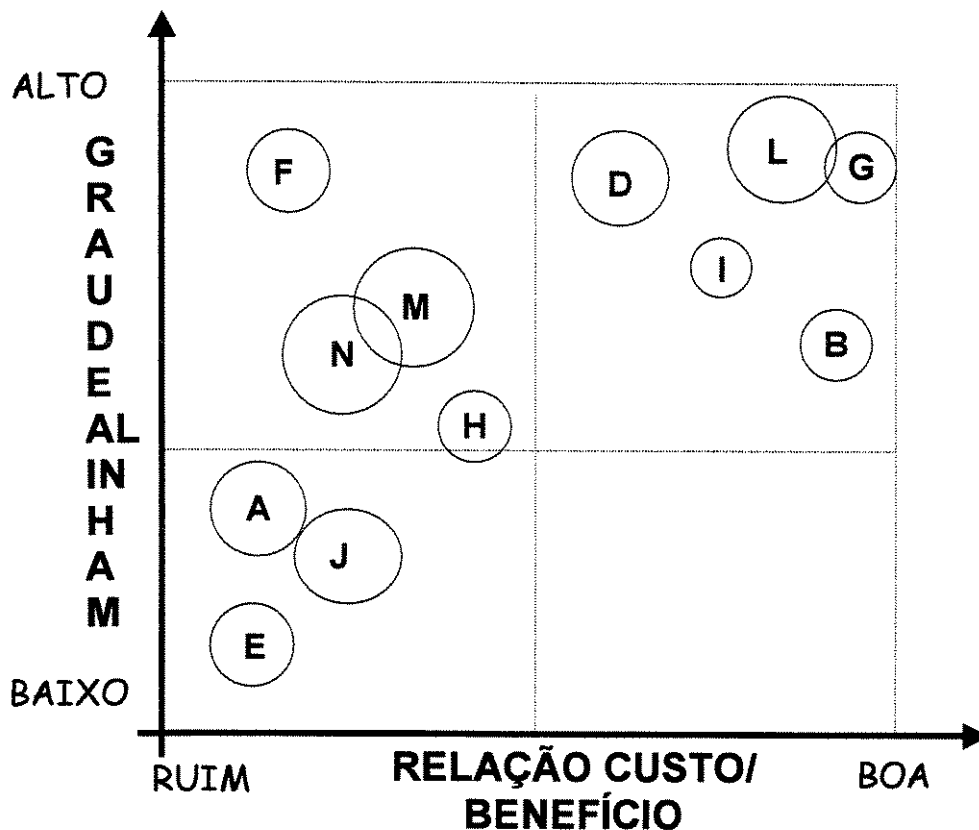
Já a metodologia usada na Mobil no quinquênio 1993 a 1998, que tem como objetivo principal otimizar os investimentos em pesquisa a partir da relação custo/benefício e necessidades do negócio, foi bem detalhada no trabalho de Heinemann *et al.* (1996).

A premissa utilizada foi que o valor da tecnologia só é usufruído quando da sua aplicação, logo foram pesquisadas as necessidades tecnológicas e seu impacto em 30 unidades de negócio, que contribuem com 75% do total da receita da companhia.

Das cerca de 600 aplicações individuais levantadas, foram mensurados os resultados esperados para o retorno do investimento em cada linha de pesquisa no período de tempo compreendido no quinquênio, cada opção foi multiplicada também por um fator de risco de sucesso. Estes valores obtidos foram validados com as unidades operacionais e incluíram além de pesquisa e desenvolvimento o apoio técnico para implementação.

Os benefícios esperados para cada linha de pesquisa foram mensurados em quatro categorias: os que aumentam a produção, que aumentam as reservas, que reduzem os custos operacionais e que reduzem o investimento. Além da relação custo/benefício foi usado um fator chamado de alinhamento do negócio, servindo para destacar o que era considerado estratégico pela companhia, como por exemplo, uma nova geração de ferramentas para simulações de reservatórios.

Como pode ser visto na Figura 3.9, cada linha de pesquisa foi plotada em um gráfico na forma de uma esfera, com raio proporcional ao seu custo, os eixos do gráfico são alinhamento estratégico do negócio e relação custo/benefício. Os quadrantes superiores tiveram as suas linhas de pesquisa priorizadas. As do quadrante inferior a esquerda serão eliminadas, ou terão uma redução substancial de orçamento, não sendo observada nenhuma opção no quadrante inferior a



direita.

Figura 3.9 : Gráfico de priorização de investimento em linhas de pesquisa [Heinemann *et al.* (1996)]



Embora o investimento em tecnologia costume ter um tratamento específico, o restante das opções de investimento geralmente são tratadas de maneira uniforme. O primeiro indicador a ser considerado é o histórico de retorno do campo, Sollee *et al.* (1995) observaram que, logo após a implementação do modelo de times e unidade de negócio, dos mais de 100 campos produtores operados pela companhia, menos de 20% contribuíam com 80% do faturamento, existindo a necessidade de se concentrar esforços nas oportunidades mais promissoras. Ruble (1997) defende o mesmo ponto de vista e classifica os campos de acordo com seu potencial de ganho (lucratividade, reservas ou outros) e performance do histórico de resultados obtidos frente as metas anuais, como pode ser visto na Figura 3.10.

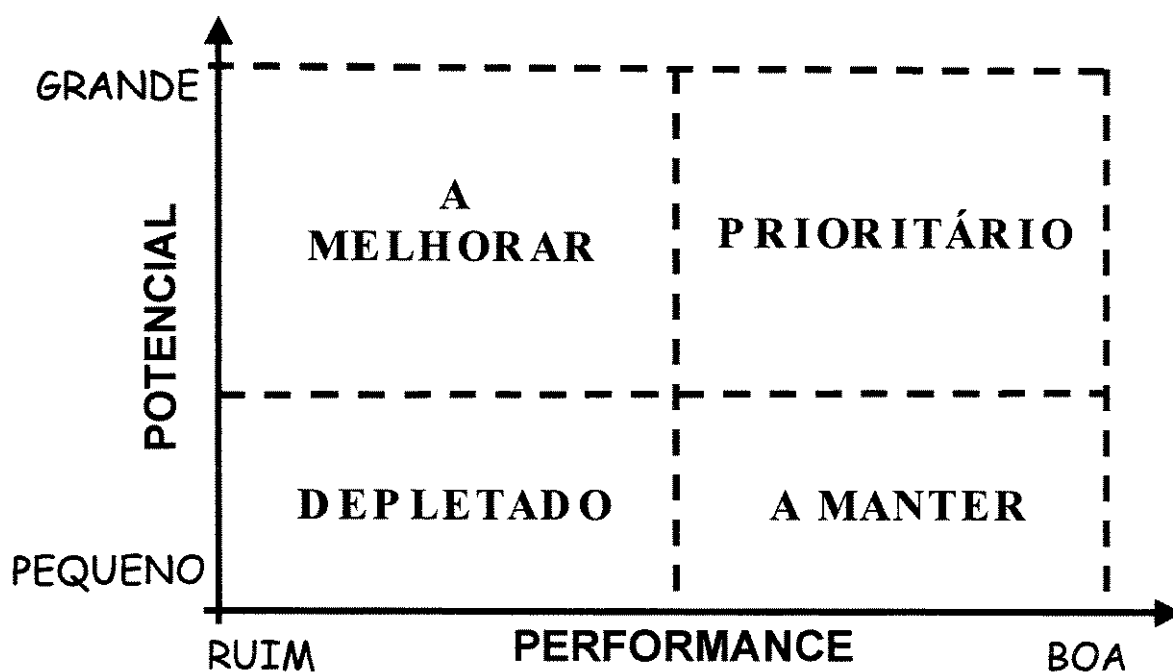


Figura 3.10 : Classificação dos campos visando gerenciamento do portfólio e alocação de recursos utilizado pela Exxon [Ruble (1997)]

Outro ponto constantemente observado nos modelos utilizados pelas diversas companhias é a classificação do estágio de desenvolvimento da oportunidade, na Figura 3.11 do trabalho de Sollee *et al.* (1995) cada oportunidade é classificada em cinco fases: avaliação, seleção da melhor alternativa, projeto e planejamento, implementação e gerenciamento da produção.

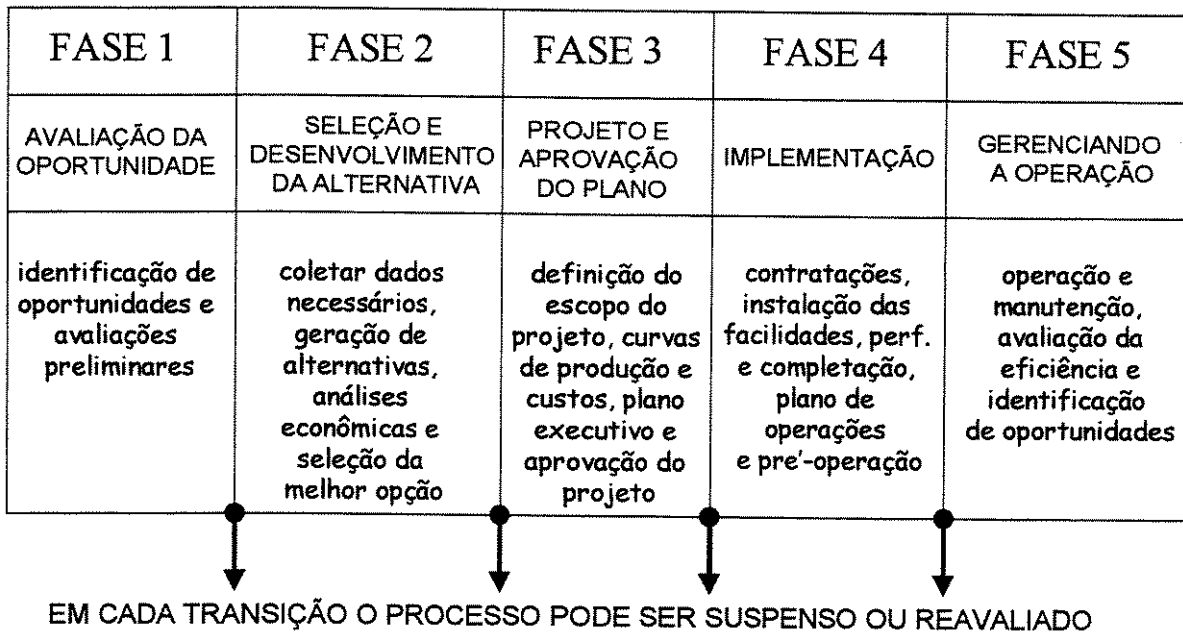


Figura 3.11 : Fases do processo de análise das unidades de negócio [Solle *et al.* (1995)]

Já Davidson e Murthy (1995) dividem em: identificação, avaliação, seleção da metodologia de desenvolvimento, planejamento, implementação e operação.

Após as oportunidades estarem listadas e classificadas, existem algumas diferenças entre as metodologias utilizadas, Solle *et al.* (1995) descreveram que na Caltex Pacific Indonésia cada opção deve apresentar um planejamento contendo: uma descrição sucinta da unidade de negócio, atividades e cronogramas relativos a cada uma das cinco fases de desenvolvimento, investimentos necessários, valor presente líquido (VPL) e tecnologias chaves necessárias para o seu pleno desenvolvimento. O conjunto destes planos representa a carteira de projetos da companhia, onde também é possível visualizar algumas necessidades comuns de treinamento, equipamentos, estratégias e demandas tecnológicas.

Este processo de análise das unidades de negócio é a base para a construção do planejamento estratégico, visto na Figura 3.12, que visa maximizar os níveis de produção e

geração de recursos da companhia dentro da sua capacidade de investimento ao longo dos anos. O resultado deste processo é a divulgação dos objetivos estratégicos e de um conjunto de ações a serem desenvolvidas visando seu atingimento. As unidades de negócio devem então elaborar seu próprio plano tático visando o atingimento destes objetivos.

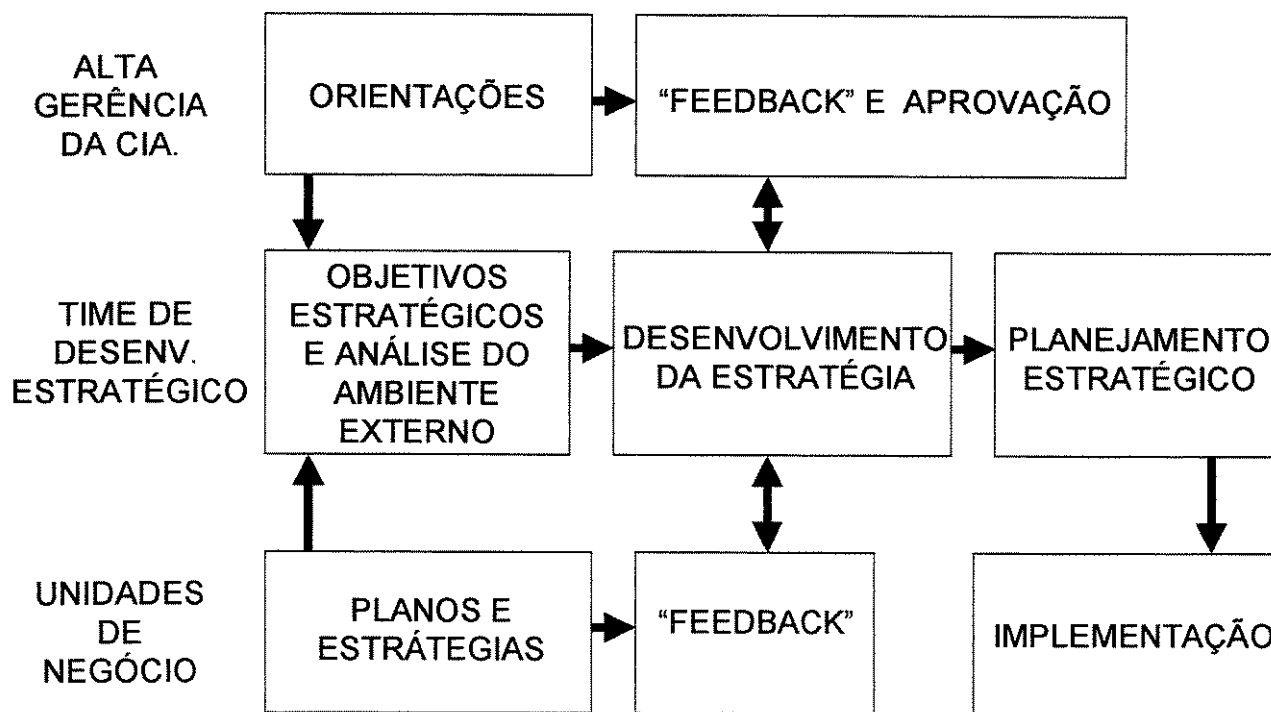


Figura 3.12 : Esquema do planejamento estratégico da Caltex

Pacific Indonésia [Solle *et al.* (1995)]

Um fator chave para o sucesso deste planejamento é que o mesmo é feito por times compostos por gerentes de nível médio e outros técnicos experientes, coordenados por um gerente de maior nível. Garante-se desta forma que haja uma análise detalhada dos dados e uma troca de informação entre os vários níveis hierárquicos da companhia, além é claro do comprometimento de todo o pessoal em todos os níveis, já que todos tiveram representantes na elaboração do planejamento.

Ruble (1997) descreve um processo de planejamento implantado na unidade de produção da Exxon em New Orleans em 1992, cujo objetivo era maximizar o valor e rentabilidade dos campos. Relata que os resultados obtidos foram aumento de produção, identificação de novas oportunidades, reposição de mais de 100% das reservas, redução dos custos e possibilidade de focar os recursos nas unidades com maior potencial de retorno.

O processo é anual e dividido em quatro fases. A primeira chamada de informações iniciais do plano, é feita entre outubro e dezembro, onde são entregues:

- os objetivos estratégicos da companhia (visão, valores e objetivos) e da unidade de produção (como redução do número de acidentes, aumento da rentabilidade e outros) para o próximo ano, afim de assegurar que o time estará sempre alinhado estrategicamente;
- um resumo atualizado dos trabalhos em andamento em cada área funcional para cada time;
- um guia para elaboração do planejamento, onde constam previsão de preços de óleo e gás, custos básicos de intervenções, e um histórico financeiro e de performance do campo;
- um relatório de avaliação das reservas, feito pela organização de geociências, onde são identificadas todas as oportunidades para desenvolvimento e pesquisa de novas reservas na região.

A Segunda fase, de responsabilidade do time, feita no período de janeiro a fevereiro, consiste em:

- fazer uma proposta de planejamento para os próximos dois anos com uma lista de oportunidades de investimento priorizada, ilustrada na Tabela 3.1;
- um planejamento a longo prazo do campo, acompanhado com gráficos dos principais indicadores, assumindo três cenários possíveis, um de atividade mínima (não se investe nada), um de mais provável (mantendo o atual planejamento) e um otimista (assumindo que todas as possibilidades de risco terão sucesso).

Tabela 3.1 : Exemplo de lista de oportunidade de investimentos priorizada [Ruble (1997)]

<b>OPORTUNIDADE</b>	<b>RESP</b>	<b>MOTIVAÇÃO</b>	<b>PRIOR.</b>	<b>STATUS</b>	<b>INVEST.</b>	<b>CUSTO</b>	<b>OBS.</b>
Instalar novos compressores	João	Processo	1	Planej.	\$ 5.000	\$ 600	Plano revisado pela operação.
Aumentar receita anual c/ venda de gás	José	Produção	1	Aval.	\$ 1.000	\$ 0	Limitar re-injeção durante o pico do inverno.
Intervir no poço B57	Ana	Produção	2	Aprov.	\$ 2.000	\$ 1.000	Previsto para o terceiro trimestre.
Reparar drenos	Luis	Ambiental	2	Planej.	\$ 100	\$ 500	Atualizando projeto.

A terceira fase, que ocorre entre março e maio, e compreende:

- na apresentação dos planejamentos dos times para a alta gerência;
- classificação dos campos de acordo com seu potencial de ganho e histórico de resultados;
- definição do orçamento anual e metas a serem alcançadas por cada time.

A Quarta fase consiste no planejamento detalhado e implantação do que foi definido na fase anterior, e é de inteira responsabilidade do time.

Davidson e Murthy (1995) detalham o método de escolha das melhores oportunidades adotado pelos times multidisciplinares adotado pela Texaco em 1991, o primeiro passo é a divulgação da visão, metas e estratégia a serem adotadas.

O segundo passo consiste na identificação de dois tipos de oportunidades, as que agregam valor e as que não agregam diretamente recursos financeiros.

Estas oportunidades são então classificadas de acordo com potencial de retorno financeiro e disponibilidade de competência requerida, sendo então selecionadas as que apresentam maior retorno e avaliado quanto custa a obtenção da competência não disponível para cada oportunidade.

O próximo passo é classificar cada opção quanto a seu VPL e risco, selecionando as mais atraentes de acordo com a relação risco *versus* recompensa desejada. A seguir as oportunidades selecionadas são classificadas ao longo do tempo de acordo os recursos financeiros e de pessoal necessários e com a sua etapa.

A última etapa consiste em otimizar estas opções dentro do limite orçamentário previsto para os próximos anos, consistindo em um processo interativo, onde podem ter alguns ajustes como mudanças nos planos de desenvolvimento, redução de verba para certos projetos e até eliminação de outros.

O trabalho de Serva (1998) descreve como é feita a gestão da carteira de projetos da área E & P na PETROBRAS, é um exemplo que não se baseia em uma estrutura formal de times. Um programa em computador foi criado para gerenciar as diversas oportunidades, que na época do trabalho chegavam a 1074 projetos com 140 coordenadores de projeto em todo o país.

Primeiramente, para cada projeto é criada uma versão preliminar, gerenciada pelo coordenador do projeto. As informações sobre o mesmo são alimentadas por pessoas autorizadas, geralmente pessoal de planejamento das diversas divisões envolvidas, e pelo próprio coordenador, que também tem a função de validar o projeto no sistema quando o considera consistente.

Para cada unidade operativa existe um administrador regional, que gerencia o trabalho dos diversos coordenadores e encaminha para análise e aprovação da gerência regional o conjunto de oportunidades. Após otimizar a carteira de projeto dentro da realidade física de realização da região de exploração e produção a mesma é enviada para a sede da companhia. Existe um processo similar na sede da companhia, que também tem os seus coordenadores e projetos, e como produto final uma proposta de oportunidades. A Figura 3.13 ilustra todo o processo.

Recentemente foram incluídos curvas probabilísticas e fatores de risco para projetos exploratórios.

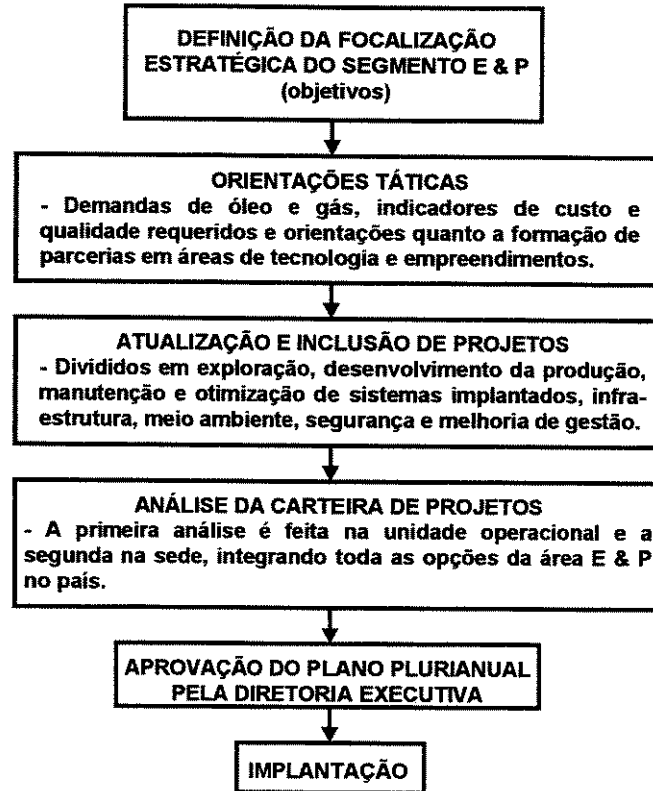


Figura 3.13 : Etapas da gestão da carteira de projetos da PETROBRAS [Serva (1998)]

Após análise das restrições orçamentárias e de disponibilidade de recursos físicos internos e externos (número de sondas, entre outros), as opções são priorizadas de acordo com sua relação custo/benefício e atendimento aos objetivos do E & P, e são elaboradas algumas opções para tomada de decisão pelo corpo gerencial.

Um modelo mais avançado de sistema de suporte de decisão para a área da E & P é o projeto descrito no trabalho de Peersmann e Floris (1998), custeado por um consórcio formado por grupos como a Shell e Statoil, como pode ser visto na Figura 3.14. Ele associa incertezas técnicas e comerciais e tem por objetivo permitir que as decisões tomadas possam ser mais equilibradas, efetivas e inteligentes. O sistema ainda permite capturar todo histórico do processo de análise de decisão, desde a fase inicial até a desativação do campo, permitindo rever toda a sequência do processo decisório e entender o que levou ao resultado final. Entende-se que através deste aprendizado a organização possa aprimorar seu modelo.

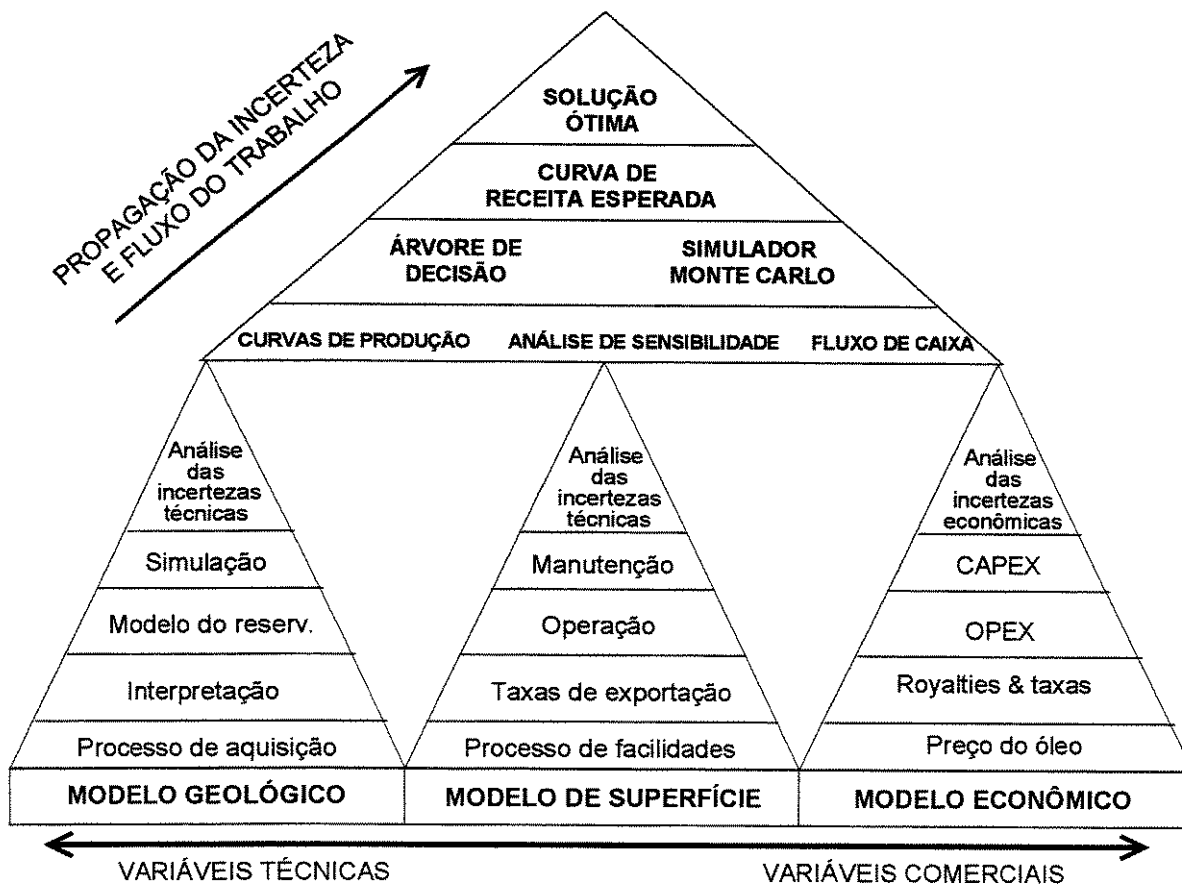


Figura 3.14 : Modelo para tomada de decisão [Peersmann e Floris (1998)]

Vários são os indicadores utilizados para selecionar onde aplicar o capital investido, desde opções em investimentos em tecnologia, até investimentos em exploração ou desenvolvimento de campos já descobertos. Geralmente o que se utiliza é o VPL, baseado em fluxo de caixa e uma taxa de atratividade.

Existem propostas mais elaboradas de análise, como a citada por Wang *et al.* (1999), sugerindo a utilização de quatro indicadores para selecionar os projetos conforme a seguinte sequência:

- 1) VPL do projeto;
- 2) VPL dividido pelos custos de investimento e operação;



- 3) VPL dividido pelos investimentos a serem feitos;
- 4) a receita do projeto dividida pela reserva em barris equivalentes.

Considerações sobre o resultado destes indicadores, nesta mesma ordem de prioridade listada e com seus respectivos riscos, permitem uma seleção estratégica de onde investir.

Como este trabalho tem por objetivo o gerenciamento do campo de petróleo, não serão abordados conceitos mais profundos da moderna teoria de otimização do portfólio, como determinação da fronteira eficiente, diversificação do risco, entre outros.

Esta Seção mostrou alguns exemplos de metodologias utilizadas por diversas companhias para decidir onde investir. Foi visto que é de responsabilidade do time encaminhar as propostas de investimento, e que atenção especial é dada a determinação do retorno financeiro e do risco dos projetos.

Como os técnicos que mais conhecem o campo estão no time, cabe a eles a determinação do risco técnico do seu negócio e de cada nova opção de investimento.

## Capítulo 4

### O processo de tomada de decisão e a determinação do risco

Como já foi visto no Capítulo anterior, toda companhia necessita desenvolver uma metodologia para selecionar o seu melhor conjunto de oportunidades de investimento, este processo de tomada de decisão se inicia no time de cada unidade de negócio e leva em consideração vários parâmetros que podem variar ao longo do tempo. Logo, as informações disponíveis no momento da avaliação do negócio não pode prever com absoluta certeza qual vai ser exatamente o resultado no futuro, quando o empreendimento findar. Aparece então uma outra variável de suma importância para a otimização da alocação de recursos, o grau de risco envolvido em cada oportunidade de negócio.

Soendena e Haldorsen (1998) afirmam que a gerência maior das companhias de E & P, responsáveis pelas tomadas de decisões estratégicas de onde investir o capital, estão cada vez mais dependentes da criatividade, competência e julgamento dos técnicos que conseguem prever as incertezas. Percebe-se que está surgindo uma promissora carreira de líderes técnicos, cada vez mais respeitados no mercado, os autores do referido trabalho citam que “embora algumas pessoas defendam que os bons resultados sejam pura sorte, é interessante observar que quanto maior a prática e a experiência, mais sortudos estes técnicos parecem ficar”.

A metodologia de análise de decisão tem como objetivos auxiliar o analista em pensar de modo sistemático sobre problemas complexos e incrementar a qualidade das suas decisões, pois um bom entendimento do problema e suas inter-relações possibilita uma boa decisão. Segundo Newendorp (1975) o processo de análise decisória se resume a:

- 1) definir possíveis resultados para cada opção de escolha ou alternativa;

- 2) mensurar cada possível resultado;
- 3) determinar a sua respectiva probabilidade de ocorrência;
- 4) atribuir um peso para o resultado de sua probabilidade multiplicada pela sua avaliação.

Várias são as vantagens do uso formal do processo de análise de decisão, como:

- força um estudo mais detalhado dos possíveis resultados;
- certas técnicas de análise de decisão possibilitam análises de sensibilidade entre as várias variáveis relacionadas;
- permite comparar opções com origem bem diferentes, com diferentes graus de incerteza e risco;
- a análise de decisão é uma maneira conveniente e inequívoca para comunicar julgamentos sobre risco e incerteza, pois é baseada em uma análise estatística fundamentada em fatos e dados, e não sobre julgamentos pessoais. Logo, funciona como uma forma de garantia para a companhia e seus acionistas da eficácia da aplicação do capital.

A análise de decisão não eliminará o risco em uma tomada de decisão, ela apenas fornece ferramentas para avaliar, quantificar e entender o risco, possibilitando desta forma que possa ser montada uma estratégia para otimizar a exposição da companhia ao risco, conforme pode ser visto na Figura 4.1.

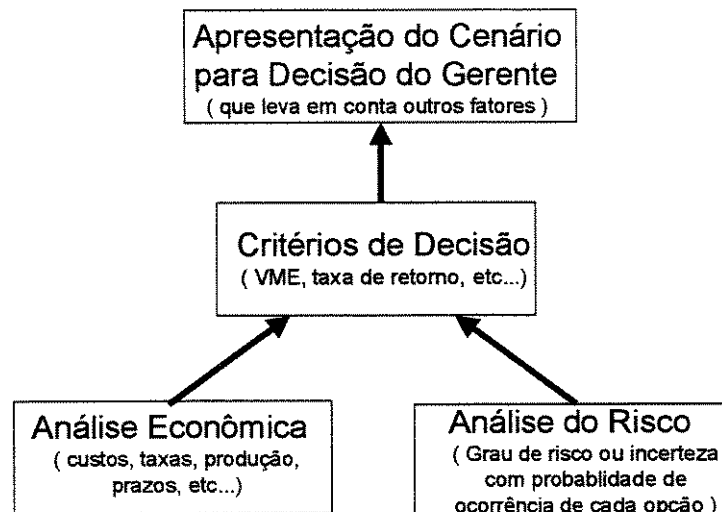


Figura 4.1 : Visão geral do processo de decisão [Newendorp (1975)]

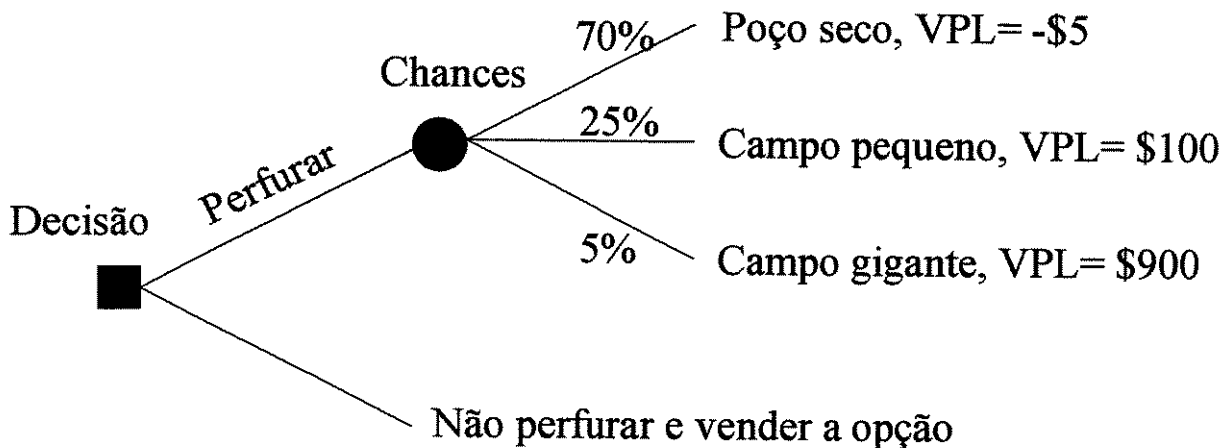
Decisões sobre incerteza implicam que existam no mínimo dois possíveis resultados após a tomada de decisão de ação a ser tomada. A probabilidade de um determinado resultado ocorrer varia desde a certeza absoluta, quando a probabilidade é de 100%, até a não ocorrência, quando a probabilidade é nula, passando é claro por todo este range de probabilidades, onde o ponto médio de 50% de chance.

Outro conceito importante é o de valor esperado, que pode ter duas aplicações. A primeira é ser o valor esperado de uma opção, que é obtida através da multiplicação da sua probabilidade de ocorrência pelo seu valor condicional, expresso de várias maneiras, como a de valores monetários, reservas, preferências, utilidades, ou outras.

A segunda aplicação deste conceito é o valor esperado de uma alternativa de decisão, que é a soma algébrica do valor esperado das várias opções possíveis desta alternativa. Podemos exemplificar estes conceitos por um jogo onde se ganha \$2 quando a moeda cai com a face “cara” e se perde \$1 quando a face é “coroa”.

Logo, o valor esperado da opção “cara” é de  $50\% \times \$2 = \$1$ , e o valor esperado da opção “coroa” é  $50\% \times -\$1 = -\$0,5$ . Temos então que o valor esperado da alternativa de jogar o jogo é  $\$1 + (-\$0,5) = \$0,5$ , como o resultado é positivo é um jogo que vale a pena ser jogado.

Caso o valor condicional de uma alternativa de decisão seja expresso em valores monetários, podemos chamá-lo de valor monetário esperado (VME), e o seu cálculo pode ser entendido através do clássico exemplo da perfuração de um poço exploratório, ilustrado na Figura 4.2. Algumas pessoas confundem VME como sendo o valor mais provável, o que é um erro, pois no exemplo da Figura 4.2 os resultados possíveis na opção de perfurar são -\$5, \$100 ou \$900, logo não existe a opção de que o VME de \$66,5 ocorra.



$$\text{VME de perfurar} = (0,7 * -5) + (0,25 * 100) + (0,05 * 900) = \$66,5$$

Figura 4.2 : Cálculo do VME da opção de se perfurar um poço

Podemos ter três tipos de probabilidade, a baseada em estatística, a baseada no raciocínio lógico e a baseada em uma análise subjetiva. A probabilidade estatística de ocorrência de um determinado evento pode ser medida através do número de vezes em que o mesmo ocorreu dividido pelo número de vezes em que o experimento aconteceu ou o processo foi repetido. Um bom exemplo é a taxa de sucesso de poços exploratórios.

Porém, quando estamos trabalhando em grandezas com um histórico reduzido é necessário avaliar a probabilidade de ocorrência através de hipóteses, esta medida é baseada em um raciocínio puramente lógico. Por exemplo, na área de exploração de petróleo, se imaginarmos que uma estrutura contenha petróleo, vamos procurar evidências como: se existe uma rocha geradora, se existe um reservatório, e a probabilidade final será a multiplicação da probabilidade de cada um desses fatores. Finalmente a probabilidade subjetiva é a baseada em uma avaliação pessoal, e todos os três tipos tem aplicação na área de petróleo.

Uma curva de distribuição probabilística representa a forma gráfica das “n” possibilidades de ocorrência de uma determinada variável “ $x_i$ ”, ela pode ser discreta ou contínua, dependendo da natureza da variável.

Alguns parâmetros são importantes para medir estas curvas de distribuição, como:

1) Medidas de tendência de centralização :

- Média ( $\mu$ ) =  $\frac{\sum_i n_i x_i}{\sum_i x_i}$  ou  $\sum_i (p_i)(x_i)$ , representa a média aritmética dos dados de uma distribuição ou a média ponderada pelas probabilidades de ocorrência, sendo que “ $p_i$ ” é a probabilidade de ocorrência de determinada variável “ $x_i$ ”;
- Moda = é o evento com maior número de ocorrências.

## 2) Medidas de variabilidade:

- Variância = valor médio dos quadrados dos desvios, em relação a média de uma distribuição;
- Desvio padrão = é a raiz não negativa da variância,  $\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n}}$ , mede a dispersão horizontal de uma distribuição.

A média e o desvio padrão são as duas principais variáveis de uma distribuição para aplicações de análise de risco ou incerteza.

Geralmente o processo decisório se inicia com a montagem de uma árvore de decisão, que é composta de nós de decisão, representados por quadrados, e nós de chance, representados por círculos. Todos os braços com origem em nós de chance devem listar suas respectivas probabilidades de ocorrência e todos os pontos finais de uma árvore de decisão devem conter os valores dos seus resultados.

A sua solução se dá calculando, no sentido do seu final para o início, o valor esperado de cada alternativa de decisão de nó de chance, e escolhendo a opção mais atrativa em cada nó de decisão. Este processo é contínuo até se chegar ao primeiro nó de decisão, quando a solução da árvore é obtida.

O método da árvore de decisão apresenta várias vantagens como:

- todas as contingências e possíveis decisões alternativas são definidas e analisadas, e o complexo processo decisório é detalhado e resolvido passo a passo de uma maneira racional;
- analisa todas as ações futuras;
- qualquer decisão, mesmo a mais complicada, pode ser analisada;

- a árvore pode ser atualizada durante toda a duração do evento, e se alguma condição for alterada, pode ser feita uma adequação a partir deste ponto na árvore e reavaliar a mesma.

Para que sejam achadas as probabilidades dos vários braços dos nós de chance podemos montar planilhas de cálculo com os vários parâmetros envolvidos. Como cada parâmetro tem o seu respectivo grau de incerteza, sua importância é definida através de uma análise de sensibilidade para cada problema.

A análise de sensibilidade tem por objetivo avaliar o efeito de uma variável no resultado, permitindo obter respostas do tipo: Qual é a precisão necessária para determinado parâmetro?, Para que intervalo de variação de um parâmetro o resultado final fica inalterado? ou Quais são as consequências de um valor muito abaixo ou muito acima do esperado de uma variável?.

Um parâmetro que tenha um grande impacto, por exemplo um em que com apenas 10% de variação causa um valor presente líquido (VPL) negativo no negócio, deve ter uma análise mais depurada com o objetivo de ter reduzido o seu risco ou melhorar o VPL final, do que um parâmetro cuja variação de 10% quase não cause impacto no VPL. Na Figura 4.3 podemos ver um exemplo de análise de sensibilidade de dois parâmetros em um projeto fictício, através de um gráfico chamado de “aranha” onde um parâmetro se mostra estratégico e outro sem muita importância.

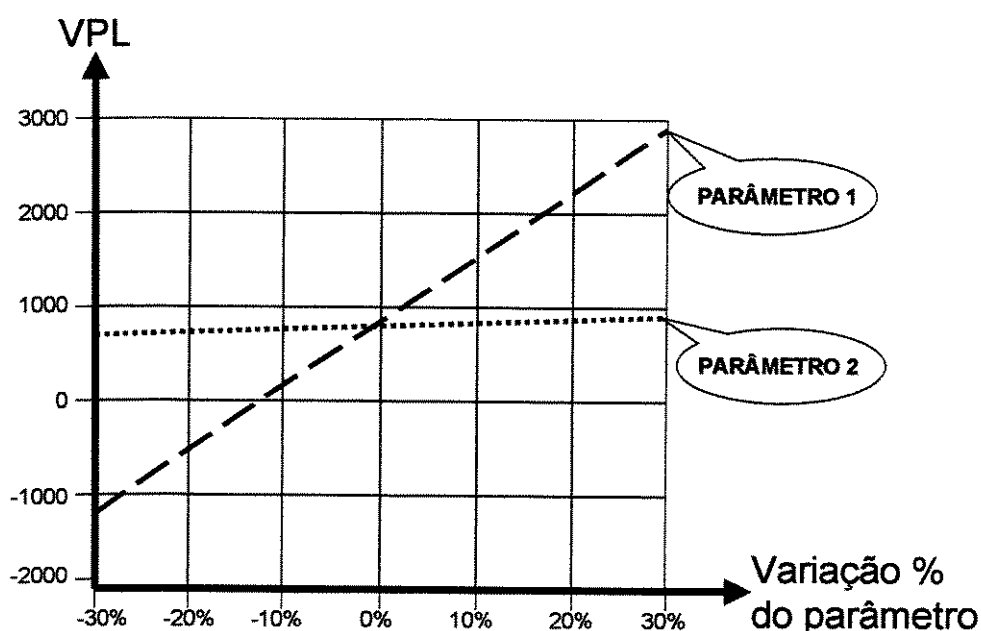


Figura 4.3 : Análise de sensibilidade de dois parâmetros ao VPL de um projeto fictício

Geralmente o que se faz é um gráfico chamado de “tornado” onde se listam todas as variáveis de um projeto, permitindo desta forma se ter uma visão global. Já existem vários *softwares* que elaboram este gráfico automaticamente a partir dos dados de uma planilha de cálculo.

Após a determinação das variáveis que mais impactam, geralmente é feita uma simulação Monte Carlo, onde estes parâmetros mais importantes são variados simultaneamente no modelo matemático, e os restantes, menos impactantes, mantidos com valores constantes. Os valores que variam podem ter origem de funções contínuas de probabilidade ou valores discretos. Outra grande vantagem do simulador é que ele permite que seja estabelecido um grau de correlação entre as variáveis, que pode variar de  $-1$  a  $1$  (ex.: espessura de óleo e índice de produtividade, saturação de água conata e porosidade, etc.).

Através do uso de computadores é possível fazer simulações com um grande número de interações, tendo como resultado uma distribuição da probabilidade da variável de saída com sua respectiva média e desvio padrão. A saída de uma simulação Monte Carlo na forma de distribuição contínua pode ser discretizada e transformada em várias faixas de valores com os seus respectivos valores médios e probabilidades de ocorrência, pronto para se transformar em um nó de chance de uma árvore de decisão.

Os passos para se fazer a simulação Monte Carlo de um projeto são:

- 1) estabelecer todas as equações necessárias para o modelo, refletindo qualquer interdependência que existir entre as variáveis;
- 2) especificar as probabilidades de erro de previsão de cada parâmetro através de distribuições probabilísticas discretas ou contínuas de cada parâmetro (obtidas a partir de sua frequência de distribuição);
- 3) computador vai então fazer combinações aleatórias entre valores das distribuições de erros de previsão dos vários parâmetros, calcula o resultado e armazena em sua memória. Este processo é repetido por um grande número de vezes, até apresentar uma curva de saída precisa da distribuição dos possíveis valores de saída.



Um método de amostragem chamado *Latin Hypercube* é muito utilizado nas simulações Monte Carlo, pois garante uma melhor distribuição de amostragem para os parâmetros pois mesmo os trechos de menor frequência são amostrados.

Murtha (1997) sugeriu que a obtenção das distribuições dos parâmetros pode ser feita de três maneiras, através de uma análise individual, por vários pareceres de consultores especializados trabalhando de forma isolada (isto é sem interação) ou através de times onde os técnicos interagem entre si. Afirmou também que a importância maior das distribuições está nos limites dos valores das curvas e não propriamente em seu formato, logo a variação do formato de uma curva de distribuição lognormal ou triangular não deve impactar muito o resultado, desde que tenham limites similares.

Alguns autores como Alexander e Lohr (1998), Spencer e Morgan (1998) e Murtha (1997) são enfáticos que deve existir um procedimento padrão para a determinação da incerteza e um grupo de técnicos experientes para auditar todos os projetos na companhia, pois só desta forma será possível garantir que as informações tenham a mesma base de cálculo e metodologia, e que os seus resultados possam ser comparados. Afirmam também que só através de um procedimento interno de reavaliação periódico e que será possível o aprimoramento da técnica e seus resultados.

Existem vários exemplos do uso destas ferramentas publicados como o de Al-Hussainy e Humpreys (1995) onde foram variados os seguintes fatores: quantidade de hidrocarbonetos recuperáveis, sua respectiva taxa de produção, os custos envolvidos ( investimento e produção), o preço do óleo e gás e o regime fiscal vigente.

Cada fator pode variar de acordo com as incertezas associadas, e o time deve construir cenários, inserir as incertezas através de simulações Monte Carlo e através do resultado elaborar árvores de decisão, como a da Figura 4.4.

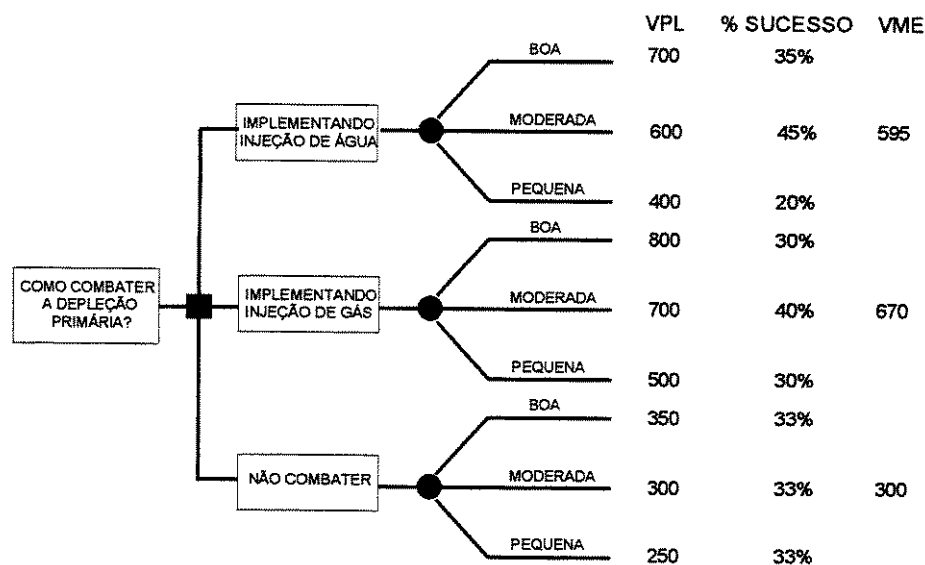


Figura 4.4 : Exemplo de efeito da incerteza no desenvolvimento de um campo [Al-Hussainy e Humpreys (1995)]

Na maioria das publicações o que se procura são o volume de reservas recuperáveis, as curvas de produção e o resultado econômico do projeto, alguns partem para a montagem de uma planilha de cálculo com equações de curva de declínio, como nos trabalhos de Salomão (1994) da PETROBRAS e Gilman, Brickey e Redd (1998) da Marathon Oil Company. Os resultados finais são apresentados na forma dos quantis 90%, 50% e 10%, no caso de reservas chamadas de volume provado, provado mais provável e finalmente provado, provável e possível. No caso das curvas de produção para cada ano, são chamadas de pessimista, moderada e otimista.

Em campos onde existe um grau de conhecimento maior, alguns inclusive com histórico de produção, já observa-se a utilização de simuladores de reservatórios. Um exemplo é o trabalho de Jensen (1998) da Philips Petroleum onde os dados de entrada do simulador foram feitos através de três hipóteses, p90 (significa que existe 90% de probabilidade de existir um valor maior do que o p90), p50 e p10.

Este trabalho teve como objetivo uma avaliação de ampliação da exploração dos campos de Ekofisk, Eldfisk, Tor e Embla no Mar do Norte. O primeiro passo foi a determinação de p90, p50 e p10 para as seguintes variáveis: curvas de permeabilidade relativa óleo/água e gás/óleo, vida útil da plataforma, tempo de término da injeção de água, regularidade da produção, capacidade de compressão de gás, capacidade de processamento ao óleo e gás, percentual de

produção máximo de água por poço, eficiência das intervenções, aumento da produção de água em todo o campo e desvios no cronograma de perfuração.

Foi feita então uma análise de sensibilidade no simulador para cada variável, ano a ano, já que algumas eram importantes apenas no início do projeto, como a capacidade de processamento, e outras no final da vida do mesmo, como a capacidade de compressão de gás para fazer gas-lift.

Após selecionadas as variáveis mais impactantes, cerca de 4 por campo, foram selecionados três valores de probabilidade de ocorrência (baixo, esperado e alto) para cada uma variável. Foi então montada uma árvore de decisão onde os ramos finais correspondem a diferentes combinações de valores destas variáveis críticas nos seus três níveis de ocorrência. Para cada ramo final foi feita uma rodada do simulador e gerada sua respectiva uma curva de produção com sua respectiva probabilidade de ocorrência.

A partir de todas as curvas geradas foram obtidas as curvas de distribuição probabilística da produção anual para cada campo. Como todos os quatro campos devem produzir no mesmo complexo de processamento e exportação, a curva de produção total foi obtida através da combinação destas curvas de distribuição probabilística anuais dos campos em um simulador Monte Carlo. Foram feitas duas rodadas, uma considerando um grau de correlação entre os campos e outra considerando as produções totalmente independentes.

A intensificação do uso destas ferramentas pode ser observada no trabalho de Spencer e Morgan (1998) da área de produção da British Petroleum, onde descrevem que a partir de 1995 as previsões de produção feitas pelos times dos campos devem apresentar as curvas p90 e p10. No começo cada unidade de negócio usou uma metodologia diferente, porém para 1998 a maioria está utilizando um método chamado *Choke*.

São feitas três tipos de previsões, compatíveis entre si, uma a longo prazo com uma visão de mais de três anos, que é a curva que sai do simulador, outra a médio prazo compreendendo um período de dois a três anos, resultado da performance do reservatório e curva de declínio, já incorporando eficiências operacionais, limitações do processo, intervenções e paradas de produção programadas, e finalmente uma previsão a curto prazo, restrita a um período de 1 a 1,5 anos, que foi o foco do trabalho.

As previsões de curto prazo são feitas para cada mês e o que o método *Choke* basicamente faz é combinar quatro curvas em um simulador Monte Carlo, sendo que mesmo estas curvas já podem ser combinações de vários parâmetros.

As quatro curvas são: o potencial de produção do reservatório (que é o potencial de produção do poço, relacionado ao volume injetado, entre outros fatores), a capacidade do poço (sua probabilidade de produzir o potencial, geralmente com o formato de curvas normais truncadas), a eficiência das facilidades de produção (*shut-downs*, manutenções) e a eficiência do sistema de exportação (problemas comerciais, ambientais, condições de tempo e problemas operacionais).

Os riscos de acidentes catastróficos que causem grandes perdas não são considerados nas curvas de cada unidade de negócio, porém cada time faz a sua avaliação deste tipo de incerteza e a corporação incorpora este risco na curva final de produção da companhia.

Comparando as previsões anuais nestes três anos, pode ser observada uma tendência contínua de melhora na relação previsão/realização. Um ponto a destacar foi que no primeiro ano a realização foi abaixo do p90 previsto, provavelmente houve uma confusão entre previsão de produção e meta de produção, já que esta última deve sempre buscar um esforço acima do normal.

Soendenaa e Haldorsen (1998) mostraram que as previsões de reservas originais, fator de recuperação e produção dos campos de petróleo tem sido sistematicamente sub-avaliadas no Mar do Norte, como exemplo cita que o pico de produção previsto no início dos anos 80 para 22 campos no Mar do Norte seria de cerca de 90 milhões de metros cúbicos de óleo em 1996, foi observado porém que a produção destes campos chegou a 160 milhões de metros cúbicos neste ano. Da mesma forma citam que os onze maiores campos com projeto de desenvolvimento aprovado até o ano de 1988 tiveram os seus volumes de reserva original aumentados no decorrer dos anos, sendo que nos casos dos campos de Ekofisk, Oseberg, Valhall e Uglå estes valores originais mais que dobraram.

Segundo os autores, os motivos desta agradável surpresa são que as estimativas foram feitas com a tecnologia e estratégia de produção da época, estas premissas se alteraram ao longo do tempo devido ao desenvolvimento tecnológico, maior conhecimento do reservatório e

mudanças na estratégia de produção. A atitude mais conservadora é típica, pois um erro de sub-estimar alguma coisa é geralmente menos problemático do que o de super-estimar.

Dermirmen (1998) baseado em vários artigos e exemplos de campos em todo o mundo, também mostrou que as reservas tendem a ser sub-estimadas após a sua descoberta, outra constatação interessante é que o grau de incerteza absoluta das reservas de um campo geralmente só reduz com o início da produção, pois foi observado que o grau de incerteza se mantém na fase de pesquisa mesmo com a realização de vários levantamentos sísmicos e perfuração de poços, como pode ser visto na Figura 4.5.

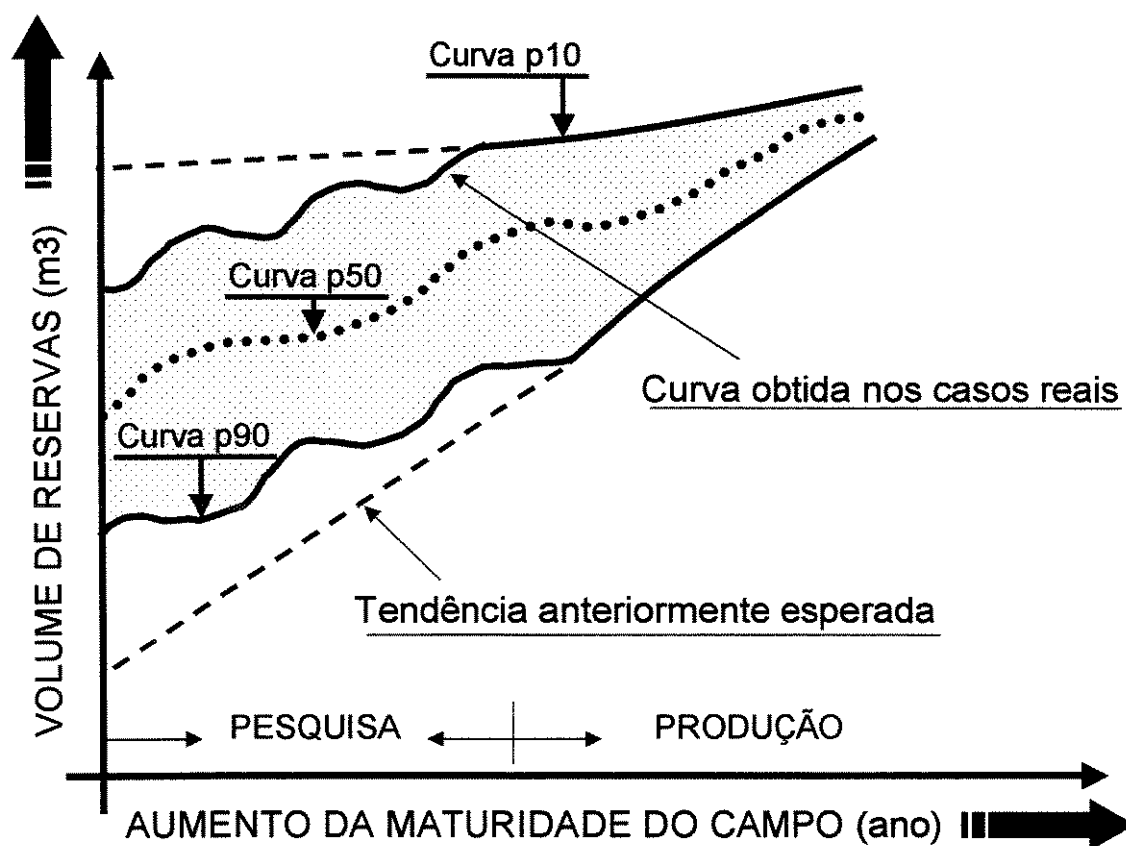


Figura 4.5 : Variação do comportamento do grau de incerteza das reservas de um campo após a sua descoberta adaptado de Demirmen (1998)

Embora em alguns dos exemplos listados tenham-se variado os parâmetros tanto de natureza econômica quanto técnica, Dias e Aiube (1998) defendem que o uso correto da simulação para entendimento do projeto, compreende a verificação apenas dos riscos técnicos, pois somente estes servem para indicar se existe ou não a necessidade de se investir mais em informação para reduzir o risco envolvido.

Defendem o seu ponto de vista através do conceito riscos diversificáveis e riscos não diversificáveis, onde entende-se o último como os riscos de origem na incerteza econômica, sujeitos a acontecimentos aleatórios, tais como recessão ou aquecimento da economia, guerras, novas modas de consumo, entre outros. Uma característica importante deste tipo de risco para a decisão de investimento é que a realização de um projeto por si só não reduz (ou afeta) este tipo de incerteza. Como exemplos temos o preço do óleo e gás, diária de sondas e variações cambiais, neste tipo de risco se aprende esperando e não investindo.

Já os riscos diversificáveis são os da incerteza técnica, que não estão correlacionados com os movimentos macroeconômicos, nestes pode-se influir diretamente. Logo, em um único projeto deve-se variar apenas suas variáveis técnicas, e caso este risco se mostre grande, é porque existe um grande desconhecimento, o que incentiva um investimento adicional em informação, como testar uma nova tecnologia ou fazer um teste piloto no reservatório.

Geralmente toda a incerteza pode ser reduzida através da compra de informação adicional, este conceito é uma ferramenta básica para o tomador de decisão e sua importância refletida por vários exemplos similares na área de petróleo listados por autores como Newendorp (1975), Clemen (1996), Sutton e Thompson (1997) e Riis (1999).

Praticamente todos iniciam o problema pela descrição do teorema de Bayes, este teorema prega que a partir de eventos mutuamente exclusivos, representados por  $E_1, E_2, E_3, \dots, E_i$ , com probabilidades de ocorrência  $p(E_i)$  conhecidas, e outro evento  $S$  representando uma situação adicional, onde a probabilidade condicional da situação  $S$  acontecer antes do evento  $E_i$ , chamada de  $p(S/E_i)$  é conhecida e chamada de “Probabilidade a Priori”, podemos obter a “Probabilidade a Posteriori”  $p(E_i/S)$  pela fórmula:

$$p(E_i / S) = \frac{p(E_i) * p(S / E_i)}{\sum p(E_i) * p(S / E_i)}$$

Como exemplo podemos ter o caso de um tomador de decisão frente a opção de comprar um prospecto com chance de sucesso exploratório de 60%, conforme ilustra a Figura 4.6:

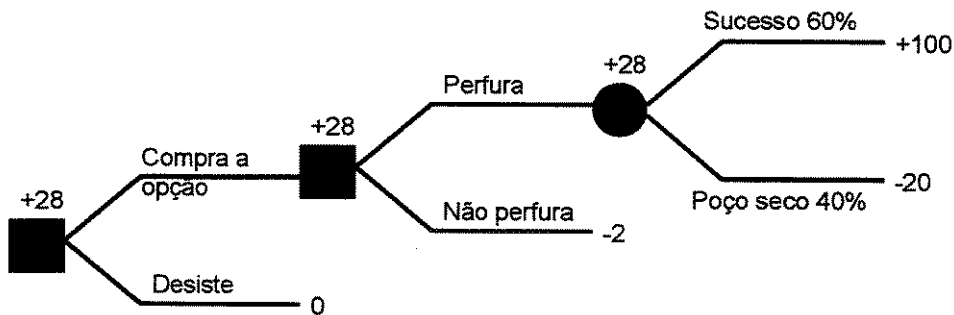


Figura 4.6 : Exemplo de árvore de decisão sobre oportunidade

de compra de um prospecto com VME positivo

Embora o VME seja positivo, foi oferecida a opção de comprar um levantamento sísmico da área ao valor de 10 unidades monetárias, sendo que esta informação, segundo os técnicos especializados, teria a seguinte confiabilidade:

	Sísmica indica óleo	Sísmica não indica óleo
Realmente tem óleo	90%	10%
Não tem óleo	30%	70%

Frente a este novo cenário foi montada uma nova árvore de decisão, vista na Figura 4.7.

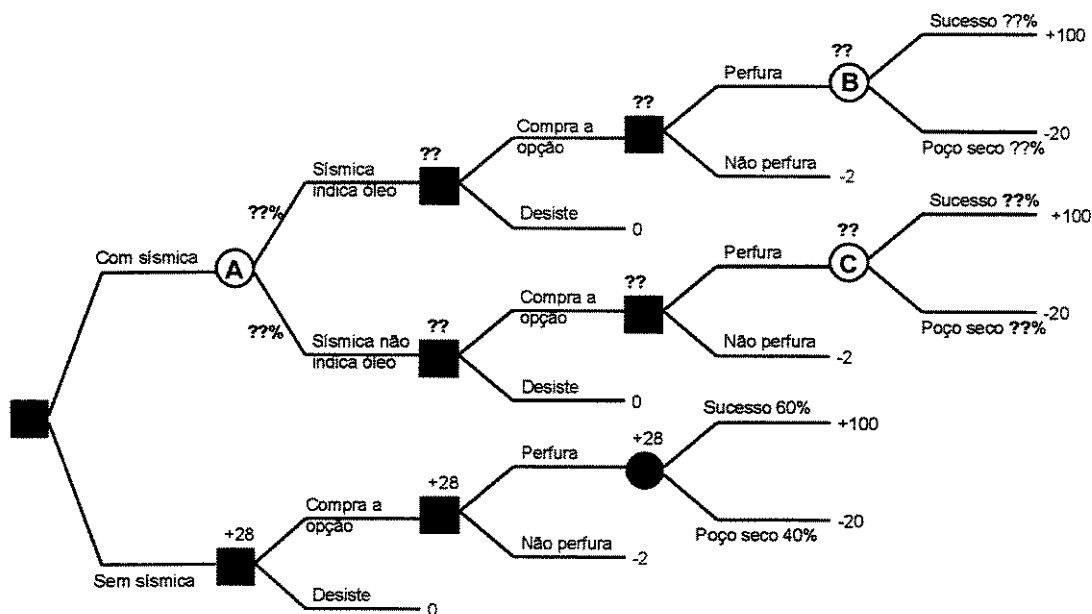


Figura 4.7 : Exemplo de árvore de decisão sobre oportunidade de compra de

um prospecto com a opção de realização de um levantamento sísmico.

Para descobrir as probabilidades dos nós de chance “B” e “C” se faz necessário recorrer ao teorema de Bayes considerando como evento  $E_1$  o sucesso exploratório, o  $E_2$  poço seco,  $S$  a indicação de óleo pela sísmica e  $\underline{S}$  a não indicação de óleo pela sísmica.

Como  $p(E_1) = 0,4$ ,  $p(E_2) = 0,6$ ,  $p(S/E_1) = 0,9$  e  $p(S/E_2) = 0,3$ , teremos:

1) a solução do nó “A” como sendo  $p(S/E_1) \times p(E_1) + p(S/E_2) \times p(E_2) = 0,9 \times 0,4 + 0,3 \times 0,6 = 0,54$  para a perna com indicação de óleo pela sísmica e  $p(\underline{S}/E_1) \times p(E_1) + p(\underline{S}/E_2) \times p(E_2) = 0,1 \times 0,4 + 0,7 \times 0,6 = 0,46$  para a outra perna;

2) a solução do nó “B” quando temos sucesso exploratório será:

$$p(E_1/S) = \frac{p(S/E_1) \times p(E_1)}{p(S/E_1) \times p(E_1) + p(S/E_2) \times p(E_2)} = \frac{0,9 \times 0,4}{0,9 \times 0,4 + 0,3 \times 0,6} = 67\%$$

3) seguindo o mesmo raciocínio, a solução do nó “C” vale  $p(E_1/\underline{S}) = (4/46) = 9\%$ .

Completando a árvore de decisão com os valores encontrados teremos um VME com a realização da sísmica no valor de +32, mostrando que o máximo valor desta informação adicional é a diferença entre 32 e 28, que é menor do que 10. Pode-se concluir que neste caso a compra da informação não é economicamente viável.

Embora as ferramentas utilizadas para determinação do risco listadas neste Capítulo sejam simples e já existam vários exemplos de utilização na literatura, Ho e Pike (1998) em um trabalho de pesquisa sobre a influência das características organizacionais no uso da análise de risco que cobriu 142 companhias, indicou que apenas metade das firmas utilizavam métodos de análises probabilísticos para fluxo de caixa dos projetos, sendo que apenas 30% responderam que usam com regularidade. Embora este índice seja baixo, indicou um aumento de 10% sobre uma pesquisa idêntica realizada 12 anos antes.

Outra conclusão do trabalho de Ho e Pike (1998) foi que as organizações caracterizadas por um bom sistema de informação e banco de dados de alocação de capital, que utilizam um sistema de premiação/incentivo com visão de longo prazo e que atuam em um mercado com bom clima organizacional tendem a utilizar mais intensivamente a análise de risco.

Schuyler (1997) obteve um resultado similar em uma pesquisa com 21 grandes companhias de petróleo, onde pode verificar que cerca de metade utilizam árvores de decisão e



simuladores Monte Carlo tanto na área de exploração quanto produção, porém com uma regularidade média de em apenas 50% das avaliações de projeto.

## **Capítulo 5**

### **Proposta de um modelo de processo decisório**

Este Capítulo tem por objetivo apresentar uma proposta de modelo de processo decisório que considera proporcionalmente todos os objetivos da companhia na tomada de decisão. Propondo desta forma uma melhoria nos modelos que tem sido amplamente utilizados até o momento, onde só são mensurados os aspectos econômicos. Primeiramente será feita uma breve discussão sobre a importância de se levar em conta outros objetivos além do financeiro na tomada de decisão, seguindo então o desenvolvimento de todo o embasamento teórico.

Os times estando perto do negócio, conseguem enxergar com clareza as oportunidades de investimentos mais interessantes e também tem todas as ferramentas para conseguir avaliar bem o futuro do negócio já instalado. Como já foi visto na Seção 3.6 do Capítulo 3 e no Capítulo 4, com a implementação dos modelos de times multidisciplinares foi ainda maior a necessidade de se padronizar a maneira de elaborar as informações a serem enviadas para a sede da companhia, afim de que seja montada a melhor opção do portfólio.

Na evolução do processo decisório, os conceitos de incerteza e risco foram incorporados a análise de decisão. Este movimento se deu através do uso de ferramentas como árvores de decisão, análises de sensibilidade e simuladores Monte Carlo. Embora o último parágrafo do Capítulo 4 mostre que o uso destas ferramentas ainda é limitado, pois não cobre nem a metade dos projetos, é possível constatar que a metodologia ainda não está completa. Pois para que um negócio consiga ser bem avaliado deve atender proporcionalmente todos objetivos da companhia, que consideram outros aspectos além do financeiro.

Para que os times consigam direcionar os seus negócios, a alta gerência deve deixar bem claro quais são os objetivos da companhia. A partir deste ponto pode ser construída uma hierarquia de objetivos, onde cada oportunidade pode ser mensurada através dos seus atributos e utilidades correspondentes. Para facilitar o entendimento do modelo de decisão proposto neste Capítulo, vão ser revistos alguns conceitos da teoria de utilidade e algumas propostas existentes na literatura na área de exploração e produção. Com o objetivo de ilustrar a técnica, no Capítulo 6 vai ser apresentado um exemplo de aplicação bastante prático para a área exploração de petróleo.

A teoria da utilidade explica porque algumas decisões são tomadas em bases opostas ao indicado pelo valor monetário esperado (VME). Alguns exemplos como o de um jogo onde se ganha \$2 quando a moeda cai com a face “cara” e se perde \$1 quando a face é “coroa” seria facilmente aceito pela maioria das pessoas, pois o VME é positivo. Porém, se fosse alterada a ordem de grandeza dos valores para \$2 milhões e \$1 milhão certamente poucas pessoas aceitariam jogar, pois a possibilidade de perder um milhão desaconselha este jogo, mesmo com VME positivo de \$500.000,00.

Usando o mesmo exemplo de jogo da moeda, em uma situação na qual um estudante tem como objetivo ir a uma festa para encontrar uma menina muito bonita, se o ingresso custa \$2, e se ele só possui os \$2 provavelmente não aceitará o jogo mesmo com o VME positivo, pois não quer correr o risco de não ir a festa. Porém, se o ingresso para a festa custasse \$3, ele provavelmente aceitaria o jogo, até mesmo com regras menos favoráveis e um VME negativo, só pela chance de ter o prazer de estar com a menina bonita.

Logo, utilidade é um número abstrato que é agregado a um possível resultado da decisão. Cada resultado tem uma utilidade, sendo que os resultados mais desejáveis tem valores mais altos dos que os menos desejáveis.

O que se faz na prática é tentar achar a relação entre a utilidade e a grandeza que mensura o resultado de cada opção, isto é feito através da determinação da curva que descreve o comportamento do tomador de decisão.

O valor esperado da utilidade (VEU) tem o cálculo semelhante ao do VME, e significa o somatório das utilidades de cada possível evento multiplicadas pelas suas probabilidades de ocorrência.

A forma de se achar a curva de utilidade é descrita por Newendorp (1975), primeiramente questiona-se o tomador de decisão que opções ele tomaria com relação a uma árvore de decisão típica, com um nó de decisão que tem como uma opção a atitude sem risco “A” e como opção restante um nó de chance com a opção “B” com probabilidade  $p\%$  ou a opção “C”, com probabilidade de ocorrência de  $(1-p)\%$ . Esta opção “A” sem risco na árvore de decisão significa por quanto o jogador aceitaria vender a opção do jogo, e é chamada de equivalente certo.

Tendo-se como premissa o conhecimento do valor da utilidade de duas opções, a da utilidade da opção “A” chamada de “ $U(A)$ ” e da utilidade da opção “B” chamada de “ $U(B)$ ”, determina-se o valor da utilidade da terceira opção “ $U(C)$ ” através da fórmula:  $U(A) = \{U(B) \times p + U(C) \times (1-p)\}$ . Desta forma vai se construindo a curva de preferência de utilidade do tomador de decisão.

É importante que se tenha em mente dois conceitos, o primeiro é que este “jogo” vai ser jogado várias vezes, logo se na primeira vez não der certo, pode dar certo na segunda vez, terceira vez, e assim sucessivamente. O segundo conceito é que a curva de preferência pode variar com o tempo.

Através do conceito de equivalente certo com o VME do nó de chance podemos determinar para que ordem de grandeza de valores que o jogador é propenso, indiferente ou avesso ao risco. Determinando inclusive se a forma da curva de utilidade é convexa ou côncava nas várias ordens de grandeza monetárias positivas ou negativas, conforme exemplo ilustrado na Figura 5.1.

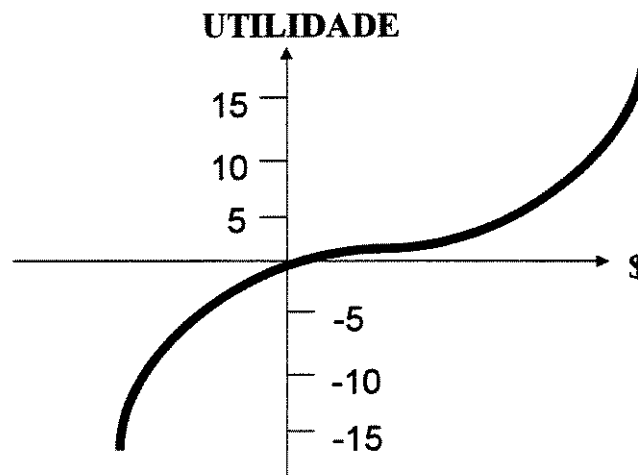


Figura 5.1 : Exemplo de curva de utilidade *versus* unidade monetária [Newendorp(1975)]

Quanto menor o limite de gasto, menor tende ser a utilidade a grandes valores de “aposta”, logo alguns autores defendem que seja unificada a curva de utilidade em grandes corporações, onde existam vários níveis gerenciais de tomadores de decisão diferenciados pelo valor máximo de competência de dispêndio.

Mesmo que em uma árvore de decisão a perfuração de um poço possa ter um VME muito bom, a possibilidade de que não se ache óleo e o prejuízo seja grande, pode acarretar em uma baixa utilidade ou equivalente certo. Pois a aversão a perder dinheiro tende ser muito maior do que a propensão a ganhar a mesma quantia quando falamos em valores de grande expressão.

Logo, é indicado trabalhar com os dois índices, o VME e o equivalente certo de cada opção. Mostrando desta forma uma grande vantagem desta teoria, que é a de permitir que se trabalhe com os conceitos de sentimento frente a valores monetários (grandes ou pequenos, positivos ou negativos) e sentimento frente ao risco (probabilidades de cada opção) de forma explícita.

Rose (1992) trata muito bem da questão de aversão ao risco em seu trabalho, como exemplos podemos listar:

- os tomadores de decisão são mais propensos ao risco após um histórico recente de sucesso. Um ou mais fracassos recentes causam o efeito inverso, logo um campo que já tenha apresentado problemas terá mais aversão de investimento do que um sem histórico, mesmo que o risco e o prêmio sejam os mesmos;
- devido ao receio de críticas ou perda de status profissional, os gerentes preferem ter o risco de não tomar a decisão do que tomar uma decisão que possa resultar em perdas;
- uma decisão tomada por grupos é mais propensa ao risco do que uma individual;
- os tomadores de decisão são mais propensos ao risco em negócios onde tem mais experiência;
- a aversão a perda de um determinado valor geralmente é maior do que a propensão de ganhar o mesmo valor;

- se o investimento para a implantação de uma recuperação secundária é apresentado como uma oportunidade de deixar de “perder” certo volume de óleo ele tem mais propensão a ser aceito do que se for apresentado como uma oportunidade de se “ganhar” certo volume de óleo;
- processos de decisão com fluxograma organizacional muito complexo, longos, com grande volume de documentação tendem a aumentar a aversão ao risco;
- estruturas autoritárias com estilo gerencial muito rígido tendem a serem mais avessas ao risco;
- critérios que levem em consideração apenas os resultados a curto prazo tendem a aumentar a aversão ao risco;
- gerentes com pouca autoridade financeira tendem a aumentar a aversão ao risco;
- pouca orientação para metas e resultados tendem a aumentar a aversão ao risco.

Ele ressalta também que as corporações adotam procedimentos formais de análise de risco como uma forma de dar uma condição mais segura aos seus técnicos. Porque reconhecem que a preocupação dos seus profissionais com a segurança de sua carreira profissional pode algumas vezes trabalhar contra os verdadeiros interesses da firma, pois possibilidades onde o alto retorno compensa o alto risco tem uma grande tendência de serem desperdiçadas.

A estruturação de uma decisão que leva em consideração mais de um atributo é bastante parecida com a que leva em consideração apenas o atributo financeiro, os primeiros passos são a identificação dos objetivos, da situação e das alternativas. A identificação dos objetivos é muito importante e pode não ser muito simples, podemos ilustrar como exemplo o caso de um gerente de vendas querendo grandes estoques e o gerente financeiro pretendendo reduzir o estoque afim de reduzir o capital imobilizado.

O tomador de decisão deve ter uma visão do todo, pesar a importância de cada critério e tomar a decisão mais adequada e fundamentada, principalmente quando os objetivos são conflitantes. A questão da estruturação e hierarquização dos objetivos é bem detalhada por Keeney e Raiffa (1976), Clemen (1996) e Nepomuceno (1997).

O problema deve então ser estruturado, modelando suas incertezas e preferências, a seleção das melhores alternativas de investimento raramente é baseada em um único fator, e nem

sempre é possível transformar todos os fatores para uma base única de valor monetário. Logo a solução é verificar a amplitude de variação de cada critério, atribuir um escore com variação de zero a 1, onde zero significa o menor valor ou onde o atendimento foi totalmente insatisfatório e 1 o oposto, significando o máximo grau possível.

O próximo passo é achar funções utilidade individuais “x, y, ..., z” e resolver o problema utilizando uma função utilidade multi-atributos, do tipo  $U(x,y,\dots,z)=f\{U_x(x),U_y(y),\dots,U_z(z)\}$ . Relacionado-se desta forma apenas as funções utilidade individuais para se chegar ao resultado final.

Para que seja possível usar a função utilidade multi-linear, que com dois atributos tem a forma:  $U(x,y) = C_1 + C_2U_x(x) + C_3U_y(y) + C_4U_x(x)U_y(y)$ , considerando os valores de “C” como constantes. É necessário o atendimento do conceito da mútua independência preferencial, que consiste em que a preferência de um atributo não dependa do nível de outro atributo. Por exemplo, comparando dois projetos com custos de \$300 e \$500 respectivamente e com o mesmo impacto ambiental, o de menor custo será sempre a melhor opção. Logo em se mantendo um destes dois atributos com o mesmo valor, o outro atributo definirá sempre a preferência.

Como o projeto com o menor impacto ao meio ambiente será preferido em duas versões de projeto com mesmo custo, e da mesma forma a opção de projeto com menor custo será a preferida entre versões de projeto com o mesmo grau de impacto ao meio ambiente, podemos dizer que os atributos custo e impacto ao meio ambiente são atributos com mútua independência preferencial.

A independência de utilidades é uma propriedade ainda mais forte do que a independência preferencial, e é necessária em casos onde os resultados envolvem incertezas (maioria dos casos reais). Um atributo é considerado como de utilidade independente de outro atributo se as suas preferências para escolhas com níveis de incerteza forem independentes do nível do outro atributo. Logo se o valor de equivalente certo para a loteria do atributo Y é o mesmo não importando qual o nível do atributo X, então Y é de utilidade independente de X, podemos ver este conceito ilustrado na Figura 5.2.

Nem sempre é possível garantir que exista a mútua independência de utilidade em todos os casos, porém esta é uma aproximação usualmente adotada em trabalhos práticos de estudos de funções multi-atributos.

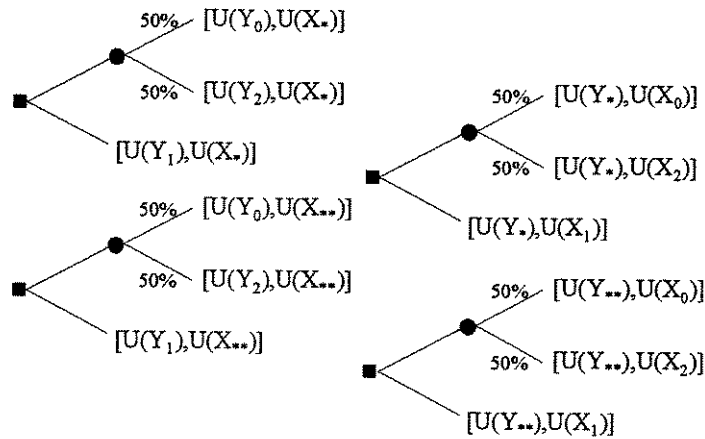


Figura 5.2 : Comprovação da mútua independência de utilidades entre os atributos Y e X.

Outro conceito importante é o de atributos substitutos ou complementares. Atributos são chamados de substitutos quando podem ser substituídos no todo ou parcialmente um pelo outro, por exemplo, se o dono de uma determinada companhia deseja um certo valor de lucro e se o lucro de cada divisão for um atributo, não faz diferença para o dono da companhia se uma atingir um lucro excepcional e outra um pequeno prejuízo, desde que o objetivo de lucro total seja atendido.

Já no caso de atributos complementares a presença de todos é importante, como no caso de uma guerra onde cada frente de batalha seja um atributo, caso uma frente falhe a guerra estará perdida. É claro que todas estas considerações devem ser feitas no domínio do problema em questão, isto é, elas devem ser válidas dentro da amplitude de variação de cada critério, onde seu escore varia de zero a 1.

Em muitos trabalhos, os procedimentos de avaliação da função utilidade multi-atributos assumem mútua independência preferencial e são considerados substitutivos. Nestes casos, pode-se usar a forma aditiva, onde em um universo “n” de número de atributos, o somatório dos pesos relativos “ $k_i$ ” de cada atributo “i” somam 1 ( $\sum_{i=1}^n k_i = 1$ ). O valor da função utilidade “ $u(x)$ ” pode

ser obtida através da fórmula  $u(x) = \sum_{i=1}^n k_i u_i(x_i)$ , onde “x” é a unidade de avaliação do atributo.



Nos casos em que existe uma mútua independência preferencial e os atributos são complementares, teremos  $\sum_{i=1}^n k_i \neq 1$  e deve ser usada a forma multiplicativa

$1 + ku(\mathbf{x}) = \prod_{i=1}^n [1 + k_i u_i(x_i)]$ , onde “k” é uma constante.

Há cerca de um quarto de século Newendorp (1975) dizia que a aplicação de conceitos de teoria da preferência de valor ou teoria da utilidade nas decisões de negócio do dia a dia era mais uma proposta de como se tomar decisões do que uma realidade, pois a preferência era pelo uso do VME.

Recentemente começaram a aparecer algumas iniciativas para a aplicação deste tipo de técnica na área de petróleo. O trabalho de Turner *et al.* (1998) mostra que no final de 1997 a Amerada Hess contratou uma firma de consultoria para implementar estas técnicas com conceitos de aversão ao risco e multi-atributos em uma visão mais abrangente do que só na área de meio ambiente e segurança. Os trabalhos de Walls (1995), Nepomuceno, Suslick e Walls (1999) e Moraes (1999) já mostram exemplos práticos de utilização destes conceitos em alocação de recursos financeiros na área de E & P.

## Capítulo 6

### Um Exemplo Prático

Como exemplo prático de aplicação de análise multi-atributo na área de gerenciamento de campo de petróleo, vamos considerar uma companhia na qual sua direção consegue claramente definir os objetivos estratégicos, que geralmente na área de exploração e produção de petróleo são maior lucratividade, preservação do meio ambiente, segurança e liderança tecnológica.

A situação hipotética é um exemplo de decisão por qual muitas corporações devem estar passando nestes últimos anos, após a descoberta um novo campo de petróleo em uma bacia já madura, em lâmina d'água de cerca de 800 metros e com potencial de produção de 100.000 barris/dia, é necessário definir o melhor sistema de produção dentre as seguintes alternativas:

- 1) Uma plataforma Semi Submersível (SS), escoando a produção de óleo via um navio *Floating, Storage and Offloading (FSO)* com *Turret*.
- 2) Uma plataforma SS, escoando a produção de óleo via oleoduto.
- 3) Um *Floating, Production, Storage, and Offloading (FPSO)* com *Turret* escoando a produção de óleo via operações de *Offloading*.
- 4) Um *FPSO* com *Turret* escoando a produção de óleo via oleoduto.
- 5) Uma *Tension Leg Platform (TLP)*, escoando a produção de óleo via um navio *FSO* com *Turret*.
- 6) Uma *TLP*, escoando a produção de óleo via oleoduto.

São considerados constantes para qualquer opção:

- que serão dez poços produtores com uma curva de produção idêntica, e com um patamar de produção de 10.000 barris/dia durante três anos. A curva de declínio de produção dos poços será do tipo exponencial, com uma taxa de 10% ao ano;
- que todas as plataformas tem capacidade de processo de 100.000 barris/dia e eficiência operacional sempre plena (igual a 100%);
- o custo do transporte do gás e do óleo, sendo que para o óleo existe o custo do transporte via oleoduto e via navio, o gás é todo exportado via um gasoduto;
- serão consideradas duas intervenções nos poços por ano, com exceção dos dois primeiros e dos dois últimos anos, no final do projeto se considera uma operação de desativação igual ao de uma intervenção para cada poço;
- com o objetivo de adiantar a produção, os poços serão perfurados previamente por uma outra unidade, enquanto durarem as obras da unidade de produção definitiva.

Primeiramente é montada uma árvore de decisão onde o problema é estruturado, deve então ser elaborada uma ou mais planilhas de cálculo com as considerações e variáveis pertinentes, para a obtenção do resultado financeiro. Neste exemplo foram consideradas as seguintes variáveis:

- 1) custo e prazo de construção para cada tipo de plataforma (*SS*, *FSO*, *FPSO* e *TLP*), que incluem todos os investimentos envolvidos, como: construção, instalação, lançamento e interligação do gasoduto, ancoragem, pré-operação, e outros. Os itens que não estão incluídos são: perfuração dos poços, instalação do oleoduto (rígido ou flexível) e completação dos poços;
- 2) tempo da intervenção e os custos operacionais de intervenção por poço com Árvore de Natal Seca (*ANS*) e Árvore de Natal Molhada (*ANM*);
- 3) tempo e custo de completação e interligação dos poços a plataforma (incluindo as linhas flexíveis e *ANM* no caso de poço satélite e *riser* e *ANS* no caso da *TLP*).

Como considerações para todos os casos temos o preço do barril produzido a \$15,00, uma taxa de atratividade de 8% ao ano, um imposto sobre o lucro bruto de 60% e os custos operacionais iniciando após o final do segundo ano do projeto. Neste ponto já seria possível obter uma curva de produção e um fluxo de caixa para cada alternativa, pode ser visto um exemplo de cada alternativa nas Figuras 6.1 e 6.2.

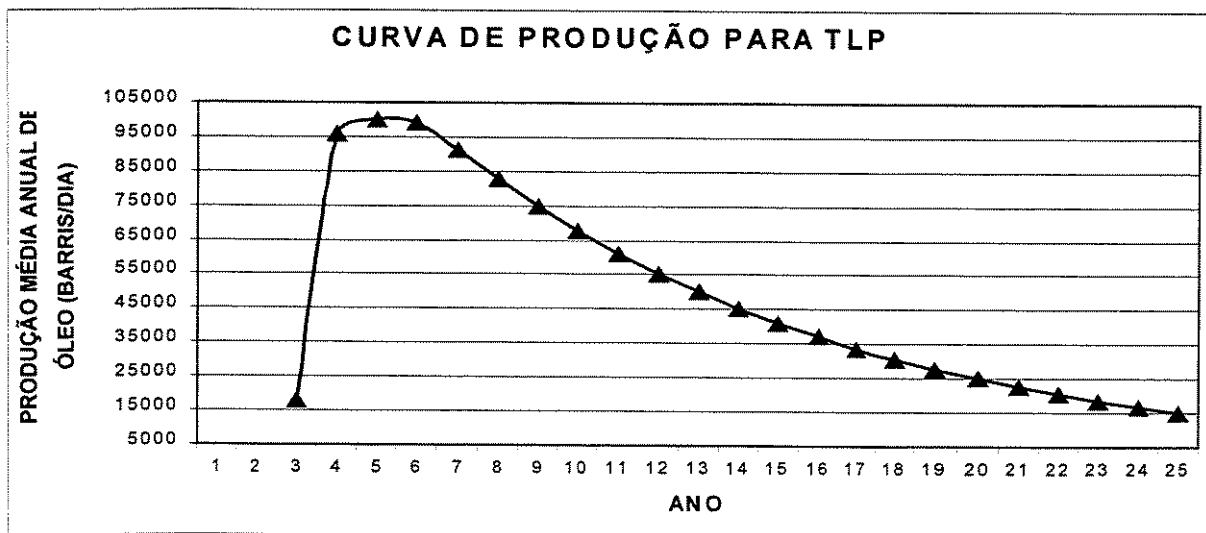


Figura 6.1 : Exemplo de curva de produção da planilha de cálculo

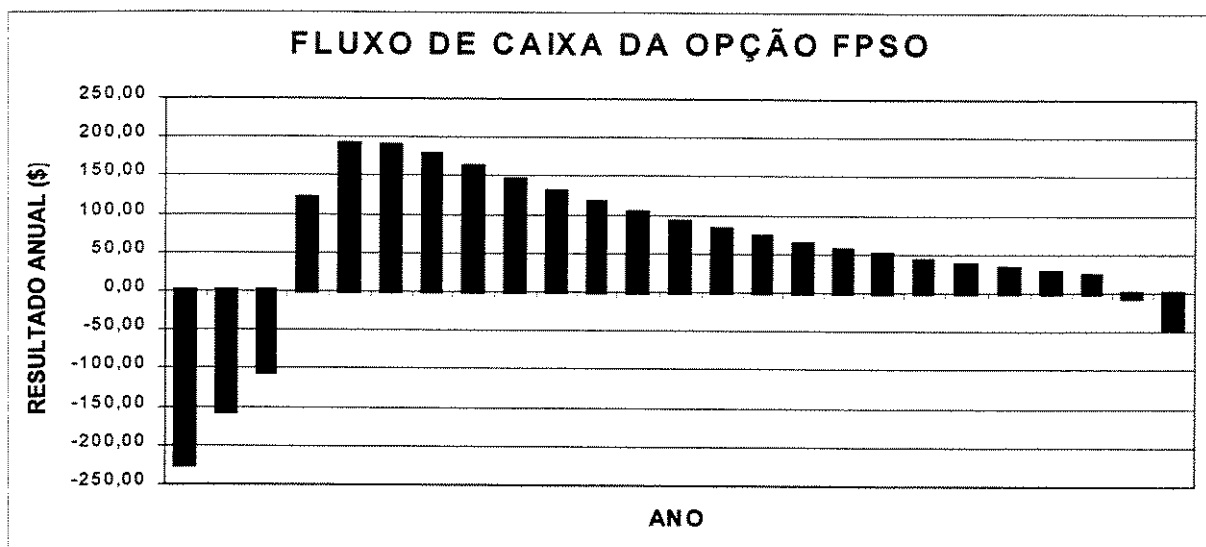


Figura 6.2 : Exemplo de fluxo de caixa da planilha de cálculo

Após montada a planilha de cálculo deve ser feita uma análise de sensibilidade para cada alternativa, pode ser visto no gráfico tipo “Tornado” da Figura 6.3 o impacto no VPL com a alteração de 30% em cada variável da opção SS+FSO. A partir de gráficos “Tornado” e

“Aranha” podem ser selecionadas as variáveis que tem o maior impacto no resultado final, e desta forma decidir se devem ser feito mais estudos. Quase a metade das avaliações de projeto atualmente param neste ponto, e baseando-se neste nível de análise é tomada a decisão.

## GRÁFICO TORNADO

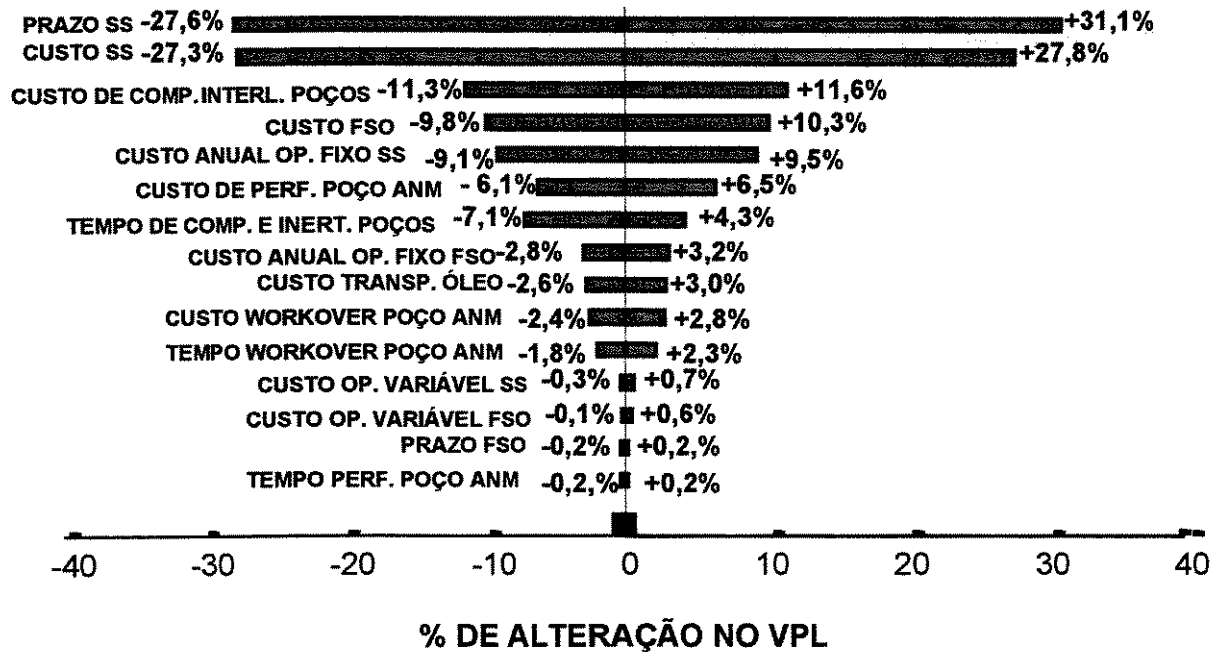


Figura 6.3 : Gráfico “tornado” com variação de  $\pm 30\%$  para a opção SS + FSO

O próximo passo é determinar para cada variável selecionada a sua amplitude de incerteza e fazer a simulação Monte Carlo. No exemplo deste estudo, foram assumidos os valores da Tabela 6.1. Após fazer a simulação Monte Carlo, foram obtidas para cada opção de projeto as curvas de distribuição contínuas acumuladas de VPL (Figura 6.4) e relação risco *versus* valor monetário esperado (VME) de cada opção de projeto (Figura 6.5). Por opção não foram feitas correlações entre as variáveis.

Tabela 6.1 : Curvas de distribuições contínuas ( todas triangulares)

representando as incertezas das variáveis

Variável	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Variável	Mínimo	Média	Moda	Máximo
custo FPSO (\$)	286,8	340,7	330,9	404,4	custo de interv. p/ poço c/ ANS	1	1,6	1,5	2,2
custo SS (\$)	323	377,3	367,6	441,2	custo de interv. p/ poço c/ ANM	3,7	5,4	5,1	7,4
custo TLP (\$)	300	354,4	307,4	455,9	tempo de interv. p/ poço c/ ANS	10	23,3	20	40
custo FSO (\$)	103	137,3	132,4	176,4	tempo de interv. p/ poço c/ ANM	20	36,7	30	60
prazo FPSO (meses)	24	27,7	27	32	custo anual transp. óleo via oleoduto (p/ b/d)	1	2,8	3,5	4
prazo SS (meses)	22	25,7	24	31	custo anual de transp. óleo via petroleiro (p/ 100.000 b/d)	12,5	14,7	14	17,7
prazo TLP (meses)	26	29,3	28	34	custo de perf. p/ poço c/ ANS	4,1	4,5	4,4	5,1
prazo FSO (meses)	15	18,3	18	22	custo de perf. p/ poço c/ ANM	6,6	8,6	8,1	11
custo anual oper. fixo FPSO	26,5	31,3	30,7	36,8	tempo de perf. p/ poço c/ ANS	23	34,7	31	50
custo anual oper. fixo SS	22	25,7	25,6	29,4	tempo de perf. p/ poço c/ ANM	26	39,3	37	55
custo anual oper. fixo TLP	22	25,7	25,6	29,4	custo de comp. interf. poços p/ FPSO	11,2	16,0	14,7	22
custo anual oper. fixo FSO c/ rmonboia	6,6	8,3	7,9	10,3	custo de comp. interf. poços p/ SS	13,2	18,1	16,2	25
custo anual oper. variável FPSO	2,9	4,0	4,1	5,1	custo de comp. interf. poços p/ TLP	2,4	3,0	3	3,6
custo anual oper. variável SS	1,8	2,6	2,4	3,7	tempo comp. interf. poços p/ FPSO	40	53,3	50	70
custo anual oper. variável TLP	1,8	2,6	2,4	3,7	tempo comp. interf. poços p/ SS	45	56,0	50	73
custo anual oper. variável FSO	1,5	1,8	1,8	2,2	tempo comp. interf. poços p/ TLP	15	28,3	20	50

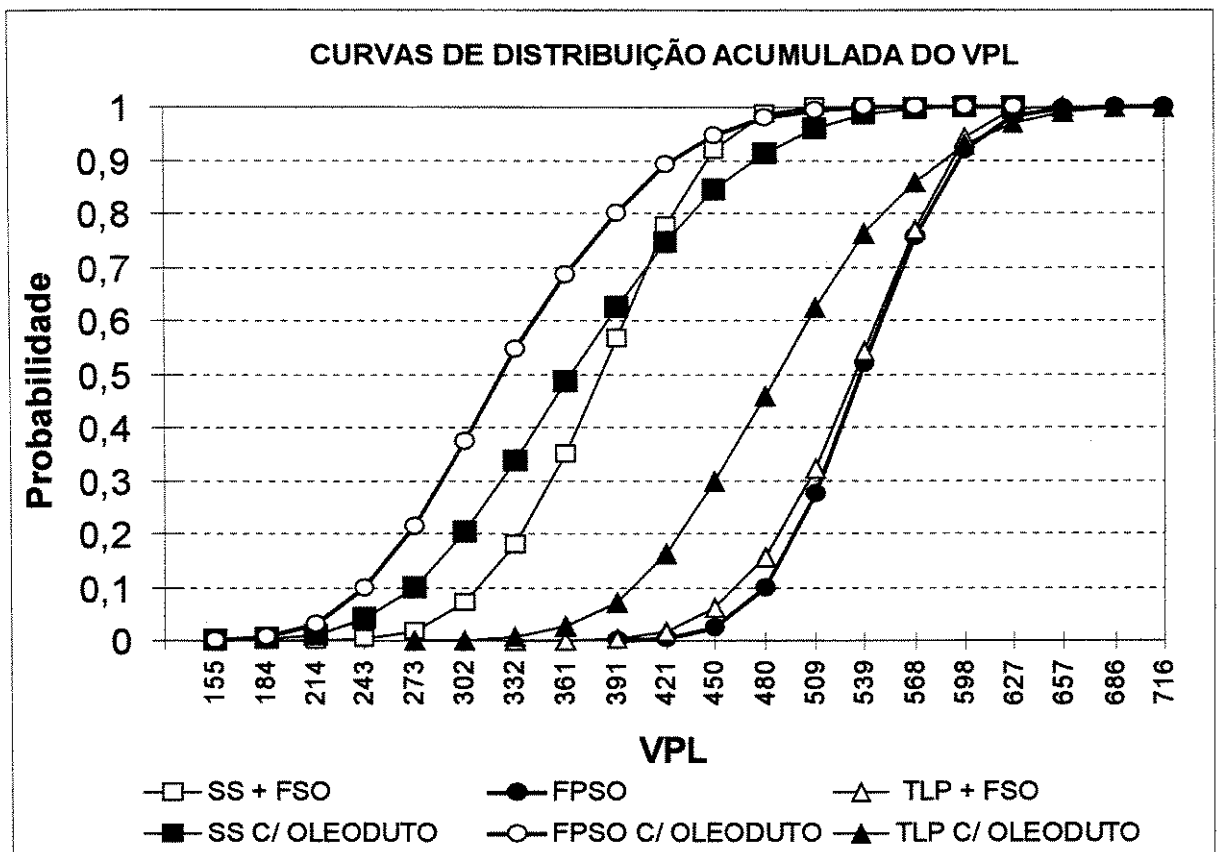


Figura 6.4 : Distribuições contínuas acumuladas de VPL para cada alternativa de projeto

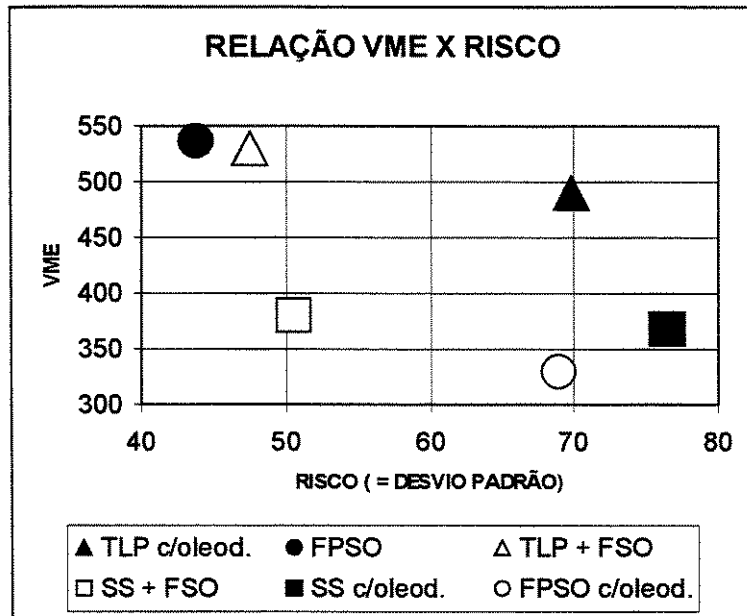


Figura 6.5 : Relação Risco x VME para cada alternativa de projeto

Fica claro neste exemplo que a opção do *FPSO* domina todas as outras, sendo a mais atrativa, pois apresenta o maior VME com menor risco. Quase a totalidade das companhias param neste ponto suas análises de projeto e negócio, isto teoricamente não é correto pois o uso do VME é apropriado para um gerente indiferente ao risco, o que não acontece na realidade.

A metodologia proposta neste trabalho permite mensurar a aversão ou propensão ao risco de vários atributos, mostrando-se desta forma mais adequada para procedimentos de tomada de decisão. Baseado nos objetivos estratégicos definidos no exemplo pela direção da companhia, serão considerados concomitantemente os seguintes atributos: lucro, investimento, impacto ao meio ambiente, segurança das instalações e tecnologia.

Foram considerados dois atributos da área financeira, o atributo VPL e valor do investimento, sendo que para o primeiro foi utilizada como função utilidade a curva exponencial,  $u(x) = e^{cx} - 1$ , onde “x” é o valor do atributo VPL, e “c” é o coeficiente de aversão ao risco. Adaptando de um trabalho de Walls (1995b), que usou uma função utilidade diferente, foi assumido como valor de “c” o inverso de um quarto do orçamento anual. Supondo que no nosso caso o orçamento é de \$ 2.000, teremos a seguinte função utilidade:

$$u(VPL) = e^{0,002(VPL)} - 1$$

Para o cálculo da utilidade do valor presente líquido (VPL) é necessário calcular o valor da utilidade em cada ponto da curva de distribuição do VPL, o próprio *software* do simulador já pode fazer este cálculo. Neste exemplo prático, de forma ilustrativa, o cálculo foi feito discretizando a curva em 200 valores e calculando a utilidade para cada ponto. A utilidade final chamada de valor esperado da utilidade (VEU) é obtida multiplicando cada valor de utilidade pela sua respectiva probabilidade.

Foi utilizado para o investimento a mesma simulação Monte Carlo e determinado o valor esperado de investimento (VEI) para cada alternativa, sendo que para o atributo investimento foi utilizada a função  $u(\text{Inv.}) = -e^{-0,004(\text{Inv.})} + 1$ , onde foi utilizado o dobro do valor de “c” da função anterior, demonstrando desta forma uma maior aversão a investimento. Os gráficos destas funções estão ilustrados na Figura 6.6, e o resultado final está resumido na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 : Quadro resumo dos valores de VME, VEI e utilidades dos atributos VPL e investimento.

	FPSO	TLP + FSO	TLP c/oleod.	SS + FSO	SS c/oleod.	FPSO c/oleod.
VME	536,66	529,53	489,77	379,97	368,92	329,86
Util.	1,93	1,89	1,68	1,15	1,11	0,95
Util.corrig.	1,00	0,96	0,75	0,20	0,17	0,00
VEI	-525,08	-556,23	-429,10	-704,53	-577,40	-525,08
Util. Inv.	-7,02	-8,31	-4,47	-16,49	-9,47	-7,02
Util.l.corrig.	0,79	0,68	1,00	0,00	0,58	0,79

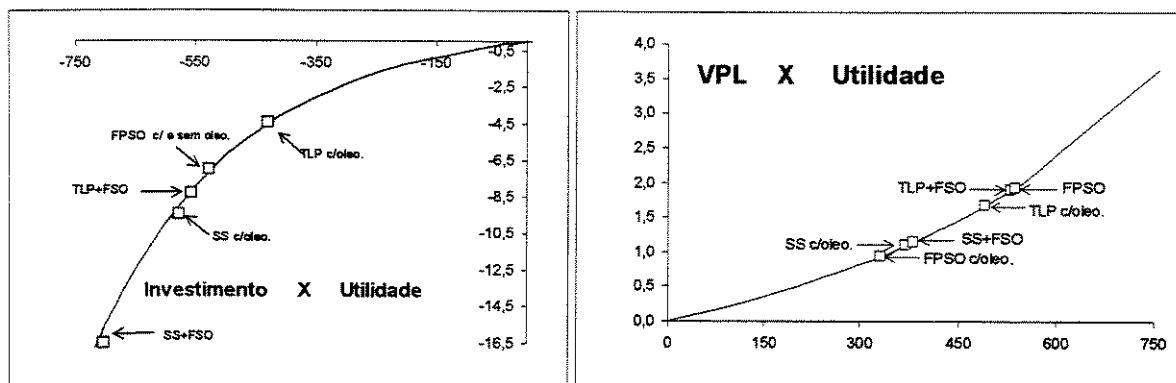


Figura 6.6 : Gráficos das funções utilidade de investimento e VPL

Para cálculo do atributo tecnológico serão consideradas as premissas do trabalho de Lanford (1972), que defende a curva logística como a que melhor explica um melhoramento no conhecimento de desenvolvimento tecnológico. Este tipo de curva é consagrado para esta



aplicação e pode-se listar na área de petróleo o artigo de Oligney e Economides (1998), que utilizaram o mesmo princípio para mensurar a utilidade da tecnologia de poços horizontais.

Este formato de curva indica um crescimento limitado durante os primeiros anos de experiência, então um rápido crescimento e um aumento na eficiência na aplicação da tecnologia, seguido então por uma diminuição da taxa de crescimento com a proximidade da saturação tecnológica. Podemos dizer então que o risco tecnológico tende a zero no final da curva “S”, quando teremos uma utilidade próxima de 1, logo este atributo vai servir para impor uma aversão às novas tecnologias de plataformas de produção sendo que uma nova tecnologia para ser implementada deve compensar esta desvantagem nos outros atributos.

O primeiro passo foi ajustar as curvas obtidas a equação da curva de função utilidade do tipo logística, que é dada por:

$$U(x) = \frac{1}{a - be^{-cx}}$$

Foi feito então um levantamento de dados, onde baseando-se em Behrenbruch (1995), Lovie (1997) e Lovie (1998) foram construídas para cada tipo de plataforma, as curvas acumuladas do número de unidades que entraram em operação a cada ano (Figura 6.7).

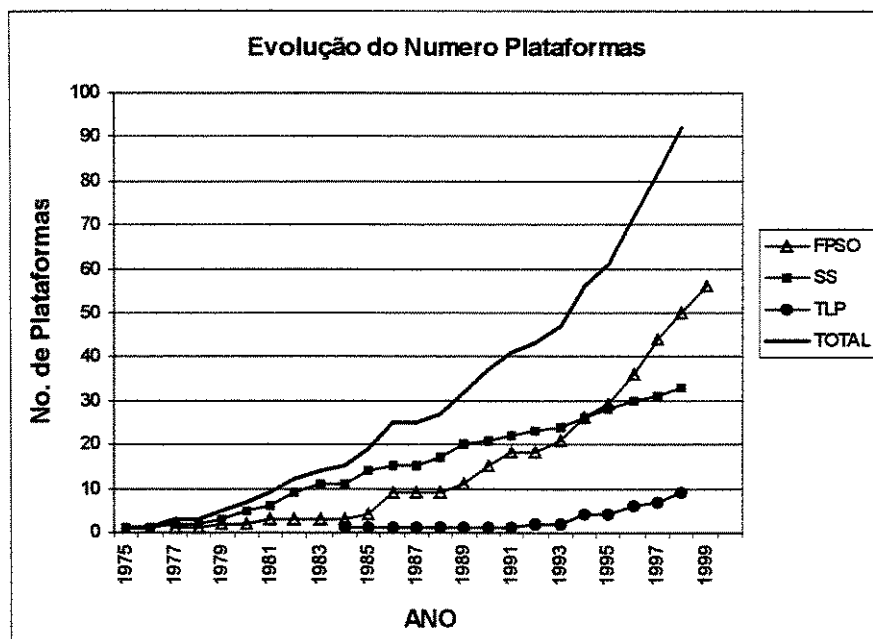


Figura 6.7 : Curva acumulada de entrada em operação de plataformas de produção

Para cada tipo de plataforma foi então ajustada uma curva de logística, e obtida a sua referida utilidade de acordo com o número de unidades instaladas em 1999 (Figura 6.8).

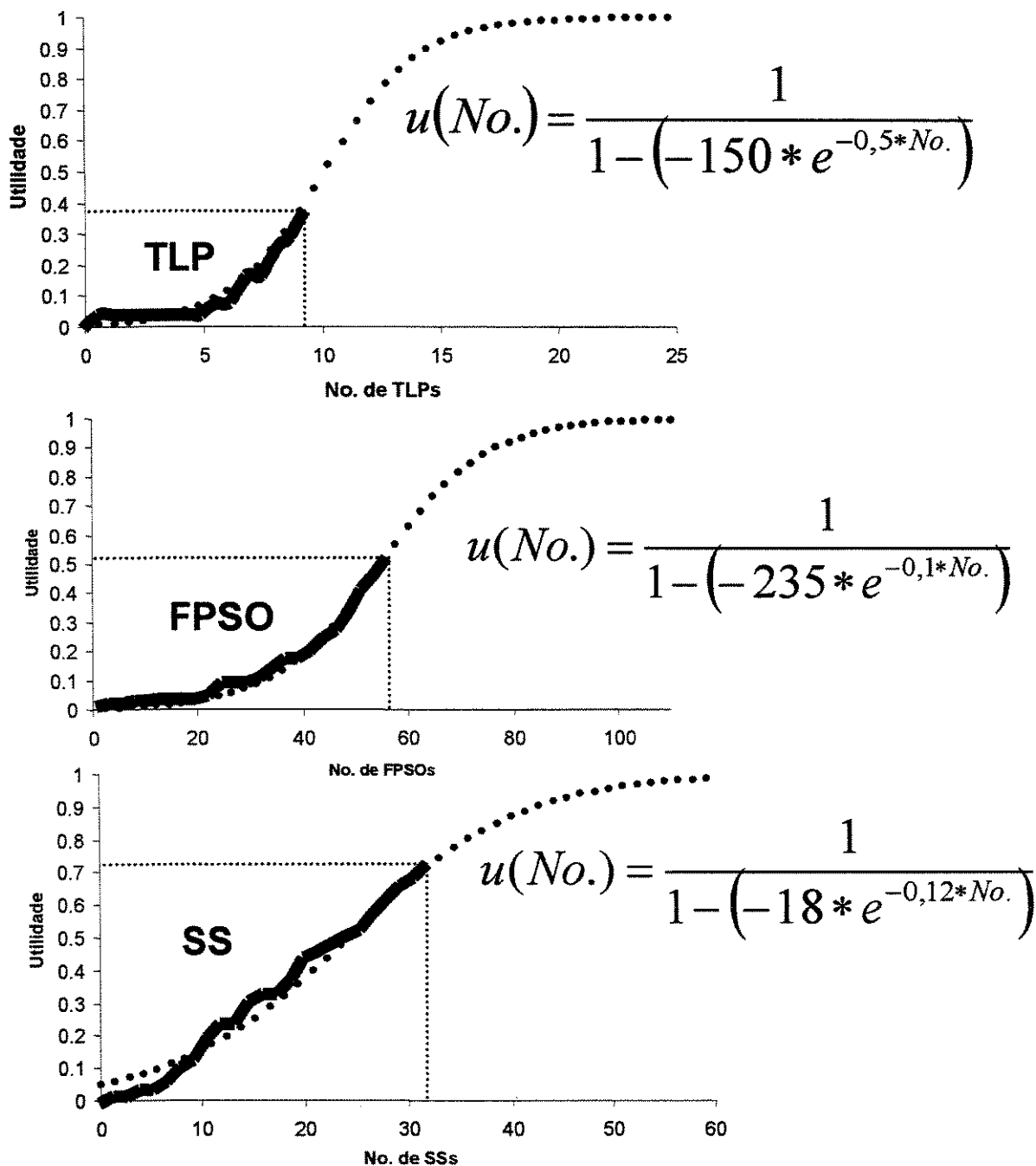


Figura 6.8 : Gráficos das funções de utilidade de risco tecnológico

A disponibilidade de informações na área de risco ambiental para unidades de produção de petróleo flutuantes é bastante limitada, após pesquisa bibliográfica só foi possível identificar

referências que tratavam apenas de plataformas do tipo SS. A área de segurança por sua vez tem grande complexidade e estudos bastante avançados, porém a diversidade de técnicas traz uma certa dificuldade na obtenção de valores quantitativos mais genéricos.

Foi feita então uma pesquisa com gerentes tomadores de decisão e técnicos da área de análise de risco ambiental e segurança e, onde foram detectadas as seguintes preferências e justificativas:

- a SS é considerada o sistema que apresenta o menor risco ao meio ambiente e segurança, sua vasta utilização e bons índices de performance lhe atribuem a utilidade máxima, considerada como 1 (um);
- a TLP por utilizar Árvores de Natal Secas e Risers rígidos apresenta a desvantagem de realizar de forma simultânea atividades de produção e completação, estas operações conjuntas já tem um histórico de acidentes em plataformas fixas. Outro agravante é a exposição de duas das três barreiras de segurança (as válvulas *Master* e *Wing* da ANS) a possíveis incêndios na superfície. Essas considerações fazem com que a utilidade da TLP seja inferior e considerada como 0,9;
- o FPSO é o sistema de maior risco, pois armazena petróleo nos seus tanques internos, logo, a sua utilidade foi avaliada em 0,8;
- tanto a TLP quanto a SS, quando considerada a opção de projeto sem oleoduto rígido, incluem na sua concepção um FSO e a utilização de petroleiros para transporte do petróleo. Isto significa a inclusão de dois pontos de risco, logo as suas utilidades com oleoduto devem ser multiplicadas por 0,75.

Podemos fazer um quadro resumo das utilidades que levam em conta o risco ambiental de acordo com a Tabela 6.3.

Tabela 6.3 : Resumo da utilidade dos atributos de meio ambiente e segurança

CONCEPÇÃO	UTILIDADE	CONCEPÇÃO	UTILIDADE
TLP c/ oleoduto	$1,00 \times 0,9 = 0,9$	SS s/ oleoduto	$1,00 \times 0,75 = 0,75$
TLP s/ oleoduto	$0,9 \times 0,75 = 0,675$	FPSO c/ oleoduto	0,8
SS c/ oleoduto	1,00	FPSO s/ oleoduto	$0,8 \times 0,8 = 0,64$

No modelo múltiplo objetivo é necessário atribuir pesos aos critérios. Como estamos aplicando o modelo aditivo, sabemos que o somatório dos pesos atribuídos a cada atributo “ $k_i$ ” tem que ser igual a um.

Neste trabalho pesquisou-se na literatura qual o percentual do orçamento das companhias de petróleo que é destinado para a área para se atribuir os pesos de cada atributo. De acordo com Borghini *et al.* (1998) o custo ambiental está entre 19-22% do custo operacional de um projeto e segundo Paul (1998) a verba utilizada pela média das companhias de petróleo com desenvolvimento de novas tecnologias está entre 3% e 1,5% do seu orçamento. Baseando-se nestes valores, e em uma relação arbitrada de 2 para 1 entre VME e VEI, foram atribuídos os pesos listados Tabela 6.4.

Tabela 6.4 : Pesos atribuídos a cada atributo

ATRIBUTO	PESO
VPL	0,50
Inv.	0,25
Risco Ambiental e de Segurança	0,20
Risco tecnológico	0,05

Definida as utilidades dos atributos risco do VME, VMI, tecnológico, ambiental e de segurança, aplicamos os resultados no modelo aditivo de utilidade múltiplos critérios.

Com a aplicação no modelo, obteve-se os valores da utilidade de cada sistema de produção, que foram posteriormente classificados em ordem decrescente. A Tabela 6.5 apresenta estes resultados:

Tabela 6.5 : Resultados finais

	VPL	Inv.	Amb.&Seg.	Tecnol.	Total
TLP c/ oleoduto	0,75	1,00	0,72	0,00	0,77
FPSO	1,00	0,79	0,00	0,36	0,71
TLP + FSO	0,96	0,68	0,10	0,00	0,67
SS c/ oleoduto	0,17	0,58	1,00	1,00	0,48
FPSO c/ oleoduto	0,00	0,79	0,44	0,36	0,30
SS + FSO	0,20	0,00	0,31	1,00	0,21

Verificamos que a *TLP* com oleoduto é o sistema que apresenta a maior utilidade. Porém, caso a premissa de que exista uma outra companhia que instale o oleoduto e cobre por volume de óleo escoado não seja verdadeira, a segunda opção seria o *FPSO*. Estes resultados estão coerentes com a expectativa, pois estes dois tipos de sistema de produção são os que mais tem sido selecionados no cenário mundial.

A metodologia proposta aplicada para a escolha do sistema de produção e escoamento de petróleo mais adequado para um certo cenário, proporciona ao gerente responsável uma ferramenta de decisão que captura aspectos intangíveis. O modelo de decisão com múltiplos objetivos incorpora uma regra matemática precisa, que maximiza o valor da utilidade esperada.

Pode-se concluir que estratégias bem articuladas, com modelos de decisão padronizados, aumentam a qualidade das decisões e proporcionam uma ferramenta sólida para uma estratégia competitiva efetiva.

Infelizmente, ainda existem algumas dificuldades para a implantação deste tipo de modelo proposto. Pode-se citar como exemplos:

- o desconhecimento deste tipo de metodologia por parte dos gerentes que atualmente tomam as decisões;
- o número reduzido de trabalhos de pesquisa que modelaram as curvas das funções utilidade para os principais atributos (ou objetivos) das companhias de petróleo;
- o dinamismo com que os pesos dos atributos e suas respectivas funções utilidade podem variar com relação ao tempo provavelmente é um fator que dificulta a padronização do modelo.

Acredita-se que para que as companhias consigam implantar este tipo de avaliação de oportunidades, onde outros aspectos além do financeiro são mensurados e considerados conjuntamente, serão necessários mais trabalhos de pesquisa e algum tempo de aperfeiçoamento de modelos “protótipos” aliados a um intenso treinamento do pessoal envolvido.

## Capítulo 7

### Modelo Proposto para a Gerência de Campo de Petróleo

Baseado no farto material apresentado neste presente estudo e na experiência profissional do autor deste trabalho, é proposto neste Capítulo um modelo de gerenciamento de campo de petróleo.

Este estudo vem complementar uma lacuna existente sobre o tema, pois são raras as publicações que cubram de forma integral este assunto. O que se encontra são artigos que cobrem um ou outro determinado tópico, sendo que um dos raros livros sobre o tema data de 1994 e tem uma visão muito focada no reservatório. Como efetiva contribuição deste trabalho podemos destacar a inclusão da visão da área de produção neste processo, pois a maioria dos autores que já versaram sobre o assunto tem formação original na área de reservatórios.

Embora já existam várias definições para o termo *Reservoir Management*, este trabalho define o Gerenciamento de Campo de Petróleo como um modelo mais abrangente, que não engloba só o reservatório, já consolidado e implementado na maioria das companhias de petróleo na década de 90. Define-se Gerenciamento de Campo de Petróleo como um processo repetitivo e ordenado, onde geofísicos, geólogos e engenheiros participam na forma de um time integrado, utilizando os recursos humanos, tecnológicos e financeiros disponíveis, com o objetivo de maximizar o retorno financeiro, de agregar reservas ou de otimizar algum outro resultado esperado do negócio.

Na concepção do presente estudo, todo o campo em produção, ou toda descoberta comercial a ser colocada em operação deve ter este modelo implementado. O processo deve ter como primeiro passo a definição de seu objetivo, o qual deve levar em conta as seguintes

limitações: as características do reservatório e as condições de superfície, o cenário sócio-econômico e as tecnologias disponíveis (Figura 7.1).

Como características do reservatório e condições de superfície entende-se todas as informações conhecidas sobre o reservatório e o local onde serão instaladas as facilidades de produção e dutos. Já o cenário sócio-econômico deve ser dividido em três partes, a corporativa, a econômica e a social, englobando desde a situação financeira, cultura e atitude frente ao risco dos sócios do projeto até preços dos produtos, inflação, disponibilidade de capital no mercado e legislação (tanto fiscal como ambiental) vigentes. Finalmente, o conhecimento das tecnologias disponíveis permite o vislumbramento de um espectro maior de alternativas de desenvolvimento ou melhorias para o campo.



Figura 7.1 : Fatores a serem considerados quando da definição dos objetivos do campo ou projeto

Após a definição dos objetivos deve ser criado um time, que pode ser permanente ou temporário, a depender do tamanho e/ou escopo do campo ou projeto. Não deve ter um número grande de pessoas para não inviabilizar a produtividade das reuniões, porém deve conter as pessoas chaves para o sucesso do empreendimento. Dependendo da magnitude dos trabalhos podem haver desdobramentos com a criação de times auxiliares, que terão como coordenador um membro do time principal, e este será o responsável pelo elo de comunicação.

A regra geral para um campo é ter pelo menos um geólogo, um engenheiro de reservatório, um engenheiro de perfuração/completação, um engenheiro de produção e um

engenheiro de operação de campo. Atividades de apoio como recursos humanos, jurídico, serviços administrativos, entre outros, não devem pertencer aos times multidisciplinares, e sim permanecer em grupos de apoio prestando serviços.

Os próximos passos são basicamente os que compõem o *PDCA (Plan, Do, Check, Action)* da área de gestão da qualidade total. Começa com um planejamento, que necessariamente deve estar escrito e conter os seguintes itens:

- 1) descrição dos objetivos e uma breve descrição dos fatores limitantes;
- 2) uma visão geral do campo;
- 3) os planejamentos de aquisição de dados, desenvolvimento, perfuração e produção, facilidades, operação e monitoramento, avaliação econômica, entre outros.

No final desta etapa deverá existir um quadro resumo das principais ações especificando o que é cada tarefa, quando, onde, por quem, como e porque deve ser feita. Este é um formato já consagrado para planejamento, que facilita o entendimento e sua eficácia.

Após o planejamento vem a fase de implantação. Esta fase é bastante dinâmica e requer encontros periódicos do time afim de que sejam feitos os ajustes necessários. Finalmente, vem a fase de monitoramento e avaliação.

Na fase de monitoramento, deve ser avaliado se o que foi planejado está sendo efetivamente implementado. É claro que podem existir melhorias no plano devido a alterações no cenário com o decorrer do tempo (como novas informações ou alterações de preços). Estas mudanças devem ser explicitadas e justificadas. Sendo que estas “correções de rumo” completam o ciclo do processo.

O gerenciamento do campo deve ser acompanhado constantemente pelo time, através de sua qualidade e resultados. Como neste modelo existe uma maior delegação de responsabilidade e liberdade de atuação para os times, ele requer também um sistema de auditoria mais intenso por parte dos donos do negócio, representados pela companhia operadora. A razão deste acompanhamento é evitar surpresas e garantir para os proprietários do negócio uma maior segurança.



A companhia operadora também acompanha o time através de seus resultados e da qualidade do gerenciamento do campo, conforme ilustrado na Figura 7.2. Os resultados devem se resumir a itens de controle que são constantemente informados pelo time e através deles se acompanha a performance do negócio. Caso a performance não esteja boa, o time deve ser auditado em um curto espaço de tempo, afim de garantir que todas as ações possíveis de melhoria do negócio estejam sendo tomadas.

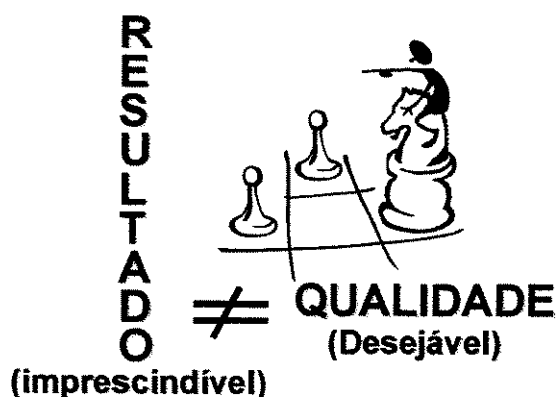


Figura 7.2 : Diferença entre resultado e qualidade de gerenciamento de um campo

A avaliação dos resultados deve ser simples e deve estar separada de acordo com a fase do projeto ou campo, isto é, na fase de implantação o que se acompanha geralmente são itens de controle de prazo, custo, segurança e meio ambiente. Já na fase de operação, os itens são volumes produzidos, injetados e exportados, custo operacional, segurança e meio ambiente.

Já a medição da qualidade do gerenciamento deve ser composta de um questionário bastante complexo onde são avaliados vários itens. Deve preferencialmente ser feita por uma equipe externa de auditoria cobrindo os seguintes tópicos e perguntas:

- 1) aquisição e organização do banco de dados: o banco de dados contém informações de geologia, geofísica, engenharia e operações?, o banco de dados é integrado?, é de fácil uso?, está sendo atualizado?, quando se descobrem erros estes são corrigidos?, os dados de campo, como plantas das instalações submarinas e de superfície e colunas dos poços, estão completos e sendo sempre atualizados? os investimentos em obtenção de novos dados passaram por uma análise custo x benefício?;

- 2) descrição do reservatório: o campo tem cobertura suficiente de testemunhos, perfis e levantamento geofísico?, os mapas e interpretações estão atualizados e são consistentes?, levam em consideração o histórico de produção?;
- 3) determinação do volume de óleo e gás: existe testemunhos suficientes que garantam a boa confiabilidade nas informações obtidas nos perfis sobre propriedades da rocha e saturação dos fluidos?, existem amostragens de fluidos que confirmem as relações de pressão/volume/temperatura (PVT)?, as incertezas estão identificadas e seus impactos compreendidos?;
- 4) identificação e priorização de oportunidades: as idéias estão documentadas e armazenadas?, este banco de idéias é atualizado?, a priorização leva em consideração estratégias de longo prazo?, é feito um planejamento para cada novo projeto?, são feitas análises periódicas de viabilidade de implementações de novas tecnologias?;
- 5) planejamento: os planos integram as visões do pessoal das áreas técnicas e de campo?, as responsabilidades do líder do projeto estão claramente definidas?, foram obtidos pareceres de consultores para as áreas mais críticas?, o comportamento do reservatório está de acordo com o previsto?, o modelo de análise econômica está bem desenvolvido e documentado?;
- 6) obtenção de recursos: o processo de obtenção de recursos é bem entendido pelo time?, está documentado?;
- 7) especificações de operação: as especificações para operação do campo (como vazões limites e periodicidade de testes) são conhecidas e obedecidas pelo pessoal de campo?, o pessoal de campo entende a importância da confiabilidade de suas informações?, as filosofias de operação e manutenção são bem conhecidas por todos (como existência ou não de equipamentos *stand-by*, em que tipo de equipamentos deve ser feita manutenção no campo ou importância do aprimoramento constante do plano de manutenção)?, as rotinas operacionais são conhecidas?, os procedimentos críticos estão escritos e são periodicamente revisados? são realizados periodicamente treinamentos de segurança para situações emergenciais (como incêndio ou abandono)?;
- 8) análise dos dados: os dados de campo são avaliados e comparados com os previstos?, quando necessário são feitas recomendações de ajustes?, estes ajustes são bem justificados, entendidos e implementados?;

9) alinhamento: os objetivos e os itens de controle que medem os resultados são conhecidos e acompanhados por todo o pessoal envolvido? existe um processo de comunicação aberto que permita um *feedback* entre os vários níveis gerenciais e áreas de atuação envolvidas?, existem formas de reconhecimento e premiação quando o negócio apresenta bons resultados?, a premiação privilegia uma visão de performance de longo prazo?, a satisfação do pessoal no trabalho é periodicamente medida?, as linhas de gestão da companhia (como Garantia da Qualidade Total, Programa Nacional de Qualidade, políticas de saúde e meio ambiente, entre outras) estão sendo bem implementadas?.

Cada companhia deve ter o seu próprio questionário e método de avaliação afim de permitir que times diferentes possam ter a sua qualidade comparada. Nem sempre a qualidade máxima é economicamente justificável, logo esta avaliação de qualidade deve ser entendida mais como uma trilha do que um trilho. Mesmo os times com bons resultados não devem ficar sem ter sua qualidade auditada por um intervalo de tempo muito grande.

Baseando-se nas experiências descritas a estrutura que deve ser implementada para o gerenciamento do campo é a matricial, tipo a listada na Figura 7.3, onde existe uma estrutura funcional, uma estrutura de apoio e uma de estrutura de unidade de negócio, sendo que nesta última tem-se um time responsável com a figura do gerente do campo.

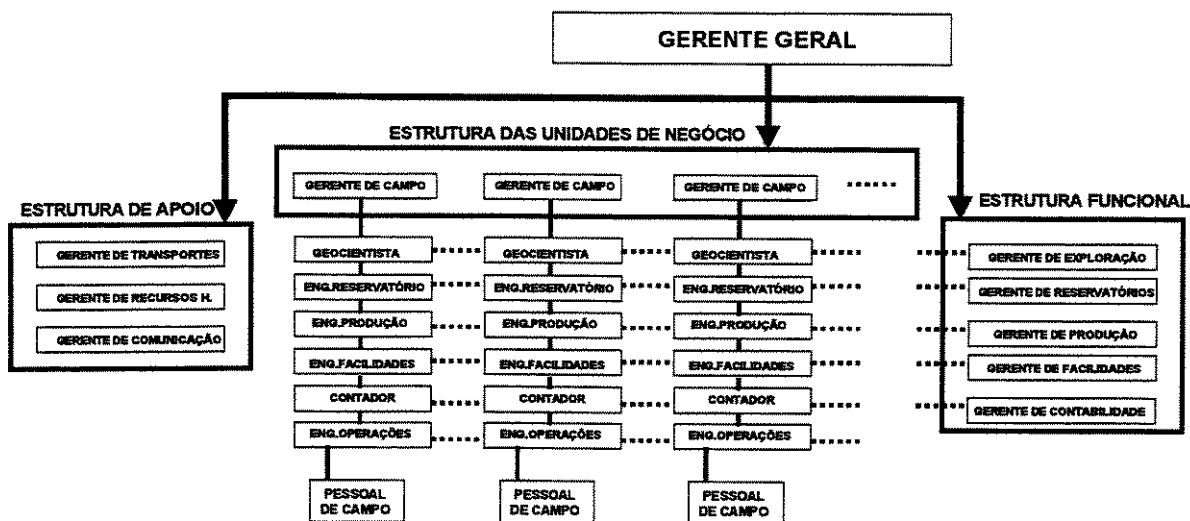


Figura 7.3 : Estrutura matricial sugerida para um modelo de exploração de petróleo

A estrutura funcional deverá fornecer diretrizes técnicas aos vários times de campo de petróleo, deve também servir como um auditor dos trabalhos realizados em cada unidade de negócio. Todas as ações devem ser tomadas afim de que tanto a moral de seu pessoal de

execução e gerência quanto a sua importância na sua estrutura não fiquem relegadas a um segundo plano. Seus gerentes deverão ser avaliados de acordo com os resultados globais da companhia e ter uma influência, embora minoritária, na avaliação dos técnicos de sua área que trabalham nos vários times.

Finalmente, existe uma estrutura de apoio, que não participa dos times mas presta serviços essenciais ao seu bom funcionamento, como transporte, recursos humanos, entre outros. Deve existir sempre a preocupação de se manter nesta estrutura o que agrega valor ou seja estratégico, contratando no mercado o que não se encaixar neste perfil.

Não se pode descartar a adoção de uma estrutura especial para casos especiais, como o citado no trabalho de Leggate e Gregory (1995), onde foi montada uma estrutura bastante “enxuta” e sem *overhead* para dar uma sobrevida a quatro campos com um grau avançado de depletação no Mar do Norte.

O gerente do campo é literalmente o “dono do negócio”, isto é, é quem vai responder pelos resultados e pela qualidade do gerenciamento. Sua figura deve existir pelo menos a partir do momento em que a implantação do campo é aprovada e tem um orçamento alocado, e a pessoa que ocupa este cargo deve ser preferencialmente mantida até os primeiros anos de operação do campo.

A importância da continuidade e perspectiva de cobrir tanto a fase de implementação quanto operação do campo vem da necessidade de se ter uma visão equilibrada do resultado final do negócio. Pois é sabido que existe uma relação inversa entre o volume de recursos despendidos nas fases de investimento e operação, logo, a procura do ponto ótimo é o que irá representar o melhor valor presente líquido (VPL) do projeto. É claro que para existência da efetividade desta função, ela deve ser a única responsável pela autorização de desembolso financeiro e terá sempre a palavra final sobre os rumos a serem seguidos.

A implantação do novo modelo deve ter um planejamento detalhado, se possível, antes de sua elaboração deverão ser visitadas outras companhias que tenham passado pela experiência. A transição deve ser gradual e iniciada por um campo piloto, preferencialmente de grande importância. Existem duas principais vantagens neste tipo de procedimento: a primeira, é que fica claro o apoio e crédito da mais alta gerência ao novo modelo; e a segunda, é a garantia de que não

ocorra perda de eficiência e produção durante a transição. O treinamento do pessoal envolvido neste novo modelo também é fundamental.

Deve ser tomado um grande cuidado com as áreas funcionais, pois como foi relatado em alguns trabalhos, é imprescindível que elas sejam revisadas para se adaptarem ao novo modelo e que seus gerentes não sejam criadores de barreiras, e que pelo contrário, sejam facilitadores do processo de mudança.

Algumas ações devem ser tomadas visando evitar que ocorram problemas já listados em outros trabalhos, como:

- perda de capacitação técnica: algumas pessoas com grande capacitação técnica em áreas específicas deverão ser mantidas na estrutura funcional, prestando serviços de apoio, treinamento e auditoria. Deverão também ser criados fóruns técnicos periódicos para assuntos específicos, como seminários e palestras, onde os técnicos que mais se destacarem neste tipo de evento sejam enviados para treinamento ou seminários em entidades externas, como uma forma de incentivo e aprimoramento do acervo técnico da companhia. Finalmente, devem ser criadas ferramentas através da Intranet e do correio eletrônico que permitam um rápido acesso às notícias, consultas, e outras novidades na área;
- despadronização: alguns procedimentos críticos deverão, quando possível, ser padronizados e sua implementação auditada. Encontros anuais relatariam bons resultados e exemplos a serem seguidos;
- perdas de vantagens corporativas de imagem e capacidade de *lobby*: estímulo a que os times trabalhem conjuntamente, através de metas conjuntas (ex.: meio ambiente e segurança), através de incentivos a trabalhos conjuntos (um time prestando serviço a outro), determinando que os gerentes das unidades participem ativamente sobre decisões de investimento em pesquisa e treinamento, entre outras ações.

Como geralmente o objetivo principal dos times é agregar valor ao negócio, o time deve ser orientado sobre as formas como isto deve ser feito. Que de uma forma simplista pode ser resumido em aumentar o valor presente líquido na fase de projeto, reduzir os orçamentos e prazos previstos na fase de implementação e otimizar a eficiência e o custo operacional durante a fase de operação.



O número de oportunidades geradas, sua velocidade de implantação e excelente performance durante a operação são alguns pontos fortes do trabalho baseado em times, isto se dá devido a integração dos técnicos das várias atividades listadas no Capítulo 2. Como todos trabalham juntos, um auxilia o outro no desenvolvimento e implementação de boas idéias, ou mostra os pontos fracos das mesmas quando existirem. A aprendizagem constante é a base do sucesso de qualquer empresa, devendo então ser estimulado o treinamento inter-disciplinar, que além de facilitar a comunicação e unir o time, permitirá um constante aprimoramento dos seus resultados.

É desejável que exista um banco de dados e *softwares* integrados em único sistema de fácil acesso. Esta medida além de evitar desperdícios de tempo em compilação e redigitação de informações aumenta o grau de conhecimento dos vários integrantes do time sobre as informações existentes. Vale acrescentar que um bom histórico de dados é a ferramenta básica da companhia para levantamentos estatísticos visando avaliações de incerteza e risco.

O sucesso do modelo proposto está na delegação de responsabilidade em todos os níveis, dando condição para que todos participem ativamente do negócio através do time em que trabalha, e é claro, receba suas recompensas de acordo com os resultados obtidos a médio prazo.

Através da agilidade, foco no que é importante, diminuição da burocracia existente em uma estrutura puramente funcional e principalmente na possibilidade de criação das unidades de negócio cobradas por seus respectivos resultados é que se baseia o grande salto de produtividade deste novo modelo.

## Capítulo 8

### Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

O estudo consistiu de uma ampla revisão bibliográfica sobre o tema de Gerência de Campo de Petróleo, detalhou as etapas técnicas contidas após a descoberta comercial de um campo e descreveu todo o processo de gerenciamento. Passando desde o seu histórico e descrição do processo até as etapas de como implantar e gerir o novo modelo.

Foi descrito também como os times agregam valor ao seu campo, tomam decisões e determinam o risco do seu negócio. Todas estas etapas são importantes para a elaboração das solicitações de recursos de cada unidade de negócio, principal insumo para a otimização do portfólio de investimentos da companhia.

Dentro deste contexto foi proposto um modelo para Gerência de Campo de Petróleo baseado em times e unidade de negócio, onde foi desenvolvido o conceito da otimização da exploração do campo como um todo, ampliando a abrangência dos estudos iniciais sobre o assunto que eram focados apenas no reservatório.

Baseando-se nas experiências anteriores da literatura, o modelo proposto apresenta várias vantagens em relação ao modelo puramente funcional, tais como: consegue melhores resultados com menos pessoal, aumenta a interação entre as várias áreas técnicas, consegue fazer com que todos mantenham o “foco no negócio” e trabalhem com objetivos comuns, propicia um maior nível de criatividade e participação dos membros dos times com conseqüente melhora nos resultados da companhia, facilita a identificação da figura do responsável pelos resultados e decisões do campo de petróleo ou de outra unidade de negócio, entre outras vantagens. Pode-se concluir que este novo modelo permite implementar e gerir um projeto de exploração de um



campo de petróleo de com maior velocidade, de uma forma mais eficiente, com menor custo e risco.

Com base na experiência prática do autor na área de produção de petróleo, sugeriu-se formas de como montar os times multidisciplinares, elaborar o planejamento, acompanhar os resultados e avaliar a qualidade do gerenciamento do campo. Enumerou-se também, alguns cuidados na implantação e desenvolvimento do novo modelo.

A partir de uma visão de futuro, coerente com o modelo mais descentralizado sugerido para o gerenciamento do campo, foi também proposta uma metodologia de análise de decisão que leva em consideração outros objetivos das companhias de petróleo além daqueles relacionados com o aspecto financeiro.

Através da utilização de funções de utilidade e sistemas multi-atributos foi desenvolvido um exemplo prático e bastante atual para a área de exploração de petróleo, ilustrando-se desta forma a aplicação da teoria sugerida.

Sugere-se para trabalhos futuros o detalhamento da preparação e implantação deste novo modelo de Gerência de Campo de Petróleo em uma companhia no Brasil, pois este estudo apresenta linhas mais gerais, adaptáveis a qualquer companhia. Porém, para cada situação deverão ser tomadas ações específicas não cobertas neste trabalho, logo, exemplos reais de detalhes como: forma de distribuição dos técnicos entre os times e a estrutura funcional, particularidades do modelo organizacional, entre outros detalhamentos, com certeza enriqueceriam em muito o modelo proposto neste estudo.

Outra área com grande potencial para pesquisa e trabalhos futuros é a de aplicação de modelos de decisão com multi-atributos na área de exploração de petróleo. Estudos visando definir quais são os principais atributos que as companhias levam em consideração nas suas tomadas de decisão e como se modelar as suas funções de utilidade, são itens de grande demanda no cenário mundial. No futuro, outro tópico de grande importância a ser estudado é o de como as funções utilidade e os pesos dos atributos mudam ao longo do tempo nas companhias de petróleo.

## Referências Bibliográficas

- AL-HUSSAINY, R., HUMPHREYS, N. Reservoir Management : An Overview SPE 30144. **SPE Petro Vietnam '95**, Ho Chi Minh, março de 1995.
- ALEXANDER, J.A., LOHR, J.R. Risk Analysis: Lessons Learned SPE 49030. **Annual Tec. Conf. of SPE**, New Orleans, setembro de 1998.
- ASSAYAG, M.I., CASTRO, G.T., MINAME, K., ASSAYAG, S. Campos Basin: A Real Scale Lab for Deepwater Technology Development OTC 8492. **Offshore Technology Conference**, Houston, maio de 1997.
- BEATTY, T.A. et al. Reservoir Optimization in the Nineties: Is Your Company Doing an Effective Job? SPE 28343. **Annual tec. Conf. of SPE**, New Orleans, setembro de 1994.
- BEHRENBRUCH, P. Floating Production Facilities Key to Lower Deepwater Development. **Offshore**, no. 41, outubro de 1995.
- BORGHINI, S., BARTOLOMEO, M., MOLINARI M., RATTI, S. The Role of Environmental Costs and Liabilities in the Decision Making Process of Oil & Gas Exploration and Production Companies SPE 46654. **International Conf. On Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production**, Venezuela, junho de 1998.
- CASTRO, G.T., SUSLICK, S.B., MOROOKA, C.K. Technological Impact in the Reduction of Operational Production Cost. **Offshore Mediterranean Conference**, Ravenna, Italia, março de 1999.
- CHING, P.D. Properly Enable/Teams Produce/Powerful Results. **AAPG Annual Meeting**, Calgary, Junho de 1992.

- CLEMEN, R.T. **Making Hard Decisions An Introduction To Decision Analysis**. 2.ed. Estados Unidos: DUXBURY PRESS, 1996. 664p.
- COUTINHO, C.M., BORGES, F.A., LOPES, S.M. Modelo de Gestão das Unidades de Produção da Bacia de Campos Baseado em Times Multidisciplinares. **I Seminário de Reservas e Reservatórios**, Rio de Janeiro, setembro 1996.
- DAVIDSON, L.B., MURTHY, N.K. Effective Exploration and Production Management SPE 30053. **Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium**, Dallas, março de 1995.
- DEMIRMEN, F. Reserves Uncertainty: Some Historical Trends and Wider Implications. **RESEARCH ARTICLE**, p.143-149, maio de 1998.
- DIAS, M.A., AIUBE, F.A. **Curso de Análise de Risco em EVTEs**. Apostila de curso interno da PETROBRÁS, julho de 1998.
- DYSON, C.J., WINTER, N.C. Building Multidisciplinary Business Teams SPE 23162. **Offshore Europe Conference**, Aberdeen, setembro de 1991.
- FLEMING, Q. W., KOPPELMAN, J. M. Integrated project development teams: another fad ... or a permanent change. **International Journal of Project Management**, Vol. 14, No.3, p. 163-168, 1996.
- FOWLER, M.L., YOUNG, M.A.; COLE, E.L., MADDEN, M.P. Some Practical Aspects of Reservoir Management SPE 37333. **SPE Eastern Regional Meeting**, Columbus, Ohio, outubro de 1996.
- GILMAN, J.R., BRICKEY, R.T., REDD, M.M. Monte Carlo Techniques Producing Properties SPE 39926. **Rock Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium**, Denver, abril de 1998
- GIRGIS et al. Multi-Disciplinary Teams – What is the “Right “ Structure? Based on Ten Years of MDTs in Indonesia. **Twenty Fourth Annual Indonesian Petroleum Association**, Indonesia, outubro de 1995.
- HEINEMANN, R.F., DONLON, W.P., HOEFNER, M.L. Quantifying the Value of E & P Technology. **47<sup>TH</sup> Annual Technical Meeting of The Petroleum Society**, Calgary, junho de 1996.

- HO, S.S.M., PIKE, R.H. Organizational Characteristics Influencing The Use of Risk Analysis in Strategic capital Investments. **The Engineer Economist**, vol.43, no.3, p. 247- 268, 1998.
- HOLSTEIN, E.D., BERGER, A.R. Measuring the Quality of a Reservoir Management Program SPE 35200. **Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference**, Texas, março de 1996.
- KEENEY, R.L., RAIFFA, H. **Decisions With Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs**. 3.ed. New York: JOHN WILEY & SONS, 1976. 569p.
- JENSEN, T.B. Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production License SPE 49091. **Annual Tec. Conf. of SPE**, New Orleans, setembro de 1998.
- LANDFORD, H.W. **Technological Forecasting for Decision Making**. Chapter 4-Analytical techniques: Advanced Trend Analysis 1.ed. Estados Unidos: American Management Association, 1972.
- LEGGATE et al. Productivity and Profitability From Mature North Sea Fields SPE 30233. **European Formation Damage Conference**, Hague, Holanda, maio de 1995.
- LOVIE, P.M. Today's World of FPSOs Changes Quickly. **World Oil**, p.79-84 e 91, abril de 1997.
- LOVIE, P.M. Developing Smaller Offshore Fields With FPSOs. **World Oil**, no.61, julho de 1998.
- MORAES, L.F.R. **Avaliação Multicritério de Projetos de Produção de Indústria de Petróleo no Brasil**. Niterói, 1999. Tese de Mestrado- UFF/ENG.PRODUÇÃO, 1999.
- MOROOKA, C.K., GALEANO, Y.D. Systematic Design for Offshore Oilfield Development **Ninth International Offshore and Polar Engineering Conference**, Brest, França, junho de 1999.
- MURTHA, J.A. Monte Carlo Simulation: Its Status and Future. **Journal of Petroleum Technology**, p.361 a 373, abril de 1997.
- NEPOMUCENO, F. **Tomada de Decisão em Projetos de Riscos na Exploração de Petróleo**. Campinas, 1997. Tese de Doutorado - UNICAMP/IG/DARM, 1997.

- NEPOMUCENO, F., SUSLICK, S.B., WALLS, M.R. Managing Technological and Financial Uncertainty: A Decision Science Approach for Strategic Drilling Decisions. **Natural Resources Research**, Assoc. of Mathematical Geology, 1999 (no prelo).
- NEWENDORP, P. D. **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. 1.ed. Tulsa: THE PETROLEUM PUBLISHING COMPANY, 1975. 668p.
- OLIGNEY, R.E., ECONOMIDES, M.J. Technology As An Asset. **Hart's Petroleum Engineer International**, p.27-39, setembro de 1998.
- PAYNE, J. H. Introducing Formal Project Management into a Traditional, Functionally Structured Organization. **International Journal of Project Management**, vol.11, No.4, p.239-243, novembro de 1993.
- PARUMS, A.M. Environmental Excellence and Profitability in Asset-Based Upstreams Organizations SPE 37832. **Europe Environmental Conference**, Aberdeen, abril de 1997.
- PASTOR, G.R., HUMAYUNBOSHA Organizing Around Work Processes to Add value for Large Single Field Assets SPE 36998. **Asia Pacific Oil & Gas Conference**, Australia, outubro de 1996.
- PAUL, D.L. The Impact of Information Technologies on E & P Profitability. **AAPG International Conference**, Rio de Janeiro, novembro de 1998.
- PEERSMANN, M.R., FLORIS, F.J. E & P Support System for Asset Management. **AAPG Hedberg Conf.**, Houston, setembro de 1998.
- POHLMAN, J.C. Rate Your Performance **HART'S Oil and Gas World**, v.91, no.2, p.21- 25, fevereiro de 1999.
- RIIS, T. Quantifying the Value of Information. **Petroleum Engineer International**, p.48-50, junho de 1999.
- ROSE, P.R. Chance of Success and Its Use in Petroleum Exploration **The Business of Petroleum Exploration** EUA: AAPG handbook series, capítulo 7, 1992.
- RUBLE, D.B. Production Business Planning to Maximize Field Potential SPE 37955. **SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium**, Dallas, Texas, março de 1997.

- SALOMÃO, M.C. Análise de Incerteza na estimativa do Comportamento da Produção de Hidrocarbonetos. **5º Congresso Brasileiro de Petróleo e CONEXPO ARPEL '94**, Rio de Janeiro, outubro de 1994.
- SAPUTELLI, L., UNGREDDA, A. Knowledge Communities Help to Identify Best Operating Practices SPE 53759. **Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, Caracas, Venezuela, abril de 1999.
- SATTER, A. Reservoir management Training: An Integrated Approach SPE 20752. **Annual Tec. Conf. of SPE**, New Orleans, setembro de 1990.
- SATTER, A., THAKUR, G. **Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach**. 1ª edição. Estados Unidos: Penn Well Books, 1994. 335p.
- SAWABINI, C.T., EGBOGAH, E.O. Reservoir Management Key Performance Indicators SPE 38091. **SPE Asia Oil and Gas Conference**, Kuala Lumpur, Malásia, abril de 1997.
- SCHUYLER, J.R. Best Practices in Project Evaluation and Influence on Company Performance. **Journal of Petroleum Technology**, p.818-823, agosto de 1997.
- SERVA, G.B. A Gestão da Carteira de Projetos E & P da PETROBRAS **Rio Oil & Gas Conference**, Rio de Janeiro, outubro de 1998.
- SIMANJUNTAK, A.B.M. et al. Implementation of Cross-Functional Team Concept for managing Duri Steamflood Reservoir. **Twenty Fourth Annual Convention**, v.2, p.509-522, Jakarta, Indonesia, outubro de 1995.
- SPENCER, J.A., MORGAN, D.T.K. Application of Forecasting and Uncertainty Methods to Production SPE 49092. **Annual Tec. Conf. of SPE**, New Orleans, setembro de 1998.
- SNEIDER, R.M. The Economic Value of a Synergistic Organization. **First Archie Conference**, Houston, março de 1990.
- SNEIDER, R.M., SNEIDER, J.S. Interdisciplinary Teams: Helping Good People Make Great Decisions. **5<sup>TH</sup> inst. Study Earth & Man Unconv. Methods in Explor. for Petrol. & Natur. Gas Symp.**, Dallas, outubro de 1997.

- SOLEE, S.S.; LUQUETTE, G.P., MARUTA, H. A Business Planning Approach That Integrates Asset Management, Strategic Planning and Technology Planning. **24 Annual Indonesian Petroleum Association Convention**, Jakarta, outubro de 1995.
- SOENDENAA, E., HALDORSEN, H.H. E & P; Old and New Forecasting Issues SPE 49029. **Annual Tec. Conf. of SPE**, New Orleans, setembro de 1998.
- SUTTON, J.H., THOMPSON, R.S. The Incremental Benefit of a Multidisciplinary Approach to Field Development: A Case Study SPE 37968. **SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium**, Dallas, Texas, março de 1997.
- THAKUR, G.C. Reservoir Management: A Synergistic Approach SPE 20138. **Permian Basin Oil And Gas Recovery Conference**, Texas, março de 1990.
- THAKUR, G.C. The Role of Technology and Decision Analysis in Reservoir Management SPE 29775. **SPE Middle East Oil Show**, Bahrain, março de 1995.
- TURNER, S.K.; SINGER, R.V.; PEGRAM, A., SAUNDERS, B. Integrated Risk Management in Oil and Gas Exploration and Production SPE 46811. **Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production**, Venezuela, junho de 1998.
- WADE, J. M., FRYER, V.I. Case Study of a Multidisciplinary Asset-Management Team SPE 38823. **Annual Tec. Conf. of SPE**, San Antonio, outubro de 1997.
- WALLS, M.R. Integrating Business Strategy and Capital Allocation: An Application of Multi-Objective Decision Making. **The Engineering Economist**, v40, n.3, p.247-266, 1995.
- WALLS, M.R. Corporate Risk Tolerance and Capital Allocation: A Practical Approach to Implementing an Exploration Risk Policy. **Journal of Petroleum Technology**, p.307-311, abril de 1995.
- WANG, B. *et al.* Four Criteria for Selecting International Petroleum E & P Investment Opportunities SPE 52978. **Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium**, Dallas, março de 1999.
- WARDT, J.P. Operational Realities of the '90s. **World Oil**, p.110-113, fevereiro de 1996.

- WIGGINS, M.L., STARZMAN, R.A.      An Approach to Reservoir Management\_SPE 20747.  
**Annual Tec. Conf. of SPE**, New Orleans, setembro de 1990.
- WOODYARD, A.H. et al.      Team Strategies: Managing Technical Specialties SPE 26416.  
**Annual Tec. Conf. of SPE**, Houston, outubro de 1993.
- ZAVER, M.      An Integrated Approach to Project management, Wainwright West Project  
SPE 49064.      **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, setembro de 1998.