Este exemplar corresponde a redação final da tese defendida por Yadira Diaz Galeano e aprovada pela comissão julgadora em 24/03/1998

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGEHNARIA MECÂNICA

Metodologia para o Desenvolvimento de Campos de Petróleo

Autor: **Yadira Diaz Galeano**

Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**

21/98

D543m

35425/BC

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGEHNARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENAHARIA DE PETRÓLEO

Metodologia para o Desenvolvimento de Campos de Petróleo

Autor: **Yadira Diaz Galeano**
Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**

Curso: Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 1998
S.P – Brasil

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

IDADE BC
CHAMADA:
T/UNICAMP
D543m
Ex.
TOMBO BC/ 35425
PROC. 395/98
C [ ] D [X]
PREÇO R$ 11,00
DATA 09/10/98
N° CPD

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

1-00117352-7

Diaz Galeano, Yadira
D543m Metodologia para o desenvolvimento de campos de petróleo. / Yadira Diaz Galeano.--Campinas, SP: [s.n.], 1998.

Orientador: Celso Kazuyuki Morooka
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Projetos de campos petrolíferos. 2. Engenharia do petróleo. 3. Projetos de desenvolvimento. I. Morooka, Celso Kazuyuki. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGEHNARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENAHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÂO DE MESTRADO

Metodologia para o Desenvolvimento de Campos de Petróleo

Autor: **Yadira Diaz Galeano**
Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente
UNICAMP

Prof. Dr. Kazuo Nishimoto
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. César Luiz Palagi
PETROBRAS

Campinas, 24 de Março de 1998

Dedicatória

Este trabalho está especialmente dedicado à minha mãe Beatriz, aos meus irmãos Beatriz Helena e Joaquin Giovanni, à Clara Eli e ao meu namorado Márcio.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem ajuda de diversas pessoas às quais expresso meus agradecimentos:

A minha mãe e meus irmãos pelo incentivo em todos os momentos da minha vida.

Ao Professor Celso Kazuyuki Morooka, pela sugestão do tema, pela orientação e ajuda que me ofereceu no transcorrer de meu trabalho.

Aos professores e colegas do DEP pela colaboração e suporte com seus conhecimentos que ajudarem de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

A CNPq pela bolsa de estudos fornecida.

Aos funcionários do DEP e a todas as pessoas que me acompanharam e colaboraram desde minha chegada a este belo pais.

A todas as pessoas da minha amada Colômbia, que confiaram em mim e me apoiaram para atingir meus objetivos.

"Permanecer sempre abertos as novas experiências, para conformar a grande experiência da humanidade... ".

Resumo

GALEANO, Yadira Diaz. *Metodologia para o Desenvolvimento de Campos de Petróleo.*: Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1998. 102 p. Dissertação (Mestrado).

O objetivo principal do presente trabalho é estudar e desenvolver uma metodologia que permita a elaboração de projetos para o desenvolvimento de campos de petróleo. Para isto é necessário observar a integração de aspectos humanos, tecnológicos e econômicos que são parâmetros de grande importância nos projetos de engenharia. Utilizou-se o conceito da espiral de projeto para coordenar, de uma forma lógica e racional, os vários aspectos e atividades envolvidas no desenvolvimento do campo, e o método de análise hierárquica para tomada de decisões. O desenvolvimento do campo de petróleo é dividido nos ciclos de estudo de viabilidade, projeto preliminar, projeto final, implementação do projeto, produção e abandono do campo. Os principais componentes para cada ciclo são aspectos externos, critérios ambientais, gerenciamento do reservatórios, perfuração, completação e intervenção de poços, sistemas de produção, sistemas de exportação e análise econômica e de risco. A metodologia proposta estabelece um esquema geral de planejamento e mostra um conjunto de procedimentos aplicáveis a qualquer campo.

Palavras Chave

-Campo de Petróleo, Análise Hierárquica, Espiral de Projeto, Projeto Interdisciplinar,

Abstract

GALEANO, Yadira Diaz. *Methodology for oilfield development.*: Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1998. 102 p. Dissertação (Mestrado).

The main scope of this work is to study and develop a methodology which allows the elaboration of project for oilfield development. Therefore it is necessary to consider the integration of the human, technological and economical issues that are important parameters in the engineering project. The spiral concept was applied for the project in order to coordinate, in a reasonable and logical way, the activities involved in the field development, as well as the hierarchical analysis method for the decision making process. The development of an oilfield is divided in viability study, preliminary project, final project, project implementation, production and field abandonment cycles. The main components for each cycle are external aspects, environmental criteria, reservoir management, and drilling, completation and well workover, production systems, exportation systems, and risk and economical analysis. The proposed methodology establishes a general scheme for planning and it presents applicable procedures for any field.

Key Words

- Oilfield, Analytic hierarchical, Design Spiral, Multidisciplinary Project,.

Índice

Lista de Figuras ix

Lista de Tabelas ix

1. Introdução 9

2. Revisão da Literatura 9

3. Fundamentos teóricos 9

4. Fundamentos do desenvolvimento de um campo de petróleo 19

5. Princípios básicos de análise econômica e de risco 40

6. Estudo de Casos de Desenvolvimento 57

7. Conclusões e Recomendações 74

Referências Bibliográficas 76

Anexos 81

I A análise hierárquica para tomada de decisões 81

II Organização da equipe do projeto e Descrição do reservatório 83

Lista de Figuras

Figura 3.1 Fases de um projeto de engenharia 10
Figura 3.2 Espiral de projeto..... 17
Figura 3.3 Processo de decisão em análise hierárquica..... 18
Figura 4.1 A Integração entre os vários aspectos de um projeto, Satter (1992)..... 19
Figura 4.2. Ciclos do desenvolvimento do campo..... 20
Figura 4.3 A Espiral de Projeto para o desenvolvimento de um campo de Petróleo 21
Figura 4.4 O método da análise hierárquica para o desenvolvimento de um campo de petróleo..... 22
Figura 4.5 Premissas básicas do estudo desenvolvimento de campos de Petróleo..... 27
Figura 5.1 Índices econômicos para avaliação econômicos de projetos 48
Figura 6.1 Processo para o gerenciamento do reservatório, Satter (1992)..... 58
Figura 6.2 Componentes do projeto para o desenvolvimento do campo, Satter (1992)..... 60
Figura 6.3 Processo para o gerenciamento do reservatório, Holsen e Stein (1993)..... 63
Figura 6.4 Componentes do projeto para o desenvolvimento do campo, Holsen e Stein (1993)..... 65
Figura 6.5 Processo para o gerenciamento do reservatório, Bacia de Campos..... 67
Figura 6.6 Componentes do projeto para o desenvolvimento do campo, Bacia de Campos.... 69
Figura 6.7 Processo para o desenvolvimento do campo segundo a metodologia proposta..... 72
Figura A.2.1 Equipe para o desenvolvimento de um campo de petróleo..... 84
Figura A.2.2 Diagrama de fluxo dos dados 87

Lista de Tabelas

Lista de Tabelas

Tabela 6.1 Desenvolvimento primário do Campo Wizard 61
Tabela 6.2 Avaliação econômica para o Campo Wizard 62
Tabela 6.3 Esquema de desenvolvimento do Campo NORNE 66
Tabela 6.4. Análise econômico de cada alternativa para localização dos poços, Campo Marlim 70
Tabela 6.5 Análise econômico de cada alternativa de unidades de produção, Campo Marlim 70

Capitulo 1

Introdução

A exploração e a produção de campos marítimos de petróleo figura como uma das alternativas para o crescimento das reservas mundiais de hidrocarbonetos e para o aumento da produção de óleo e gás. Campos marítimos produtores se encontram nas mais variadas localizações geográficas e em diferentes condições de meio ambiente, em regiões gélidas do ártico, em mares bastante severos do Mar do Norte e ainda, em lâminas d'água profundas no Brasil e no Golfo do México. O projeto racional de desenvolvimento destes campos, tendo-se como metas a maximização da recuperação de óleo e gás a um custo mínimo, será decisivo para o sucesso da produção destes hidrocarbonetos.

O desenvolvimento de um campo de petróleo envolve vários aspectos da engenharia, muito deles intrinsecamente relacionados à localização do campo, tais como o programa de perfuração, o dimensionamento do sistema que suportará a produção e a definição dos métodos de elevação de óleo e gás. Constitui-se um item fundamental no projeto a correta análise das características do reservatório produtor para a definição do programa de produção do hidrocarboneto. Finalmente, uma avaliação técnica de cada aspecto de engenharia envolvido e do conjunto como um todo, o resultado destas avaliações definirão a viabilidade do desenvolvimento do campo petrolífero. O projeto de desenvolvimento de um campo visa a maximização da recuperação de petróleo e um custo mínimo operacional e de investimento de capital

Vários procedimentos para o projeto em engenharia têm sido estudados ao longo dos anos. O método da análise hierárquica permite relacionar os vários fatores que envolvem o

projeto de um sistema, de uma maneira ordenada e racional atingindo-se, no final do processo, o projeto de engenharia desejado. Por outro lado, o método da espiral de projeto tem sido utilizado em projeto de engenharia, particularmente na indústria da construção naval.

Este trabalho propõe uma metodologia para o projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo, tendo-se como base o método de análise hierárquica para tomada de decisões e o conceito da espiral de projeto.

Capitulo 2

Revisão da Literatura

Embora o interesse e, consequentemente, o número de trabalhos publicados sobre o gerenciamento de reservatórios tenha crescido ultimamente, muito pouco tem sido feito ou relatado a respeito ao desenvolvimento do campo de petróleo. E muito menos ainda tem sido mostrado os procedimentos para a elaboração de um projeto de desenvolvimento.

A maioria dos trabalhos publicados definem o gerenciamento de reservatórios como a interação entre recursos humanos, técnicos e financeiros com o fim de minimizar os investimentos e custos de operação, maximizando a recuperação econômica de petróleo e gás do reservatório. O propósito do gerenciamento do reservatório é controlar as operações para obter a máxima recuperação possível.

Na literatura, o gerenciamento do reservatório é muitas vezes tratado através de uma perspectiva idealista, focalizando principalmente na utilização de soluções de alta tecnologia para melhorar a produção do reservatório.

Antes de 1970, muitos consideravam a engenharia de reservatórios como a de maior importância no gerenciamento de reservatórios.

Wyllie (1962) enfatiza o conceito fundamental dos mecanismos de produção do reservatório e a automatização com computadores. A automatização simultânea com um sistema de administração de informação para acrescentar a análise técnico e controle.

Essley (1965) enfatiza os de tecnologia na engenharia de reservatórios. Concentrando esta tecnologia em melhorar os conhecimentos geológicos do reservatório e controle dos processos EOR.

Durante os anos 70 e 80 a sinergia entre geocientistas e engenheiros de reservatórios provou ter grande sucesso. Craig (1977) enfatiza o valor da descrição detalhada do reservatório com técnicas de simulação de reservatórios, geologia e geociências. Halbouty (1977) mostra a sinergia como uma obrigação e uma responsabilidade dos gerentes de reservatórios para incentivar na coordenação de geólogos, geofísicos e engenheiros de produção, como uma base para o progresso da indústria de petróleo.

Harris e Hewitt (1977) apresentam uma perspectiva geológica da sinergia no gerenciamento de reservatórios. Pela integração de engenheiros e geocientistas é possível conferir e validar interpretações sísmicas e geológicas com o qual podem ser encontradas contradições, minimizando erros de alto custo mais adiante durante a vida do reservatório.

Haldorsen e Van Golf-Raachat (1989) apresentam uma filosofia de gerenciamento de reservatórios desde a exploração até o abandono, mostrando o processo para o desenvolvimento projetado economicamente, fazendo ênfase na descrição do reservatório e na interação com outras disciplinas, como engenharia de produção e perfuração.

Sessions e Lehman (1989) apresentam o conceito do incremento da interação entre geólogos e engenheiros de reservatórios através de equipes multidisciplinarias e treino entre as disciplinas.

Sneider (1990) recomenda que geólogos, geofísicos e engenheiros estejam diretamente ou indiretamente relacionados e podem trabalhar num projeto mais efetivo e eficiente se formarem uma equipe de trabalho interdisciplinária, além de trabalhar em grupos independentes. No gerenciamento do reservatório pode ser incluída caracterização do reservatório, fluídos e o seu comportamento no reservatório, criação e operação de novos poços, e processamento em superfície dos fluidos. A recuperação econômica de um reservatório é maximizada pelo esforço integral da equipe de trabalho.

Concluindo, o do gerenciamento do reservatório é visto pela maioria dos autores como um processo projetado para a maximizar os benefícios do reservatório. Onde o sucesso requer conhecimento do reservatório, da tecnologia disponível para descrever, analisar e produzir o reservatório e do ambiente financeiro e político da companhia.

Os poucos trabalhos publicados para o planejamento do desenvolvimento de campos de petróleo, se referem ao desenvolvimento de campos marítimos, isto se deve a um maior número de fatores envolvidos e um grande capital investido. Entretanto, os conceitos para elaboração dos projetos de desenvolvimento de um campo seguem os mesmos padrões para sua elaboração.

Muitos tipos de decisões estão envolvidas no planejamento do desenvolvimento do campo. Uma vez que a decisão de desenvolver o campo é tomada, um número adicional de decisões deve ser feita. Algumas dessas decisões fazem referência a projeto e operação do sistema.

Um grande número de trabalhos mostram o desenvolvimento do campo em termos de avaliação do campo, planejamento das instalações de subsolo e opções de facilidades. Mostrando também a natureza multidisciplinar das várias tarefas que devem ser executadas durante o desenvolvimento do campo. Um enfoque sistemático é requerido para avaliar a jazida descoberta, prognosticar o comportamento do reservatório sob as condições de produção esperadas e o planejamento ótimo das instalações para a produção esperada.

Os trabalhos também relacionam o desenvolvimento de campos marítimos com o objetivo de minimizar os investimentos no problema principal que é definido como a localização de um número de plataformas e poços e a disposição destes poços com um mínimo custo.

O primeiro trabalho significativo sobre o problema de localização e alocação de plataformas foi publicado por Devine e Lesso (1972). Neste enfoque, as variáveis para o desenvolvimento ótimo do campo foram definidas como número, tamanho e localização das plataformas e a disposição dos poços a perfurar para cada plataforma.

Fair e Devine (1973) incluem o cronograma da construção da plataforma e a perfuração dos poços e a vazão de produção de cada reservatório num período de tempo.

Costa (1975) estuda a relação dos custos da localização de plataformas como uma função da lâmina d'água.

Dogru (1975) redefine o problema do desenvolvimento ótimo de campos marítimos usando um planejamento horizontal para a localização da plataforma, número de poços para cada plataforma, planejamento dos oleodutos e o programa de produção para encontrar restrições e requerimentos tecnológicos.

Sullivan (1982) calcula o VPL (valor presente líquido), usando como variáveis o tempo de construção das plataformas e perfuração dos poços, a instalação de oleodutos e capacidade dos compressores, o programa de produção do campo desde o início até que é depletado.

Grimmett e Startzman (1988) propõem um modelo de programação para a seleção simultânea, dimensionamento e localização das facilidades de produção, tais como plataformas, "templates" e "manifolds", e a disposição dos poços para cada facilidade.

Behrenbruch (1991) apresenta uma guia para determinar a viabilidade do desenvolvimento de um campo marítimo em termos de avaliação do campo, planejamento do desenvolvimento e opções de facilidades, mostrando a multidisciplinaridade dos fatores envolvidos na elaboração do plano de desenvolvimento desde a exploração até o abandono do campo.

Os trabalhos publicados mostram a grande preocupação para encontrar o ótimo desenvolvimento do campo descoberto, devido aos grandes investimentos de capital requerido e consequentemente o risco envolvido durante todo o processo do desenvolvimento. Nos últimos anos conceitos como sinergia e equipe tem sido de grande importância para a integração e aproveitamento de todos os recursos disponíveis para este processo.

Capitulo 3

Fundamentos Teóricos

3.1 O Projeto de Engenharia

O projeto de engenharia é um conjunto de recursos implementados de uma forma coordenada com o propósito de alcançar um predeterminado objetivo econômico, principalmente daqueles que podem ser satisfeitos por fatores tecnológicos existentes.

O conceito de um projeto tem vários componentes:

- Determinação: a operação é sempre decidida por um órgão particular com um objetivo fixo.
- Tempo: a operação vai ser feita conforme cronograma que começa com a implementação e termina com o objetivo que se deseja alcançar.
- Complexidade: é uma operação complexa que requer a implementação de várias fontes programadas com respeito ao tempo.
- Objetivo: o objetivo a ser alcançado, previamente definido (econômico), é para produzir um bem ou serviço.

No transcorrer do desenvolvimento do projeto, um erro cometido pode ser corrigido sem maiores conseqüências. Por outro lado um erro cometido num projeto pode acarretar um fracasso econômico de grandes proporções.

Um projeto de engenharia quase sempre exige uma síntese de vários fatores: técnicos, humanos e econômicos. Além disso, são importantes também os fatores sociais, políticos e muitos outros, sempre que qualquer um destes mostre ser relevante.

O que distingue os objetivos de um projeto de engenharia dos outros tipos de projetos é a extensão da contribuição dos fatores tecnológicos utilizados na sua elaboração. Um fato que caracteriza bem nosso tempo é o desenvolvimento rápido da tecnologia, onde a multiplicação freqüente de descobertas científicas favorece novas explorações tecnológicas. Hoje em dia, produzem-se novidades com mais freqüência do que no passado. Após uma descoberta cientifica, desenvolve-se rapidamente um novo conjunto de conhecimentos técnicos, do qual a própria utilização pode ditar o rompimento quase completo com as tecnologias tradicionais.

Uma filosofia de projeto de engenharia compreende três partes principais: um conjunto de princípios consistentes com suas derivações lógicas, uma disciplina operacional que resulta em ação e, finalmente, um instrumento de críticas, que avalia as vantagens, identifica as falhas e indica as direções de aperfeiçoamento.

Princípios:

- Necessidade: um projeto deve ser uma resposta às necessidades individuais e sociais que possam ser satisfeitas pelos fatores tecnológicos da cultura.

- Realização física: Os objetivos de um projeto são os bens ou serviços fisicamente realizáveis.

- Compensação econômica: Os bens ou serviços descritos por um projeto devem ter uma utilidade que iguale ou exceda a soma dos verdadeiros custos de obtenção.

- Viabilidade financeira: As operações de um projeto, produção e distribuição de bens, devem ser financeiramente recompensáveis.

- Otimização: A escolha de uma concepção para o projeto deve supor a otimização entre as várias alternativas disponíveis, a seleção de uma manifestação da concepção escolhida deve ser ótima entre as manifestações permissíveis.

- Critérios de projeto: Estabelecer as condições do projeto .

- Morfologia: O projeto é uma progressão do abstrato até o concreto (estrutura vertical).

- Processo de projeto: O projeto é um processo iterativo na solução de problemas (estrutura horizontal).

- Subproblemas: A solução de um problema original depende da solução de subproblemas.

- Redução de incertezas: O projeto é um processamento de informações que resulta em uma transição da incerteza relativa ao êxito ou fracasso de um projeto para a certeza.

- Valor econômico da evidencia: Avaliar a informação para o sucesso ou insucesso do projeto.

- Bases para decisão: Um projeto (ou subprojeto) termina toda vez que a certeza de seu insucesso é suficiente para assegurar o seu abandono, ou continua quando surge uma grande certeza de solução assegurando a mobilização de recursos necessários para a fase seguinte.

- Mínimo compromisso: Na solução de um problema de projeto em qualquer fase do processo, os compromissos formulados para as decisões futuras não devem ter seus limites fixados além do necessário para executar a solução mais imediata. Isto permitirá a máxima liberdade em se achar soluções para os subproblemas nos níveis mais baixos do projeto.

- Comunicação: Interação entre os diferentes fatores que compõem o projeto.

Segundo Asimow (1968), os ciclos básicos de um projeto apresentados na Figura 3.1, podem ser definidas como sendo: estudo de viabilidade, projeto preliminar, projeto final, implementação, produção e operação e abandono. Havendo necessidade, pode-se incluir ciclos intermediários.

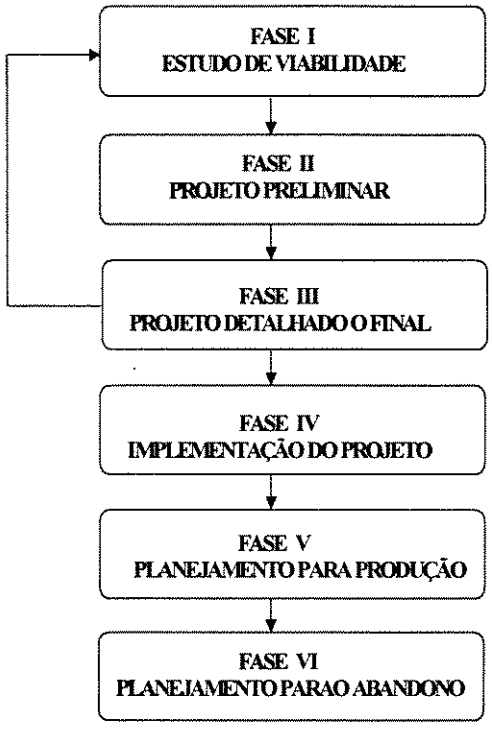

Figura 3.1 Fases de um projeto de engenharia

3.1.1. O estudo de viabilidade

É a primeira fase principal de um projeto, onde se estabelece-se o problema apresentado pelo projeto é solúvel e se há soluções prováveis de serem utilizadas. É executada numa série de passos quando se está elaborando um projeto, cada um dos quais podendo ser repetido e sujeitado a considerações econômicas, até que tenham sido propriamente ajustadas as iterações dos passos sucessivos.

A validação e a expansão de uma proposição da necessidade em uma especificação técnica de resultados, a formulação do projeto central e a identificação dos critérios, limitações, relações e variáveis críticas de todo o projeto, são os que dão ênfase à coleta e organização de informações. A síntese de possíveis soluções é dirigida para o desenvolvimento de um conjunto de soluções viáveis.

O objetivo é a consecução de um conjunto de soluções úteis para os problemas do projeto. O primeiro passo é demostrar se as necessidades originais, presumivelmente válidas, tem de fato, existência corrente ou, pelo menos, forte evidencia de existência latente. O próximo passo é explorar problemas gerados pelas necessidades e identificar seus elementos tais como parâmetros, limitações e critérios importantes. No passo a seguir, se faz um esforço para conceber um número de soluções plausíveis para o problema. Finalmente, as soluções potencialmente úteis são separadas do conjunto plausível em três passos, na base da realização física, compensação econômica e viabilidade financiaria. Concluindo: o estudo terminado indica se existe uma necessidade corrente ou potencial, indica qual é o problema do projeto, e indica se podem ser encontradas soluções úteis. Em síntese, ele investiga a viabilidade do projeto.

Realização física, compensação econômica e viabilidade financeira podem ser considerados como passos de refinamento. Através da primeira, passam somente as soluções fisicamente realizáveis; através da segunda aquelas economicamente compensadoras para a companhia; através da terceira, somente as financeiramente factíveis.

Algumas vezes acontece que um projeto meritório sob todos os pontos de vista de um grande valor econômico, não pode ser realizado porque não podem ser reunidos os recursos econômicos para seu prosseguimento. O projeto deve ser examinado com relação a sua viabilidade financeira, antes que sejam feitas despesas substanciais com o seu trabalho. Pode ser que algumas das soluções propostas acarretem mais demandas financeiras que outras; algumas podem exigir maiores recursos financeiros do que os disponíveis e devem, por conseguinte, ser abandonadas.

3.1.2 O projeto preliminar

É iniciada nesta fase com um conjunto de soluções viáveis que foram desenvolvidas no estudo de viabilidade. Sua meta é estabelecer qual das alternativas propostas apresenta a melhor concepção para o projeto. Cada uma das soluções em alternativa fica sujeita a uma análise de ordem de grandeza, até que a evidência indique que uma delas é inferior a alguma das outras ou superior a todas as outras. A solução sobrevivente é experimentalmente aceita para exames mais detalhados. As concepções possíveis para o projeto são analisadas em

profundidade, de maneira a possibilitar a tomada de decisão sobre a mobilização de fundos necessários para a próxima fase.

O projeto preliminar é feito visando-se estabelecer uma concepção geral para o projeto, a qual deverá servir como guia para o projeto final ou detalhado. Uma avaliação dessa concepção de projeto é levada a efeito com profundidade, de maneira que possa tomar uma decisão sobre a mobilização de fundos para a próxima fase.

Uma análise de sensibilidade deve ser feita para visualizar o sistema como sendo descrito em termos de um conjunto de variáveis do mesmo, ou como parâmetros do projeto. É preciso saber quão sensível é o desempenho do sistema ao ajuste dos vários parâmetros; aqueles que afetam criticamente o desempenho devem ser cuidadosamente ajustados, ao passo que outros, menos críticos, podem ser arranjados de acordo com as conveniências.

Os parâmetros representam vários atributos do sistema; alguns podem caracterizar-se por suas dimensões críticas, outros por suas propriedades e qualidades importantes e outros por serem possíveis estados do sistema. Um projeto específico pode ser realizado num sentido abstrato, dando-se aos parâmetros uma combinação específica de valores, permissíveis dentro das circunscrições em que o sistema é limitado.

Os resultados do passo da análise de sensibilidade são: maior penetração nas recônditas operações do sistema ou mecanismo; uma identificação dos parâmetros críticos de projeto, distinguindo-se estes dos menos críticos; uma indicação se devem ser afrouxadas ou apertadas algumas das limitações; mais idéias quantitativas acerca do esperado desempenho geral do sistema. O término deste passo deverá fornecer mais evidências que possa fortalecer a confiança na concepção do projeto ou lançar dúvidas sobre a sua eficácia. O estado provisório da solução pode ser removido; ainda pode ser retido como experimental; ou a solução pode ser rejeitada.

A finalidade da análise de estabilidade é explorar o comportamento do sistema de tal modo que: primeiro, garanta que o sistema, como um todo, não seja inerentemente instável; segundo, determine as regiões inerentemente instáveis no espaço dos parâmetros, a fim de assegurar-se de que elas sejam evitadas; terceiro, avalie os riscos e conseqüências dos distúrbios do meio ambiente que possam ser suficientes para causar falhas catastróficas e

defeitos de funcionamento, e finalmente, forneça mais evidência, favorável ou desfavorável, à escolha final de uma particular concepção para o projeto.

Em princípio, uma discriminação final entre as várias alternativas para encontrar a melhor solução é somente possível comparando-se as manifestações "ótimas" de cada um, mas, na prática, as primeiras provas revelam que algumas soluções são inferiores às outras (diz-se que elas são dominadas), e devem ser abandonadas tão logo haja evidências. Algumas aproximações grosseiras, relativas às melhores soluções, podem ser feitas na tentativa do primeiro passo de decisão do projeto preliminar, a fim de facilitar a discriminação da melhor delas. Se, todavia, várias das soluções antagonistas não forem ainda rejeitadas, o passo formal da otimização fornecerá evidências suplementares para a seleção da melhor solução.

Tão logo é levantado o problema de encontrar qual das soluções viáveis é a melhor, é necessário enunciar, com precisão, as regras pelas quais vai ser julgada a qualidade vaga por excelência. Devemos designar e definir os atributos a serem considerados, devemos estabelecer sua importância relativa. Referir-se a tal acerto misto como o critério do projeto. Se a otimização tem que ser executada matematicamente, essas considerações devem ser apresentadas numa equação que se deve chamar de função critério.

À medida que um projeto avança através dos vários passos, os detalhes a serem solucionados inevitavelmente se tornam cada vez mais complicados. As soluções que primeiramente se apresentam são complicadas e difíceis, e podem ter aceitação enquanto não parece haver disponibilidade de melhores alternativas. De todas as questões, uma das mais importantes para o projetista formular é se a solução a ser adotada é a mais simples para conseguir-se os resultados desejados.

Antes de ser considerado a solução final, o projeto preliminar deve ser exposto a um rigoroso estudo para se revelar quaisquer fatores embaraçosos ou desnecessários e se descobrir qualquer possível simplificação. Um bom projeto deve ter qualidade da estética (qualidade da simplicidade).

3.1.3 O projeto final ou detalhado

O projeto final ou detalhado tem a finalidade de fornecer as descrições necessárias de engenharia e detalhes para a sua execução. Começa com a concepção desenvolvida no projeto preliminar. Nesta fase, ainda se pode promover algumas modificações no projeto sem perdas financeiras consideráveis. Cada investigação de um determinado item do projeto deve chegar a uma definição final de solução a ser adotada.

Sua finalidade é fornecer as descrições de engenharia do projeto com suficientes detalhes para sua execução. Nesse ponto, cada exploração numa longa escolha deve chegar a um fim e deve ser feita uma decisão final sobre uma determinada concepção para o projeto, caso contrário, o projeto deve ser abandonado como inviável. Neste caso, o abandono final, se for assegurado por circunstâncias que o indiquem, deve ser requerido até que surjam os resultados de novas pesquisas sobre novas possíveis soluções.

O projeto final ou detalhado envolve grandes compromissos com os trabalhos do projeto, requer cuidadosa preparação de orçamentos de capital e cronogramas de trabalhos. Este é o primeiro passo. A administração tendo em conta essas estimativas, deve decidir se o projeto deve continuar. Se a decisão for favorável, a implementação para o projeto deve então ser desenvolvida.

3.1.4 Implementação do projeto

A fase de implementação corresponde à execução do projeto final. É definido o cronograma de execução e se faz uma pesquisa de mercado para se determinar o custo real de implementação do projeto.

3.1.5 Produção e operação

A fase de produção e operação é uma das fases mais importantes para o sucesso do projeto. Devido aos grandes investimentos necessários para a implementação do projeto, é esperado um retorno do capital investido para a implementação do projeto.

Também é feito um planejamento detalhado dos processos envolvidos, planejamento de sistemas de controle, planejamento de sistemas de fluxo de informação e um planejamento financeiro.

3.1.6 Abandono

Idealmente o sistema deve ser projetado de modo que se desgaste fisicamente à medida que se torne técnica e financeiramente inviável, então não haverá a incorrência de nenhuma despesa extra por ter considerado uma vida mais longa do que a útil.

Quando um bem econômico atinge um ponto final de serviço, se tem o valor que ainda lhe resta e como este valor influencia o projeto. O fim desta fase é levar em consideração os problemas associados com o abandono do projeto.

3.2 A Espiral de Projeto

Um projeto em engenharia demanda a definição de um conjunto de ações e realizações a serem implementados de forma coordenada com o propósito de se alcançar objetivo econômico pré-determinado. Neste processo de definições são considerados principalmente fatores tecnológicos existentes. Exige-se também a síntese de diversos outros fatores, tais como: técnicos, humanos e econômicos. Entretanto, quase sempre é necessário se considerar fatores de caráter social e político, pois estes aspectos são muitas vezes relevantes na consecução do projeto.

Cada projeto tem uma história individual que lhe é pertinente em todas as suas peculiaridades. À medida que o projeto é iniciado e desenvolvido, este se desdobra em uma seqüência de eventos em uma dada ordem cronológica, formando-se um modelo. O objetivo no desenvolvimento de uma metodologia de projeto é examinar este modelo e criar um procedimento coordenado de ações que permita o melhor aproveitamento dos recursos existentes para a solução das necessidades do projeto.

O projeto em espiral, adaptado da indústria de construção naval, Evans (1954), pode ser usado para descrever processos iterativos requeridos na sintetize durante o desenvolvimento

de um projeto. O projeto é desenvolvido através da realização de diversas fases colocadas em um ciclo. O desenvolvimento do projeto ocorrerá em ciclos de projeto sendo que, a cada ciclo, o projeto será otimizado obtendo-se ao final deste processo o formato final do projeto de engenharia desejado. Um projeto normalmente requer processos iterativos de análise e síntese para a convergência de solução a ser adotada e definições necessárias para cada item do projeto, assim como para a definição do projeto como um todo. Acrescenta-se ainda que o desenvolvimento de cada fase poderá ocorrer também seguindo-se uma espiral própria de projeto.

No método da espiral de projeto, em geral, um novo ciclo não se inicia antes que a anterior esteja completada, embora alguns detalhes finais de um determinado estágio do ciclo tenham que ser definidos, enquanto o estágio seguinte já está em elaboração.

O projeto em engenharia é um processo demasiadamente complexo para se admitir uma progressão ininterrupta, sem nenhum retorno periódico a um passo anterior no desenvolvimento para se refazer ou mesmo corrigir algumas definições já tomadas. Novas informações, antes desprezadas ou desconhecidas, são constantemente reavaliadas em um projeto. Este processo iterativo de análise e síntese em cada passo do projeto provoca mudanças nos graus de confiança das informações com base nas quais foram tomadas as decisões anteriores. Se o grau de confiança é suficiente para destruir a base de uma determinada decisão, as decisões devem ser revistas e os passos afetados refeitos, até que se restaure o grau de confiança necessário.

O trabalho publicado por Birrel (1994), mostra como é utilizado o conceito da espiral para a elaboração de projetos para o desenvolvimento de campos de petróleo, identificando três ciclos: estudo de viabilidade, projeto preliminar e projeto final. A partir deste trabalho foram acrescentados outros ciclos do projeto de engenharia: implementação do projeto, produção/operação e abandono do projeto. Figura 3.2.

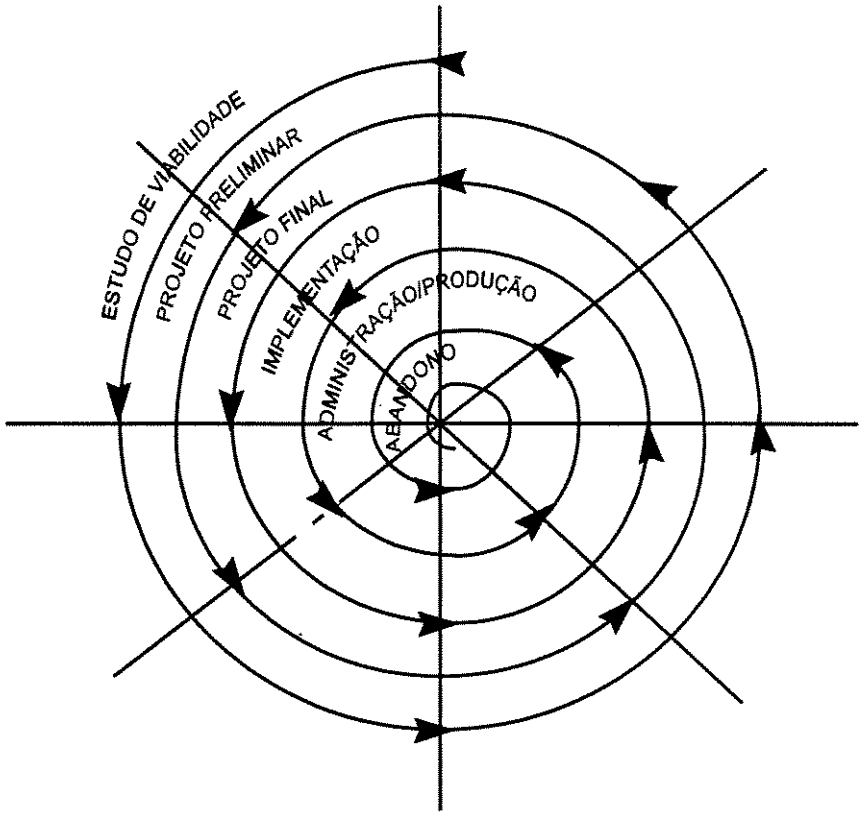

Figura 3.2 Espiral de projeto

3.3. O método de análise hierárquica

O método de análise hierárquica (Saaty *et al.*, 1991) apresenta uma teoria de uso freqüente em tomadas de decisão. A idéia básica do método é avaliar as alternativas que satisfazem a um conjunto de objetivos pretendidos, sendo a finalidade escolher a alternativa que melhor satisfaz ao conjunto dos objetivos.

A teoria reflete o que parece ser um método natural de funcionamento da mente humana. Ao defrontar com um grande número de elementos, controláveis ou não, que abrangem uma situação complexa, ela os agrega a grupos, segundo propriedades comuns. O modelo permite uma repetição do processo, no que consideram esses grupos, o melhor suas propriedades comuns de identificação, como os elementos de um novo nível o sistema. Esses elementos, pôr sua vez, podem ser agrupados segundo um outro conjunto de propriedades gerando os elementos de um outro nível mais elevado, até atingir um único elemento máximo que pode ser identificado como o objetivo do processo decisório. Figura 3.3.

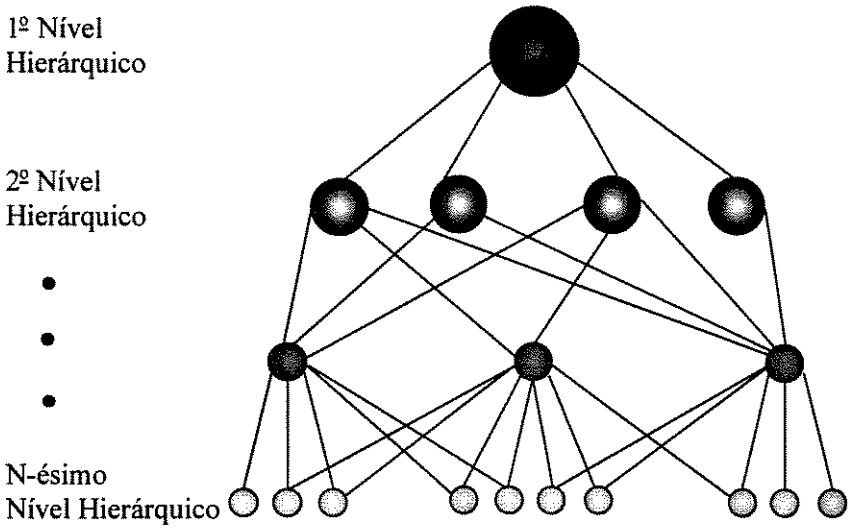

Figura 3.3 Processo de decisão em análise hierárquica

Isto é o que se descreve como hierarquia, um sistema de níveis estratificados, cada um consistindo em tantos elementos, ou fatores. A questão central da hierarquia é com que peso os fatores individuais do nível mais baixo da hierarquia influenciam seu fator máximo, o objetivo geral.

A determinação das prioridades dos fatores mais baixos com relação ao objetivo pode reduzir-se a uma seqüência de problemas de prioridade, um para cada nível, e cada um desses problemas de prioridade de uma seqüência de comparação por pares. Essas comparações continuam a ser o ingrediente central da teoria, mesmo que o problema original se complique por relações de re-alimentação entre vários níveis ou fatores.

Capitulo 4

Fundamentos do Desenvolvimento de um Campo de Petróleo

No desenvolvimento de um campo de petróleo, os conceitos de sinergia, Satter (1994), e de equipe são elementos essenciais para a integração da engenharia com outras ciências, como a geociência, Aminzadeh (1996). Esta integração, conforme ilustra a Figura 4.1, envolve uma interação entre pessoal, tecnologia, ferramentas e dados do campo.

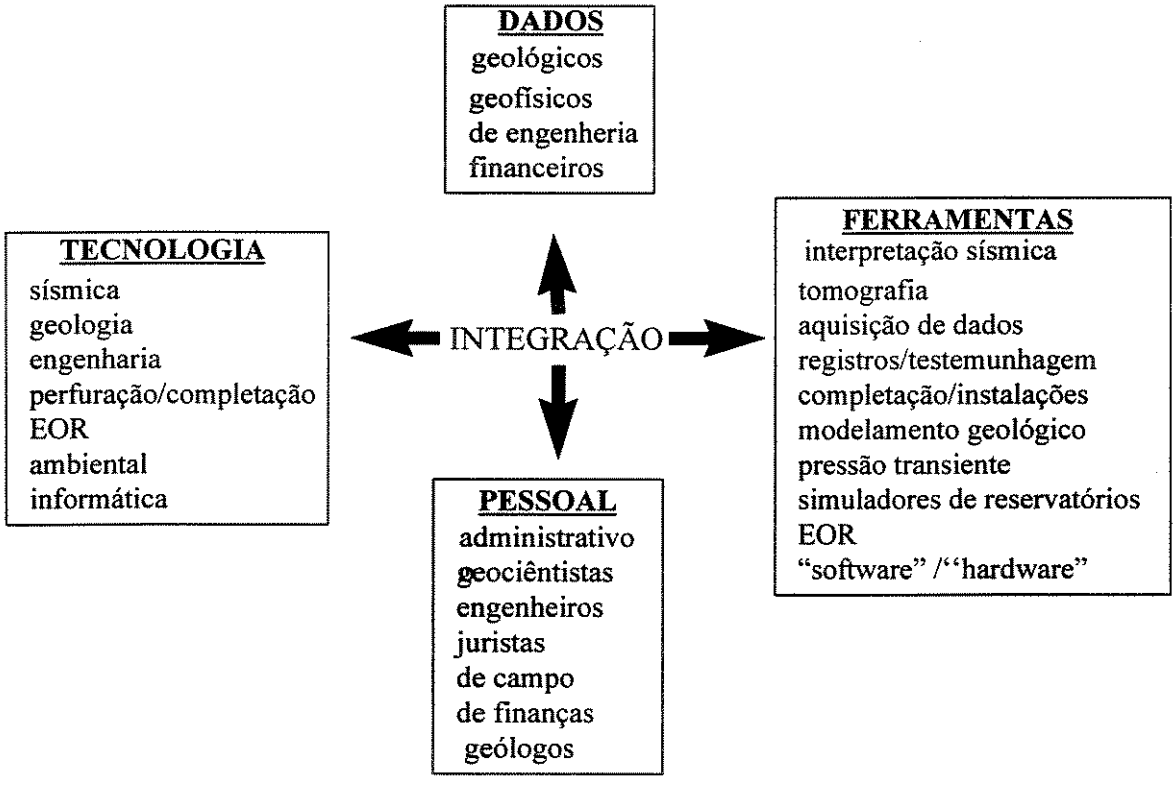

Figura 4.1 A integração entre os vários aspectos de um projeto, Satter (1992)

No projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo, a avaliação de fatores econômicos e de parâmetros operacionais são de fundamental importância, observando-se o interrelacionamento das áreas financeira, tecnológica e humana, tendo-se como meta a minimização dos investimentos de capital e dos custos de operação e a maximização da recuperação econômica do campo.

O desenvolvimento do campo de petróleo pode ser dividido em ciclos de viabilidade, projeto preliminar, projeto final, implementação do projeto, produção e abandono do campo (Figura 4.2).

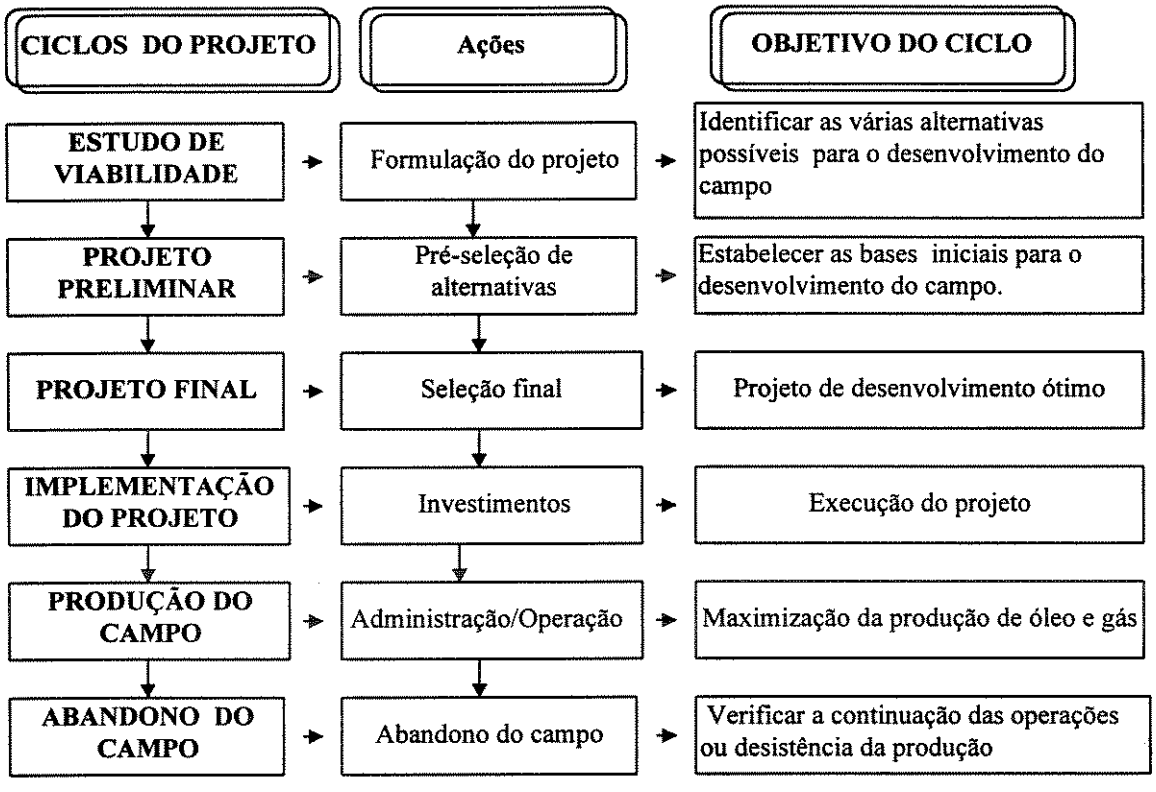

Figura 4.2. Ciclos do desenvolvimento do campo

Para o estudo do desenvolvimento do campo, cada ciclo foi dividido nos seguintes componentes:

- Aspectos externos: leis e política nacional, objetivos e política da companhia.
- Critérios ambientais: meteorológicos, oceanográficos, geotectônicos e biológicos.

- Gerenciamento do reservatório: Os aspectos mais importantes são a caracterização do reservatório, estimativa de reservas e esquema de recuperação de hidrocarbonetos e malha de poços.
- Perfuração, completação e intervenção de poçõs:, programa de perfuração e completação de poços.
- Sistemas de produção: processamento de óleo e gás, injeção de gás/água e operação do campo. Para campos marítimos: tipo e localização da plataforma e equipamentos submarinos.
- Sistemas de exportação: oleodutos, tanques e armazenamento.
- Análise econômica e de risco: custos, risco e estratégias do projeto.

Neste sentido, a aplicação dos conceitos de espiral de projeto e a análise hierárquica para tomada de decisões na escolha da melhor alternativa são bastante adequadas como método de projeto. O conceito da espiral mostrado na Figura 4.3.

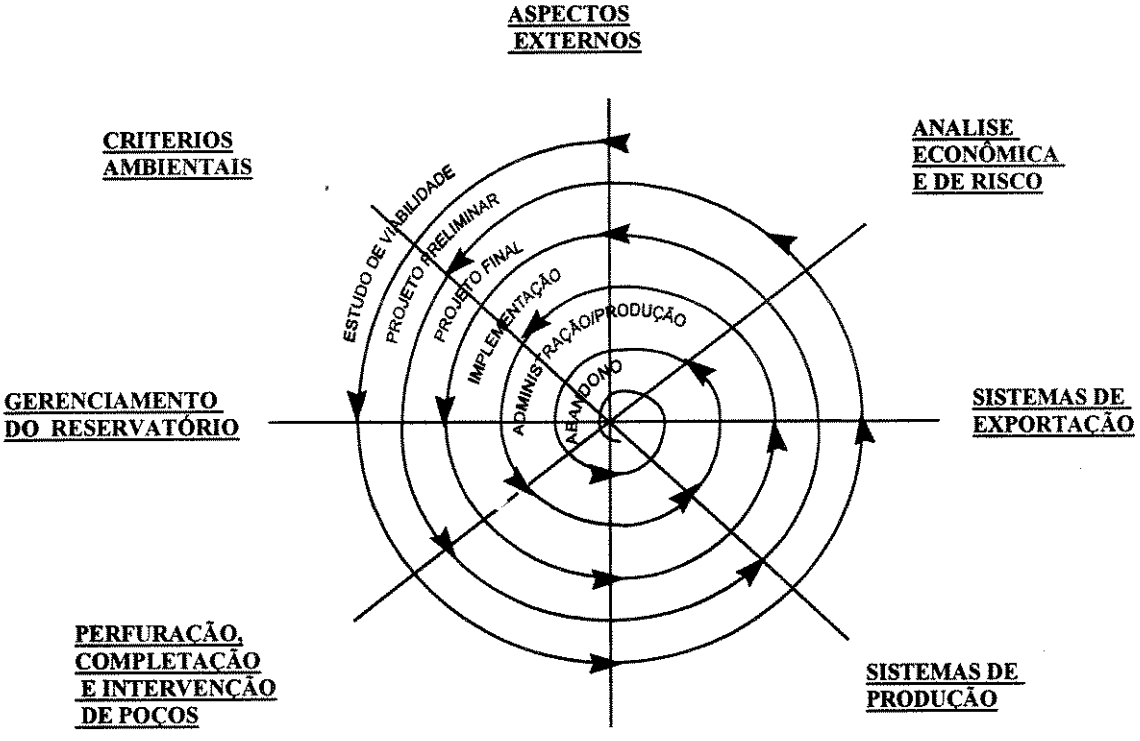

Figura 4.3 A espiral de projeto para o desenvolvimento de um campo de petróleo

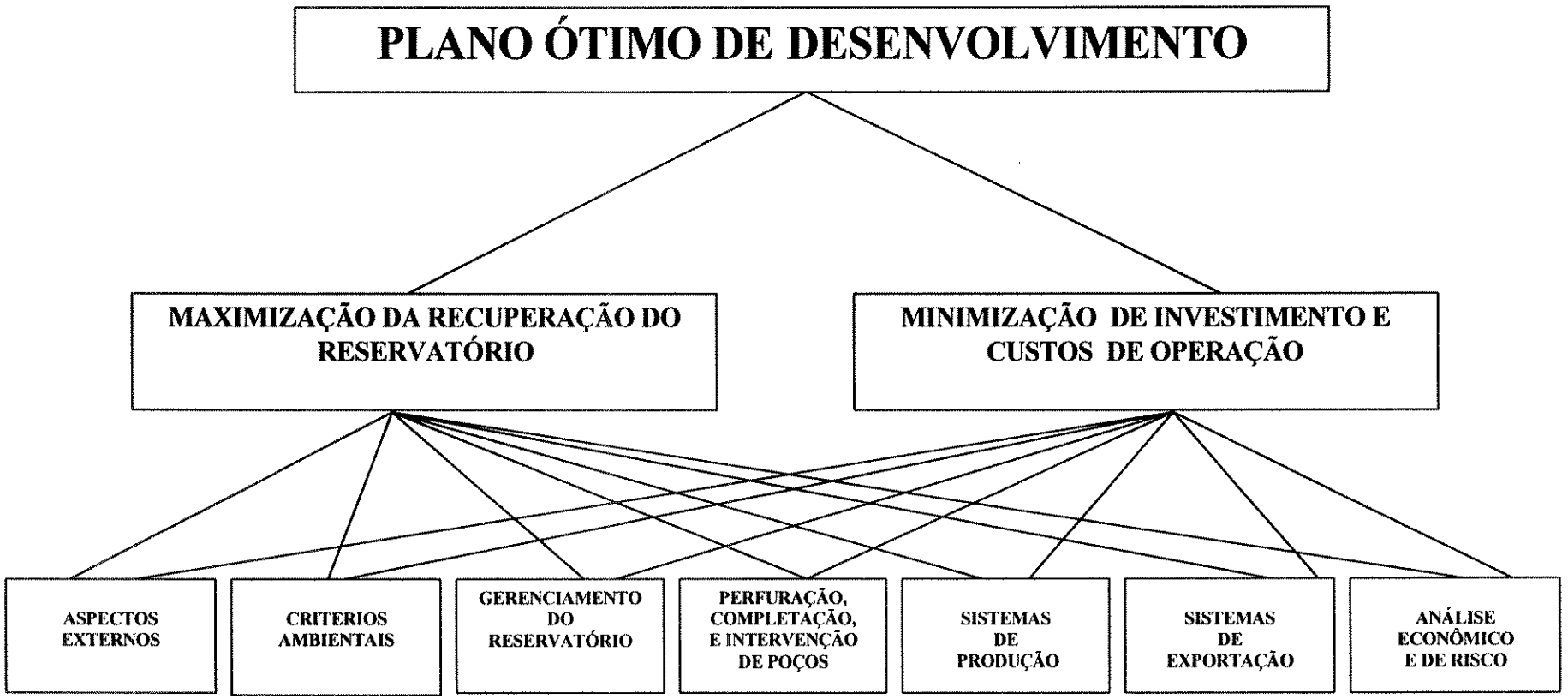

Figura 4.4 O método da análise hierárquica para o desenvolvimento de um campo de petróleo

Embora todos os componentes sejam importantes, na medida que se avança na espiral para o desenvolvimento do campo, alguns dos componentes serão completados antes de chegar ao final da espiral do desenvolvimento do campo.

Na Figura 4.4 mostra o método de análise hierárquica para o desenvolvimento de um campo de petróleo. O primeiro nível da hierarquia tem um objetivo simples: o plano ótimo para o desenvolvimento do campo. O segundo nível da hierarquia tem dois objetivos: maximização da recuperação do reservatório e minimização dos investimentos e custos de capital. Os objetivos do terceiro nível da hierarquia são os componentes para o desenvolvimento do campo e o propósito e determinar as prioridades de cada componentes na medida que eles impactam o objetivo geral.

4.1 Ciclo do estudo de viabilidade

Neste ciclo do estudo de viabilidade são analisadas as diferentes alternativas para o desenvolvimento do campo, analisando seu impacto econômico, considerando-se os objetivos da companhia, para verificar as condições para as quais o projeto é viável tanto financeira como economicamente. Indicando-se, no entanto, diferentes alternativas possíveis de desenvolvimento através do estudo de combinações dos vários componentes do projeto e mostrando-se a sistemática de sua implementação efetiva.

Para uma alternativa ser viável, deve ser apropriada, razoável e prática sem limites de capacidade. O estudo de viabilidade de cada uma das alternativas deve ser satisfatório tanto técnica como economicamente.

Na apresentação de cada alternativa deve-se proceder a uma análise quanto aos aspectos de caracter técnico e operacional, que possam inviabilizá-la. Tal análise deverá abordar: segurança, confiabilidade, flexibilidade operacional, disponibilidade de tecnologia; facilidade de manutenção e aspectos ambientais. Deve-se apresentar o conjunto de alternativas resultante desta análise, sendo denominado de conjunto de alternativas tecnicamente viáveis.

A elaboração do estudo de viabilidade de campos terrestres não requerem determinações muito profundas, porque eles são mais facilmente acessíveis e as opções para o desenvolvimento são mais numerosas. Exceções ocorrem quando são localizados em áreas de condições ambientais severas ou áreas remotas, sem existência de infra-estrutura próxima.

Mas para campos marítimos, o estudo de viabilidade deve feito cuidadosamente porque as locações não são de fácil acesso e os custos de desenvolvimento são excepcionalmente altos comparados aos de um campo terrestre.

A seguir a descrição de cada componente para elaboração do estudo de viabilidade:

- Estudo de viabilidade/Aspectos externos: Depois de perfurar um poço exploratório comercialmente produtor, o passo a seguir é a determinação da extensão do campo, a área dentro da qual a produção será obtida e a localização do reservatório. Sabendo-se que uma área será produtiva, então parte-se para o projeto do plano de desenvolvimento do campo.

O plano de desenvolvimento adotado vai depender das condições próprias do campo como localização geográfica tipo e medida do reservatório, condições ambientais, lâmina d'água e a existência de infra-estrutura próxima.

É comum estabelecer critérios baseados em dados usados em outras áreas, tais como Mar do Norte, para o desenvolvimento potencial em outros ambientes com condições climáticas similares, isto deverá ser evitado.

A localização do campo: a localização geográfica do campo influi nas possíveis alternativas e custos de desenvolvimento, aqui podem influir tanto as condições climáticas como a dificuldade para o acesso ao campo.
Diferenças significativas podem ser observadas entre o desenvolvimento de um campo petrolífero terrestre ("onshore") e marítimo ("offshore"). Em geral, em um campo marítimo, temos requisitos maiores de engenharia, e o capital investido, assim como o seu tempo de retorno são da ordem de cinco a dez vezes maior. As reservas e a produtividade dos poços de campos marítimos maiores do que os campos terrestres constituem fatores determinantes na viabilidade de exploração, visto que campos marítimos demandam maior investimento de capital e custos de operação. Neste sentido, um campo marítimo requer um planejamento mais detalhado e cuidadoso.

Os regulamentos governamentais que em algumas áreas tem impacto significativo nos custos para o planejamento e seleção de critérios, não devem ser usadas numa área onde

não são requeridas. Isto não significa que devam ser ignorados os critérios de segurança. Eles devem ser usados tendo em conta as necessidades particulares da área de interesse, já que podem não estar de acordo com as necessidades.

- Estudo de viabilidade/Critérios ambientais: As condições de desenvolvimento são diferentes dependendo das condições ambientais da área onde está localizado o campo. As áreas geográficas com condições climáticas severas exigem maior cuidado para o planejamento das facilidades requerendo mais recursos tecnológicos.

  Locações remotas, de difícil acesso ou marítimas, podem limitar o uso de certas tecnologias em função do peso e volume dos equipamentos, disponibilidade de energia, condições ambientais, etc.

  O meio ambiente onde está localizado o campo pode restringir a utilização de equipamentos. Desta forma, a seleção de soluções para o desenvolvimento mais adequado consiste na avaliação da sua viabilidade para as condições encontradas.

- Estudo de viabilidade/Gerenciamento do reservatório: Os planos de desenvolvimento de reservatórios de óleo e gás geralmente seguem diferentes padrões, não só pelas características de depletação ótima , também pelo método da venda deste produtos. Geralmente os investimentos de capital requeridos para o desenvolvimento do campo de gás é maior que para o desenvolvimento das mesmas reservas para um campo de óleo.
  As decisões são feitas pelos resultados antecipados de um investimento. No caso de óleo e gás são comparados os custos estimados em termos de dólares para algumas oportunidades de investimento contra o fluxo de caixa resultante da produção de barris de petróleo ou pés cúbicos de gás. As reservas estimadas, como qualquer estimativa, vão depender dos dados disponíveis nos quais elas foram baseadas, elas são sujeitas à experiência do avaliador.

  Qualquer conhecimento referente à geologia do projeto obtida antes do poço ser perfurado poderia fornecer dados sobre as prováveis zonas a serem completadas. O tipo de mecanismo de produção pode ajudar na localização dos poços de desenvolvimento.

Neste ciclo os dados usados são descrição do reservatório e históricos de produção de campos próximos ou semelhantes e dados de pressão são usados para fazer um prognóstico da recuperação futura sob vários esquemas de produção. Na falta de dados disponíveis para ajustar o comportamento do reservatório, para os estudo iniciais são usados os dados do poço pioneiro e poços de avaliação se eles foram perfurados. Este passo é critico para o desenvolvimento do projeto porque vai permitir que seja selecionada um esquema de produção ótimo.

Pode-se recorrer inicialmente a um estudo de declínio de produção com o tempo, o qual se acredita descrever o comportamento do reservatório. O nível dos estudos neste ciclo é menor que um projeto detalhado. O declínio de produção é analisado em relação ao tempo para estudar as várias alternativas para a recuperação do reservatório. O comportamento do reservatório logo é usado em análises econômicas apropriadas para se decidir a alternativa de desenvolvimento ótimo.

Para encontrar o espaçamento econômico para os poços de desenvolvimento, pode-se fazer um programa de depletação, para o cálculo da recuperação e pressão média do reservatório (mecanismo mais desfavorável, em virtude da falta de outras informações) para diferentes raios de drenagem, e em conseqüência, diferentes espaçamentos. A partir desta opção, é possível se determinar o número de poços a serem perfurados. No caso da perfuração no mar também se pode obter o número de plataformas a serem utilizadas e se é necessário poços satélites (completação submarina) e sua quantificação.

- Estudo de viabilidade/Perfuração, completação e intervenção de poços: A experiência adquirida na área será de fundamental importância ao estabelecimento de premissas básicas para a perfuração do campo.

A seleção da sonda de perfuração depende de três fatores importantes: características da formação produtora, custo por metro perfurado e natureza das formações que devem ser perfuradas para se alcançar as zonas produtoras.

O programa de revestimento do poço está baseado nas semelhanças encontradas com os outros campos similares, utilizando-se neste ciclo o mesmo programa de revestimento.

- Estudo de viabilidade/Sistemas de produção: Para as facilidades de produção requeridas na superfície, as dificuldades encontradas são maiores no planejamento do desenvolvimento de um campo quando não existem facilidades disponíveis para a produção. Muitas vezes custos das facilidades requeridas excedem os benefícios das reservas recuperáveis.

  Neste ciclo deve-se estudar as alternativas para o processamento de óleo e gás, equipamentos e sistemas existentes nas proximidades, capacidade do sistema requerido (processamento de óleo, gás e água).

  Para produção no mar buscam-se configurações já utilizadas em campos com os mesmos requisitos operacionais. Além de outras alternativas inovadoras desde que tecnicamente viáveis.

- Estudo de viabilidade/Sistemas de exportação: Estuda-se as alternativas para o escoamento dos fluidos de produção, restrições operacionais, restrições ambientais, restrições de construção e restrições de projeto (diâmetro de dutos, sistemas de coleta da produção, interligação com outros sistemas e necessidades de segregação da produção).

- Estudo de viabilidade/Análise econômica e de risco: A margem de benefício para uma companhia operadora vai variar dependendo da localização geográfica do campo e o tipo de arrendamento estipulado. Também os custos de despesas gerais podem ser maiores para uma companhia grande que para uma menor.

  Cada alternativa tecnicamente viável é acompanhada de uma avaliação econômica, usando os critérios econômicos e financeiros escolhidos pela companhia.

  A Figura 4.5 apresenta de uma forma resumida as premissas básicas do estudo de viabilidade para o desenvolvimento do campo.

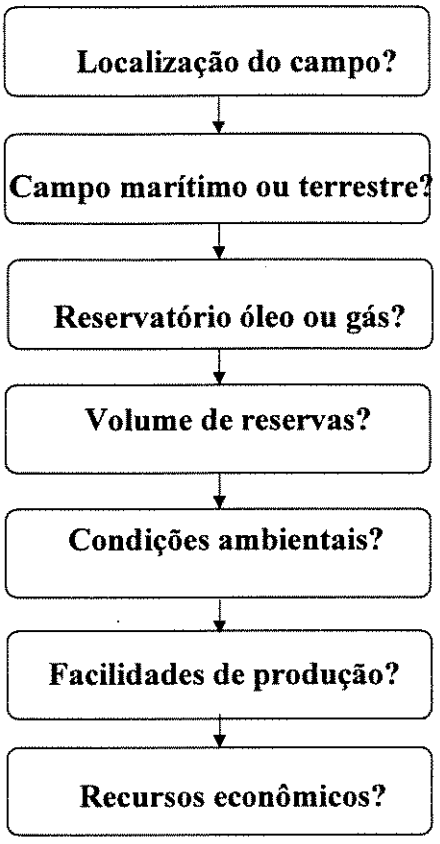

Figura 4.5. Premissas básicas do estudo de desenvolvimento do campo

4.2. Ciclo do Projeto Preliminar

Neste ciclo é selecionada a melhor alternativa e visa estabelecer bases iniciais para o desenvolvimento do campo. Algumas decisões estabelecidas nesta fase estarão fundamentadas em hipóteses baseadas na experiência (bom senso) do projetista e no comportamento de campos semelhantes localizados nas proximidades.

E elaborado o projeto preliminar da alternativa escolhida sob condições ambientais e operacionais esperadas para o desenvolvimento do campo. O detalhamento deste projeto deve ser feito rapidamente.

A seguir a descrição de cada componente para elaboração do projeto preliminar:

- Projeto Preliminar/Aspectos externos: Conhecidas as regulamentações exigidas, a alternativa escolhida deve cumprir com todas elas. Estas medidas são já adotadas no momento de começar a explorar o campo.

- Projeto Preliminar/Critérios ambientais: As condições ambientais podem ser fator decisivo na eleição da melhor alternativa, elas podem ser um fator decisivo para a melhor tecnologia para desenvolver o campo.

- Projeto Preliminar/Gerenciamento do reservatório: O objetivo neste ciclo é apresentar a melhor alternativa que de uma concepção geral das seguintes questões:

    1. Como desenvolver e produzir o campo de modo de maximizar a recuperação econômica dos hidrocarbonetos?
    2. Qual é o melhor método de recuperação suplementar a ser empregado? Quando e como implementá-lo?
    3. Quais são os parâmetros críticos para o acompanhamento do projeto?

    Neste ciclo, pode ser usado um simulador para ajudar ao engenheiro a obter o comportamento do reservatório, incluindo vários mecanismos de deslocamento (injeção de gás/água, deslocamento miscível, etc.), diferente números e locações de poços, e efeito de vazões de fluxo.

    Fazer um estudo de mecanismos de manutenção da pressão no reservatório, dependendo do tipo de reservatório, se pretende injetar água ou gás para se obter um maior fator de recuperação de óleo.

    A seleção é baseada na predição do comportamento, não só de um modo de operação, também dos modelos disponíveis e aplicáveis da operação e combinação deles. A predição do comportamento permite a comparação de alternativas de operação e seleção do esquema ótimo.

    A experiência adquirida na área é de elevada importância na escolha do método de elevação artificial. Especificar equipamentos de elevação cuja utilização não é usual nas áreas adjacentes pode ser perigoso no sentido de que o real desempenho do método não

é conhecido para as condições locais e de que as equipes de instalação/manutenção dos equipamentos não têm treinamento suficiente para diagnosticar e sanar com eficiência e rapidez os problemas que venham a surgir.

A definição da malha de poços está sujeita à realimentação de dados e a modificações durante todo o projeto. Isto ocorre porque a malha de poços a ser adotada é função de uma quantidade enorme de variáveis, algumas só possíveis de se definir após um ciclo completo de projeto.

A localização dos poços é grandemente influenciada pelo risco e preço de insucesso, pela necessidade de petróleo e das facilidades requeridas para a produção e também é grandemente ditada pelo mecanismo de produção atuante. Alguns fatores técnicos como a distância de drenagem, a influência do espaçamento e a velocidade de produção na recuperação, estão intimamente ligados com o espaçamento de poços.

- Projeto Preliminar/Perfuração, completação e intervenção de poços: Depois de se decidir o sistema de perfuração, deve ser selecionado uma sonda de tamanho adequado. Deve ser considerado o tipo de formação, custo da sonda, requisitos de revestimento, programa de brocas e velocidade de perfuração.

Antes de fazer a escolha da sonda deve ser decidido o tamanho do revestimento que vai ser usado. Os fatores determinantes incluem o equipamento de subsolo necessário, possibilidade no futuro de aprofundar mais, tipo de completação e método de completação mais conveniente.

A perfuração no mar apresenta problemas especiais que não se encontram na perfuração em terra, como são o ponto de penetração pode estar à centenas de metros sob a sonda, para perfurar tem que ser usadas tubulações verticais ("risers") desde o fundo do mar até à superfície na plataforma.

A principal diferença entre as operações em terra e mar é que as bases das tarefas de perfuração são fabricadas e dependem da lâmina d'água, condições climáticas da região e os custos compreendidos. Estas dificuldades surgem em função principalmente da

precisão de posicionamento necessária em todas as operações, precisão que necessita ser obtida sob condições climáticas adversas.

Deste modo, deve-se procurar ao máximo a padronização de equipamentos e procedimentos, sem que isso signifique ignorar inovações tecnológicas. O projeto deve levar em consideração que os equipamentos devem ser tão simples quanto possível e que a maior parte dos equipamentos e procedimentos utilizados devem ser de eficiência provada em locações semelhantes.

- Projeto Preliminar/Sistemas de produção: As facilidades de produção são, talvez, a decisão que envolve o maior número de variáveis e que necessita de informações mais diversas para gerar a decisão adequada. Em função do custo inicial do investimento, facilidades de produção e os poços são o fator mais influente no valor presente líquido do empreendimento. Alguns requisitos operacionais são necessários para o planejamento das facilidades de produção requeridas:

1. Locação
2. Vida útil
3. Para plataformas definir as funções básicas (produção, produção e intervenção, produção e perfuração, etc.)
4. Características da planta de processo (volume produzido, características dos fluidos, utilidades requeridas)
5. Capacidade de armazenamento
6. Alocação de poços
7. Configuração de fundo (caminhamento de linhas, posições das cabeças de poços e para plataformas posições dos "manifolds" se existirem e restrições sobre as linhas de ancoragem, etc.)
8. Possibilidade de utilização de estruturas convertidas de outras finalidades
9. Configuração de fundo (caminhamento de linhas, posições das cabeças de poços e dos "manifolds" se existirem, restrições sobre as linhas de ancoragem, etc.)
10. Custo diário de operação e manutenção
11. Tempo de construção e operação
12. Normas e padrões a serem adotados
13. Restrições de custo ou de ordem financeira

- Projeto Preliminar/Sistemas de exportação: A alternativa escolhida deve ter uma descrição do sistema para o escoamento dos fluidos, condições de fluxo para óleo, gás e água; características das instalações. A experiência adquirida na área é de elevada importância na escolha do método de elevação artificial.

- Projeto Preliminar/Análise econômica e de risco: A avaliação econômica da alternativa escolhida para o desenvolvimento tem como objetivo possibilitar a tomada de decisão para investir no projeto de desenvolvimento potencializando-se a possibilidade de aprovação de recursos e orçamentos específicos à implementação do projeto.

4.3. Ciclo do Projeto Final

O objetivo deste ciclo é detalhar a alternativa selecionada, para assegurar a viabilidade técnica e desenvolver com certeza as estimativas de custos e o cronograma de implementação.

Neste ciclo existe um processo interativo intenso entre as diferentes disciplinas que o projeto envolve, para a tomada de decisões e seleção final. O projeto final é definido após uma investigação profunda de cada componente da alternativa selecionada no ciclo anterior.

A seguir a descrição de cada componente para elaboração do projeto final:

- Projeto final/Aspectos externos: É assumida que na elaboração do projeto final, todos os fatores já foram assumidos no projeto preliminar.
- Projeto final/Critérios ambientais: São assumidos os mesmos critérios do projeto preliminar, para o detalhamento dos de cada componente do projeto.

- Projeto final/Gerenciamento do reservatório: Neste ciclo é feito um estudo mais detalhado do reservatório, usando ferramentas de análise mais sofisticadas.

Toda a informação deve ter como objetivo criar um modelo do reservatório que deve ser consistente com os dados disponíveis. Isto é um processo contínuo o qual não pode ser isolado de estudos geológicos, geofísicos e de engenharia.

São elaborados estudos de modelos geológicos e numéricos. A certeza na análise do comportamento da produção é ditada pela qualidade do modelo do reservatório.

A caracterização do reservatório será de grande ajuda na localização final dos poços para fazer os projetos de perfuração. Geralmente as características produtivas do reservatório são conhecidas depois de começar o desenvolvimento do campo.

As operações do reservatório dependem em primeiro lugar de como se comporta o reservatório sob o um mecanismo de produção. Depois da descrição do reservatório ter sido completada e o modelo geológico hipotetizado, o comportamento do reservatório deve ser previsto.

- Projeto final/Perfuração, completação e intervenção de poços: Detalhar o programa de perfuração e completação de poços (número, tipo -vertical, direcional, horizontal-) e finalidade (produção e injeção), tempo médio de perfuração e completação, profundidade.

  Especificações tais como: tipo de revestimento, profundidade total, desvio do poço, tamanho e tipo de broca, equipamento necessário para a coluna de perfuração, velocidade de rotação e bombeio, regime de circulação de lama.

- Projeto final/Sistemas de produção: Uma vez definida a unidade de produção no projeto preliminar, aqui são detalhados os requisitos operacionais do projeto.
  O processamento primário dos fluidos produzidos se destina a separar o gás natural do óleo sob condições controladas e remover água, sal e outros contaminantes presentes no óleo e no gás. O óleo deve ficar livre do gás e da água e em condições suficientemente estáveis para poder ser transferido. Isto se dá na chamada planta de processamento primário.

- Projeto final/Sistemas de exportação: São detalhado s os principais fatores a considerar no desenho do sistema de escoamento dos fluidos escolhido.

- Projeto final/Análise econômica e de risco: Depois de o projeto ser aprovado, o projeto é inserido na carteira de projetos de produção da companhia, concorrendo por orçamento para sua implementação.

4.4. Ciclo de Implementação do Projeto

Este ciclo corresponde à execução do projeto final. É definido o cronograma de execução e se faz uma pesquisa de mercado para se determinar o custo real de implementação do projeto. Ainda neste ciclo, são definidas as empresas ou as equipes que irão implementar cada componente do projeto.

A seguir a descrição de cada componente para implementação do projeto:

- Implementação/Aspectos externos: Cumprir todas as regulamentações exigidas para começar a implementação do projeto. Todos os aspectos legais devem estar em ordem.

- Implementação/Critérios ambientais: As companhias responsáveis pela implementação do plano de desenvolvimento deve cumprir a regulamentações ambientais vigentes antes de implementar o projeto.

- Implementação/Gerenciamento do reservatório: Na medida que são perfurados os poços de desenvolvimento, fazer uma coleta e análise de perfis, testemunhos e testes de produção, para definir melhor o modelo e a caracterização do reservatório.

  Melhorar a qualidade da base de dados e revisar os prognósticos de reservas e produção.

- Implementação/Perfuração, completação e intervenção de poços: Implementação dos programas de perfuração e completação de poços.

- Implementação/Sistemas de produção: Fabricação e instalação das instalações de produção.

- Implementação/Sistemas de exportação: Construção do sistema de escoamento e tanques para o escoamento dos fluidos.

- Implementação/Análise econômica e de risco: Deve ser elaborado um cronograma físico e financeiro do projeto de desenvolvimento.

4.5. Ciclo de Produção e Operação do Campo

O ciclo de produção ou operação do campo é muito importante. O sucesso de desenvolvimento tem uma grande influência do comportamento do reservatório sob condições de operação pré-estabelecidas.

A seguir a descrição de cada componente na produção e operação do campo:

- Produção e Operação/Aspectos externos: Acompanhar o ambiente financeiro e político da companhia e do país onde o campo está localizado para a implementação de novos planos de desenvolvimento.

- Produção e Operação/Critérios ambientais: Cumprir com as regulamentações estipuladas nos estudos iniciais.

- Produção e Operação/Gerenciamento do reservatório: Supervisionar e monitorar continuamente o desempenho do reservatório e realizar ajustes necessários com intuito de otimizar a produção. O sucesso do desenvolvimento do projeto é grandemente influenciada pelo comportamento da produção sob condições de operação campo
  Desenvolver uma descrição detalhada dia a dia do reservatório e do campo, que incluía os dados e tecnologia disponíveis, o qual deve ser consistente com o histórico do comportamento do reservatório. Todos os dados são coletados para garantir o comportamento esperado do reservatório

  Organizar uma base de dados que tenha uma seqüência lógica com o tempo, que proporcionem uma descrição do comportamento do reservatório e possam ajudar na atualização dos históricos do campo.

Ao atualizar a informação, a qual é obtida do comportamento dos poços, do reservatório e dados de operação das instalações, comparar com o comportamento esperado com os modelos teóricos.

Os desvios nas expectativas podem ser usadas para incrementar o entendimento dos processos relacionados e proporcionar indicações para identificar oportunidades futuras, para implementar novos projetos, que possam incrementar o valor econômico das reservas. Uma revisão periódica e recomendações para o ajuste dos planos de operação deverão ser feitas sistematicamente.

Aplicar as ferramentas e a tecnologia existentes no momento, para avaliar o plano de desenvolvimento implementado.

- Produção e Operação/Perfuração, completação e intervenção de poços: Implementação atual de intervenção de poços, perfuração de novos poços, modificação das instalações e projetos consistentes como o plano de operação de acordo com o incremento econômico das reservas. As atividades associadas com operações "ongoing" dos poços existentes e instalações consistente com o plano de operação e supervisão. Incluindo efetivos de custos para aquisição de dados do comportamento e descrição do reservatório.

- Produção e Operação/Sistemas de produção: Monitoramento, supervisão e manutenção.

- Produção e Operação/Sistemas de exportação: Monitoramento, supervisão e manutenção.

- Produção e Operação/Análise econômica e de risco: Permanentemente, reavalia-se a economicidade do projeto, se identifica e seleciona as oportunidades potenciais que possam incrementar o valor econômico do reservatório. As oportunidades podem envolver investimento e/ou estratégias de gerenciamento do campo. Incluindo reorganização e avaliação de riscos e benefícios e selecionar as oportunidades mais atrativas para uma futura implementação.

Identificar todas as necessidades de tecnologia e análise de custos que possam reduzir os riscos e melhorar a definição de oportunidades. A intenção desta questão é poder usar oportunidades que não foram implementadas inicialmente e que podem ser num futuro próximo, implementadas através da análise adicional e/ou coleta de dados.

4.6. Ciclo de Abandono do Campo

Neste ciclo, o problema de decisão será da continuidade da operação do campo mudando as condições ou desistência da produção.

As opções para abandonar um campo de petróleo produtores são muitas e tem muitas variações, tendo cada uma vantagens e desvantagens. O abandono de campos de petróleo tem quatro etapas:

1. Desenvolvimento, avaliação e seleção de opções e criar um detalhado processo de planejamento que envolve preparação em engenharia e segurança.
2. Para a produção de óleo e gás e taponar com segurança os poços abandonados
3. Remover todo ou parte das instalações
4. Dispor ou reciclar o equipamento removido

A seguir a descrição de cada componentes para o abandono do campo:

- Abandono/Aspectos externos: Conhecimento das regulações existentes para determinar o abandono preliminar dos poços, abandono de instalações e requerimentos para a recuperação da área.

Para o abandono de campos são considerada três níveis de estruturas de regulamentos, cada um deles desempenha um papel importante:

- Nível internacional: tem um extensivo esquema de regulações no mundo todo para remover e dispor das instalações removidas, principalmente para plataformas.
- Nível nacional: os governos nacionais tem um papel importante nas tributações e aprovação das opções de abandono, também como no tratamento dos custos de abandono e licensas de abandono.

– Relação entre as companhias participantes.

- Abandono/Critérios ambientais: A recuperação ambiental depende das regulamentações e padrões de limpeza de cada pais.

  A recuperação ambiental da área envolve principalmente remoção, disposição e recuperação de materiais contaminantes ou perigosos, limpeza do solo contaminado. Incluem limpeza do óleo ao redor da cabeça de poço, derramamentos em oleodutos, baterias de tanques e sob os tanques. Também a recuperação de áreas contaminadas por água salgada.

- Abandono/Gerenciamento do reservatórios: O abandono de um campo ocorre após que todos os métodos de recuperação possíveis tenham sido tentados.

- Abandono/Perfuração, completação e intervenção de poços: Coleta preliminar dos dados para cada campo incluindo a localização, número de poços (produtores e injetores) e localização das instalações existentes.

  Os custos de abandono vão depender da localização do campo e número de poços de instalações. O projeto de abandono do campo se preocupa com os custos associados com o abandono destas propriedades e com seu impacto potencial no cenário de longo prazo e avaliação dessas propriedades.

  Estes custos incluem tanto os custos das instalações na superfície como no fundo do poço. Os custos das instalações no fundo do poço incluem remoção do completação existente, tampões de cimento, remoção do revestimento e cortar as cabeças de sob nível do solo. Os custos de superfície incluem remoção e recuperação da área nos arredores do poço e outros itens associados diretamente com o poço.

- Abandono/Sistemas de produção: Muitos campos de óleo e gás e facilidades de produção deverão ser abandonados quando chegam ao final de sua vida útil.

Coleta de dados no área para determinar os custos de abandono e recuperação. Determinar os custos de abandono e, remoção das instalações existentes e recuperação ambiental da área a partir dos dados coletados.

Para campos marítimos verificar se as unidades de produção vão ser removidas parcial totalmente. Em qualquer dos casos os fatores críticos são lâmina d'água, peso e material da estrutura de superfície.

As companhias tem diferentes opções sobre remoção e disposição das plataformas. A melhor escolha depende de fatores como tipo de construção, tamanho, distância ao litoral e complexidade da remoção.

- Abandono/Sistemas de exportação: Remoção de dutos, tanques, equipamento para processos, construções, bases de concreto, etc.

- Abandono/Análise econômica e de risco: Quando o campo vai ser abandonado um estudo deve ser elaborado para estimar os custos de abandono e para identificar mudanças nas práticas operacionais que poderiam substancialmente reduzir a responsabilidade de abandono. Os custos associados com o abandono de poços, remoção das instalações de produção e limpeza do solo, torna-se um fator significativo na avaliação e planejamento do abandono dos campos.

Os termos fiscais variam consideravelmente dependendo de cada pais, inclui termos como:

- Método de tributação
- Método de taxa de crédito
- Método de custos de operação
- Método de unidade de produção

Capitulo 5

Princípios Básicos de Análise Econômica e de Risco

Para a indústria do petróleo que se caracteriza pelos grandes investimentos de longo tempo de maturação e elevados riscos, é importante estabelecer estratégias para a seleção de projetos que compatibilizem as condições do mercado e os objetivos da empresa.

Em todos os ciclos do desenvolvimento do campo de petróleo, requer-se a análise econômica para se comparar alternativas e se escolher a melhor delas para cada componente associado ao processo de desenvolvimento.

E ainda, projetos como o desenvolvimento de campo, envolvem riscos caracterizados pela existência de uma série de eventos futuros, associados a uma determinada probabilidade da ocorrência.

No presente capitulo estão apresentados os fundamentos básicos para análise econômica e a análise de risco aplicado na indústria do petróleo.

5.1 Análise econômica

Segundo Mannarino (1985), uma avaliação econômica pode ser definida como uma comparação entre alternativas cujas diferenças estão homogeneamente expressas em termos monetários. É muito freqüente que a empresa precise optar entre várias alternativas, escolhendo a mais vantajosa sob o aspecto de viabilidade econômica. Na avaliação de

propostas de investimentos é importante considerar as inter-relações entre os pares de propostas.

O número de decisões tomadas na fase de concepção do projeto de desenvolvimento é muito grande. Entretanto, poucas decisões são tomadas considerando o conjunto total de variáveis, dada a complexidade do inter-relacionamento entre elas. O procedimento padrão é, então, definir as variáveis consideradas mais importantes na fase de concepção e, a partir do detalhamento, definir modificações advindas de considerações realizadas nas fases posteriores do projeto.

É necessário avaliar os custos levando em consideração o máximo possível de informações reais de campos próximos, considerando previsões pessimistas quanto ao nível de reservas e produtividade previstas para que não restem dúvidas quanto à viabilidade econômica do empreendimento do projeto.

5.2.1 Investimentos e custos

Os investimentos na indústria de produção de petróleo incluem:

- Investimentos em exploração: incluem métodos geofísicos considerados e a perfuração de poços estratigráficos e pioneiros.
- Investimentos em avaliação (ciclo de estudo de viabilidade, ciclo de projeto preliminar e ciclo de projeto final): são os investimentos em poços , análises de laboratório, estudos econômicos e de reservatórios para definir se a descoberta é ou não comercial.
- Investimentos de desenvolvimento (ciclo de implementação): são os investimentos necessários para produzir, coletar, armazenar, transportar e entregar o petróleo de um campo, segundo o plano de desenvolvimento.
- Encargos de produção (ciclo de produção e operação do campo): necessários para manter em funcionamento o sistema de produção em operação: o custo administrativo da empresa, os custos de operação da produção, custos de tratamento do óleo e gás, custos de injeção de água, custos de intervenção, royalties, seguros, impostos e tudo o que representar dispêndio operacional.

- Investimentos adicionais (ciclo de produção e operação do campo): perfuração de poços adicionais, instalação de equipamentos de elevação artificial, recuperação secundária e terciária.

Estes investimentos variam em função de se a atividade é efetuada no mar ou em terra. Em terra, variam com o local, profundidade dos poços, tamanho das reservas, indenizações sobre a lavra, etc. No mar os parâmetros importantes são também a lâmina d'água e a distância da costa.

Dentro dos principais custos temos:

- Custos de investimentos: As diversas rúbricas de investimento deverão ser agregadas em: projetos, poços, sistemas de coleta e captação, unidades estacionárias de produção (no mar), estações de produção, estações de injeção, sistemas de exportação e linhas de injeção e outros. Os componentes de cada rúbrica de investimento estão detalhados a seguir: eficiência

  - Projetos: estudos geo-ambientais, análise de laboratório, o estudo de viabilidade, projeto preliminar e final ou detalhamento e outros estudos e projetos a serem realizados após a aprovação do estudo de viabilidade técnico-econômica.

  - Poços: em terra: perfuração de poços, completação de poços, outros itens que se refiram a material/serviço instalado/executado entre os pontos canhoneados e a cabeça do poço. No mar: perfuração de poços, completação de poços (incluindo árvore de natal), outros itens que se refiram a material/serviço instalado/executado entre canhoneados e a árvore de natal.

  - Sistemas de coleta e sistemas de captação: em terra: qualquer material/serviço instalado/executado entre a cabeça do poço ou o ponto de captação e o "manifold" da estação de produção e da estação de produção e da estação de injeção. No mar: qualquer material/serviço instalado/executado entre a árvore de natal ou o ponto de captação e o flange de montante do "manifold" de superfície da unidade

estacionaria de produção e a do "manifold" da estação de produção e da estação de injeção.

- Estações de produção/Estações de injeção/Unidades estacionarias de produção (no mar): em terra: qualquer material/serviço instalado/executado entre o "manifold" e a bomba e/ou o compressor de exportação. No mar: (estrutura e "topside"): qualquer material/serviço instalado/executado entre o flange de montante do "manifold" e o flange de jusante da bomba e/ou do compressor de exportação.

- Sistemas de exportação e linhas de injeção: em terra: dutos de exportação, outros itens que se refiram a material/serviço instalado/executado entre a bomba e/ou o compressor de exportação e o ponto de entrega da produção. No mar: dutos de exportação, monobóias, quadros – de - bóias, outros itens que se refiram a material/serviço instalado/executado entre o flange de jusante da bomba e/ou do compressor de exportação e o ponto de entrega da produção.

- Outros: Unidades de processamento de gás natural, estações de tratamento de óleo, estações de tratamento de efluentes, tanque de armazenamento, facilidades para armazenamento de gás e outros itens que não se encontrem em rubricas anteriores.

• Custos operacionais: Os custos operacionais, referentes a cada alternativa selecionada tecnicamente, deverão ser divididas nos itens a seguir:

a) Em terra:
   - Intervenção em poços: refere-se aos custos de intervenção e restauração de poços.
   - Manutenção e inspeção de equipamentos do poço: refere-se aos custos de manutenção e inspeção de todos os equipamentos, de cabeça de poço.
   - Manutenção, inspeção e seguro de instalações e equipamentos de superfície.
   - Manutenção e conservação de estações de produção e estações de injeção.

- Recursos humanos e administração: refere-se aos salários (incluindo encargos sociais) do pessoal de campo.
- Energia, água e materiais diversos: refere-se ao custo de energia e/ou óleo diesel, água potável, água industrial e outros materiais que não entraram nas demais rubricas.
- Tratamento dos fluidos produzidos e injetados: refere-se ao custo de tratamento do óleo (anti-espumente, desemulsificante, etc), do gás (inibidor de hidratos, inibidor de corrosão, etc), tratamento de água de injeção, produtos de métodos especiais de recuperação, etc.
- Indenização sobre lavra: refere-se à indenização sobre lavra do óleo (produção em terra) e do gás comercializável.

b) No mar:

- Intervenção em poços: refere-se aos custos de intervenção e restauração de poços.
- Manutenção e inspeção de equipamentos submarinos: refere-se aos custos de manutenção e inspeção de todos os equipamentos, incluindo árvore de natal molhada.
- Manutenção, inspeção e seguro de instalações e equipamentos de superfície.
- Manutenção de sistemas de exportação: refere-se a manutenção de monobóias, quadro–de-bóias, fretamento de navio cisterna, fretamento de navio aliviador, manobra de atracação/ desatracação dos navios-tanque, etc.
- Manutenção e conservação das instalações terrestres: refere-se á manutenção e conservação das unidades de processamento de gás natural, estações de tratamento de óleo e demais instalações terrestre.
- Transporte de pessoal, cargas e lanchas de apoio: refere-se aos custos de transporte aéreo e marítimos de pessoal e de cargas, além das lanchas de apoio.
- Recursos humanos e administração: refere-se aos salários (incluindo encargos sociais) do pessoal da unidade estacionaria de produção de apoio direto e da administração da unidade operacional.

- Energia, água e materiais diversos: refere-se ao custo de energia e/ou óleo diesel, água potável, água industrial e outros materiais que não entraram nas demais rubricas.
- Tratamento dos fluidos produzidos e injetados: refere-se ao custo de tratamento do óleo (anti-espumente, desemulsificante, etc), do gás (inibidor de hidratos, inibidor de corrosão, etc.), tratamento de água de injeção, produtos de métodos especiais de recuperação, etc.

5.2.2 Receita Líquida

A receita de um campo provêm basicamente do valor de retorno proporcionado pela produção de óleo e gás. Esta receita deve cobrir satisfatoriamente o investimento e todos os custos de produção para tornar o campo economicamente viável.

A receita bruta é a receita total proporcionada pelo valor do óleo e gás produzidos. A receita líquida é obtida deduzindo da receita bruta os encargos de produção, a saber:

- custos operacionais de produção
- custos de manuseio
- seguros
- "overhead"
- indenização sobre a lavra
- impostos de um modo geral

5.2.3 Fluxo de caixa

Definidos os investimentos, custos operacionais e receitas do projeto, é elaborado o fluxo de caixa do projeto.

5.2.4 Métodos de avaliação econômica

Segundo Santos (1988), o estudo de viabilidade econômica de projetos de investimento, trata da utilização dos diversos índices de rentabilidade, que são parâmetros usados pelo decisor para aceitar, rejeitar ou comparar propostas de investimento.

A engenharia econômica apresenta uma sistemática própria para avaliação de projetos facilitando a tomada de decisão.

No processo decisório, o investidor deve desenvolver critérios para avaliação de alternativas e decidir, o seja escolher convenientemente entre as alternativas.

Para facilitar a tomada de decisão, as alternativas devem ser na medida do possível quantificadas em termos de índices ou indicadores econômicos, que permitem a percepção e a sensibilidade da suas diferentes vantagens e desvantagens.

- Valor presente liquido (VPL): O índice do Valor Presente Líquido (VPL), fundamenta-se no conceito da equivalência monetária do valor atual do fluxo de caixa, ou seja considera o fluxo de caixa no instante zero, descontando à taxa mínima de atratividade (TMA). Considerando qualquer projeto de investimento, se podem observar valores monetários periódicos como saídas, dispêndios ou desembolsos (geralmente negativos), e valores referentes a entradas ou receitas (geralmente positivos). O índice VPL é também compatível com situações de risco, onde a probabilidade pode ser associada adequadamente aos fluxos de caixa dos projetos.

  A taxa mínima de atratividade de uma empresa para ser utilizada em fluxo de caixa, pode ser escolhida como sendo a taxa média de rentabilidade tomada entre os diversos projetos em andamento na empresa. Essa taxa representa a mínima rentabilidade média pretendida pela empresa para os seus novos projetos

- Beneficio Periódico Equivalente (RL): Este índice também considera o fluxo de caixa descontado sendo uma variante do valor presente líquido. Este indicador é muito utilizado quando estão sendo selecionados equipamentos alternativos para execução de

uma mesma tarefa, isto é, considerando-se que as receitas são as mesmas. A decisão se fará pelos custos periódicos. O equipamento será selecionado pelo menor custo periódico equivalente.

- Taxa interna de retorno (TIR): é definida como a taxa de desconto que torna o VPL do seu fluxo de caixa igual a zero. é também conhecida como taxa interna de juros e taxa de rentabilidade do projeto. Encarada também como a maior taxa de juros que se pode pagar pelo empréstimo de um capital, de tal sorte que este seja pago com os recursos gerados pelo próprio projeto.

- Taxa global de rentabilidade (TGR): a viabilidade de um projeto pelo método da taxa global de rentabilidade é idêntico ao recomendado para a taxa interna de retorno, quando a taxa global é maior que a taxa mínima de atratividade o projeto é aceitável, quando a taxa global é menor que a taxa mínima de atratividade o projeto é rejeitado, caso a taxa global seja a mesma taxa mínima de atratividade o projeto é indiferente.

- Índice de lucratividade (IL): devido ao método do VPL não levar em consideração a grandeza do investimento, isto é, não considerar o montante investido para gerar benefícios, tornou-se necessário um outro indicador que relacione o benefício com o investimento exigido pelo projeto.

Na Figura 5.1 são comparados os índices econômicos para avaliação de projetos. De um modo geral os índices para a os estudos de viabilidade econômica devem atender à importantes características como:

- Considerar o valor temporal do dinheiro
- Indicar claramente a viabilidade ou não de um projeto
- Permitir comparação entre alternativas
- Refletir na medida do possível outros fatores não econômicos como:
  - Objetivo e necessidade do projeto
  - Risco e incerteza inerente ao investimento
  - Preferências características do decisor
  - Aspetos sociais, ambientais e de segurança do projeto

A análise econômica de projetos de investimento utilizando quaisquer dos métodos disponíveis, leva a escolher alternativas com:

- Menor custo para atingir o mesmo objetivo
- maior beneficio ou lucro decorrente do investimento
- maior taxa de rentabilidade do projeto

IL	>1	TIR	>	TMA	[illegible]	VPL	>0
	=1	ou	=		[illegible]	ou	=0
	<1	TGR	<		[illegible]	RL	<0

Figura 5.1 Índices econômicos para avaliação de projetos

O critério de decisão, utilizando-se a TIR, baseia-se na comparação com a TMA, quando a TIR é maior do que a TMA o projeto é aceito, quando a TIR é menor que a TMA o projeto é rejeitado, e quando a TIR é igual à TMA a aceitação do projeto torna-se indiferente. A viabilidade de um projeto pelo método da TGR é idêntico ao recomendado para a TIR.

O critério de aceitação ou rejeição de um projeto, recomenda aceitar todos os projetos cujo VPL for maior do que zero e rejeitar os projetos em que o VPL for menor que zero, quando o VPL for igual a zero a aceitação do projeto torna-se indiferente, isto é, terá o mesmo significado que investir o capital na TMA. A viabilidade de um projeto pelo RL é idêntico a do VPL. Sendo o método do IL uma variante do VPL, apresenta idênticos significados.

5.2. Análise de risco

Segundo Asrilhant (1995), as empresas de determinados setores acreditam que suas carteiras de investimentos são amplas e diversificadas, permitindo-lhes avaliar seus projetos somente através dos índices econômicos, na expectativa de que a diversificação mantenha o risco em níveis aceitáveis. Esta situação é bastante instável, uma vez que se a diversificação não compensa as flutuações dos retornos dos investimentos, a política de alocação de recursos resultará na utilização de um critério de avaliação que pode maximizar o índice econômico utilizado. É fundamental, pois, não permitir que tal condição ocorra, o que pode ser

conseguido através da incorporação do risco ao índice econômico, na avaliação e seleção dos projetos que irão compor a carteira da empresa.

6.3.1 Risco e incerteza

Diz-se que há risco quando a incerteza é suficiente para conduzir o decisor a uma escolha incorreta diante dos eventos subsequentes.

Outra classificação refere-se ao risco quando as possibilidades de incertezas do evento estão ligadas a probabilidades conhecidas. E na situação de incerteza as chances de ocorrência de um evento tem probabilidade desconhecidas ou indeterminadas.

No meio empresarial é muito raro encontrar-se um evento futuro com certeza absoluta. As incertezas nos fatores de mercado como preços, salários, demanda, custos, etc., que envolvem o fluxo de caixa de um projeto de investimentos tornam praticamente impossível prever fluxos com exatidão.

O análise de projetos sem risco, admite que uma proposta é viável desde que se realizem as previsões feitas. O mais comum entretanto, é termos que acrescentar aos estudos, considerações sobre as incertezas e riscos do projeto onde imprevistos são admitidos.

Assim, o fluxo de caixa envolve aspectos perfeitamente quantificados e também aspectos não quantificáveis ou de difícil quantificação como as incertezas e riscos.

5.2.1. As etapas do processo de determinação do risco

O processo de determinação do risco deve ser contínuo e recursivo dentro do ambiente de tomada de decisão sobre investimento, envolvendo uma seqüência lógica de passos, conforme visto a seguir:

1. Identificação do risco: A etapa de identificação do risco se resume ao seu diagnóstico. Nesta etapa, procura-se reduzir a incerteza, em termos descritivos, através de usa identificação e do impacto potencial das variáveis que caracterizam o risco no problema

sob análise. Assim sendo, busca-se diagnosticar o problema e desenvolver um conhecimento da sua estrutura e do grau de complexidade envolvido. A coleta de informação trabalha como suporte tanto na redução do nível de risco, quanto na solução do problema de decisão enfrentado. Em seguida, são classificados os dados do projeto, especificando-se os relacionamentos entre as variáveis-chave . Nesta etapa, estima-se a distribuição das possibilidades dos eventos e as medidas dos fluxos de caixa do projeto. Assim, busca-se fornecer idéias de quão acurados são os fatores estimados, resultando na obtenção dos limites de variação assumidos pelos fluxos de caixa do projeto.

2. Avaliação do risco: O primeiro passo na etapa de avaliação do risco de um projeto, diz respeito a identificar qual deve ser a medida ou critério de decisão mais apropriado, utilizado na etapa de avaliação. Um amplo espectro de variáveis podem se candidatar, como o VPL, a TIR, e a razão custo-beneficio. Depois da escolha do índice econômico como critério de decisão para aceitar o rejeitar um dado projeto, busca-se identificar a taxa mínima de atratividade (TMA) ajustada ao risco total do projeto. Esta taxa será utilizada no desconto dos fluxos de caixa futuros do projeto. Assim, ao se utilizar taxas ajustadas ao risco, o índice econômico escolhido resultante identifica o efeito líquido marginal de um projeto ao valor da firma.

3. Julgamento do risco: Há um sem número de pontos que se apresentam quando se julga o valor de um projeto. Não se está ciente apenas do efeito mais provável do impacto do índice econômico escolhido no valor da firma, também da influência de fatores intangíveis, não mensuráveis. Tais fatores se relacionam a aspectos estratégicos organizacionais, isto é, fatores competitivos, o desejo de desenvolver competências organizacionais particulares, fatores sociais, entre outros, bem como à inabilidade de se planejar o futuro satisfatoriamente. O julgamento gerencial é, portanto, usualmente considerado como uma importante etapa do processo de tomada de decisão.

4. Gerenciamento do risco: O gerenciamento do risco de um projeto supõe que em condições de mundo real, por não se conhecer antecipadamente os valores dos fluxos de caixa de um projeto, ocorrem desvios entre os valores estimados e os realizados. Tradicionalmente, as abordagens utilizadas para o gerenciamento do risco envolvem técnicas tais como a análise de sensibilidade, a análise de cenários, a análise de incerteza, a análise de risco, e a árvore de decisões.

- Análise de sensibilidade: envolve mudanças no valor de uma variável, supondo as demais constantes, tentando testar o impacto no resultado final. É utilizada para se identificar as variáveis mais importantes e sensíveis do projeto. Graças a este tipo de análise o decisor é capaz de estudar os resultados de aceitação de um projeto de acordo com as diferentes hipóteses sobre os eventos futuros.

- Decisão sob incerteza: a análise de incerteza incorpora o conhecimento do tipo e da magnitude da incerteza às variáveis a serem testadas. É utilizada para selecionar variáveis de risco.

- A análise de cenários: permite uma alteração simultânea dos valores de um certo número de variáveis-chave do projeto, gerando a construção de um cenário alternativo para o projeto. Usualmente, são apresentados cenários otimista e pessimista.

- Decisão sob condições de risco: trabalha com a construção de cenários contínuos, sendo, portanto, uma análise dinâmica. Pode ser definida como sendo uma metodologia, na qual a incerteza envolvendo as principais variáveis projetadas em um modelo de previsão, é processada visando estimar o impacto do risco nos resultados projetados.

- Árvore de decisões: é uma técnica empregada na análise de projetos, nos casos em que haja uma seqüência de eventos incertos possíveis de ocorrer, e decisões a serem tomadas ao longo do tempo. A regra de decisão consiste em escolher a alternativa que maximize o valor monetário esperado, obtido através da multiplicação das probabilidades da ocorrência de cada evento pelo seu resultado monetário.

5.2.2. Os riscos característicos na produção de petróleo

Traçando um paralelo às propostas feitas por Mustafa e Al-Bahar (1991) e Allison (1994), propõe-se classificar as várias fontes de risco de projetos de produção de petróleo,

dentro de treze categorias gerais de risco. As categorias propostas são identificadas conforme apresentado a seguir:

- Risco dos atos divinos ou muitas vezes devido às forças maiores, é um termo apropriado e largamente utilizado pela indústria para descrever eventos que são imprevisíveis, e que simplesmente estejam além do controle direto de qualquer um. Estes eventos ocorrem como um resultado da ação da natureza, e são freqüentemente referidos como fenômenos naturais. Os riscos comuns nesta categoria estão relacionados aos danos físicos e pessoais devido a incêndios, movimentos de terra e clima entre outros.
- Riscos físicos estão associados a danos sobre uma determinada propriedade ou ativo imobilizado. Tais riscos incluem danos à estrutura ou à propriedade, danos a equipamentos e materiais, lesões de trabalho e morte e prevenção forçada do acesso ao trabalho, entre outros.

- Riscos de mercado estão fundamentalmente associados às flutuações do preço do petróleo, é a correlação destes preços com o mercado financeiro. Sob ótica financeira, os riscos de mercado de projetos de produção de petróleo não são diversificáveis.

- Riscos geológicos e de produção se baseiam na quantidade e qualidade da informação agregada disponível quando da tomada de decisão por priorizar o prosseguimento da coleta de novas informações, ou mesmo investir no desenvolvimento de uma jazida. Os riscos geológicos incluem as incertezas referentes à descoberta de uma jazida produtora de hidrocarbonetos, e à estimativa do volume de hidrocarbonetos ali existente. Os riscos de produção, primeiramente, se referem às incertezas relacionadas à estimativa de previsão de produção da jazida. Ademais, os riscos de produção estão tanto associados à eficiência operacional do sistema de produção, quanto ao simultâneo crescimento da alavancagem operacional do projeto, devido à elevação dos custos fixos ao longo do tempo.

- Riscos econômicos estão associados à quantificação das perdas potenciais do valor monetário esperado do projeto, relacionada ao grau de incerteza das estimativas dos fluxos de caixa do projeto. Estas perdas incorporam a aversão dos decisores em relação à irreversibilidade dos investimentos de um dado projeto. Um outro ponto se relaciona

à preferência por projetos que exibam maior liquidez, por anteciparem receitas que possam ser utilizadas para sustentar o prosseguimento destes projetos ou mesmo para financiar outros projetos.

- Riscos financeiros são os que estão associados ao comprometimento da execução e da própria continuidade do projeto. Por se tratarem de projetos usualmente de grande porte, tais projetos requerem vultosos recursos monetários para sua implementação. Assim, sendo, os riscos financeiros estão associados desde a possibilidade de falta de fundos necessários para o financiamento do projeto, até a elevação da sua alavancagem financeira a níveis que comprometam a capacidade da empresa de cumprir suas obrigações fixas de pagamento.
- Riscos políticos consistem na alteração das regras do jogo, especialmente as tributárias, chegando ao extremo da expropriação das jazidas. No caso das jazidas serem de propriedade estatal, este tipo de risco é considerado pouco relevante quando a empresa que vai produzir é estatal. Tipicamente, riscos políticos são relevantes em projetos de consórcio petroleiro internacional, com investimentos feitos por diversos países. Os principais riscos nesta área incluem a expropriação dos equipamentos pelo governo, as restrições alfandegárias e de exportação/importação de matéria, e as leis locais e regulações de controle ambiental, entre outros.

- Risco devido a externalidades ocorrem das interações entre a empresa de petróleo, o governo, o meio ambiente e a sociedade. Assim, um ponto relevante em projetos de produção de petróleo refere-se à definição de quem se beneficia e quem paga os custos de um projeto. A avaliação social de um projeto aprecia os custos e benefícios do ponto de vista de toda a economia, e não exclusivamente do proprietário. Assim sendo, deve-se incorporar na avaliação dos projetos públicos as externalidades, ou seja, os efeitos do projeto que venham a afetar a sociedade, seja positiva ou negativamente.

- Riscos de concepção estão relacionados à área de projetos, incluindo questões tais como projeto incompleto ou mal concebido, especificações inadequadas, erros e omissões no projeto, alterações na concepção original, exploração geotécnica não acurada, entre outros.

- Riscos tecnológicos, já que os projetos de produção de petróleo possuem um risco tecnológico diferenciado, de acordo com o tipo de tecnologia de explotação utilizada no projeto. Tecnologias inovadoras ou ainda em fase de teste possuem um risco mais elevado do que aquelas já conhecidas.

- Riscos devido a questões trabalhistas relacionam aos riscos inerentes ao trabalho. Pode-se citar disputas trabalhistas, produtividade no trabalho, condições locais de trabalho, falhas nos equipamentos, entre outros. Sob a ótica financeira, este tipo de risco é diversificáveis, podendo ser reduzido a partir de uma carteira de projetos diversificada.

- Riscos de execução de um projeto de produção se referem aos riscos da sua implantação. Usualmente ocorrem atrasos no cronograma de execução da obra, acarretando um atraso na entrada do projeto em produção. Trata-se, contudo, de um risco de difícil previsão.

- Riscos contratuais, determinado tipo de projeto supõe que o retorno seja contratualmente garantido, denominado de contrato "take or pay". Em essência, são projetos cujas receitas oriundas do desenvolvimento destes projetos amortizarão os investimentos feitos por terceiros. Trata-se de projetos de produção de petróleo com riscos menos elevados do que os usuais. Outro tipo similar de projeto supõe que a companhia contrate serviços a preços e quantidades previamente acordados.

5.2.3. Variáveis usadas para a análise de risco

Para a análise de risco existem alguns elementos básicos que devem ser levados em conta na sua elaboração.

- Componentes:
  - avaliação do volume possivelmente recuperável
  - perfis de investimentos e receitas
  - determinação dos indicadores econômicos
  - estudo de sensibilidade dos resultados às variáveis
- Variáveis exógenas não controláveis

  - volume possivelmente recuperável
  - custos de equipamento e instalações
  - preço do petróleo ou gás
  - índices de impostos, taxas e indenizações
  - taxa de inflação
- Variáveis exógenas controláveis
  - custo de manutenção, seguros, mão-de-obra e operação
  - vazão de produção de óleo ou gás
  - número de poços (espaçamento)
- Variáveis de estado: fluxo de caixa (investimentos e/ou receita líquida)
- Variáveis endógenas
  - distribuição do VPR
  - distribuição do valor atual á TMA
  - tempo de retorno do capital investido
  - razão receita/custo
  - exposição máxima
  - taxa interna de retorno
  - probabilidade de perda e perda média
  - lucro esperado e desvio padrão
- Relações funcionais principais
  - equações para estimativa do potencial geológico
  - equações para cálculo de valor atual
  - volume possivelmente recuperável – investimentos
  - volume possivelmente recuperável – receita
  - volume possivelmente recuperável – custos
  - preço do petróleo – tempo
  - vazão de abandono – custos
  - custo do poço – número de poços perfurados
  - custo de equipamento de produção - volume possivelmente recuperável
  - custo da plataforma – lâmina d'água
  - custo de manuseio – vazão de produção
  - custo operacional – número de poços

5.3. A análise econômica e análise de risco no desenvolvimento de campos de petróleo

A incorporação dos conceitos de análise econômica e análise de risco foi efetuada no presente trabalho devido a que nos últimos anos, sua aplicação tem aumentado na elaboração de projetos, durante o processo de desenvolvimento do campo.

As empresas de petróleo vem utilizando a análise econômica como um critério de decisão consistente, que proporciona uma ferramenta para medir a viabilidade de um projeto. Esta é uma solução muito usada para a escolha da melhor alternativa ou também pode ser usada como um critério de aceitação de uma alternativa.

Os projetos durante o desenvolvimento do campo são projetos de investimento. Devido à sua magnitude os investimentos requeridos sempre têm um risco envolvido, por tanto cada vez que um projeto vai ser elaborado, uma análise de risco deverá ser feita para serem avaliados os riscos presentes antes de sua aceitação.

No inicio do processo de desenvolvimento do campo, quando se quer incorporar na carteira de projetos da empresa, um projeto para o de desenvolvimento de um campo numa área potencialmente produtora, por serem projetos localizados em áreas com reduzido histórico de produção e por conseguinte pouco conhecimento das jazidas produtoras, eles tem um risco que deve ser levado em conta na avaliação do projeto. Em projetos para o desenvolvimento de campos localizados em águas profundas, por serem projetos localizados em áreas com reduzido histórico de produção e por conseguinte menor grau de conhecimento das jazidas produtoras, além da existência de um menor grau de conhecimento acumulado da tecnologia de explotação a ser aplicada, estes projetos possivelmente possuem um maior grau de risco médio relativo, se comparados aos projetos terrestres e mesmo àqueles localizados em águas rasas. No processo de desenvolvimento do campo, na medida que cada ciclo é completado novas informações serão adicionadas e consequentemente os riscos vão diminuir.

Capitulo 6

Estudo de Casos de Desenvolvimento

Cada empresa na área de exploração e produção utiliza um esquema próprio para o desenvolvimento de um campo de petróleo. Contudo nem todos relatam de uma forma clara e detalhada os procedimentos adotados. As metodologias citadas na literatura para elaboração de projeto de desenvolvimento utilizam critérios muito similares entre si. Obviamente, a determinação da viabilidade e a implementação de cada desenvolvimento é diferente visto que isto dependerá da política da companhia e das características próprias de cada campo a ser desenvolvido.

O objetivo deste capítulo é apresentar os procedimentos que têm sido divulgados na literatura ou também obtidos através de coleta de informação em campo, referentes ao desenvolvimento de campos e gerenciamento de reservatórios.

Cada procedimento será apresentado e analisado na forma de sua aplicação para um determinado campo.

6.1 Caso 1: Método para o Gerenciamento de Reservatórios

Esta metodologia foi apresentada por Saater (1992). Essencialmente a metodologia baseia-se no gerenciamento de reservatórios.

A metodologia descreve um processo para o gerenciamento de reservatórios usando o conceito de equipe integrada e multidisciplinar, enfatizando a utilização de recursos

disponíveis (humanos, tecnológicos e financeiros) para maximizar os benefícios na medida que são minimizados os investimentos de capital e custos de operação.

Os principais pontos abordados no processo de gerenciamento do reservatório são: o estabelecimento de um propósito ou estratégia e um plano de desenvolvimento, implementação e monitoramento do plano e avaliação dos resultados. Figura 6.1.

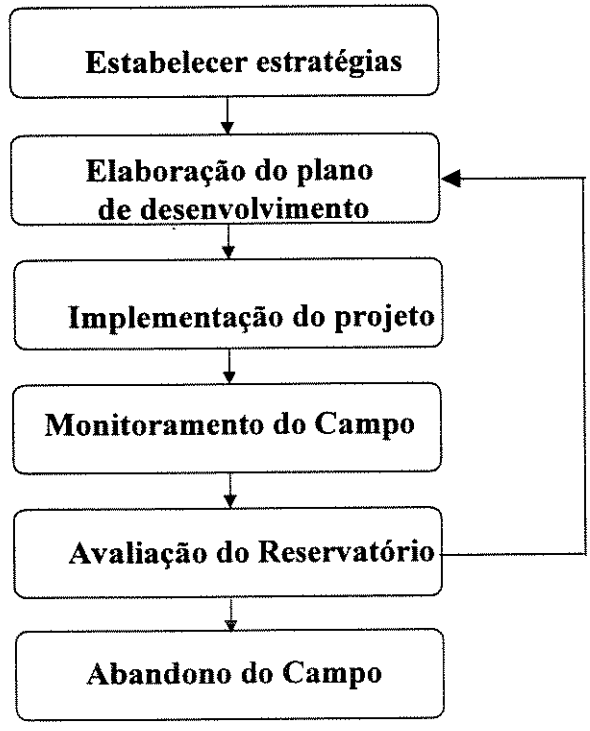

Figura 6.1 Processo para o gerenciamento do reservatório, Satter (1992)

6.3.1 Conceitos e processos para o gerenciamento de reservatórios

- Estabelecimento de estratégias: Consiste no reconhecimento das necessidades específicas e o estabelecimento de um propósito realista e viável. Os elementos chaves nesta fase são:

  - Características do reservatório
  - Ambiente geral
  - Tecnologia disponível

UNICAMP BIBLIOTECA CENTRAL

O conhecimento destes elementos é o pré-requisito para estabelecer estratégias a curto e longo prazo.

- Plano de desenvolvimento: No plano de desenvolvimento são estabelecidas estratégias de depletação para a recuperação primária de hidrocarbonetos e aplicação de métodos de recuperação secundária e EOR. Figura 6.2.

  - Esquema de recuperação: mecanismo de produção natural ou por injeção de fluidos.
  - Espaçamento de poços: número de poços, prognostico de reservas, análise econômica de cada alternativa.
  - Caracterização do reservatório: simulação do comportamento do reservatório sob diferentes mecanismos de produção.
  - Previsão da recuperação primaria do reservatório
  - Planejamento das facilidades de produção requeridas: determinar número de plataformas, sondas de perfuração e facilidades de superfície. Programas de perfuração, completação de poços, requerimento de operação. Estimativa de capital requerido e custos de operação.
  - Otimização econômica: usando a produção estimada, capital requerido, custos de operação e dados financeiros, é feita uma análise financeira das alternativas de desenvolvimento. Baseado na análise econômica é escolhida a melhor alternativa.

- Implementação do plano de desenvolvimento: depois da aprovação do projeto de desenvolvimento deve ser começada a produção o mais rápido possível.

- Supervisão e monitoramento do comportamento do reservatório, para determinar se o reservatório está se comportando como foi previsto no plano de desenvolvimento inicial. Monitoramento, supervisão e avaliação: Um programa de monitoramento e supervisão da produção é implementado quando começa a produção no campo. Revisão periódica do comportamento atual do reservatório para ser comparado com o comportamento previsto no plano de desenvolvimento.
- Avaliação do comportamento do reservatório e o plano de desenvolvimento.

- Abandono do campo

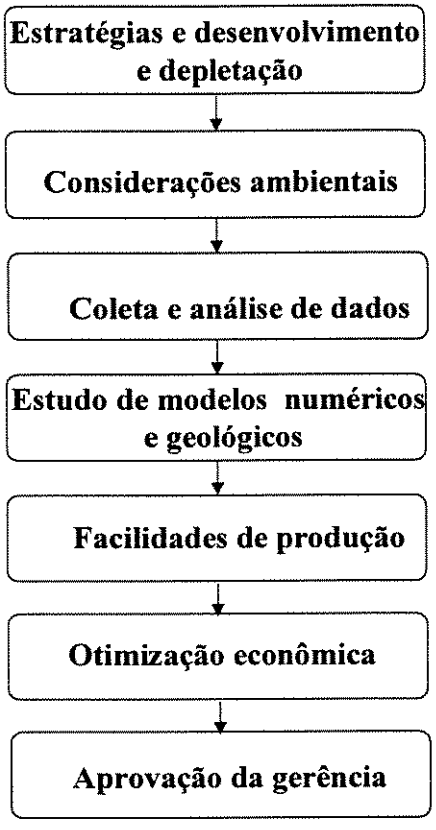

Figura 6.2 Componentes do projeto para o desenvolvimento do campo, Saater (1992).

6.1.2 Exemplo de Gerenciamento de Reservatórios: Campo Wizard (Texaco Inc.)

O campo Wizard esta localizado no Golfo de México, onde o poço pioneiro (Poço 1) mostrou duas zonas de areias produtoras a 1273 m e 1433 m, com um volume de óleo "in place" de 881 MMm^3. Foram perfurados quatro poços (Poços 2, 3, 4 e 5) para delimitar o reservatório. Os dados iniciais indicam que o reservatório é subsaturado, com uma pressão inicial acima do ponto de bolha, dados geológicos e experiência na área sugerem a presença de um aqüífero ativo.

Com os dados disponíveis do reservatório, para o prognostico de vazão de produção e reservas foram consideradas quatro opções de espaçamento (161874, 323749, 485624 e 647499 m^2).

Tabela 6.1 Desenvolvimento primário do Campo Wizard

Alternativa (m^2)	Vazão inicial m^3/d		No. de plataformas	Poços	
				Antes da produção	Durante a produção
	1273 m	1433 m			
161874	159	278	2	20	35
323749	198	317	1	10	20
485624	238	397	1	8	12
647499 x	238	397	1	8	7

Uma análise de sensibilidade foi feita para estudar o comportamento da produção para vários tamanhos de aqüífero. Também foi feita uma simulação para recuperação secundária com injeção de água.

Os resultados do comportamento da produção, obtidos da simulação, foram usados para projetar o tamanho das plataformas, instalações de produção, completação de poços e estabelecer os requerimentos e custos de operação. Depois foram estimados requerimentos de capital e custos de operação para a análise econômica.

Utilizando a produção prevista, capital requerido, custos operacionais e dados financeiros, uma análise econômica das alternativas para o desenvolvimento do campo foi estudada.

Tabela 6.2 Avaliação econômica para o Campo Wizard

Parâmetros	Recuperação primaria				Com Injeção de água
	161874 m^2	323749 m^2	485624 m^2	647499 m^2	323749 m^2
Investimentos, $MM	325	222	202	162	220
Reservas, MMSTBO	40.3	40.2	38.7	38.0	81.3
Vida econômica, anos	9	11	15	15	22
"payout", anos	5.1	4.8	4.7	4.7	4.9
Valor presente liquido, $MM	112	161	144	157	309
Custos de desenvolvimento	5.95	3.91	3.62	2.87	2.18

Baseados nos resultados da avaliação econômica, foi escolhida a melhor alternativa economicamente viável para recuperação primaria, a alternativa para um espaçamento de poços de 647499 m^2, como segunda opção alternativa para um espaçamento de poços de 323749 m^2com injeção de água depois de 2 anos de produção.

6.2 Metodologia para o desenvolvimento de campos de petróleo usando o conceito de engenharia simultânea

A metodologia apresentada por Holse e Steine (1993), utiliza principalmente o conceito de engenharia concorrente. A engenharia concorrente é uma filosofia na qual, durante a fase de planejamento do projeto são considerados simultaneamente todos os componentes que estão presentes em cada ciclo do desenvolvimento do campo

A metodologia é a base para a análise e otimização de cada um dos componentes (chamados de blocos funcionais) requeridos para o desenvolvimento permitindo uma análise de todas as possíveis combinações. Os blocos funcionais são coleta e análise de dados, definição de facilidades de produção, definição das operações, prognósticos de produção, estimativa de custos, fluxos de caixa e análise econômica. Todas as possíveis alternativas para gerar soluções são descritas.

A metodologia utiliza indicadores econômicos como critérios para otimizar os blocos funcionais na seleção de conceitos de desenvolvimento e analisa os principais componentes para a produção do campo, selecionando soluções funcionais com grande potencial econômico para o desenvolvimento total do campo.

Neste caso, o desenvolvimento do campo é dividido nas seguintes fases: exploração/pesquisa, projeto de desenvolvimento, definição de alternativas, construção, prepararão para produção, produção e abandono. Figura 6.3.

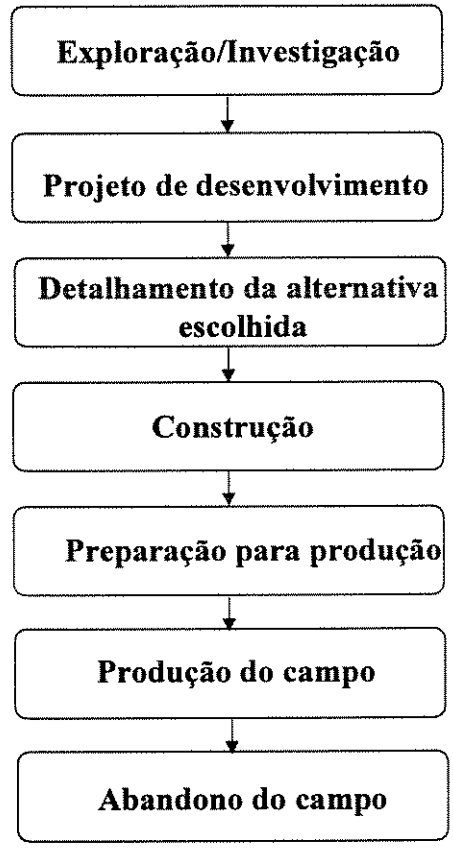

Figura 6.3 Processo para o desenvolvimento do campo, Holse e Stein (1993)

6.3.1 Conceitos e processos para o desenvolvimento de um campo de petróleo

- Exploração/pesquisa: São estabelecidas as bases para a avaliação de novas jazidas através do estudo de avaliação de prospectos. É realizada também a avaliação do campo através da definição de uma solução tecnológica e econômica aceitável.

- Projeto de desenvolvimento. Consiste em:
  a. Estudo de viabilidade: Identificar e filtrar as várias alternativas para o desenvolvimento do campo. Figura 6.4.
     - Estruturar uma equipe multidisciplnar
     - Geração de idéias ("brainstorming")
     - Definir um plano de ação
     - Definir os limites de cada bloco funcional.
     - Apresentar um estudo de com todas as alternativas de cada bloco funcional
     - Analise de todas as alternativas/soluções possíveis para o desenvolvimento do campo.
  b. Estudo de desenvolvimento do campo: Decidir e descrever a melhor alternativa potencialmente econômica.
- Detalhar a alternativa escolhida para a operação e desenvolvimento do campo.
- Construção das instalações de produção e equipamento necessário para a implementação do plano de desenvolvimento.
- Preparação para produção do campo de acordo aos requerimentos operacionais determinados no plano de desenvolvimento.
- Produção do campo, supervisionando periodicamente o comportamento do reservatório para ser comparado com o comportamento previsto no plano de desenvolvimento.
- Abandono do campo.

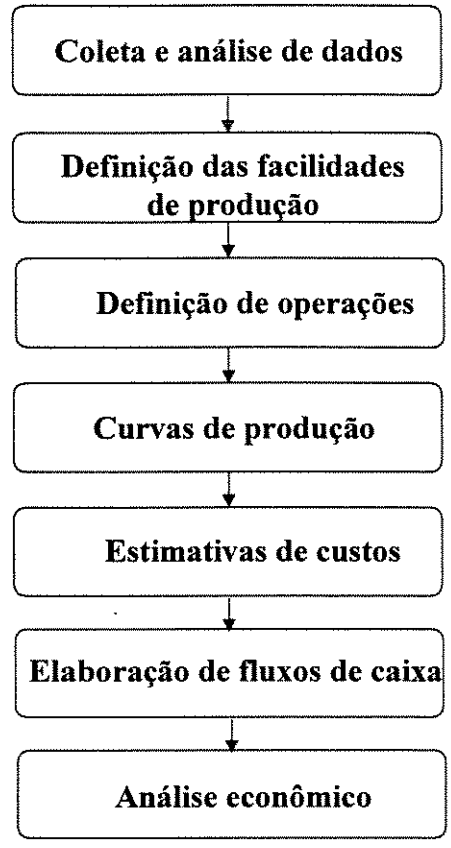

Figura 6.4 Componentes do projeto para o desenvolvimento do campo, Holse e Stein (1993)

6.2.2 Exemplo de desenvolvimento de um campo: Campo NORNE (Staoil A/S , Baker Jardine & Assocs Ltd.)

O campo NORNE está localizado no Mar do Norte, na Noruega, aproximadamente a 200 km do litoral e a 20 km do Campo Heidrun. O reservatório tem uma pequena capa de gás. A infra-estrutura existente nas proximidades são as do Campo de Heidrun.

Depois de formada a equipe multidisciplinar, foram apresentadas todas as alternativas possíveis para o desenvolvimento do campo. Combinando todas as soluções apresentadas, foram definidas 100 combinações possíveis de desenvolvimento. Algumas destas combinações foram descartadas por serem tecnicamente inviáveis ou por serem consideradas repetições de outras já escolhidas. Ficando ao final aproximadamente 50 combinações para serem avaliadas.

Depois foram utilizados os programas de computador calcular o CAPEX e OPEX epara calcular o valor presente líquido (VPL) da produção.

Fez-se uma análise de sensibilidade da capacidade de produção, construção ou não de sondas de perfuração e diferentes alternativas de exportação.

Baseados nos resultados da análise econômica, foram consideradas promissoras 25 combinações.

O passo a seguir no processo é selecionar as melhores alternativas, até atingir a alternativa ótima para o desenvolvimento do campo.

Tabela 6.3 Esquema de desenvolvimento do Campo NORNE

Vazão de produção	Unidade de Produção	Processo	Equipamento submarino	Sonda de perfuração	Exportação de óleo	Alternativa econômica
A, B, C	TLP	1,2	4	1	3,4	3
A, B, C	DDF	1,2	4	1	2	3
A, B, C	SEMI 1	1,2	2	1	2	3
A, B, C	SEMI 2	1,2	1	2	3,4	6
A	ODISSEY	1,2	1	2	3,4	0
		4			4	0
A	SANA	1,2	2	1	3,4	0
A, B, C	S	1,2	1	2	1	6
A, B, C	SB	1,2	1	2	2	3
A	HEIDRUN	3	3	N/A	4	1
						25

- Vazão de produção: A = 15000 Sm^3/d, B = 20000 Sm^3/d e C = 25000 Sm^3/d
- Unidades de produção: TLP (Tension Leg Plataform), DDF (Deep Draft Floater), SEMI 1 (semi sumersible concrete w/storage), SEMI 2 (semisumersible newbuil wo/storage), SANA (4 SANA 1500), S (SHIP), SB (SPAR BUOY).
- Processos: 1 = 3 estágios, 2 = 2 estágios, 3 = 3 estágios Heidrun, 4 = separação de água.

- Equipamento submarino: 1 (4 templates), 2 (4 template under unit), 3 (templates), 4 (drilling template)
- Sonda de perfuração: 1 = sim, 2 = não
- Exportação de óleo: 1 (Tandem load), 2 (1 STL), 3 (2 STL), 4 (Pipeline to Heidrun)

6.3. Caso 3: Metodologia aplicada na Bacia de Campos

A metodologia apresentada a seguir é um resumo de dados coletados a partir de entrevistas com profissionais que atuam na área e dados encontrados na literatura.

6.3.1 Conceitos e processos para o desenvolvimento de um campo de petróleo

Na Figura 6.5 são mostradas as etapas para o processo de desenvolvimento dos campos na Bacia de Campos.

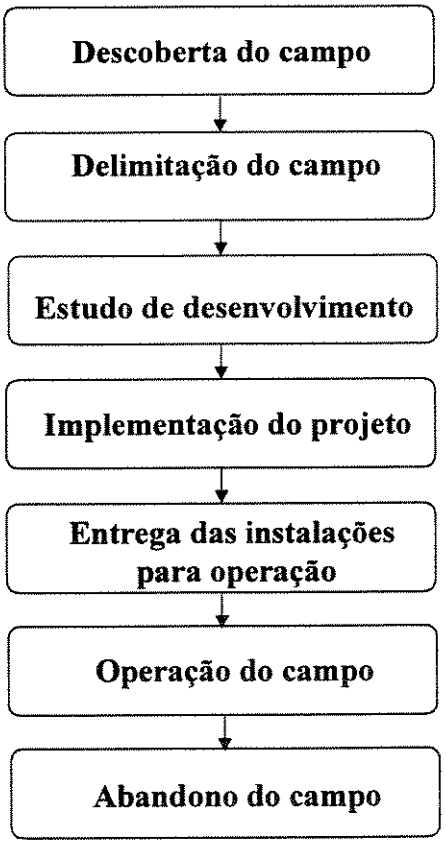

Figura 6.5 Processo para o desenvolvimento do campo, Bacia de Campos

- Identificação de oportunidades: Desenvolvimento do campo descoberta/delimitação.
- Elaboração de um estudo de viabilidade técnico – econômica. Figura 6.6.
  - Nivelamento de informações
  - Apresentação do plano de explotação: Malha de drenagem do reservatório.
  - Geração de alternativas de desenvolvimento
  - Definição preliminar das alternativas a serem estudadas
  - Análise de viabilidade técnica das alternativas: são descartadas as alternativas consideradas inviáveis.
  - Análise econômica das alternativas.
  - Escolha e detalhamento da melhor alternativa.
- Implementação do projeto
  - Montar estrutura analítica do projeto
  - Definir uma equipe multidisciplinar para a implementação do projeto
  - Iniciar construção das instalações de produção, implementar programas de perfuração e completação de poços.
- Entrega das instalações para operação do campo.
- Operação do campo sob as condições estabelecidas no projeto de desenvolvimento.
- Abandono do campo

6.3.2. Exemplo de desenvolvimento de um campo: Campo Marlim (OTC 5971, 1989)

O campo Marlim localiza-se a nordeste da Bacia de Campos, em lâminas de água de 600 a 1000 metros, distante cerca de 130 km do Cabo São Tomé e 40 Km da plataforma central do Campo de Garoupa.

Cinco poços de extensão, já perfurados, e a sísmica 3D levam à expectativa de um campo com uma única acumulação, com área de 152 km^2. A estratégia de desenvolvimento de Marlim compreende a explotação em quatro etapas: Sistema Pré-Piloto, Sistema Piloto, Fase I e Fase II.

O Sistema Pré-Piloto entrou em produção com 1589 m^3 no início de 1991, com dois poços produtores. Em 1992, o Sistema Pré-Piloto foi substituído pelo Sistema Piloto, com 10

poços produtores. Ambos sistemas têm como objetivo coletar informações referentes ao desempenho da produção e à caracterização do reservatório. O presente estudo apresenta os alternativas para o projeto de desenvolvimento da Fase I do Campo Marlim. A estratégia do projeto de desenvolvimento da Fase I é garantir uma efetiva recuperação secundária e manter a pressão do reservatório acima do ponto de bolha. Foram consideradas 3 opções de malha de drenagem, 1, 1.414 e 2 km de espaçamento entre poços. A primeira alternativa mostrou ser a mais confiável. Foi assumido que o espaçamento de 1 km requer 32 poços produtores e 20 poços para injeção de água. As premissas adotadas para o estudo do arranjo de equipamentos submarinos foram reservatório único e contínuo e malha de drenagem regular.

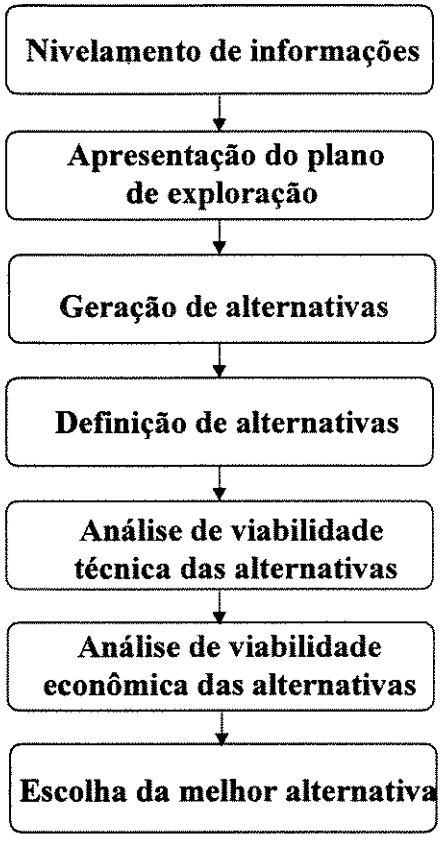

Figura 6.6 Componentes do projeto para o desenvolvimento do campo, Bacia de Campos

As plataformas seriam posicionadas no centróide da malha de drenagem. Alguns dos poços seriam verticais. Quatro alternativas foram concebidas: na primeira alternativa todos poços são individuais e conectados a plataforma; para segunda alternativa os poços de produção são individuais conectados à plataforma e os poços de injeção conectados à plataforma por quatro "manifolds" de injeção, os quais por sua vez são conectados à

plataforma; na terceira alternativa os poços de produção são conectados a cinco "manifolds" de produção submarinos e os poços de injeção conectados à plataforma por quatro "manifolds" de injeção, todos os "manifolds" conectados à plataforma; e na quarta alternativa todos os poços de produção e injeção conectados a três "manifolds" submarinos de produção e injeção e quatro "templates-manifold" OCTOS-1000. Todos os "manifolds" conectados à plataforma.

Tabela 6.4 Análise econômica de cada alternativa para localização dos poços, Campo Marlim

Alternativa	**Custo relativo**
1	1.00
2	0.96
3	1.22
4	1.34

Para a implementar o plano de explotação do campo foram analisadas economicamente quatro alternativas: a alternativa 1-A) duas unidades de produção estacionárias semi-submersíveis e três sondas de perfuração/completação, a alternativa 1-B) duas unidades de produção estacionárias semi-submersíveis e duas sondas de perfuração/completação, a alternativa 2-A) uma unidade de produção estacionária semi-submersíveis, 9 meses depois uma segunda unidade estacionária de produção e três sondas de perfuração/completação e a alternativa 2-B) uma unidade de produção estacionária semi-submersíveis, 9 meses depois uma segunda unidade estacionaria de produção e duas sondas de perfuração/completação.

Tabela 6.5 Análise econômicoa de cada alternativa de unidades de produção, Campo Marlim

Índice econômico	Alternativa			
	1-A	**2-A**	**1-B**	**2-B**
Relação VPL/ investimento	2.33	2.35	2.23	2.24
TIR (%)	53	54	49	51
Custo de produção (US$/BOE)	7.82	7.75	8.04	8.0

O projeto de desenvolvimento compreende as seguintes características: instalação de duas unidades estacionárias de produção, semi-submersíveis, equipadas com plantas para processar a produção total de óleo, além da água de produção. Perfuração de 51 poços,

aproveitando um poço já perfurado, todos verticais e completação molhada de 32 poços de produção e 20 poços de injeção, cada unidade de produção centralizará 26 poços, sendo 16 de produção e 10 de injeção. Ligação individual, por meio de linhas flexíveis, dos poços as unidades estacionárias. Transferência de óleo para o continente e de gás para plataforma de Namorado-1, por meio de dutos rígidos, que serão instalados a partir das unidades de produção estacionárias.

O projeto de produção proposto mostrou-se o mais rentável economicamente, dentre as varias alternativas analisadas.

6.4. Discussão dos casos apresentados baseando-se na metodologia proposta

Como já foi dito, na metodologia proposta são usados os conceitos de método de análise hierárquica e o método da espiral. O método de análise hierárquica que permite relacionar os vários fatores que envolvem o projeto de desenvolvimento. Por outro lado, o método da espiral pode ser usado para descrever processos interativos, requeridos na sintetise durante o desenvolvimento do campo. Figura 6.7.

- Estudo de viabilidade identifica e separa as varias alternativas para o desenvolvimento do campo, permitindo uma análise de todas as possíveis combinações e descrevendo as possíveis soluções.
- Projeto preliminar
  - Escolha da melhor alternativa
  - Estabelecer bases iniciais para o desenvolvimento do campo
- Projeto final: Detalhar a engenharia do projeto de desenvolvimento ótimo.
- Implementação do projeto
  - Definir o cronograma físico e financeiro
  - Execução do projeto final
- Operação e produção do campo: Maximização da produção de hidrocarbonetos.
- Abandono do campo: Continuidade da operação do campo mudando as condições ou desistência da produção.

A metodologia proposta dá ao projetista do plano de desenvolvimento do campo uma visão integrada dos diversos ciclos do projeto de desenvolvimento. Por visão integrada entende-se o perfeito entendimento das interdependências existentes, permitindo prever as conseqüências de alterações em um determinado ponto da espiral nos demais pontos.

Figura 6.7 Processo para o desenvolviento do campo segundo a metodologia proposta

Depois de analisar os casos antes mencionados, para o desenvolvimento de campos de petróleo, podem ser encontradas algumas semelhanças e diferenças no processo de desenvolvimento.

As diferenças encontradas estão presentes no desenvolvimento do campo,, mais especificamente nas fases iniciais, onde é elaborado o projeto de desenvolvimento.

Em todos os métodos pode ser percebido que depois de completada esta etapa, todos os métodos seguem o mesmo processo. Desde a implementação do projeto até o abandono do campo, só são encontradas algumas variações que vão depender das características do campo e da política e recursos da companhia.

As principais diferenças nestes modelos são os critérios de seleção adotados para tomada de decisões, e o processo seguido para a elaboração do projeto de desenvolvimento.

No modelo apresentado por Saater (1992) para o gerenciamento de reservatórios, depois de aprovadas as reservas, o passo a seguir é a definição de estratégias de curto e longo prazo para a depletação do reservatório. Os estudos realizados são baseados principalmente no comportamento do reservatório sob operações de recuperação primaria e secundaria. A técnica de elaboração e estrutura do projeto é baseada num fluxo linear de dados e informação, entre as disciplinas envolvidas.

Na metodologia apresentada pela Statoil (1993), a fase do projeto de desenvolvimento é dividida em duas etapas, a etapa do estudo de viabilidade e a etapa de desenvolvimento do campo. Na etapa do estudo de viabilidade são usadas as medidas econômicas como critério de seleção e a engenharia simultânea como metodologia para a análise das diferentes alternativas, usando um processo seletivo até ser encontrada a alternativa de desenvolvimento ótima. O passo seguinte é a elaboração do estudo de operação e desenvolvimento do campo.

No processo utilizado pela Petrobras na elaboração do EVTE (estudo de viabilidade técnico-econômica), são apresentadas as premissas básicas para o desenvolvimento do campo. Devido a pouca informação disponível na literatura sobre os critérios de seleção adotados e os passos seguidos na elaboração do EVTE, só foi possível tentar identificar este processo a partir dos trabalhos publicados sobre desenvolvimento de alguns campos específicos, como o Campo de Marlim.

A metodologia apresentada neste trabalho divide o processo de desenvolvimento do campo em ciclos facilmente identificáveis para facilitar ao pessoal responsável da elaboração destes projetos a identificação dos aspectos fundamentais que devem ser estudados em cada ciclo, mostrando uma sistemática lógica e fácil de acompanhar.

Capitulo 7

Conclusões e Recomendações

No descrito no presente trabalho fez-se uma descrição de uma metodologia para o projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo. A metodologia proposta permite ao projetista de desenvolvimento do campo de petróleo uma visão integrada dos diversos ciclos do projeto. Assim pode-se obter um perfeito entendimento das interdependências existentes, permitindo prever as conseqüências de alterações em um determinado ponto da espiral afetam os demais pontos. E ainda, a metodologia proposta permite a avaliação de fatores econômicos e dos parâmetros operacionais, fundamentais no desenvolvimento de um campo, tendo-se em vista a minimização dos investimentos de capital, custos de operação e a maximização da recuperação econômica do campo.

Do presente estudo verifica-se que:

a) O método da análise hierárquica mostra-se bastante adequado nos procedimentos de tomada de decisões durante a escolha das melhores alternativas dos vários componentes do desenvolvimento do campo. E a espiral de projeto permite coordenar as várias atividades do projeto, de uma forma racional e lógica, e a obtenção do formato final do projeto de desenvolvimento do campo.

b) A metodologia apresentada mostra um esquema geral para o desenvolvimento de campos de petróleo e estabelece um conjunto de procedimentos que podem ser aplicados a qualquer campo sem importar se é de grande o pequeno porte.

c) A metodologia padroniza os diferentes ciclos do desenvolvimento do campo, proporcionando uma análise integrada de todos os aspectos relacionados a cada um deles. Portanto, a aplicação desta metodologia tem como vantagem o fato de que todos os aspectos são avaliados sem que nenhum deles sejam desprezados ou eventualmente esquecidos.

Apesar dos excelentes métodos já encontrados na literatura sobre desenvolvimento de campos de petróleo, a metodologia apresentada tem uma vantagem que a difere das demais. O que a destaca é a apresentação de uma sistemática detalhada onde são encontrados os fundamentos básicos para cada ciclo do desenvolvimento, tornando mais eficiente a elaboração dos projetos.

A metodologia apresentada vem a ser uma ferramenta de extrema valia para quem esteja iniciando sua carreira na área de elaboração de projetos para o desenvolvimento de campos. Com ela, tem seu trabalho altamente facilitado e rentável.

As seguintes implementações são sugeridas à metodologia proposta:

a) Aprofundar no estudo dos conceitos que foram identificados em cada ciclo do desenvolvimento do campo.
b) Identificar outros aspectos que complementem a elaboração de projetos durante o processo de desenvolvimento de campos de petróleo.

Referências Bibliográficas

ALLISON, J.C. Issues in the evaluation and application of discount rates for investment evaluation. Proceeding of the SPE Oil and Gas Economics, Finance and Management, p.53-58, Londres, 8-9 junho 1994.

AMINZADEH, F., *Future Geophysical Technology Trends*, The Leading Edge, June 1996.

ASHEIN,H.A, Decision Parameters for Offshore Field Development, SPE 9570, Dallas, 1981.

ASRILHANT, BORIS. *Taxas Mínimas de Atratividade Associadas a diferentes Graus de Risco: Uma Metodologia Aplicada a Industria do Petróleo no Brasil*, Universidade Federal De Santa Catarina, 1995.

ASSIMOW, MORRIS: Introdução ao projeto: Fundamentos do projeto de engenharia, Trad. José Wanderley Coelho Dias, Editora Mestre Jou, 1968.

BECKNER, B.L. Field Development Planning Using Simulated Annealing-Optimal Economic Well Scheduling and Placement, paper SPE 30650 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Oct. 22-25.

BEHRENBRUCH, PETER. Offshore Oilfield Development Planning: Project Feasibility and Key Consideration, , paper SPE 22957, presented at the 1991 SPE Asia Pacific Conference, Perth, Nov. 4-7.

BIRREL, N.D. Deepwater Engineering Trends, paper OTC 7629 presented at The 26th Annual OTC, Houston, May 5-9, 1994

BYNUM, Douglas, *Practical Drilling and Production design*, 1982 Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma

COSTA, L.R. *Optimization Models for offshore oil field development*, Ph dissertation, Case Western Reserve University, Cleveland, Ohio, 1975

CRAIG, F. F., Optimized recovery through continuing interdisciplinary cooperation, Journal of Petroleum Technology, July 1967, p.755

DE OLIVEIRA, C.A.P and COELHO, R.P., Marlim Field Development, OTC 5971 presented at The 21th Annual OTC, Houston, May 1-4, 1989.

DEVINE, M.D. and LESSO W.G., Models for minimum cost development of offshore oil fields, Management Science 18, 1972, p. 378-387

DOGRU, S. *The Optimization of profitability of offshore oil field operations*, Ph dissertation, University of Texas, Austin, Texas, 1975

ESSLEY, P. L., What is reservoir engineering?, Journal of Petroleum Technology, Jan. 1965

EVANS, J. HARVEY. *Ship Structural Design*, Cambridge, 1975.

FORMIGLI Filho,J.M. & Ribeiro,O.J.S., "Critical Points for the Project of Very Deep Subsea Completions", OTC 5809, may 1988.

FRAIR, L. and DEVINE M.D., *Economic Optimization of offshore petroleum development*, Management Science 21, 1973, p. 1370-1379

FRICK, THOMAS C. Petroleum Production Engineering, New York, Toronto and London, 1956.

GAWITH, P.A., AND GUYYERIEDGE, Z. TANG. Integrating Geoscience and Engineering for Improved Field Management and Appraisal, paper SPE 29928 presented at the 1995 International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, Nov 14-17.

GILBERT, JOHN T.E., *Technical Environmental Guidelines*, Oklahoma, 1975.

GRIMMET, T. T. and Startzman, R.A., Optimization of offshore field development to minimize investment, SPE Drilling Engineer 3, 1988. P. 403-409

HAIDORSEN, H. H. and Van Golf-Racht, T., Reservoir Management into the next century, Centennial Symposium at New Mexico Tech, Socorro, Oct. 16-19, 1989

HALBOUTHY, M.T., Synergy is essential to maximum recovery, Journal of Petroleum Technology, p. 750, july 1977

HARRIS, D.G. and HEWITT, C. H., Synergism in Reservoir management - the geologic perspective, Journal of Petroleum Technology, p. 761, july 1977

MACEDO,R.A.V. & AISRILHNAT,B., Marlim Field Development: A Challenge in Deepwaters, SPE 21148, oct 1990.

MANNARINO, REMO. *Introdução à Engenharia Econômica*, UFOP, Ouro Preto, 1985.

HERTZ, D., THOMAS, H. *Risk Analysis and Its Aplications*. London: John Wiley & Sons Ltd., 1983

MOORE, P. *Handling risks*. OMEGA International Journal of Management Science , v.7, n.3, p. 183-190, 1979

NUNES, CLÁUDIO FONTES & BEZERRA, MÁRCIO FELIX. Operações de Avaliação de Formações, PETROBRAS, Salvador.

OLIVEIRA,C.A.P.& Coelho,R.P., "Marlim Field development", OTC 5971, may 1989.

RAZA, S.H. Data Acquisition and Analysis for Efficient Reservoir Management, JPT, pp.466-469, 1992.

RESENDE, H.V. *Seleção de Projetos de Investimento na Indústria de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil*, Através do Programa de Metas, Rio de Janeiro, 1992.

ROBASCO, JUAN. A methodology for The Economic Evaluation of Exploration Projects, SPE Advanced Technology Series, vol. 2, n.1, 1994.

RODRIGUES,R.S. & Cordeiro,A.L., "OCTOS-1000: A Deepwater Template Manifold", OTC 5974, may 1989.

SAATY, THOMAS L. *Método de Análise Hierárquica*, São Paulo, 1991.

SANTOS, JOSÉ ALVES, *Curso de Engenharia Econômica*, PETROBRAS, 1988.

SATTER, A., VERNON, J.E., AND HOANG, M.T. Integrated Reservoir Management, Journal of Petroleum Technology pp.1057-1060, 1994.

SESSIONS, K. P. and Lehman D.H., Nurtuing the geology - Reservoir engeneering teams: vital for efficient oil and gas recovery, The 1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibietion, Oct 8-11

SNEIDER, R. M., The economic value of a synergistic organization, The 1990 Archie Conferencie, Houston, Oct 22-25

SULLIVAN, J., A computer model for planning the development of an offshore oil field, Journal of Petroleum Technology 34, 1982, p. 1555-1564

THAKUR, G.C. Implementation of a Reservoir Management Program, paper SPE 20748 presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 23-26.

UREN, LESTER CHARLES, TAYLOR R. WILLIAM. *Petroleum Production Handbook*, Dallas, 1956.

WIGGINS, M.L. AND STARTZMAN, R.A. An Approach to Reservoir Management, paper SPE 20747 presented at 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept 23-26.

WYLLIE, M.R.J., reservoir Mechanics - Stylized Myth or Potential Science?, Journal of Petroleum Technology, June 1962

Anexo I

A análise hierárquica para tomada de decisões

Segundo Saaty (1991), na solução de problemas, envolvendo uma longa seqüência de alternativas é necessário adotar uma sistemática para uma tomada consistente de decisão. A prática da tomada de decisões esta ligada á avaliação das alternativas, todas satisfazendo um conjunto de objetivos pretendidos. O problema é escolher a alternativa que satisfaz melhor o conjunto total de objetivos.

A tomada de decisões envolve os seguintes tipos de cuidados:

- Planejamento
- Geração de conjunto de alternativas
- Estabelecimento de prioridades
- Escolha da melhor política, após da definição do conjunto de alternativas.
- Alocação de recursos
- Determinação dos requisitos
- Previsão dos resultados
- Projeto dos sistemas
- Avaliação do desempenho
- Garantia da estabilidade do sistema
- Otimização
- Resolução de conflitos

O método de análise hierárquica, reduz o estudo de sistemas extremamente intrincados a uma seqüência de componentes adequadamente identificados. A hierarquia representa a

análise dos elementos mais importantes de um sistema e de suas relações. Elas são um auxílio muito importante no processo de planejamento ou de tomada de decisões.

A vantagem básica da hierarquia é que se pode procurar o entendimento de seus níveis mais altos a partir das interações entre os vários níveis da hierarquia, em vez de diretamente entre os elementos dos níveis. Cada elemento da hierarquia pode pertencer funcionalmente a várias outras hierarquias diferentes.

Para estruturar uma hierarquia, não existe um conjunto de procedimentos para gerar os objetivos, critérios e atividades para serem incluídos na hierarquia e mesmo num sistema mais geral. A questão é escolher os objetivos para decompor a complexidade do sistema. Os objetivos finais necessitam estar no topo da hierarquia, seguidos de seus subobjetivos , e tendo imediatamente abaixo, os ainda mais abaixo deles.

Para a abordagem hierárquica para na solução de problemas é que a representação funcional de um sistema pode diferir de pessoa para pessoa, mas as pessoas geralmente concordam num nível mais baixo de ações alternativas a serem tomadas e no nível imediatamente acima dele, que em geral define as características dessas ações.

A hierarquia representa a analise dos elementos mais importantes da situação e da suas relações. Ela não é um auxilio muito poderoso no processo de planejamento ou de tomada de decisões. Precisa-se de um método, para determinar as forças com as quais os vários elementos num nível influenciam os elementos do nível mais alto seguinte, de modo que seja possível computar as forças relativas dos impactos dos elementos, sobre o nível mais baixo ou sobre os objetivos gerais, para determinar a intensidade ou as prioridades dos elementos de um nível em relação a sua importância para um elemento no nível seguinte.

Concluindo, as vantagens de uma hierarquia são:

- Pode ser usada para descrever como as mudanças em prioridades nos níveis mais altos afetam a s prioridades dos níveis mais baixos.
- Dão grandes detalhes de informação sobre a estrutura e as funções de um sistema nos níveis mais baixos, permitindo uma visão geral dos propósitos para os níveis mais altos.

Limitações nos elementos de um nível são representados melhor nos níveis mais altos para assegurar que eles sejam satisfeitos .

- Os sistemas montados hierarquicamente, se desenvolvem melhor que aqueles montados de um modo geral.
- Eles são estáveis e flexíveis: estáveis porque pequenas modificações tem efeitos pequenos, e flexíveis porque adições a uma hierarquia bem estruturada não perturbam o desempenho.

Anexo II

Organização da equipe do projeto

O desenvolvimento de um campo normalmente envolve um amplo número de disciplinas e profissionais com experiência em diversas áreas do conhecimento demandando a formação de equipes multidisciplinares (Figura A.2.1).

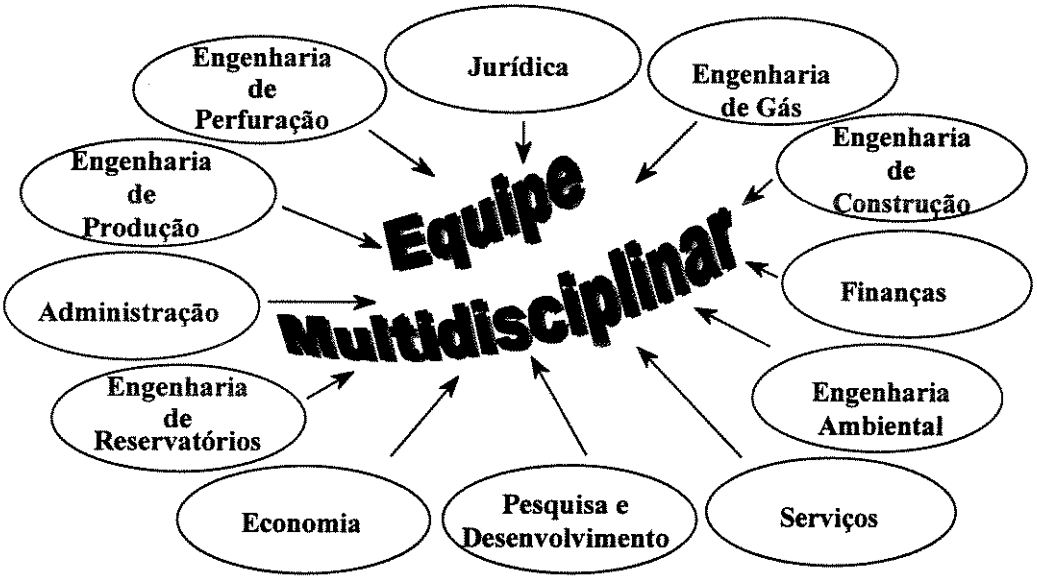

Figura A.2.1 Equipe para o desenvolvimento de um campo de petróleo

Uma equipe é um número pequeno de pessoas com habilidades complementares que estão comprometidas com um propósito comum, com uma série de objetivos de desempenho, pela qual se consideram mutuamente responsáveis.

As características da equipe são:

- Liderança compartilhada
- Responsabilidade individual e mútua
- Propósitos específicos da equipe que a própria equipe determina
- Produtos de trabalho coletivos
- Mede desempenho diretamente através do produto do trabalho coletivo
- Encoraja discussões amplas e reuniões ativas para solução de problemas
- Discute, decide e realiza o verdadeiro trabalho em conjunto

No projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo, a avaliação de fatores econômicos e de parâmetros operacionais são de fundamental importância, observando-se o inter-relacionamento das áreas financeira, tecnológica e humana, tendo-se como meta a minimização dos investimentos de capital e dos custos de operação e a maximização da recuperação econômica do campo.

Coleta, análise e administração de dados

Para a elaboração do projeto de desenvolvimento se requer o conhecimento do reservatório, o qual é obtido através de um programa integrado de coleta e análise de dados. Estes dado devem estabelecer suficientes critérios de confiança. Figura A.2.2.

- Dados do reservatório
  a) Conhecimento dos movimentos dos fluidos: propriedades da rocha e comportamento das fases.
  b) Informações sobre a natureza macroscópica do reservatório: volume contido, viabilidade geológica da formação e ambiente deposicional, tipo de rocha e profundidade.

c) Informação sobre a natureza microscópica: morfologia do reservatório, porosidade, saturação dos fluidos, conteúdo da matriz porosa, relação da pressão capilar, dados de permeabilidade relativa e características da rocha.

d) Propriedades físicas do óleo: análise composicional, relação óleo/gás, gravidade API e viscosidade.

- Caraterísticas de produção
  a) Vazão de produção
  b) Pressão de fundo fluindo e Pressão de cabeça fluindo
  c) Temperatura de cabeça fluindo
  d) Mecanismo de produção do reservatório: empuxo de água, BSW antecipado, depletação, elevação artificial, manutenção de pressão ou recuperação secundaria.

- Interpretação geológica
  a) Extensão areal, espessura do reservatório
  b) Complexidade das falhas
  c) Contato óleo/água e óleo/gás

- Lâmina d'água

- Distancia até o litoral ou terminal

- Condições ambientais
  a) Vento, onda, corrente
  b) Temperatura ambiente
  c) Gelo
  d) Atividade sísmica
  e) Condições de visibilidade

- Condições do solo

- Requerimentos funcionais e operacionais

- Leis governamentais

- Leis ambientais e especiais

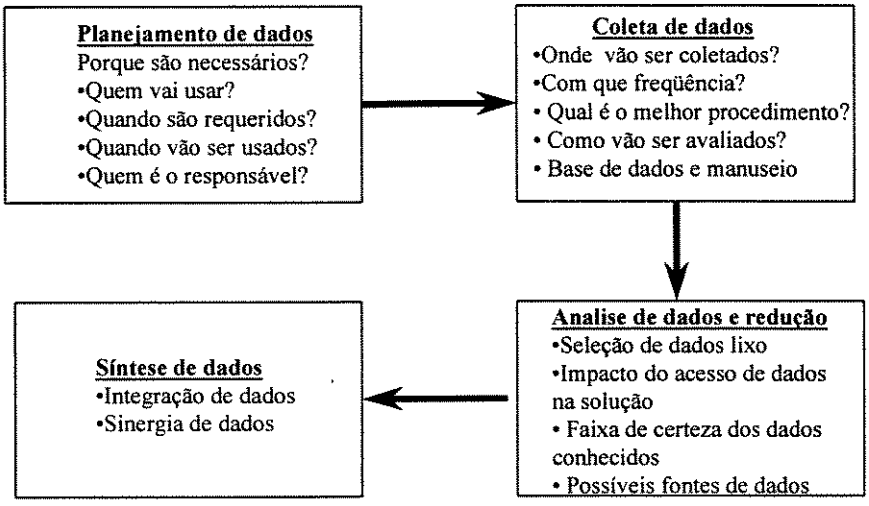

Figura A.2.2 Diagrama de fluxo dos dados

Descrição do reservatório

Toda a informação deve ter como objetivo criar um modelo do reservatório que deve ser consistente com os dados disponíveis. Isto é um processo continuo o qual não pode ser isolado de estudos geológicos, geofisicos e de engenharia. As decisões são baseadas na descrição do reservatório, já que com o modelo se pode prever o comportamento e avaliação dos planos de desenvolvimento.

- Estudos de modelos geológicos e numéricos: O modelo geológico e feito usando testemunhos localizados e medidas de perfis em todo o reservatório usando varias tecnologia como geofísica, mineralogia, meio ambiente deposicional e diagenesis. O modelo geológico, é particularmente a definição de unidades geológicas e suas continuidade e comportamento, e uma parte integral de geoestadistica e modelos de simulação. A certeza na análise do comportamento da produção e ditada pela qualidade do modelo do reservatório.

- Caracterização do reservatório: Os limites do reservatório e a possível variação da permeabilidade e porosidade dentro do reservatório pode ser estudada por perfis de poços e testemunhos feitos em poços pioneiros e poços de avaliação. Os conhecimentos ganhados destes estudos poderão ser de grande ajuda na localização de poços para fazer os projetos de perfuração. Geralmente as características produtivas do reservatório são conhecidas depois de começar o desenvolvimento do campo.

  O modelamento geoestadistico das heterogeneidades do reservatório ajudam na geração dos modelos de reservatório mais exatos. Proporcionam um conjunto de ferramentas de análise de dados espaciais num linguagem probabilistico que pode ser compartilhado por geólogos, geofisicos e engenheiros de reservatórios. È usada no modelamento da variabilidade das propriedades do reservatório e correlações entre as propriedades relacionadas tais como: porosidade e velocidade sísmica. Estes modelos podem ser usados para construção de modelos numéricos para interpretação das propriedades. A geoestadistica habilita aos geólogos para calcular informação valiosa num formato que possa ser usado por engenheiros de petróleo. Na ausência de dados suficientes para um reservatório em particular, podem ser usadas características estatísticas de outro campo já desenvolvido.

  Os dados de levantamento sísmico são usados para definir a estrutura geométrica do reservatório, identificar propriedades da rocha e fluidos e na supervisão de fluxo.

  A geoquímica do reservatório é usada para definir continuidades do reservatório, distribuição da produção e para identificar fluidos do reservatório.

- Comportamento do reservatório: As operações do reservatório dependem em primeiro lugar de como se comporta o reservatório sob o um mecanismo de produção. Depois da descrição do reservatório tem sido completada e o modelo geológico hipotetizado, o comportamento do reservatório se tem que prever. Nesta etapa os dados usados na descrição do reservatório e históricos de produção de campos próximos ou semelhantes e dados de pressão são usados para fazer um

prognostico da recuperação futura sob vários esquemas de produção. Este passo é critico para o desenvolvimento do projeto porque vai permitir que seja selecionada um esquema de produção ótimo. Esta seleção é baseada na predição do comportamento, não só de um modo de operação, também dos modelos disponíveis e aplicáveis da operação e combinação deles. Prever o comportamento permite a comparação de alternativas de operação e seleção do esquema ótimo.

O principal objetivo de um estudo de engenharia do reservatório é prever o desempenho futuro da jazida estudada, definido método e meios para aumentar da forma mais econômica possível, sua recuperação

Definição da malha de poços

A escolha dos conceitos de desenvolvimento será afeitada pelo número de poços a ser perfurados, espaçamento dos poços, requerimentos das facilidades. Também outros critérios podem afeitar o projeto como são condições ambientais e regulações ambientais. A necessidade de múltiplas sondas sobre a plataforma, plataformas múltiplas, equipamento para manutenção de pressão, elevação artificial, gás e disposição da água residual, aumentam a complexidade do projeto e tem grande impacto nos custos. Os mecanismos de produção também tem influencia significativa sobre os conceitos de seleção para o desenvolvimento.

São citadas a seguir algumas variáveis que influenciam fortemente a definição da malha de poços:

- Geologia do reservatório, que define se a locação tem areias produtoras com espessura permeável com óleo adequado.
- Limitações quanto ao ângulo máximo de perfuração possível.
- Limitação da capacidade da unidade de produção quanto á sua capacidade, por fatores econômicos, limitando o número de poços.
- Limitações quanto ás características do óleo, limitando a distância á unidade de produção no que diz respeito á queda de temperatura e possível precipitação, com deposição de pesados nas linhas de produção.

- Em perfuração no mar, limitações surgidas na análise econômica, que podem tornar antieconômico locar poços satélites a partir de certa distância da unidade de produção devido aos custos de linha envolvidos.

Em conseqüência, uma política conservadora de perfuração é adotada, deixando margem para possíveis modificações á medida que novas informações forem sendo obtidas Nesta previsão os melhores dados disponíveis devem ser utilizados, embora o modelo não deva ser muito sofisticado, porque os resultados não são seguros em virtude a precariedade dos dados.

Fazendo uma avaliação econômica onde as receitas são obtidas das vazões de óleo e as despesas são obtidas com os custos de perfuração e operação do reservatório (para esta etapa do projeto são adotados os custos aproximados da perfuração e operação de poços de campos vizinhos o de características similares), as melhores alternativas são aquelas que apresenta a maior lucratividade. A malha de poços obtida de esta maneira será utilizada como base a uma primeira aproximação no que se refere a custos e necessidades iniciais de equipamento.

Depois de ter a malha de poços, se tem que classificar poços de acordo a sua finalidade , profundidade e ao percurso (vertical ou horizontal):

- Quanto a sua finalidade:
  - de desenvolvimento: perfurados dentro dos limites do campo para drenar o petróleo (atende aos preceitos econômicos e de espaçamento entre poços)
  - de injeção: perfurado com a intenção de injetar fluidos na rocha reservatório para ajudar na recuperação do petróleo.

- Quanto á profundidade final: os poços de petróleo podem ser classificados em raso, médios e profundos, já que o petróleo é encontrado em vários horizontes numa bacia sedimentaria.
- Quanto ao percurso (vertical ou direcional): a direção do poço pode ser influenciada pela dureza das formações a serem atravessadas, inclinação e direção das camadas de rocha e das características das coluna empregada

Após a locação dos poços, a locação da plataforma deve ser feita, bem como os poços satélites de completação submarina, decidindo-se sobre o uso de "templetes" ou não. Para este estudo, dois parâmetros são muito importantes: o ÂNGULO DE DESVIO MÄXIMO para os poços desviados e o AFASTAMENTO HORIZONTAL DO OBJETIVO que é a distância horizontal entre a vertical passada pela cabeça do poço e o ponto onde o reservatório (objetivo) é alcançado pelo poço desviado. Assim, o ângulo de desvio deve ser estabelecido, compatível com as técnicas de perfuração que vai ser usada. O afastamento horizontal do objetivo depende do ângulo de desvio máximo e da profundidade do horizonte produtor. Tem que se estar seguro que todos os objetivos no reservatório podem ser atingidos a partir de das plataformas com um ângulo de desvio menor do que o máximo. Se há casos de objetivos que não podem ser atingidos a partir de um das plataformas, a possibilidade de poços satélites (completação submarina) deve ser estudada. Tem que se levar em conta que, na maior parte das vezes, os custos de poços submarinos são maiores do que os poços direcionais perfurados a partir de plataformas convencionais.