

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

**Desenvolvimento de um Sistema Inteligente
para Auxiliar a Escolha de Sistema para
Produção no Mar**

Autora: **Karina Pereira Motta Franco**
Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**

27/2003

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

Desenvolvimento de um Sistema Inteligente para Auxiliar a Escolha de Sistema para Produção no Mar

**Autora: Karina Pereira Motta Franco
Orientador: Celso Kazuyuki Morooka**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2003
S.P. - Brasil

UNIDADE 130
 Nº CHAMADA F844d UNICAMP
 V _____ EX _____
 TOMBO BC/ 62088
 PROC. 16-117-04
 C D
 PREÇO 1,00
 DATA 22-2-05
 Nº CPD _____

lela-id 321337

BIBLIOTECA IG / UNICAMP
 DOAÇÃO
Via escaninho
 Em: 12/02/04

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

F844d Franco, Karina Pereira Motta
 Desenvolvimento de um sistema inteligente para
 auxiliar a escolha de sistema para produção no mar /
 Karina Pereira Motta Franco.--Campinas, SP: [s.n.],
 2003.

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

1. Engenharia do petróleo. 2. Campos petrolíferos.
 3. Petróleo em terras submersas. 4. Sistemas
 especialistas (Computação). 5. Inteligência artificial. 6.
 Lógica difusa. I. Morooka, Celso Kazuyuki. II.
 Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
 Engenharia Mecânica. III. Título.

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Desenvolvimento de um Sistema Inteligente
para Auxiliar a Escolha de Sistema para
Produção no Mar**

Autora: **Karina Pereira Motta Franco**

Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente
Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Ivan Rizzo Guilherme
Universidade Estadual de São Paulo

Prof. Dr. Kazuo Nishimoto
Universidade de São Paulo

Campinas, 08 de Julho de 2003

Dedicatória:

Dedico este trabalho ao meu marido Motta pelo apoio e compreensão.

Aos meus pais Pereira e Maria pela dedicação e amor sempre constantes em minha vida.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas, por esse motivo quero expressar meus agradecimentos:

À ANP – PRH-ANP/MME/MCT e ao CEPETRO pelo apoio financeiro dado durante o tempo em que este trabalho esteve sendo produzido para que pudesse agir com segurança.

Ao meu orientador, Prof. Morooka que me mostrou os caminhos a serem seguidos e que sempre insistiu no meu trabalho, não deixando de me auxiliar nos momentos mais críticos e difíceis.

Ao Prof. Ivan pelas dicas e pelo tempo dedicado apesar de estar sempre tão ocupado.

A Dra. Adriane que passou dias à procura de uma solução para alguns de meus problemas. Com certeza uma pessoa muito competente e que foi fundamental a concretização deste trabalho.

Ao Engenheiro Kazuo pelas valiosas sugestões.

Aos funcionários e amigos Alice, Délcio, Fátima, Gisele e Michele pela ajuda fornecida nos momentos de maior sufoco.

A todos os professores e colegas do departamento, em especial Keyla, que ajudaram de forma direta ou indireta na conclusão deste trabalho.

E finalmente, não poderia deixar de citar Prof. José Ricardo que com paciência me auxiliou durante todo o processo desta tese. Obrigada!

Resumo

FRANCO, Karina Pereira Motta. Desenvolvimento de um Sistema Inteligente para Auxiliar a Escolha de Sistema para Produção no Mar. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 117p. Tese de Mestrado.

Os investimentos iniciais para o desenvolvimento de campos petrolíferos no mar estão cada vez maiores e as alterações nas tomadas de decisões referentes a um novo projeto estão com menor flexibilidade devido às descobertas de campos localizados em lâminas d'água cada vez mais profundas. O risco relacionado com o desenvolvimento desses campos é causado pela necessidade de se tomar decisões num ambiente de incertezas, já que as informações relacionadas ao novo projeto mínimas.

Com a obtenção das informações relacionadas a um novo campo, o seu desenvolvimento é realizado em diferentes etapas, são elas: planejamento, seleção, execução, operação e abandono. O planejamento se inicia logo após a descoberta de petróleo em uma determinada região (considerando que haja um bom volume de óleo existente) onde vários cenários são projetados para que na próxima etapa possa selecionar uma dessas opções, mas estas seleções podem ser alteradas até que finalmente haja uma definição absoluta de qual cenário deverá entrar em execução. Por último o campo deve ser abandonado após seus anos de vida útil em operação.

A presente pesquisa engloba a primeira etapa do desenvolvimento de um campo, ou seja, o planejamento. A dificuldade em escolher um bom sistema marítimo de produção de óleo está ligada a aspectos técnicos, econômicos, ambientais e políticos. O sucesso de um projeto de sistema marítimo de produção depende muito da experiência acumulada pelos engenheiros durante o exercício de suas atividades.

Este trabalho propõe um ambiente inteligente para otimizar a escolha dentre alternativas em projeto de sistemas marítimos de produção através do uso do conhecimento especialista sobre processos e procedimentos técnicos e ambientais que envolvem a produção de óleo e gás. Para a modelagem do conhecimento especialista e para o desenvolvimento do sistema inteligente utilizou-se a teoria de conjuntos nebulosos e raciocínio aproximado.

Palavras Chave

- Sistemas Marítimos de Produção, Inteligência Artificial, Conhecimento Especialista.

Abstract

FRANCO, Karina Pereira Motta. Development of an Intelligent System to Assist the Choice of Offshore Production System. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 117p. Tese de Mestrado.

The initial investments for the development of offshore oilfields are always increasing and the alterations in the taking decision making stage for a new Project are less flexible due to the Discovery of fields located in ultra deep waters. The risk related with the development of these fields is caused by the necessity of making decisions in an environment of uncertainties, since the information related to the new projects is minimum.

With the attainment of the information related to a new field, its development is carried out through different stages, namely: planning, selection, execution, operation and abandonment. The planning is initiated soon after the discovery of oil in a determined region (considering that it has a good volume of existing oil) where some scenarios are projected so that in the next stage one of these options can be selected, but these selections can be modified until finally there is an absolute definition of which scenarios will have to enter in execution. Finally the field must be abandoned after years on operation.

This work englobes the first stage of the development of a field, that is, the planning. The difficulty in choosing a good offshore oil production system is on the aspects technology, economic, environment and politics. The success of a design of offshore petroleum production system is highly dependent on the accumulated expertise of engineers during their professional activities.

The present work proposes an intelligent system to optimize the selection task among alternatives in designing of offshore production systems through the use of the expert knowledge related to technical and environmental process, and operational procedures involving oil and gas production. Fuzzy sets theory and approximated reasoning are used to model the expert knowledge and to develop the intelligent system here presented.

Key Words

- Offshore Production Systems, Artificial Intelligence, Knowledge Specialist.

Índice

Lista de Figuras.....	xii
Lista de Tabelas.....	xv
Nomenclatura.....	xvii
Glossário.....	xix
1. Introdução.....	1
2. Sistema Marítimo de Produção.....	6
2.1 Arranjo dos Poços.....	9
2.2 <i>Manifold</i>	10
2.3 Unidade Estacionária de Produção.....	11
2.4 Ancoragem.....	25
2.5 <i>Riser</i>	29
2.6 Escoamento e Estocagem do Óleo.....	33
3. Metodologia para Definição do Sistema Marítimo.....	35
3.1 Fase I – Arranjo de Poços e <i>Manifold</i>	37

3.2 Fase II – Unidade Estacionária de Produção, Ancoragem e <i>Riser</i>	40
3.3 Fase III – Estocagem e Escoamento do Óleo.....	46
4. Arquitetura do Sistema.....	49
4.1 Conjuntos Nebulosos.....	50
4.2 Variáveis Lingüísticas.....	52
4.3 Raciocínio Aproximado.....	53
4.4 Arquitetura do Sistema Inteligente.....	55
4.4.1 Sistema Inteligente.....	56
4.4.2 Base de Dados.....	59
4.4.3 Base de Conhecimento.....	64
4.4.4 Máquina de Inferência.....	70
5. Discussão dos Resultados.....	73
5.1 Avaliação do Sistema Inteligente.....	73
5.1.1 Avaliação dos 34 casos reais.....	78
5.1.2 Avaliação do Campo Albacora.....	80
5.1.3 Avaliação do Campo Girassol.....	85
6. Conclusão.....	89
Referências Bibliográficas.....	92

Apêndice

A. Desenvolvimento de Alternativas e Escolha de Sistema Marítimo de Produção.	101
B. Elaboração do Conhecimento.....	109

Lista de Figuras

Figura 2.1	Ilustração representativa de um sistema marítimo de produção.....	8
Figura 2.2	<i>Manifold</i> utilizado na produção do campo Enchova/Brasil.....	10
Figura 2.3	Plataforma jackup (auto-elevatória). Unidade de produção do campo de Sable localizado no Canadá.....	12
Figura 2.4	Ilustração de uma plataforma jaqueta utilizada na produção do campo de gás Goldeneye localizado no Mar do Norte.....	14
Figura 2.5	Ilustração de uma plataforma torre-guia utilizada na produção do campo Baldpate localizado no Golfo do México.....	15
Figura 2.6	Ilustração de uma plataforma por gravidade.....	16
Figura 2.7	Ilustração de uma plataforma Spar utilizada para produzir o campo de gás Nansen Boomvang localizado no México.....	18
Figura 2.8	Plataforma semi-submersível utilizada para perfuração.....	19
Figura 2.9	Ilustração de uma plataforma TLP.....	21
Figura 2.10	Plataforma do tipo FPSO. Unidade de produção do campo Lufeng22-1 localizado na China.....	23
Figura 2.11	Plataforma FPSO ancorada com sistema convencional de ancoragem.....	26
Figura 2.12	Navio ancorado utilizando sistema <i>turret</i>	26
Figura 2.13	<i>Riser</i> rígido em catenária.....	30
Figura 2.14	<i>Riser</i> flexível em configuração lazy-S.....	32
Figura 2.15	<i>Riser</i> semi-rígido.....	33
Figura 2.16	Navio tanque ancorado para descarregar o óleo produzido pela plataforma FPSO e transportá-lo até a costa.....	34
Figura 3.1	Decisões a serem tomadas e suas respectivas seqüências.....	36

Figura 3.2	a) Parâmetros utilizados para determinação do Arranjo dos Poços. b) Parâmetros utilizados para determinar se o <i>manifold</i> deverá ser utilizado.....	37
Figura 3.3	a) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de UEP que será utilizado. b) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de ancoragem que será utilizado. c) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de <i>riser</i> que será utilizado.....	40
Figura 3.4	Parâmetros utilizados para determinar como o óleo será escoado para a costa...	46
Figura 4.1	Ilustração do grau de pertinência para lâmina d'água de 1000 m.....	51
Figura 4.2	Variável lingüística Lâmina d'água	53
Figura 4.3	Arquitetura do sistema inteligente utilizado para auxiliar a escolha de um sistema marítimo de produção.....	55
Figura 4.4	Janela de entrada de dados.....	57
Figura 4.5	Janela de edição das regras nebulosas.....	58
Figura 4.6	Janela de edição das funções nebulosas.....	58
Figura 4.7	Janela dos processos de decisão.....	59
Figura 4.8	Variável lingüística Área do Reservatório.....	60
Figura 4.9	Variável lingüística Profundidade do Reservatório.....	60
Figura 4.10	Variável lingüística Número de Poços.....	61
Figura 4.11	Variável lingüística Vazão diária por poço.....	61
Figura 4.12	Variável lingüística Lâmina d'água.....	62
Figura 4.13	Variável lingüística Distância da Costa.....	62
Figura 4.14	Variável lingüística Capacidade de Armazenamento.....	63
Figura 4.15	Exemplo de Inferência para determinar se o <i>manifold</i> deve ou não ser utilizado.....	72
Figura 5.1	Resultado percentual obtido entre discordâncias e concordâncias com o uso do Sistema Inteligente.....	79
Figura 5.2	Resultados de concordância do Sistema Inteligente referentes às configurações completas, UEPs e ancoragens.....	79

Figura 5.3	Sistema Marítimo de Produção do campo de Albacora. a) Configuração real na 1º fase de desenvolvimento. b) Configuração proposta pelo Sistema Inteligente.....	82
Figura 5.4	Configuração do Sistema Marítimo de Produção do Campo Girassol.....	87
Figura A.1	Esquema de praticabilidade para escolha de facilidades, estruturas e sistema de exportação <i>offshore</i>	102
Figura A.2	Esquema que ilustra os parâmetros utilizados por Galeano (1998) para a tomada de decisão de quais e quantas UEP's e sondas de perfuração/completação poderá ser empregada no desenvolvimento de um novo campo de petróleo.....	104
Figura A.3	Esquema que ilustra os parâmetros utilizados por Castro (1999) para optar pela melhor UEP e escoamento de óleo para a costa.....	106
Figura A.4	Esquema que ilustra os parâmetros utilizados por Dezen (2001) para a tomada de decisão do mais viável meio de transporte de óleo até a costa e da melhor UEP a ser empregada.....	108

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Características da UEP jackup.....	13
Tabela 2.2	Característica da UEP jaqueta.....	14
Tabela 2.3	Característica da UEP torre-guia.....	16
Tabela 2.4	Característica da UEP plataforma por gravidade.....	16
Tabela 2.5	Característica da UEP Spar.....	18
Tabela 2.6	Características da UEP SS.....	20
Tabela 2.7	Características da UEP TLP.....	22
Tabela 2.8	Características das UEPs FPSO e barça.....	24
Tabela 2.9	Vantagens e desvantagens entre as várias UEPs.....	24
Tabela 4.1	Regras utilizadas para a tomada de decisão de como os poços serão arranjados.....	65
Tabela 4.2	Regras utilizadas para determinar se o <i>manifold</i> deverá ser utilizado.....	65
Tabela 4.3	Regras utilizadas para determinar o tipo de Unidade Estacionária de Produção deverá ser empregado em um novo campo de petróleo.....	66
Tabela 4.4	Regras utilizadas para a tomada de decisão sobre o tipo de Ancoragem.....	68
Tabela 4.5	Regras utilizadas para determinação do tipo de <i>Riser</i>	69
Tabela 4.6	Regras utilizadas para tomada de decisão da Estocagem e do Escoamento do Óleo.....	70
Tabela 5.1	Campos utilizados na base de casos e suas respectivas localizações.....	75
Tabela 5.2	Testes de validação do software comparado com os casos estudados.....	76
Tabela 5.3	Dados do Campo de Albacora.....	80
Tabela 5.4	Configuração real e proposta para o Campo de Albacora.....	81
Tabela 5.5	Dados do Campo Girassol.....	85

Tabela 5.6 Componentes selecionados pela empresa e proposto pelo Sistema Inteligente para o Campo Girassol.....	86
Tabela B.1 Referências bibliográficas utilizadas para formação das regras e do conhecimento.....	109

Nomenclatura

Letras Latinas

A Conjunto Nebuloso

bbl Barril

bpd Barris por Dia

ft Pés

m Metros

M Mil

Km Quilômetros

Abreviaturas

DPS Dynamic Position Ship

EUA Estados Unidos da América

EVTE Estudo de Viabilidade Técnico Econômica

FPSO Floating Production Storage and Offloading

FSO Floating Storage and Offloading

LDA Lâmina d'água

SS Semisubmersible (Semi-Submersível)

TIR Taxa Interna de Retorno

TLP Tension Leg Platform

TOR Teoria das Opções Reais

UEP Unidade Estacionária de Produção

UK United Kingdom

VPL Valor Presente Líquido

Siglas

DEP	Departamento de Engenharia de Petróleo
IADC	International Association of Drilling Conference
IMO	International Maritime Organization
OTC	Offshore Technology Conference
OMAE	Offshore Mechanics and Artic Engineering
SPE	Society of Petroleum Engineers
TN	Tecnologia e Negócio

Glossário

Offshore: Mar adentro. Região da plataforma continental com lâmina d'água superior a 10 m (Duarte, 1997).

Topside: Terminologia utilizada, muitas vezes de forma intercambiável, que correspondem a equipamentos de perfuração, produção, processamento, utilização, acomodação e sustentação da subestrutura. Correspondem a todos os equipamentos localizados acima da linha d'água (Ruivo, 2001).

Onshore: Terra adentro. Designação dos levantamentos geofísicos realizados em terra firme (Duarte, 1997).

Layout Submarino: Arranjo dos equipamentos no fundo do mar.

Riser: Um duto através do qual o líquido ou o gás escoam para cima até a unidade estacionária de produção (Duarte, 1997).

Swivel: Equipamento que recebe o fluido proveniente das bombas de lama e o introduz na coluna de perfuração.

Manifold: Conjunto de tubulações munidas de válvulas (Duarte, 1997).

Sistemas *Subsea*: Consiste na distribuição dos equipamentos necessários para a produção de petróleo no fundo do mar.

Turret: Tipo de ancoragem utilizado em FPSOs.

Flowlines: Linhas flexíveis utilizadas para o escoamento do petróleo.

Heave: Afundamento. Movimento vertical ocasionado pelo movimento das ondas.

Template: Equipamento que serve para posicionar e organizar os *risers* no fundo do mar. Utilizado quando não há possibilidade dos poços serem satélites.

Roll: Balanço – rotação em torno do eixo X no plano YZ.

Pitch: Arfagem – rotação em torno do eixo Y no plano XZ.

Surge: Avanço – translação na direção do eixo X.

Sway: Deriva – translação na direção do eixo Y.

Yaw: Guinada (Duarte, 1997).

Wireline: Operação de pescaria a cabo de aço.

Downtime: Tempo de parada para manutenção.

Offloading: Transferência do petróleo produzido para a costa marítima.

Capítulo 1

Introdução

Os primeiros sistemas *offshore* utilizados para o desenvolvimento de campos petrolíferos foram instalados no Golfo do México (EUA) há mais de 50 anos (Ruivo 2001), no ano de 1947. A principal característica dos campos marítimos de petróleo no Golfo do México (EUA), é a grande lâmina d'água (LDA) onde são necessários sistemas de produção mais complexos, assim como, unidades estacionárias de produção (UEP) maiores e portadoras de grandes movimentos devido à elevada profundidade em que suas amarrações devem ser ancoradas. No entanto, a maioria de seus sistemas de produção está localizada em águas rasas (LDA até 100 m) e medianas (100 m < LDA < 400 m). Apenas na região do Golfo do México, existe um total de 6000 plataformas instaladas até o ano de 2001. Dentre estas, 5695 são jaquetas (unidades fixas) de pequeno porte (<<http://www.imo.org/imo/whatitis.txt>>). Outra característica marcante da região do Golfo do México é a alta profundidade dos reservatórios em relação ao leito oceânico.

No Mar do Norte, o desenvolvimento de campos marítimos de petróleo tornou-se economicamente viável apenas na década de 70, devido às grandes elevações nos preços do petróleo. A característica marcante que define essa região é a condição ambiental bastante severa, dificultando o trabalho de operadores e também a escolha de um sistema de produção segura o suficiente para suportar a força dos ventos, tempestades, correntezas e ondas decorrentes de abalos sísmicos.

Assim como no Golfo do México, a maioria das plataformas locadas no Mar do Norte é a jaqueta de pequeno porte, pois além de serem unidades estacionárias de produção fixas (não possuem qualquer movimento), podem ser projetadas de acordo com a altura das ondas da região onde será utilizada, de forma que o *topside* da unidade permaneça em local isolado.

Outras grandes descobertas ocorreram em territórios como no Brasil, e na ex-União Soviética (Thomas 2001). No Brasil a primeira descoberta no mar foi no Estado de Sergipe na década de 60, o campo de Guaricema, em LDA de 30 m, onde foi utilizada uma jaqueta de pequeno porte como suporte para produção.

Entre os anos de 1970 a 1980, quando os campos de petróleo *onshore* localizados no Brasil entravam na maturidade, foi descoberta a província petrolífera *offshore* da Bacia de Campos – Rio de Janeiro, através do campo de Garoupa. Nesse mesmo período outro fato importante foi a descoberta de petróleo no Rio Grande do Norte através do campo de Ubarana.

A década de 80 foi marcada por três fatos relevantes. Primeiro foi a constatação de ocorrências de petróleo (*onshore*) no município de Mossoró (RN), apontando para o que viria a se constituir, em pouco tempo, na segunda maior área produtora de petróleo do país. Depois ocorreram as grandes descobertas dos campos gigantes Marlim (600 a 1100 m de lâmina d'água) e Albacora (230 a 1000 m de lâmina d'água) em águas profundas da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro e por último as descobertas do Rio Urucu, no Amazonas.

Na década de 90 vários outros grandes campos localizados em águas ultra-profundas foram descobertos, assim como Roncador (1500 a 2000 m de profundidade) e Barracuda (600 a 1300 m de lâmina d'água) na Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro.

No Brasil as unidades estacionárias de produção mais utilizadas em águas profundas e ultra-profundas são FPSOs (Floating, production, storage and offloading) e SSs (semi-submersíveis), devido a uma série de fatores, tais como: condições ambientais amenas, alta disponibilidade para atividades de produção, facilidades de conversão, de instalação e de remoção destas estruturas dos locais desenvolvidos, grande área de convés e capacidade de carga, além das empresas produtoras

na região estarem bastante habituadas a esses tipos de estruturas. Até o presente momento, não foram instaladas unidades do tipo TLP e Spar no Brasil devido a fatores técnicos e econômicos, além disso, a possibilidade da construção de uma dessas estruturas em um estaleiro ainda parece bastante remota.

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, 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.

Ao analisar metodologias (Galeano 1998, Castro 1999 e Dezen 2001) para a escolha de um sistema de produção de óleo e gás, nota-se que uma avaliação dos principais parâmetros que definem sua escolha em função das diferentes características de campo se faz necessária. Os parâmetros estão relacionados a dados do reservatório, a engenharia de perfuração e produção, a localização do campo e ao ambiente em que se encontra. Apesar dos aspectos econômicos não fazerem parte dos parâmetros selecionados neste trabalho para essa tomada de decisão, eles são utilizados indiretamente, de acordo com a experiência do especialista, pois estão embutidos implicitamente nos outros aspectos.

O conhecimento especialista é de difícil modelagem, por esse motivo, técnicas de inteligência artificial vêm se mostrando úteis para problemas que envolvem situações que não podem ser descritas deterministicamente devido a sua complexidade.

Assim, tem-se como objetivo vincular a metodologia proposta neste trabalho com técnicas de inteligência artificial, resultando no Sistema Inteligente, onde o conhecimento é estruturado através da literatura e do conhecimento de especialistas para auxiliar a escolha de um sistema marítimo de produção. O tratamento do conhecimento se dá através da teoria dos conjuntos *fuzzy* e do raciocínio aproximado.

Após implementação do sistema inteligente, foram realizados testes para comparar os resultados obtidos pelo sistema com os casos reais armazenados em uma base de casos. Essa base de casos contém trinta e quatro campos marítimos reais resgatados na literatura (Fee & O’Dea 1990, Cerrito & Ciprigno 1996, Jewell & Ward 1997, Grinrod et al. 1988, e outros) que foram ou estão sendo desenvolvidos em várias regiões do mundo.

Este trabalho está dividido em 6 capítulos e foi elaborado da forma descrita a seguir.

O Capítulo 2 apresenta os componentes de um sistema de produção *offshore*, detalhando os diferentes tipos de unidades estacionárias de produção capazes de produzir em diferentes faixas de lâmina d’água. Este capítulo também apresenta os equipamentos que fazem parte do *layout* submarino e outros itens ligados à UEP, como *riser* e ancoragem, além dos tipos de transporte utilizados pela indústria para levar o óleo produzido até a costa.

O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada neste trabalho para definir o melhor sistema marítimo de produção. Essa metodologia visa a otimização do desenvolvimento de campos petrolíferos, minimizando o capital empregado e maximizando a recuperação de óleo.

O Capítulo 4 traz a definição da teoria dos conjuntos nebulosos que é a ferramenta utilizada para estruturar o conhecimento especialista a partir da teoria apresentada no Capítulo 3. Além disso, a arquitetura e o ambiente computacional do sistema inteligente são apresentados. Também descreve sucintamente o conceito de raciocínio aproximado utilizado no Sistema, explicando como são formadas as regras nebulosas que constituem o sistema inteligente.

O Capítulo 5 apresenta os resultados dos testes realizados com o Sistema Inteligente, além de uma discussão de alguns resultados obtidos a partir destas avaliações.

E finalmente, o Capítulo 6 aborda as conclusões deste estudo e também sugere alguns futuros trabalhos.

Capítulo 2

Sistema Marítimo de Produção

O desenvolvimento de um campo de petróleo deve ser considerado após o descobrimento de uma jazida em uma determinada região. Porém, apenas a confirmação desse reservatório não é suficiente para apontar futuros lucros para a empresa interessada nesse campo. Assim, deve-se também buscar informações sobre o tipo e a quantidade de óleo existentes no local e principalmente se é economicamente viável o seu desenvolvimento.

O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório. Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Desse modo, podem se constituir rochas-reservatório os arenitos e calcarenitos, e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. Algumas rochas, como os folhelhos e alguns carbonatos, normalmente porosos, porém impermeáveis, podem vir a se constituir reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados (Thomas 2001).

A extração do petróleo da rocha matriz de um campo marítimo é feita através de poços perfurados no leito oceânico. Esses poços são dispostos de modo a otimizar o volume de óleo extraído, podendo ser perfurados de forma perpendicular, oblíqua ou com inclinação nula em relação ao solo. No primeiro caso o poço é denominado vertical, no segundo, direcional e no terceiro, horizontal. O local do solo submarino onde a perfuração é iniciada chama-se cabeça do

poço, e o local de maior profundidade, no qual a exploração é propriamente realizada recebe o nome de ponto objetivo. A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda. Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Do exposto, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases, caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas.

Todo óleo extraído dos poços é enviado para a Unidade Estacionária de Produção (UEP) por *risers* sendo limitado o número de ligações diretas entre os poços e a UEP. O controle do número de ligações diretas a estrutura é realizado por *manifolds* que normalmente também são localizados sobre o solo submarino e funcionam como concentradores de óleo.

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos nele contidos alcançam livremente a superfície do poço dizendo-se que são produzidos por elevação natural. Os poços que produzem desta forma são denominados de poços surgentes. Quando a pressão do reservatório é relativamente baixa, os fluidos não alcançam a superfície sem que sejam utilizados meios artificiais para elevá-los. O mesmo ocorre na final da vida produtiva por surgência ou quando a vazão do poço está muito abaixo do que poderia produzir, necessitando de uma suplementação da energia natural através de “elevação artificial”. Utilizando equipamentos específicos reduz-se a pressão de fluxo no fundo do poço, com o conseqüente aumento do diferencial de pressão sobre o reservatório, resultando em um aumento de vazão.

Os métodos de elevação artificial *offshore* existentes na indústria do petróleo nos dias de hoje são:

- Gás-Lift Contínuo e Intermitente (GLC e GLI);
- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS);
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).

Como pode-se notar, o desenvolvimento de um campo petrolífero é realizado em diversas fases. Para extração do petróleo, é necessário que a empresa selecione através de um planejamento, um sistema marítimo de produção que seja viável tanto tecnicamente, quanto economicamente sem deixar de analisar aspectos ambientais, capaz de operar durante toda vida útil do campo.

Dessa forma, um sistema de produção consiste em uma ou mais unidade estacionária de produção e os equipamentos de superfície e subsuperfície, ou seja, equipamentos localizados no convés da UEP e os equipamentos localizados no fundo do mar constituindo o *layout* submarino.

As partes que integram esse sistema podem variar de acordo com o local onde serão instalados, devido a fatores que influenciam direta ou indiretamente na fixação desses equipamentos, assim como, a lâmina d'água, o tipo de estrutura empregada, e outros. Tais equipamentos podem ser alocados tanto na UEP como no leito marítimo, dependendo das características do campo, como mostra a Figura 2.1.

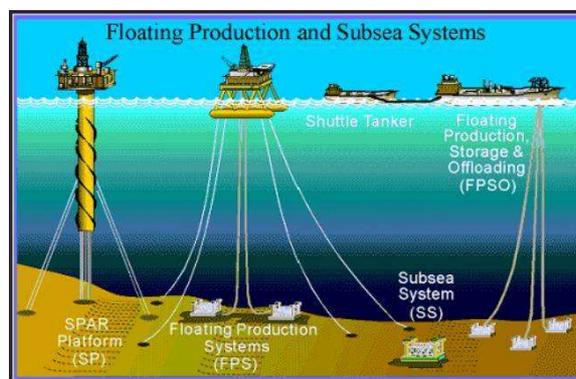


Figura 2.1: Ilustração representativa de um sistema marítimo de produção (<<http://www.gomr.mms.gov/homepg/offshore/deepwatr/options.html>>).

A Figura 2.1 mostra três tipos de UEPs flutuantes e seus respectivos sistemas *subsea*. Pode-se observar a diferença entre, por exemplo, as amarrações das plataformas Spar e SS assim como da unidade FPSO que utiliza o sistema *turret* como ancoragem. Outra diferença é o tipo de completação, a plataforma Spar pode utilizar árvores de natal secas (posicionadas sobre a UEP), já as unidades SS e FPSO geralmente operam com árvores de natal molhadas (posicionadas sobre o leito oceânico). Pode-se mencionar outras diferenças, assim como, o tipo de *riser* empregado por cada UEP, o arranjo e tipo de poços e o tipo de escoamento e armazenamento de óleo, porém estes dois exemplos são suficientes para ilustrar como aspectos técnicos, ambientais e econômicos podem influenciar na escolha de uma UEP e conseqüentemente na escolha do sistema submarino.

A seguir serão apresentados os principais componentes selecionados neste trabalho que constituem um sistema marítimo de produção, são eles: arranjo dos poços, *manifold*, unidade estacionária de produção, ancoragem, *riser* e tipo de escoamento e armazenamento de óleo.

2.1 Arranjo dos Poços

Os poços possuem duas diferentes configurações, podendo ser satélites ou agrupados.

Poços Satélites: São aqueles que se localizam espalhados ao redor da unidade estacionária de produção ocupando qualquer posição determinada por engenheiros após ter conhecimento de alguns dados referentes ao reservatório.

Poços Agrupados: São posicionados abaixo da UEP agrupados ao redor de um mesmo ponto.

A utilização de poços satélites apresenta vantagem em relação aos poços agrupados, pois eles podem ser posicionados exatamente sobre as regiões de maior concentração de óleo no reservatório, o desembolso para esse tipo de configuração é muito maior do que quando se adota poços agrupados, pois para cada poço é necessária uma árvore de natal com completação molhada, além disso um maior comprimento de linhas flexíveis no fundo do mar é requerido.

O assunto referido a arranjos dos poços é parte integrante do *layout* submarino.

2.2 Manifold

Manifolds (Figura 2.2) são conjuntos de válvulas posicionados no fundo do mar capazes de coletar o óleo produzido de diferentes poços com a finalidade de reduzir o comprimento dos *flowlines* que interligam as linhas de produção de óleo ao poço. O comprimento destas linhas influencia bastante no custo de investimento do projeto.

Além desse propósito, os *manifolds* podem reduzir o número de *risers*. Isso pode não só influenciar no custo do projeto, mas também na segurança operacional durante a produção, pois a quantidade de *risers* influencia no dimensionamento da estrutura flutuante.

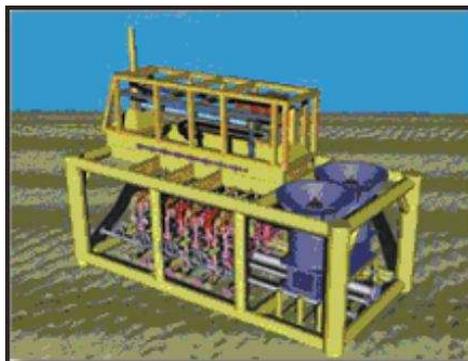


Figura 2.2: *Manifold* utilizado na produção do campo Enchova/Brasil.

(<http://www.caconline.com/Projects/Petrobras_Subsea_Production.htm>)

De forma semelhante a UEP, os *manifolds* também são limitados em sua capacidade de interligação com os poços. Por outro lado, em virtude da necessidade de manutenção da viabilidade econômica, os *manifolds* devem operar com um número mínimo de ligações. A ligação entre poços e *manifolds* é de conveniência, de forma que um poço pode ser ligado diretamente a UEP quando isso for economicamente indicado.

2.3 Unidade Estacionária de Produção (UEP)

As unidades estacionárias de produção constituem-se em suporte para a produção na superfície do mar. As UEPs são classificadas e projetadas de acordo com a profundidade do leito oceânico e as intempéries ambientais. Podem ser fixas, flutuantes ou complacentes, equipadas com heliporto e acomodações para dezenas de pessoas que mantêm ininterruptamente o funcionamento das operações de produção.

Limitações técnico-econômicas devem ser confrontadas ao analisar qual é a melhor configuração de estrutura marítima para desenvolver um determinado campo. A avaliação sobre o tipo de unidade estacionária de produção a ser empregada deve partir desde os objetivos específicos requisitados às premissas de projeto aplicáveis. No entanto, a melhor maneira de selecionar uma UEP é a avaliação de suas respectivas vantagens contra as reais características de campo.

Nos estudos de viabilidade técnico-econômica (EVTE) são analisadas as alternativas atrativas para a produção de determinado campo *offshore*. É nesta fase que se seleciona o sistema de produção que será utilizado, uma vez que a maior parte dos equipamentos de produção para o desenvolvimento de um campo estará sobre a plataforma. Nesta etapa o fator econômico tem forte influência e podemos dizer que a lâmina d'água é um fator essencial.

As principais estruturas *offshore* utilizadas para apoiar as operações de produção de óleo e gás de um campo marítimo podem ser classificadas como fixas ou flutuantes.

UEPs Fixas:

- jackup (Plataforma Auto-Elevatória);
- jaqueta;
- torre guia;
- plataforma por gravidade.

UEPs Flutuantes:

- Spar;
- semi submersível (SS);
- plataforma de pernas atirantadas (TLP);
- navio tanque de produção;

A seguir cada unidade será descrita, apresentando também as principais diferenças existentes entre elas.

Unidades Estacionárias de Produção Fixas

As UEPs fixas foram as primeiras estruturas utilizadas. Têm sido preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 150 m e são responsáveis por grande parte do petróleo produzido no mar (Chakrabarti, 1987).

Jackup (Plataforma Auto-Elevatória)

As plataformas jackups (auto-elevatórias) são constituídas de uma parte flutuante equipada com estruturas de apoio ou pernas, montadas geralmente na periferia do casco da flutuante e acionadas por mecanismos hidráulicos, que, movimentando-as para baixo, provocam a sua fixação por apoio no fundo do mar, permitindo que a parte flutuante se eleve acima do nível do mar, a uma altura que evite os efeitos das ondas e correntes como mostra a Figura 2.3.



Figura 2.3: Plataforma Jackup (auto-elevatória). Unidade de produção do campo de Sable localizado no Canadá. (<<http://www.offshore-technology.com/projects/sable/index.html>>)

O uso das auto-elevatórias é restrito basicamente pela lâmina d'água (~ 110 m), mas também devem ser levados em consideração as condições do leito do mar e a probabilidade de penetração das pernas. Elas apresentam ainda a desvantagem de terem menor área disponível para a montagem de equipamento do que as semi-submersíveis, como também sua capacidade de carga de convés é bastante reduzida. Apesar dessas desvantagens, essa estrutura suporta ondas de até 30 m de altura.

Tendo em vista as limitações de espaço e carga de convés, as facilidades de produção instaladas nas auto-elevatórias são bastante simplificadas e compõem-se basicamente do sistema de coleta, sistemas de separação gás/óleo/água, sistema de descarte de água e sistema de tratamento e transferência de óleo.

Tabela 2.1: Características da UEP jackup.

<i>Ancoragem</i>	<i>Completação</i>	<i>Nº de Poços</i>	<i>Movimento</i>	<i>Workover</i>	<i>Conversão</i>	<i>Estocagem</i>	<i>LDA (m)</i>	<i>Área de Convés</i>
Nenhuma	Seca	2-10	Nenhum	Possui	Possível	Nenhuma	100	Pequena

Jaqueta

As plataformas jaquetas (Figura 2.4) em geral são estruturas metálicas instaladas com estacas cravadas no fundo do mar para a exploração de reservatórios e normalmente possuem capacidade de processar o óleo e o gás produzidos, comprimir e desidratar o gás se necessário e de outras possíveis áreas adjacentes.

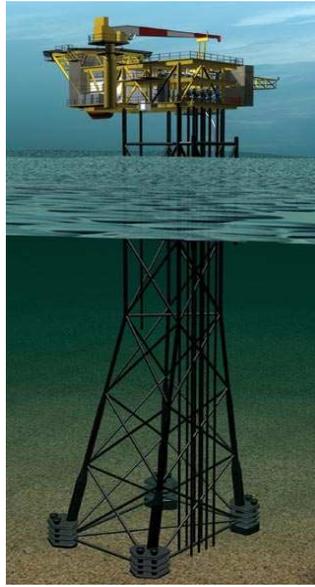


Figura 2.4: Ilustração de uma plataforma jaqueta utilizada na produção do campo de gás Goldeneye localizado no Mar do Norte. (<<http://www.offshore-technology.com/projects/goldeneye/index.html>>)

São em geral projetadas para vida útil de 20 a 30 anos e representam altos investimentos, com riscos também elevados. O seu posicionamento requer cuidados especiais e tem que ser bastante preciso, pois uma vez instalada não mais poderá ser removida para outra locação. O tempo necessário para sua construção é bastante grande.

Este tipo de plataforma pode ter 3, 4, 6, 8 ou 12 estacas e o número de convés pode variar de 1 a 3, determinado pela área que será produzida.

Tabela 2.2: Característica da UEP jaqueta.

<i>Ancoragem</i>	<i>Completação</i>	<i>Nº de Poços</i>	<i>Movimento</i>	<i>Workover</i>	<i>Conversão</i>	<i>Estocagem</i>	<i>LDA (m)</i>	<i>Área de Convés</i>
Nenhuma	Seca	---	Nenhum	Possui	Possível	Nenhuma	150	Pequena

Torre Guia

As unidades do tipo coluna articulada têm sido utilizadas com certo sucesso a mais de vinte anos, tempo suficiente para se adquirir o “status” pela experiência em operações.

A Figura 2.5 apresenta uma estrutura tipo coluna com uma junta universal à base. Como as colunas são mais leves em termos de aço estrutural, são mais baratas se comparadas às outras UEPs fixas.



Figura 2.5: Ilustração de uma plataforma torre guia utilizada na produção do campo Baldpate localizado no Golfo do México. (<<http://www.offshore-technology.com/projects/baldpate/index.html>>)

Sua estrutura base possibilita o armazenamento, porém, a baixa capacidade de carga permite o seu uso como somente suporte para a produção, podendo incorporar sistema de descarga de óleo produzido para um sistema monobóia com navio tanque.

A plataforma torre guia é uma estrutura do tipo complacente. Esta estrutura é projetada particularmente para lâminas d’água de 350 a 750 m. A torre é suportada por uma fixação aglomerada e é mantida estável por uma série de cabos guia radiando a torre de aço e terminando em âncoras gravitacionais no leito do mar.

Tabela 2.3: Características da UEP torre-guia.

<i>Ancoragem</i>	<i>Completação</i>	<i>Nº de Poços</i>	<i>Movimento</i>	<i>Workover</i>	<i>Conversão</i>	<i>Estocagem</i>	<i>LDA (m)</i>	<i>Área de Convés</i>
Cabo-Guia	Seca	40-60	Mínimo	Possui	Impossível	Mínima	350-750	Pequena

Plataforma por Gravidade

Estruturas baseadas em gravidade são locadas no leito do mar e mantidas no local por sua ampla massa ou por estacas ancorando-a ou ambos como mostra a Figura 2.6. No Golfo do México as estruturas foram usadas principalmente em lâminas d'água abaixo de 25 m. A maior plataforma por gravidade está sendo utilizada no Mar do Norte a uma profundidade de 300 m de água no Campo Troll East (Troll C). A altura da parte de concreto é de 370 m.



Figura 2.6: Ilustração de uma plataforma por gravidade.

(<<http://www.oil-gas.uwa.edu.au>>)

Tabela 2.4: Características da UEP plataforma por gravidade.

<i>Ancoragem</i>	<i>Completação</i>	<i>Nº de Poços</i>	<i>Movimento</i>	<i>Workover</i>	<i>Conversão</i>	<i>Estocagem</i>	<i>LDA (m)</i>	<i>Área de Convés</i>
Nenhuma	Seca	6-10	Nenhum	Possui	Possível	Mínima	150	Boa

Unidades Estacionárias de Produção Flutuantes

As unidades estacionárias de produção flutuante destacam-se no cenário petrolífero atual pelo sucesso alcançado em virtude ao domínio tecnológico derivado de experiências positivas de diferentes empresas, principalmente no Brasil. Constituem-se, não somente, em situações para aplicações em águas profundas, mas também para águas rasas. Quanto à exposição ao risco econômico, mostram-se favoráveis, bem como, quanto aos custos de abandono de campo reduzidos. Vale ressaltar que as instalações flutuantes são passíveis de reutilização em outras localizações ou de conversões para outras necessidades.

Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Assim, é necessário que ela fique posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície, operação a ser executada e lâmina d'água. Dois tipos de sistemas são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: sistema de ancoragem e sistema de posicionamento dinâmico (Chakrabarti, 1987).

Spar

As unidades do tipo Spar são projetadas sob o conceito de uma grande estrutura de bóia com um enorme reservatório submerso para armazenamento *offshore*. Basicamente, consiste em um casco cilíndrico vertical com secções transversais multicelulares. Essa estrutura provê a instalação de estabilidade assegurando-se que o centro de massa vertical permaneça abaixo do centro de flutuação (calado).

Podem ser usadas como estruturas de produção e/ou perfuração. Possuem grande capacidade de armazenamento acomodando mais de 1 milhão de barris ao longo de seus segmentos.

Sua ancoragem dá-se por correntes em catenária. Caso opte-se por árvore de natal seca para o sistema, poder-se-á utilizar pernas tracionadas aumentando-se, porém, a complexidade da instalação.

A estrutura Spar possui um grande cilindro de profundidade amarrado em catenária no qual minimiza movimentos de *heave* como mostra a figura 2.7. O conceito é um competidor econômico com outros tipos de plataformas tais como as torres complacentes e as TLPs a ser apresentada a seguir. A capacidade de estocagem de óleo da plataforma Spar tornou-se particularmente aplicável para áreas remotas onde a infraestrutura de dutos é inviável. Sem a necessidade para um *swivel* (conexão giratória), a descarga do óleo pode ser acoplada diretamente da unidade Spar, pelo uso de uma mangueira flutuante e um navio suporte, ou pela transferência para uma bóia de descarga. O conceito é compatível com produção antecipada ou cenários de desenvolvimento planejados em fases, o que permite completação seca de poços de produção e injeção, e permite intervenção de poço direta. A habilidade para reposicionar a Spar por manipulações das linhas de amarrações favorece um sistema de cabeças de poços individuais no leito marítimo. Os poços podem ser perfurados, completados e produzidos sem remover o *riser* de perfuração. Quando a produção do campo alcança o limite econômico, o sistema inteiro pode ser rebocado para uma nova locação e reutilizado.



Figura 2.7: Ilustração de uma plataforma Spar utilizada para produzir o campo de gás Nansen Boomvang localizado no México. (<<http://www.offshore-technology.com/projects/nansen/index.html>>

Tabela 2.5: Características da UEP Spar.

<i>Ancoragem</i>	<i>Completação</i>	<i>Nº de Poços</i>	<i>Movimento</i>	<i>Workover</i>	<i>Conversão</i>	<i>Estocagem</i>	<i>LDA (m)</i>	<i>Área de Convés</i>
Convenc.	Seca	---	Mínimo	Possui	Possível	Grande	400-1000	Boa

Onde:

Convenc. = Convencional

Semi-Submersíveis (SS)

As plataformas semi-submersíveis (Figura 2.8) surgiram como uma modificação dos submersíveis, que se caracterizam por serem lastreados na locação, de modo a possuir melhor estabilidade com a diminuição do calado da embarcação, durante as operações, sem apoiar-se no fundo do mar, posicionando-se apenas por âncoras, com cabos e/ou correntes, além de poderem possuir sistemas de posicionamento dinâmico.



Figura 2.8: Plataforma semi-submersível utilizada para perfuração.

(<<http://www.totalfinaelf.com/ho/odyssee/us/forage/pfmer/galerie/index.htm>>)

Caracterizam-se por possuírem, quando em operação, um grande volume submerso e uma área exposta à ação ambiental (por ondas e ventos) minimizada o tanto quanto possível. Apresentam relações entre capacidade de carga e deslocamento, e entre área de convés livre e deslocamentos melhores que os dos navios.

As plataformas SSs, por possuírem mínimos movimentos, apresentam uma segurança elevada no que tange à sobrevivência da plataforma, tendo sido encontrado em registro poucos acidentes.

Quanto à capacidade de carga/armazenamento, deve-se prever durante o projeto a necessidade da instalação de dutos de exportação para outras unidades ou terminais ou a necessidade de se manter uma unidade de armazenamento flutuante (FSO) em conjunto com a plataforma acarretando um aumento considerável no custo de desenvolvimento do campo.

As unidades semi-submersíveis possuem uma grande capacidade de lâmina d'água, e são capazes de operar em condições severas de mar, pois a sua grande massa submersa produz movimentos angulares de *roll* e *pitch* pequenos. Quanto ao *heave*, principal problema da plataforma semi-submersível, é atenuado com uma pequena área da seção transversal no plano de água. No entanto, deve ser observado que uma redução na área reduz a estabilidade da estrutura semi-submersível.

As plataformas semi-submersíveis podem ter formas variadas e podem ou não possuir autopropulsão. A opção pela autopropulsão deve ser feita levando-se em conta o investimento inicial, a frequência de movimentação da sonda, a necessidade de uma equipe especializada a bordo, etc. A maioria não possui autopropulsão.

Tabela 2.6: Características da UEP SS.

<i>Ancoragem</i>	<i>Completação</i>	<i>Nº de Poços</i>	<i>Movimento</i>	<i>Workover</i>	<i>Conversão</i>	<i>Estocagem</i>	<i>LDA (m)</i>	<i>Área de Convés</i>
Convenc. ou DPS	Molhada	4 - 40	Mínimo	Não Possui	Possível	Mínima	+ 1000	Boa

Onde:

Convenc. = Convencional

Plataforma de Pernas Atirantadas (TLP)

As unidades de pernas tracionadas surgiram na década de 70 através de estudos criteriosos para aplicações específicas em águas profundas na Califórnia. Por mais de 25 anos, as TLPs vêm sendo motivo para discussões técnicas, buscando um melhor conceito da configuração.

Essas UEPs são usadas tanto para a perfuração de poços de desenvolvimento, quanto para a produção do campo .

Sua estrutura é bastante similar a uma plataforma SS, sendo que suas pernas principais são tensionadas ao leito marítimo, por meio de cabos tubulares, ligados a grandes sapatas de ancoragem no fundo do mar como mostra a Figura 2.9. São também posicionadas sobre um *template*.

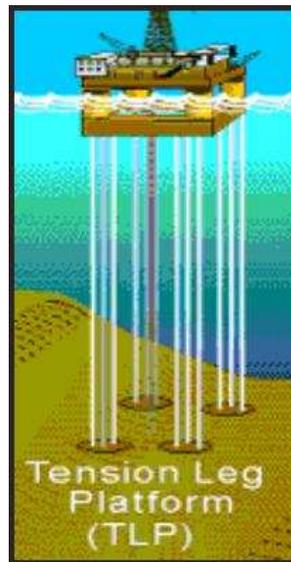


Figura 2.9: Ilustração de uma plataforma TLP.
(<http://www.gomr.mms.gov/homepg/offshore/deepwatr/options.html>)

O grau de flutuação da unidade possibilita que as pernas de ancoragem mantenham-se tensionadas constantemente, alcançando os objetivos de projeto: evita os movimentos do plano vertical – afundamento, balanço e arfagem (*heave*, *roll* e *pitch*, a sua ordem) e proporciona um alto grau de resistência aos movimentos do plano lateral – avanço, deriva e guinada (*surge*, *sway* e *yaw*, respectivamente).

As plataformas TLPs podem acomodar *risers* rígidos posicionados sobre um *template*. O movimento lateral fica tão reduzido que é compensado pela própria flexibilidade natural dos *risers* de perfuração e produção nas lâminas d'água para as quais a plataforma foi projetada.

O objetivo da tensão nas pernas da plataforma é evitar o movimento vertical da mesma, proporcionando um alto grau de resistência ao movimento lateral.

Tabela 2.7: Características da UEP TLP.

<i>Ancoragem</i>	<i>Completação</i>	<i>Nº de Poços</i>	<i>Movimento</i>	<i>Workover</i>	<i>Conversão</i>	<i>Estocagem</i>	<i>LDA (m)</i>	<i>Área de Convés</i>
Tendões Tensionados	Seca	20-40	Mínimo	Possui	Impossível	Nenhuma	+ 1500	Boa

Navio Tanque de Produção

O navio tanque pode ser reformado e adaptado para operar como unidade flutuante de produção com capacidade de processar, armazenar e transferir o óleo e gás produzido no campo. É denominado comumente de FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading).

A frota de unidades do tipo FPSOs vem crescendo nos últimos anos e espera-se que cresça mais rapidamente nos próximos anos. As razões para o fato são: a produção em águas profundas, o número cada vez maior de campos *offshore* que estão sendo descobertos e a necessidade de desenvolvimento a curto prazo. (Neto & Portella, 2002)

A Shell iniciou sua primeira produção utilizando uma plataforma do tipo FPSO em 8 de agosto, 1977, em Castellon, Espanha. A Petrobrás foi uma das pioneiras usando uma estrutura FPSO em 1979, no campo Garoupa (RJ), Brasil. O uso deste tipo de UEP foi realizado em condições ambientais moderadas no Mar do Norte em 1986. (Lovie, 1997)

Os navios formam com as plataformas semi-submersíveis os chamados flutuantes (Figura 2.10). Suas características operacionais exigem a aplicação da cabeça de poço no fundo do mar. Foram inicialmente adaptados, mas hoje são projetados especialmente para a produção. Possuem grande capacidade de lâmina d'água, se movimentam com certa rapidez entre locações, pode ter autopropulsão e possuem grande capacidade de estocagem. Devido a suas características de movimentos angulares o *roll* e o *pitch* passam a ser significativo em condições severas, o que faz com que haja um grande número de horas com o navio fora de operação. Também o *heave* se

torna mais crítico que nas unidades semi-submersíveis.



Figura 2.10: Plataforma do tipo FPSO. Unidade de produção do campo Lufeng22-1 localizado na China. (<<http://www.offshore-technology.com/projects/lufeng/lufeng2.html>>)

A ancoragem do navio em geral é feita de modo semelhante ao da estrutura SS, usando 8 a 12 linhas de ancoragem. No entanto, para os navios é possível ainda aplicar a amarração tipo *turret*, no qual a flutuante ancorada pode-se alinhar de modo a sofrer menores esforços do meio ambiente.

Assim sendo, a estrutura FPSO não é simplesmente um petroleiro com as instalações da planta de processo no convés, mas uma embarcação flutuante que deve atender a cinco diferentes operações:

- processar óleo e gás através das instalações da planta de processo;
- importar óleo e gás através do sistema de *risers*;
- exportar óleo, gás e água através do sistema de *risers* e do sistema de alívio;
- armazenar óleo a bordo, nos tanques da embarcação;
- permanecer na posição, através do sistema de ancoragem ou outro tipo de sistema de manutenção da posição.

Além da unidade estacionária de produção do tipo FPSO, uma outra estrutura pode ser utilizada, a barcaça. Esse tipo de unidade na realidade é um subitem da plataforma FPSO, e são utilizadas em águas calmas, rios e baías para pequenas lâminas d'água, da ordem de 150 m, as UEPs do tipo barcaças são deslocadas até a locação com auxílio de rebocadores e quando sobre esta são lastreados até que o casco inferior se apóie no fundo, em geral macio e pouco acidentado, passando a receber todas as cargas durante as operações. A utilização de submersíveis tem sido cada vez mais limitada devido a sua pequena capacidade de lâmina d'água.

Tabela 2.8: Características das UEPs FPSO e barcaça.

UEP	Ancoragem	Completação	Nº de Poços	Movimento	Workover	Conversão	Estocagem	LDA (m)	Área de Convés
FPSO	convenc. ou DPS	molhada	---	grande	não possui	possível	grande	+ 1500	grande
Barcaça	convenc.	molhada	até 10	grande	não possui	possível	grande	30-150	grande

A tabela a seguir (Tabela 2.9) ilustra as principais diferenças entre as Unidades Estacionárias de Produção.

Tabela 2.9: Diferenças existentes entre as várias UEPs.

UEP	ancoragem	completação	nº de poços	movimento	workover	conversão	estocagem	LDA (m)	área de convés
Jack-up	nenhuma	seca	2-10	nenhum	possui	possível	nenhuma	100	pequena
Jaqueta	nenhuma	seca	---	nenhum	possui	possível	nenhuma	150	pequena
Torre-Guia	cabo-guia	seca	40-60	mínimo	possui	impossível	mínima	350-750	pequena
Plataforma por Gravidade	nenhuma	seca	6-10	nenhum	possui	possível	mínima	150	boa
Spar	convenc.	seca	---	mínimo	possui	possível	grande	400-1000	boa
SS	convenc. ou DPS	molhada	4 - 40	mínimo	não possui	possível	mínima	+ 1000	boa
TLP	tendões tension.	seca	20-40	mínimo	possui	impossível	nenhuma	+ 1500	boa
FPSO	convenc. ou DPS	molhada	---	grande	não possui	possível	grande	+ 1500	grande
Barcaça	convenc.	molhada	até 10	grande	não possui	possível	grande	30-150	grande

Onde:

convenc. = convencional

tension. = tensionados

consagr. = consagrada

As informações ilustradas na Tabela 2.1 foram resgatadas principalmente da publicação de Fee & O’Dea, 1986.

2.4 Ancoragem

Vários sistemas de ancoragem são utilizados em diferentes tipos de UEP. A maioria das plataformas fixas (jaqueta, jack-up e plataforma por gravidade) usam construções de madeira, metal e até de concreto para permanecerem no local de produção, nestes casos não são utilizados nenhum tipo de ancoragem.

As plataformas SSs e Spars são estruturas flutuantes conforme já mencionado, as quais são amarradas convencionalmente no fundo do mar. Estas amarrações permitem grande movimentos *heave* em condições ambientais severas e impõem sérios problemas na configuração do *riser* resultando freqüentemente em uma produção ineficiente.

As plataformas FPSOs produzem com um jugo (*yoke*) permanentemente vinculado a uma amarração de ponto único (SPM – *Single Point Mooring*). Há vários tipos de SPM, dentre eles: amarração de perna ancorada em catenária (CALM – *Catenary Anchor Leg Mooring*) e amarração de perna única ancorada (SALM – *Single Anchor Leg Mooring*). As barcaças, assim como a UEP FPSO são ancoradas convencionalmente (Figura 2.11), por tratarem-se de uma subdivisão deste tipo de estrutura.

Além do sistema convencional de ancoragem, a unidade estacionária de produção do tipo FPSO utiliza o conceito de amarração *turret* (Figura 2.12) que consiste na dispensa da bóia e na montagem da estrutura do *swivel* direta na proa do navio-tanque permanentemente atracado. O navio-tanque terá, que suportar também o peso das correntes ancoradas em catenária que radiam a mesa até a base da estrutura do *swivel*.

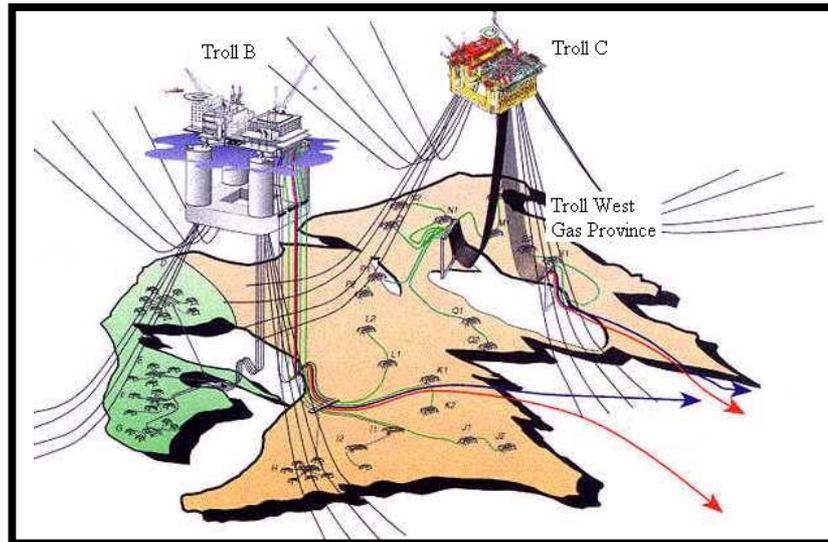


Figura 2.11: Plataformas SS ancoradas com sistema convencional de ancoragem.
 (<<http://www.offshore-technology.com/projects/troll/index.html>>)



Figura 2.12: Navio ancorado utilizando sistema *Turret*
 (<http://www.marinehouse.com/picture/ship_picture/picture_list.html?kindoftype=fps>)

O conceito requer, porém, uma considerável modificação na proa do navio-tanque e um reforço estrutural ao longo de seu comprimento.

O sistema *turret* permite, de forma particular, outras configurações, como *turret* externo, *turret* submersível ou *turret* interno à meia-náu. A utilização de *turret* interno é justificada pela possibilidade de se trabalhar com um grande número de *risers*, grande diâmetro do furo e a possibilidade de se trabalhar com mancal de deslizamento. É a partir do *turret* que partirão as linhas de ancoragem. Movimentos e acelerações do navio causadas pelas condições ambientais repercutem diretamente sobre os *risers*, sistemas de transferência de fluidos e mancais do *turret*. Quanto mais afastado for o *turret* da meia-nau, maior será esse efeito. Quando há boas condições ambientais, é viável a localização do *turret* na proa.

A plataforma TLP é uma estrutura de aço no formato de uma SS a qual é conectada no fundo do mar por linhas ou pernas de aço tubulares amarradas. A flutuação natural da plataforma cria uma força no sentido vertical mantendo as pernas sob constante tensão. Isto mantém a UEP sem movimento na direção vertical enquanto permite algum movimento horizontal.

A estrutura torre-guia é uma estrutura complacente. A torre é suportada por uma coluna aglomerada e a falta de movimento é mantida por uma série de cabos guias radiando a torre de aço amarrados no fundo do mar.

Os sistemas de ancoragens são responsáveis, em grande parte, pelo posicionamento da unidade estacionária de produção em um raio de tolerância, no plano horizontal, estabelecido a 5 ou 6% do valor da profundidade da água.

Para o dimensionamento do sistema de ancoragem torna-se necessário, então, que se conheça, ainda durante a fase do projeto da unidade, os esforços ambientais a que esta será submetida. Ventos e forças de deslocamento causado por ondas e correntezas são os principais agentes sendo que os movimentos induzidos (*heave, roll, surge, sway,...*) contribuem com cargas dinâmicas significativas.

Para essa análise, toma-se por base, as condições marítimas mais severas de operação encontradas na atualidade no Mar do Norte. Adota-se, portanto, a Escala *Beaufort*, uma tabela de correlações entre as condições de tempo e mar, de ventos e ondas. O Mar do Norte, por exemplo, apresenta valores entre 7 (vento forte) e 12 (furacão) pontos nesta escala, já o Brasil apresenta valores de apenas 2 (aragem) a 3 (vento fraco).

De um modo geral, há dois tipos de esquemas que podem ser utilizados para cada tipo particular de unidade flutuante. Um chama-se esquema simétrico de amarração, usado para resistir às forças ambientais vindas de qualquer direção. O segundo tipo é chamado esquema unidirecional de amarração, que leva em conta a direção do vento e da corrente marítima predominantes na região, concentrando algumas âncoras nesta direção.

O sistema de ancoragem distribuída é, de longe, o mais utilizado, consistindo num determinado número de linhas de ancoragem (de 8 a 12) constituídas por cabos e/ou correntes possuindo âncoras em suas extremidades. O número de linhas de ancoragem, assim como a sua configuração, são determinados de modo a se conseguir a maior força restauradora possível, em função das características da unidade flutuante. O padrão simétrico apresenta o inconveniente de, num determinado instante, menos da metade das linhas contribuírem para a manutenção da posição da unidade flutuante e apenas uma ou duas destas linhas promoverem a maior parte da força restauradora.

Com o avanço de operações em águas cada vez mais profundas, a utilização de ancoragem convencional passou a exigir equipamentos cada vez mais pesados e embarcações cada vez mais potentes para o seu manuseio tornando-se o seu uso antieconômico e até impraticável.

Assim sendo, surgem alternativas de ancoragem utilizando-se âncoras com linhas de amarração cabo (aço) corrente combinado, ou ainda cabos com peso neutro na água (poliéster, por exemplo).

Portanto, dentre os diferentes sistemas de ancoragem existentes nos dias de hoje, tem-se: o sistema *turret*, o sistema convencional de amarração, o sistema cabo-guia, o sistema pernas tensionadas e nenhum sistema de ancoragem no caso das unidades serem fixas.

2.5 Riser

O *riser* é uma tubulação de aço especialmente projetado que interliga o fundo à superfície do mar onde encontra-se posicionada uma UEP podendo ter várias configurações.

Um *riser* na perfuração permite o fluxo da lama entre o poço e a sonda de perfuração, servindo de guia desde a coluna de perfuração, até a cabeça do poço no fundo submarino, na confecção do poço.

Um *riser* na produção faz a conexão da árvore de natal molhada ou cabeça de poço no fundo do mar à unidade flutuante ou fixa de produção na superfície e podem ser constituídos de tubos rígidos ou flexíveis.

Além de óleo, os *risers* podem transportar gás e água produzidos:

- mantendo uma conexão entre superfície e fundo do mar visando produção/injeção de gás ou água;
- apresentando resistência à abrasão e à corrosão, tanto interna quanto externamente;
- apresentando resistência mecânica à tração, cisalhamento e ao colapso;
- tendo característica elástica, permitindo o alongamento vertical e o movimento angular da coluna articulada;
- sendo removível, possibilitando manutenção corretiva e/ou desconexão;
- e, por definição de projeto, ter um diâmetro que permita a passagem de ferramentas, raspadores, dispositivos de intervenção e tubulações em seu interior.

Assim sendo, por características de projeto, os *risers* podem ser do tipo rígido (Figura 2.13), semi-rígido ou flexível (Figura 2.14).

Os risers rígidos são constituídos de aço. As principais vantagens do *riser* rígido de produção são:

- não apresentam limitações quanto à pressão e à temperatura.
- operação com equipamentos convencionais para a instalação e desinstalação;
- auxiliam na ancoragem de UEPs fixas, quando usados em completação seca;
- impacto marginal no projeto da estrutura flutuante;
- suportam intervenções de sonda e *wireline*;
- custo de investimento menor;
- menor *downtime* maior produção por poder operar em condições ambientais severas.

As desvantagens do *riser* rígido seriam:

- demandam desconexão submarina;
- demandam junta submarina flexível;
- demandam maior tempo na operação de instalação e remoção;
- provocam um pré-tensionamento da coluna e do *manifold* submarino;
- são sustentados pela coluna articulada;
- alongamento limitado da coluna articulada.

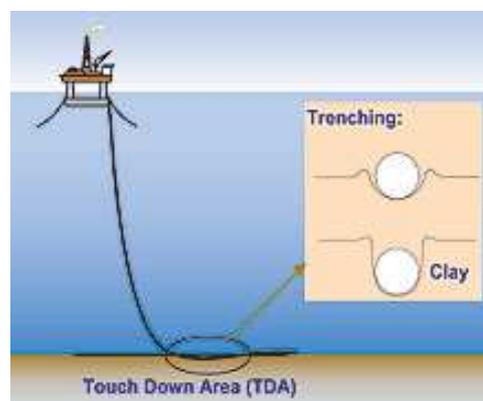


Figura 2.13: *Riser* rígido em catenária.

(http://www.marintek.sintef.no/marintek_eks/publications/marintek_review/Review_1_2002/CA_RISIMA.htm)

Tubos flexíveis são elementos estruturais de construção composta, constituídos de materiais metálicos e poliméricos e são constituídos pelos seguintes componentes: capa externa, tendões helicoidais, reforços, barreira e duto intertravado (Chakrabarti, 1987). O aço garante as propriedades mecânicas do sistema, enquanto o plástico dá-lhe a característica da estanqueidade.

A estrutura típica de um *riser* flexível possui cinco camadas principais:

- uma carcaça de aço espiralada para resistir à flambagem e prevenir a deformação.
- duas camadas de plástico resistente à temperatura, composto de poliamida (PA), para evitar vazamentos.
- uma espiral zeta para prover resistência à pressão interna.
- uma camada de cabo de aço trançado para prover resistência ao *draft handling* do *riser* e a tensões longitudinais devido à pressão interna.

Vantagens do *riser* flexível:

- não requer desconexão submarina;
- rapidez nas operações de conexão/desconexão;
- simplicidade e confiabilidade no sistema;
- permite máxima excursão da planta flutuante em virtude das variações de preamar e baixamar;
- provocam um mínimo carregamento da coluna articulada e do *manifold*;
- segurança na instalação e remoção;
- usadas para completação molhada, UEPs flutuantes e sistema de produção antecipados.

As desvantagens do *riser* flexível notam-se quanto:

- às limitações de pressão e temperatura suportáveis;
- ao pequeno número de fornecedores de material no mercado e, conseqüentemente elevado custo do produto;
- à não indicação para intervenções de sonda e *wireline*.

Para o desenvolvimento de um projeto de *risers* critérios devem ser observados, alguns deles são:

- volume e número de pontos de produção;
- requisitos de recuperação secundária do campo;
- capacidade à tempestade centenária;
- capacidade de perfuração/*workover* do suporte de produção;
- possibilidade de incorporar novos componentes;
- requisitos de *risers* de exportação.

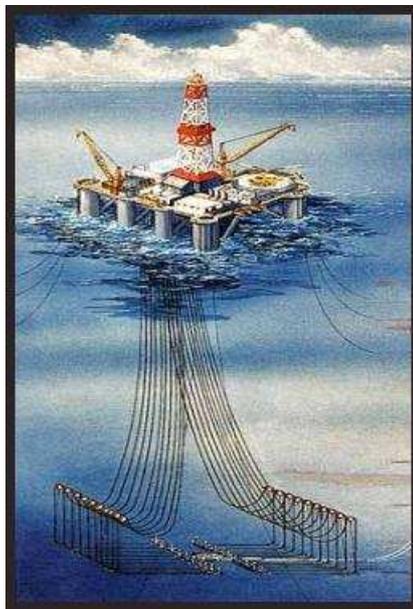


Figura 2.14: *Riser* flexível em configuração lazy-S. (<<http://www.offshore-technology.com/projects/amoco3.html>>)

No caso de ser utilizado *riser* rígido em um determinado campo, as plataformas fixas são mais indicadas por não possuírem ou possuírem mínimos movimentos causados pelo vento e pelas ondas. No caso do *riser* ser flexível, o grau de movimentação da plataforma é maior, neste caso o uso de estruturas fixas passa a não ser tão necessário.

Riser semi-rígido: ele pode ser dobrado ou curvado, desde que a temperatura seja adequada e dentro dos limites estabelecidos pelas respectivas normas técnicas de sua fabricação.

Esse tipo de *riser* está sendo utilizado no Campo de Albacora localizado na Bacia de Campos, Brasil. Suas partes são constituídas por *risers* rígidos e flexíveis. A Figura 2.15 representa uma plataforma SS utilizando sistema convencional de ancoragem e *riser* flexível para a produção de hidrocarbonetos. A parte superior do *riser* é constituída por tubos flexíveis e a parte inferior por tubos rígidos. Essa opção pode reduzir consideravelmente o gasto com esses equipamentos, pois como citado anteriormente, os *risers* rígidos são mais baratos do que os flexíveis.

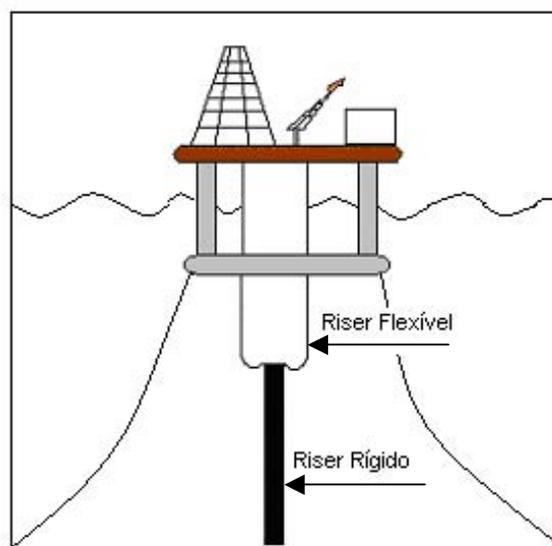


Figura 2.15: *Riser* semi-rígido.

Portanto, como mencionado acima, os tipos de *risers* utilizados para a produção de óleo e gás são: rígido, semi-rígido e flexível.

2.6 Escoamento de Estocagem de Óleo

Este item está relacionado com segurança e custo, pois quando há sistema de estocagem na embarcação os riscos de acidentes se agravam, já que o óleo estará armazenado na mesma. A necessidade de um sistema *offloading* depende da vazão dos fluidos do reservatório. Estocagem *offshore* é normalmente requerido porque há inevitavelmente uma questão de queda de tempo associado com conceitos de transporte *offshore*. O método normal de evacuação de óleo bruto é

por navio tanque o qual pode ser transportado diretamente por um sistema de transporte ou via um navio de estocagem (Figura 2.16). Se nenhuma estocagem é provida e adversa então, o transporte por navio tanque não é necessário, a supervisão pessoal da plataforma não tem opção, mas interrompe a produção do campo.



Figura 2.16: Navio tanque ancorado para descarregar o óleo produzido pela plataforma FPSO e transportá-lo até a costa

(http://www.marinehouse.com/picture/ship_picture/picture_list.html?kindoftype=fps0)

Oleodutos são boas alternativas de transporte de óleo, em geral, quando já existe algum oleoduto passando por perto do campo que se quer produzir ou quando a distância do campo até a costa não é muito grande.

O sistema de tubulações constitui-se de uma série de tubos conectados, através dos quais o petróleo e o gás são enviados à costa. Esta tubulação tem uma extremidade conectada à facilidade de produção e outra, à facilidade na costa. Bombas e compressores impulsionam o petróleo e o gás a escoar pela tubulação.

Portanto, os diferentes sistemas de transferência e estocagem de óleo são: dutos, UEP com capacidade de armazenamento e navio aliviador junto a UEP sem ou com pouca capacidade de armazenamento.

Capítulo 3

Metodologia para Definição do Sistema Marítimo

Para selecionar o melhor sistema marítimo de produção dentre as alternativas apresentadas no Capítulo 2, é necessário o uso de parâmetros que influenciem diretamente sobre essas opções. Esses parâmetros foram selecionados com a ajuda de especialistas da área de petróleo e de alguns trabalhos como dos autores Behrenbruch (1993) que propõe a maximização do valor presente líquido (VPL) através de várias estratégias, Galeano (1998) que forma uma aliança entre a análise hierárquica e o método da espiral, Castro (1999) que utiliza em seu trabalho a teoria de multi-atributos e funções utilidades além de Dezen (2001) que utiliza a teoria das opções reais (TOR), todos com o intuito de propor métodos para avaliar melhores projetos de desenvolvimento de campos de petróleo principalmente os projetos ligados à fase de produção de um determinado campo, assim como está apresentado no Anexo A.

Para determinar a configuração de um sistema marítimo de produção através dos parâmetros selecionados, foi proposta uma metodologia que foi dividida em três fases como está ilustrada na Figura 3.1, conforme a seqüência, iniciando pela Fase I, seguindo pela Fase II e finalmente terminando com a Fase III. Na Fase I serão determinados o arranjo dos poços e o *manifold*. Na Fase II serão determinados os tipos de unidade estacionária de produção, de ancoragem e de *riser*. E na Fase III será determinado o tipo sistema de transferência e estocagem de óleo.

A seqüência desses componentes foi selecionada devido à dependência que um componente tem com outros componentes. Além da dependência entre os componentes, é importante ressaltar a dependência entre as Fases, pois para selecionar os tipos de UEP e ancoragem que são determinados na Fase II é necessário primeiramente a seleção do arranjo dos poços que é determinado na Fase I.

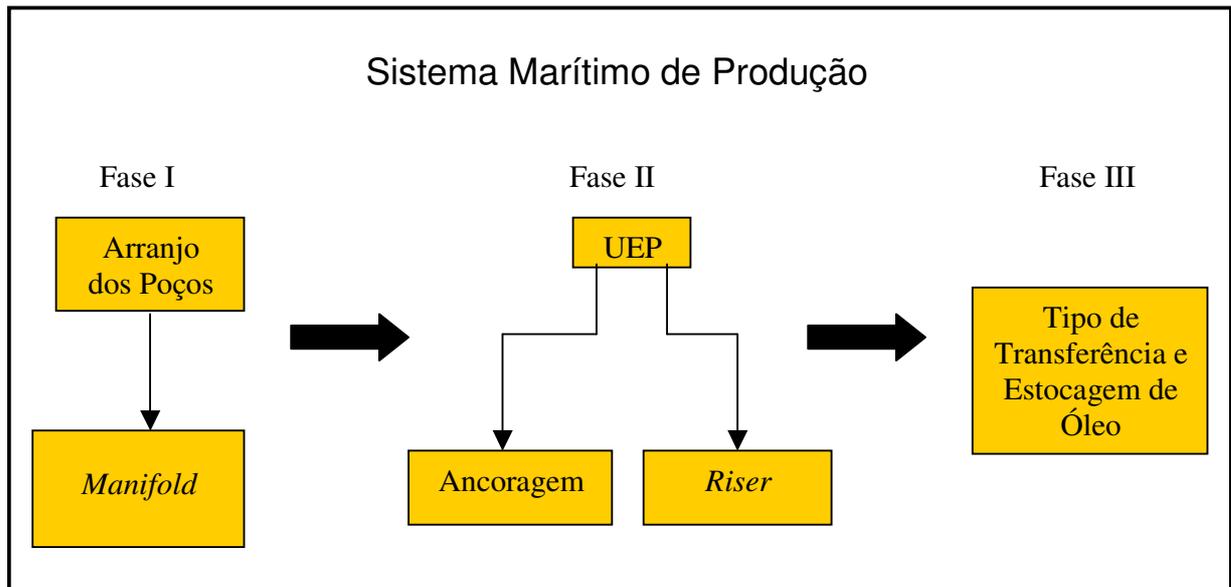


Figura 3.1: Decisões a serem tomadas e suas respectivas seqüências.

As próximas seções abordarão cada uma das fases e suas respectivas seqüências mostradas na Figura 3.1.

3.1 Fase I – Arranjo dos Poços e *Manifold*

A Fase I consiste na determinação do arranjo dos poços e na utilização ou não do *manifold*, como mostra a Figura 3.2. O arranjo dos poços pode ser satélite ou agrupado como descritos na seção 2.1.

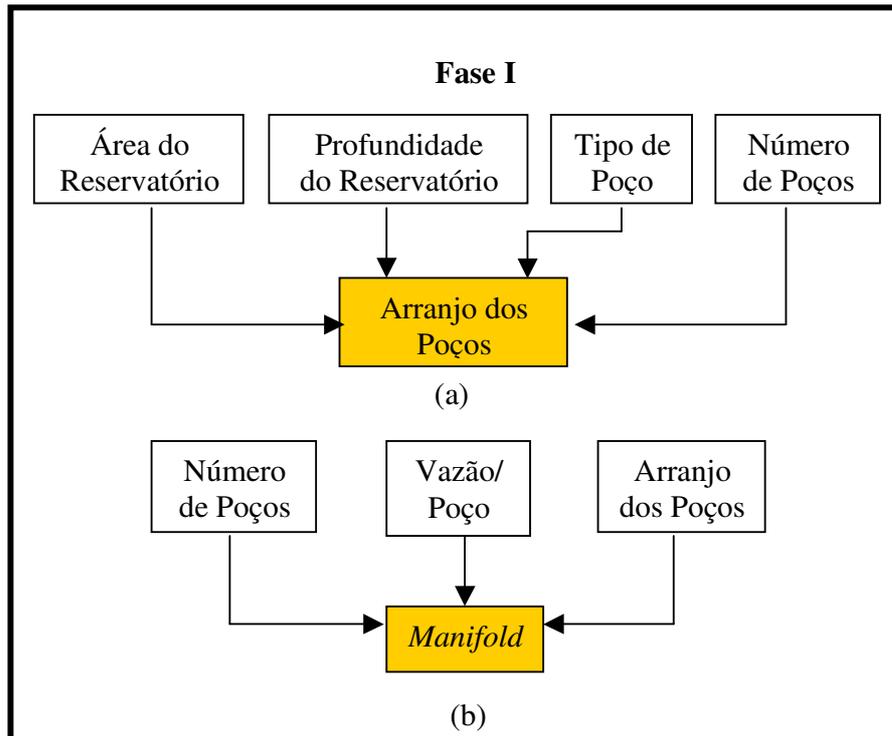


Figura 3.2: a) Parâmetros utilizados para determinação do Arranjo dos Poços. b) Parâmetros utilizados para determinar se o *manifold* deverá ser utilizado.

Arranjo dos Poços

Os parâmetros utilizados para determinar o arranjo dos poços são a área do reservatório, a profundidade do reservatório, o tipo de poço e o número de poços. A área do reservatório é a área na direção horizontal medida em m^2 . Este parâmetro foi adotado para determinar o arranjo dos poços, pois se a área do reservatório for relativamente grande, preferencialmente o arranjo dos poços deverá ser satélite, e dessa forma, o reservatório seria melhor drenado. No caso da área do reservatório ser pequena, o agrupamento dos poços pode ser uma boa opção, porém, outros parâmetros que ajudam a definir o arranjo dos poços devem ser analisados antes de tomar essa decisão, já que a escolha desse componente depende também da profundidade do reservatório e do número e tipo de poço.

Neste trabalho, a profundidade do reservatório é considerada a distância vertical que vai do fundo do mar até onde se encontra o petróleo, ou seja, o reservatório, podendo ser medida em metros. Esse parâmetro é importante, pois quando o reservatório não é muito profundo, a perfuração horizontal torna-se inviável por não atingir o ponto desejado desta jazida, mas se o reservatório for bastante profundo esse tipo de arranjo passa a ser preferível. Quando os poços são agrupados, a perfuração horizontal é mais favorável do que a vertical, pois há maior possibilidade de atingir pontos do reservatório de maior acúmulo de óleo que não seria possível com poços verticais, porém se o reservatório não for muito profundo esse tipo de perfuração pode ultrapassar tanto a espessura quanto a altura deste reservatório podendo obter poços secos.

Há basicamente dois tipos de poços – os verticais e os horizontais. Os poços horizontais estão cada vez mais comum no setor *offshore*. Como estes poços têm muitas vantagens, a relação custo/benefício tornou seu uso *offshore* atrativo. Quando se analisam gastos em operações submarinas, a maior porção desses custos não são em perfuração, mas em completação e amarração (*flowline*) nos poços. Porque um poço horizontal geralmente é equivalente a dois ou três poços verticais em termos de produção e recuperação. Se os poços forem perfurados horizontalmente, o arranjo dos poços pode ser agrupado, pois significa que o alvo no reservatório será atingido. Porém, se os poços forem verticais, seria mais viável em termos de recuperação de óleo, que a configuração desses poços seja satélite atingindo vários locais do reservatório.

O número de poços é a soma de poços produtores e injetores perfurados em um mesmo campo de petróleo. Se muitos poços forem perfurados em um único campo, o arranjo de poços satélites tornará o projeto inviável economicamente, pois para cada poço perfurado há necessidade de uma árvore de natal no caso da completação ser molhada. No caso dos poços serem agrupados, esses poços podem compartilhar de uma mesma árvore de natal, reduzindo desta forma o custo do projeto.

Um parâmetro que poderia ser utilizado nessa tomada de decisão é a distância entre os poços, mas este aspecto está embutido no parâmetro área do reservatório, pois considera-se que quanto maior for a área maior deverá ser a distância entre os poços se estes forem satélites.

Como pode-se perceber, a inter-relação entre todos estes parâmetros é que forma o conhecimento necessário para se determinar qual o arranjo dos poços de um dado campo marítimo.

Manifold

Já para determinar o uso do *manifold*, os parâmetros são o número de poços, a vazão diária por poço e o arranjo dos poços. Pode-se notar que após a determinação do arranjo dos poços, este atuará como um dos parâmetros para a tomada de decisão do uso do *manifold*.

O parâmetro número de poços também interfere na decisão de usar ou não *manifold*, pois quando há um número muito grande de poços, necessariamente há um número muito grande de *risers* caso não se utilize o *manifold* para redução do número de *risers*. Além disso, se o arranjo dos poços for satélite, o comprimento dos *flowlines* também será grande (já que estamos considerando um número de poços bastante alto) e esses equipamentos são bastante caros, assim como o uso do *manifold* poderá diminuir o número de *risers*, a utilização dele também influenciará consideravelmente na redução dos *flowlines*.

A vazão diária por poço é o fluxo de óleo/gás escoado por poço em um dia e é medido em m³/d. Este parâmetro é utilizado para se determinar o uso do *manifold*, pois esse equipamento tem uma capacidade máxima permitida para a coleta do óleo produzido e se a vazão for acima da permitida, não se pode instalá-lo.

3.2 Fase II – Unidade Estacionária de Produção, Ancoragem e Riser

A Figura 3.3 ilustra os parâmetros definidos para a tomada de decisão quando se quer saber qual unidade estacionária de produção, qual ancoragem e qual *riser* utilizar em um novo campo petrolífero. Para a escolha da UEP utilizam-se parâmetros como a lâmina d'água, o arranjo dos poços, as condições ambientais, o número de poços e a vazão diária por poço. Note que antes de iniciar a tomada de decisão da UEP, o arranjo dos poços foi determinado na Fase I e que somente após a determinação da unidade estacionária de produção a ancoragem e o *riser* devem ser obtidos, pois agora o arranjo dos poços atuará como parâmetros para a escolha da UEP e esta atuará como parâmetro para decisão da ancoragem e do *riser*.

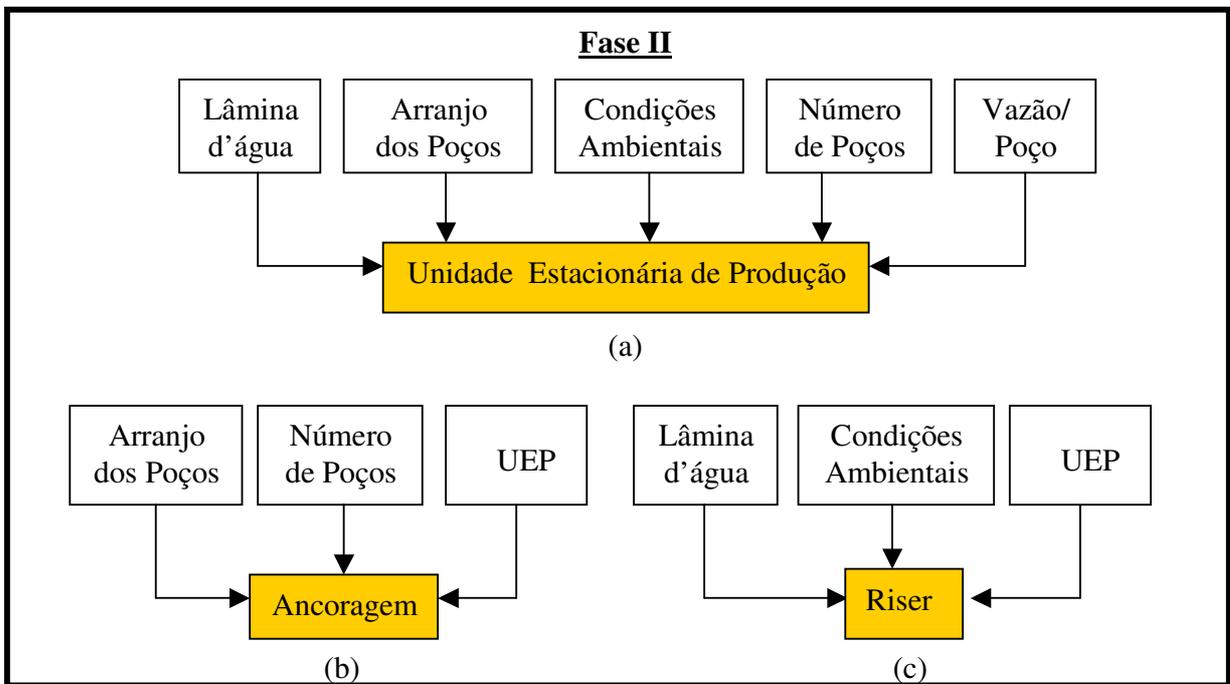


Figura 3.3: a) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de UEP que será utilizado. b) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de ancoragem que será utilizado. c) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de *riser* que será utilizado.

Unidade Estacionária de Produção

Consideradas como suporte para a produção, as UEPs são classificadas e projetadas de acordo com a profundidade do leito oceânico e com as intempéries ambientais. Podem ser fixas (jaqueta, jackup, plataforma por gravidade e torre-guia), ancoradas (barcaças, Spar, TLP, semi-submersível e FPSO), ou flutuantes sem nenhum sistema de ancoragem (DPS - dynamic positioning system), equipadas com heliporto e acomodações para centenas de pessoas que mantêm ininterruptamente o funcionamento das operações, em sistemas de turnos.

A lâmina d'água (LDA) é a profundidade que vai da superfície até o fundo do mar e é medida em metros. A LDA é um dos parâmetros mais importantes utilizados para auxiliar na escolha de uma UEP, pois cada uma delas tem capacidade limitada para operar em certas profundidades. Por exemplo, não se recomenda utilizar a Spar em lâmina d'água menor que 400m, pois essa unidade possui um calado com quase esse comprimento. Outro exemplo são as plataformas fixas que não podem ser utilizadas em lâmina d'água superior a aproximadamente 100 m, pois o custo para a construção desse tipo de unidade é muito alto já que geralmente sua estrutura é de aço, porém há um caso de operação com jaqueta em 450 m de lâmina d'água como no Campo Cognac localizado no Golfo do México, Estados Unidos (Nations & Speice 1982). Já as demais unidades (TLP, SS, FPSO e DPS) podem ser utilizadas desde pequenas até altas profundidades (aproximadamente 2000 m) com exceção da torre-guia capaz de operar em uma faixa de 350 a 750 m de lâmina d'água.

Como mencionado na seção 3.1, o arranjo dos poços pode ser agrupado ou satélite. Este parâmetro influencia na escolha da unidade estacionária de produção, pois alguns tipos de estruturas operam apenas com poços agrupados como é o caso da TLP e da jaqueta. No caso dos poços serem satélite, o uso dessas e de algumas outras UEPs é impróprio.

As condições ambientais podem ser obtidas de dados existentes para uma determinada região ou podem ser baseadas em dados de novos exames para uma localidade específica. Na maioria dos casos, é conveniente analisar ambos os tipos de dados para estabelecer um critério de esquema relevante e por esse motivo algumas regiões adotam mais certos tipos de UEPs. Dependendo da altura das ondas do mar ou da velocidade do vento, as condições ambientais são classificadas de acordo com a escala Beaufort. Para facilitar essa classificação, adota-se uma linguagem mais simples, portanto, as condições ambientais podem ser ditas como ‘amenas’, ‘moderadas’ ou ‘severas’.

As forças produzidas pelo vento, onda e correnteza são os principais destinos de descarga em estruturas *offshore*. Estas forças são dinâmicas, raramente elas podem ser expressas como uma função matemática do tempo. O método mais comumente utilizado para avaliar o carregamento das ondas em uma estrutura *offshore* tem sido baseado nos cálculos de ondas de projeto de altura e período determinados. Ventos e forças causados por ondas e correntezas são os principais agentes da movimentação da UEP, que dificultam a operação. Estes movimentos também podem ser de alto risco, pois tanto o movimento vertical quanto o movimento horizontal podem romper *risers*, por isso, as condições ambientais interferem diretamente na escolha do tipo de *riser* e também unidade estacionária de produção.

Para climas quentes, propenso a tempestades, são definidas estruturas *offshore* utilizadas em condições de tempestades, enquanto para áreas frias com condições de tempo severas as estruturas devem também ser definidas com a preocupação de problemas de fadiga, o qual adiciona consideravelmente o custo das unidades estacionárias de produção. No Mar do Norte, onde as condições ambientais são bastante severas, não é favorável o uso de UEPs flutuantes como SSs e FPSOs, já que estas não possuem um bom comportamento nessas condições. Ao contrário do Brasil, em que as condições ambientais são amenas e tranquilas, pode-se utilizar qualquer tipo de tecnologia se for considerado apenas esse parâmetro. No Canadá, ou regiões semelhantemente geladas, são mais utilizadas unidades de concreto como a Plataforma por Gravidade, ou unidades fixas e altas devido aos *icebergs*.

A definição do número e da vazão dos poços foi apresentada na seção 3.1. O parâmetro número de poços auxilia na escolha da UEP, pois cada unidade estacionária de produção tem capacidade de operar com um número limitado de poços. Por exemplo, a unidade barcaça tem capacidade máxima de operar com 10 poços e se um número maior for requisitado para o desenvolvimento de um determinado campo, seria necessária mais de uma unidade deste tipo ou então outra que também tivesse aproximadamente as mesmas vantagens operacionais. Já a SS tem capacidade de operar com 40 poços (Fee & O’Dea, 1986).

Assim como o número de poço, a vazão diária é restrita pela UEP, pois cada unidade estacionária de produção possui uma capacidade máxima de processamento de petróleo. Por exemplo, as UEPs jackup, jaqueta e torre-guia, apesar da área de convés limitada esses tipos de estruturas possuem uma grande capacidade de carga e por esse motivo a capacidade de processamento também é grande. Já as UEPs, barcaça, Spar, FPSO e SS, possuem grande área de convés mas capacidade de carga limitada, podendo desta forma processar menos óleo do que as estruturas fixas.

Outro parâmetro importante para determinar o tipo de UEP a ser utilizada em um determinado campo é a planta de processo da unidade estacionária de produção, porém este aspecto já faz parte do parâmetro vazão diária por poço, pois quanto maior for a vazão maior deverá ser a planta de processo da UEP para poder suportar todo óleo produzido.

Determinada a UEP decide-se então dois outros componentes que determinam a configuração do sistema: os tipos de ancoragem e *riser*. Para decidir o tipo de ancoragem usa-se o arranjo dos poços, o número de poços e a UEP como parâmetros.

Ancoragem

Há vários sistemas de ancoragem, dentre os diferentes tipos neste trabalho considera-se os sistemas convencionais, *turret*, pernas atirantadas e cabo guia, como foi apresentado no capítulo 2. Quando a unidade é fixa pode-se dizer que não há ancoragem. Os parâmetros utilizados para a seleção do sistema de ancoragem são: o arranjo dos poços, o número de poços e a unidade estacionária de produção.

O arranjo dos poços e o número de poços foram definidos na seção 3.1. Dependendo do número de poços e de seu arranjo, o tipo de ancoragem deve ser determinado. Se o número de poços for alto e se o arranjo dos poços for satélite, o melhor sistema de ancoragem para um FPSO é sistema convencional, pois o sistema de ancoragem *turret* tem uma limitação quanto ao número de poços.

O sistema de ancoragem pode variar de uma UEP para outra. As unidades fixas usam construções de madeira, metal e até de concreto, com exceção da torre-guia, que tem uma base de metal bastante esbelta e que dessa forma necessita de uma ancoragem baseada em um sistema cabo-guia. As SSS, barcaças, Spar e FPSOs utilizam ancoragens convencionais, além desse sistema convencional de ancoragem, o FPSO pode ser ancorado pelo sistema *turret*. A TLP é ancorada com sistema de pernas atirantadas e o navio com sistema de posicionamento dinâmico (DPS – dynamic positioning system) não necessita de ancoragem por possuírem propulsores que mantém sua posição em um raio permitido para operação. Apesar do DPS ainda não ter sido utilizado na produção permanente, há estudos interessados em viabilizar o uso dessa unidade para produzir campos de petróleo em água ultra-profundas onde os tipos de ancoragens tornam-se inviáveis.

Outro parâmetro fundamental na seleção do tipo de ancoragem é a lâmina d'água, mas esse item já foi considerado na tomada de decisão do tipo da UEP. Como a ancoragem depende da unidade estacionária de produção adotada, esta informação já vem acumulada desta seleção.

Riser

E finalmente para decidir o tipo de *riser* que será empregado utiliza-se a lâmina d'água, as condições ambientais e a UEP como parâmetros, todos mencionados acima, nesta mesma seção.

Dependendo das características de projeto, os *risers* podem ser rígido, semi-rígido ou flexível. O uso do *riser* rígido é mais viável economicamente do que os outros, porém há alguns problemas de pressão e temperatura em águas muito profundas onde esta temperatura pode chegar até 4°C no fundo do mar, além de problemas ocasionados pelas condições ambientais severas e movimentos bruscos de algumas UEPs.

A lâmina d'água influencia na decisão do tipo de *riser*, pois conforme aumenta a profundidade, aumenta também a pressão exercida no *riser* e há uma diminuição na temperatura da água e essa diminuição de temperatura pode prejudicar o escoamento do óleo pelo *riser*, principalmente se este for rígido e não flexível.

As condições ambientais quando severas podem alterar os movimentos das UEPs utilizadas e estas transferem esses movimentos para o *riser*, prejudicando as operações e podendo até causar fraturas neste *riser* ocasionando em acidentes ambientais e tecnológicos. Os *risers* rígidos são mais frágeis a estes movimentos do que os semi-rígidos e os flexíveis.

A UEP influencia na escolha do *riser*, pois como já foi mencionado, as unidades flutuantes possuem mais movimentos e esses movimentos ocasionados pelas condições ambientais, dificultam o trabalho com *risers* rígidos, no caso de unidades fixas, esses problemas são bastante amenizados.

3.3 Fase III – Tipo de Transferência e Estocagem de Óleo

Para auxiliar a tomada de decisão do tipo de transferência e estocagem de óleo que será utilizado para facilitar o escoamento do óleo produzido até a costa são utilizados os parâmetros tipo de poço, vazão diária por poço, capacidade de armazenamento da unidade estacionária de produção, distância da costa e existência de infra-estrutura, como está ilustrado na Figura 3.4.

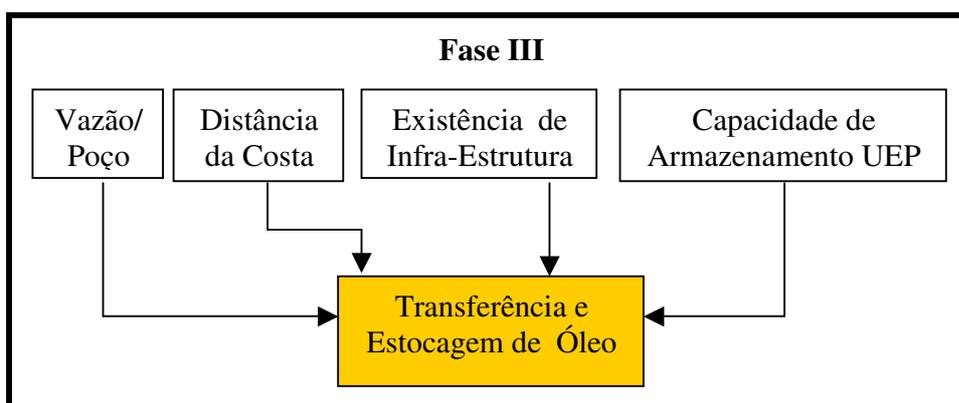


Figura 3.4: Parâmetros utilizados para determinar como o óleo será transportado para a costa.

Os tipos de transferência e estocagem de óleo adotados neste trabalho basicamente são três: dutos, sistema de transferência via navio (UEP tem capacidade de estocagem) ou sistema de transferência via navio com navio de tanque permanentemente ancorado no campo recebendo o óleo produzido (UEP não tem capacidade de estocagem). No caso da construção de novos dutos não ser viável, economicamente e tecnologicamente, é necessário que um navio vá até o campo para buscar o óleo produzido e levá-lo até a costa. O armazenamento ou estocagem *offshore* é normalmente requerido, pois há inevitavelmente uma questão de queda de tempo associado com conceitos de transporte *offshore*. Quando não há capacidade de armazenamento na UEP como no caso da jackup ou essa capacidade é mínima como no caso da torre-guia (Fee & O’Dea, 1986), se faz necessário a ajuda de um outro navio permanente no local que coleta o óleo produzido para que um outro petroleiro possa de período em período buscar esse óleo. Quando há infra-estrutura próxima ao local que irá ser desenvolvido um novo campo de petróleo, os oleodutos passam a ser boas alternativas de transporte.

A vazão diária por poço influencia na escolha do tipo de transferência e estocagem de óleo, pois se a vazão for muito grande a construção de novos dutos para a exportação desse óleo pode ser viável, porém se a distância da costa for muito grande, a instalação desses dutos pode se tornar inviável economicamente. Nesse caso a utilização de um sistema de escoamento via navio, se torna favorável, mas se a unidade estacionária de produção não tiver capacidade para armazenar o óleo produzido, um navio tanque permanente no local se faz necessário, para que a empresa não corra o risco de ter que parar a produção durante um período de tempo que provavelmente prejudicará financeiramente essa companhia.

A distância da costa é a distância em metros da costa até o campo que será desenvolvido e conforme esta distância aumenta, também aumenta o comprimento de dutos instalados se esses forem selecionados. No caso da instalação de dutos ser inviável pelo fato da distância do campo até a costa ser grande, então outro meio de escoamento de óleo deve ser escolhido, como por exemplo, sistema via navio.

Quando há infra-estrutura próximo do local onde será desenvolvido um novo campo, não é necessário que navios aliviadores transportem o óleo, havendo a possibilidade de utilizar oleodutos existentes nas proximidades.

Capacidade de armazenamento é a capacidade que uma unidade estacionária de produção tem de armazenar o óleo produzido para então ser transportado até a costa, esse parâmetro é medido em m^3 . Se a UEP tem uma boa capacidade de armazenamento não é necessária a instalação de dutos (dependendo da distância da costa), já que o período em que o navio aliviador leva para ir até campo para descarregar o óleo não é muito grande.

Como pode-se observar, neste trabalho os fatores econômicos não atuarão como parâmetros decisórios, mas estarão implicitamente ligados a percepção do especialista, ou seja, quando houver indecisão entre a escolha de um componente após analisar todos os parâmetros relacionados com a tomada de decisão deste componente, o aspecto econômico agirá como um fator de “desempate” sobre essas possíveis alternativas.

O próximo capítulo mostrará como os parâmetros discutidos foram implementados para construir o sistema inteligente para a determinação automática dos componentes do sistema marítimo de produção. Além disso, o capítulo seguinte ilustra como o conhecimento especialista para a escolha de um sistema marítimo de produção foi codificado.

Capítulo 4

Sistema Inteligente

Ao analisar vários trabalhos relacionados a desenvolvimento de campos marítimos principalmente na área de produção, pôde ser observado que todos os trabalhos pesquisados propuseram métodos mais tradicionais de se tomar uma decisão neste sentido. Por esse motivo, a proposta desse trabalho é propor um sistema inteligente capaz de selecionar um sistema marítimo de produção como já foi mencionado anteriormente, já que Sistemas Inteligentes podem agilizar o desenvolvimento de alguns projetos como foi comprovado no trabalho de Mendes, 2001.

O engenheiro de petróleo utiliza muitas vezes associações lingüísticas para formular as inter-relações entre os parâmetros e avaliar as melhores possibilidades para se tomar uma decisão. Expressões como “lâmina d’água profunda”, “grande número de poços” e “baixa profundidade” são freqüentemente utilizadas na realidade diária do engenheiro. Embora esse tratamento lingüístico esteja associado a uma certa subjetividade e seja menos preciso que o numérico, ele reduz o detalhamento de uma situação prática e permite uma melhor compreensão e julgamento da situação real, aproximando-se do raciocínio usado pelo engenheiro em situações que não podem ser descritas deterministicamente devido à sua complexidade.

Neste contexto, será apresentada uma forma de tratamento do raciocínio aproximado utilizado pelo engenheiro. A ferramenta selecionada para tratar essa questão é a Teoria dos Conjuntos Nebulosos (Zadeh, 1965).

A utilização de conjuntos nebulosos resulta em sistemas de decisão, estruturados no formato de uma base de regras nebulosas, adequados para a implementação de processos dedutivos. Esses sistemas, conhecidos como sistemas nebulosos, dependem da especificação de uma série de elementos, que incluem a quantidade e o tipo de regras nebulosas e os parâmetros das funções de pertinência que participam do raciocínio aproximado utilizado para obter uma saída como resposta deste raciocínio, a partir dos dados de entrada (Delgado, 2002).

Assim, na seção 4.1 são apresentados conceitos básicos dos conjuntos nebulosos, como funções de pertinência e variáveis lingüísticas. A seção 4.2 explica em que consiste o raciocínio aproximado e regras nebulosas utilizadas para mapear o conhecimento que foi apresentado no Capítulo 3. A seção 4.3 traz a definição do sistema inteligente. A seção 4.4 descreve o conhecimento que é utilizado pelo especialista para decidir qual a melhor configuração do sistema marítimo de produção que deve fazer parte do desenvolvimento de um novo campo *offshore*.

4.1 Conjuntos Nebulosos

A teoria dos conjuntos nebulosos foi desenvolvida a partir de 1965 com os trabalhos de Lofti Zadeh (Sandri & Correa, 1999).

A noção de conjunto ocorre freqüentemente quando se tenta constituir, sintetizar e abranger todo o conhecimento a respeito de um determinado objeto. Seja X uma coleção de objetos denominados genericamente por x. Então, um conjunto A é definido por uma coleção de pares ordenados.

$$A = \{(x, \mu_A(x)) \mid x \in \mathbf{X}\} \quad (1)$$

A função $\mu_A(x)$ é denominada função de pertinência e determina com que grau um objeto x pertence a um conjunto A e \mathbf{X} é chamado de universo de discurso. Em conjuntos clássicos, apenas dois valores para $\mu_A(x)$ são permitidos: o elemento pertence ($\mu_A(x) = 1$) ou não pertence ($\mu_A(x) = 0$) a um determinado conjunto. Na teoria dos conjuntos nebulosos a transição entre pertencer e não pertencer é gradual (Zadeh, 1965).

Como exemplo, considere “Ultra-Profunda” um conjunto nebuloso que caracteriza um campo localizado em uma lâmina d’água ultra-profunda. Os graus de pertinência são dados por uma função $\mu_{\text{Ultra-Profunda}}(x) \in [0,1]$, onde x é a lâmina d’água, universo $[0, 1200]$. Tal função está representada na Figura 4.1.

Neste exemplo, para lâmina d’água com valores de 0 a 800 m, o grau de pertinência pertencente ao conjunto nebuloso é 0. Para lâmina d’água com valores de 800 a 1100 m, o grau de pertinência pertencente ao conjunto nebuloso varia de 0 a 1. Para valores de lâmina d’água acima de 1100 m o grau de pertinência no conjunto “Ultra-Profunda” é igual a 1.

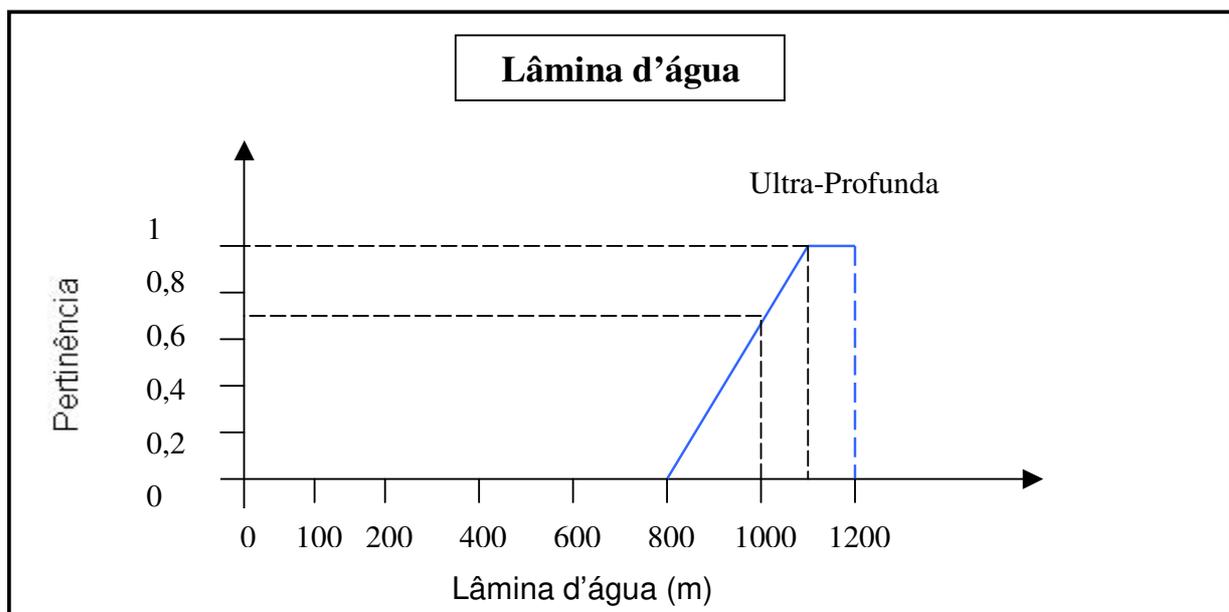


Figura 4.1: Ilustração do grau de pertinência para lâmina d’água de 1000 m.

4.2 Variáveis Lingüísticas

Uma vez definidos os conjuntos nebulosos, pode-se definir as variáveis lingüísticas. Variável lingüística é o conceito formal utilizado para entendimento de como sentenças em linguagem natural ou artificial podem obter valores numéricos dentro de um conjunto nebuloso. Para Zadeh (1975), uma variável lingüística é dada por uma quintupla:

$$\langle X, T(X), \mathbf{X}, G, M \rangle, \text{ onde}$$

$X \rightarrow$ nome da variável lingüística;

$T(X) \rightarrow$ conjunto de termos lingüísticos. Cada elemento de $T(X)$ representa um rótulo l dos termos da variável lingüística X ;

$\mathbf{X} \rightarrow$ universo de discurso da variável lingüística X ;

$G \rightarrow$ gramática para a geração dos termos ou rótulos;

$M \rightarrow$ regra que associa a cada rótulo (l), um conjunto nebuloso no universo \mathbf{X} , representando o seu significado $M(l)$. Por exemplo, considere a variável lingüística *lâmina d'água* ($X = \text{lâmina d'água}$) em universo $X = [0, 1200]$ e variável base $x \in \mathbf{X}$. Um possível conjunto de termos associados à variável *lâmina d'água* poderia ser

$$T(\text{lâmina d'água}) = \{\text{rasa, média, profunda, ultra profunda}\}.$$

Na Figura 4.2, para uma lâmina d'água com 850 m, tem-se associado os termos lingüísticos rasa ($\mu_R(850) = 0$), média ($\mu_M(850) = 0$), profunda ($\mu_P(850) = 0,5$) e ultra-profunda ($\mu_U(850) = 0,2$). Contudo, a variável lingüística “Lâmina d'água” é melhor representada pelo termo lingüístico ‘profunda’ pelo fato do grau de pertinência ser maior neste estado.

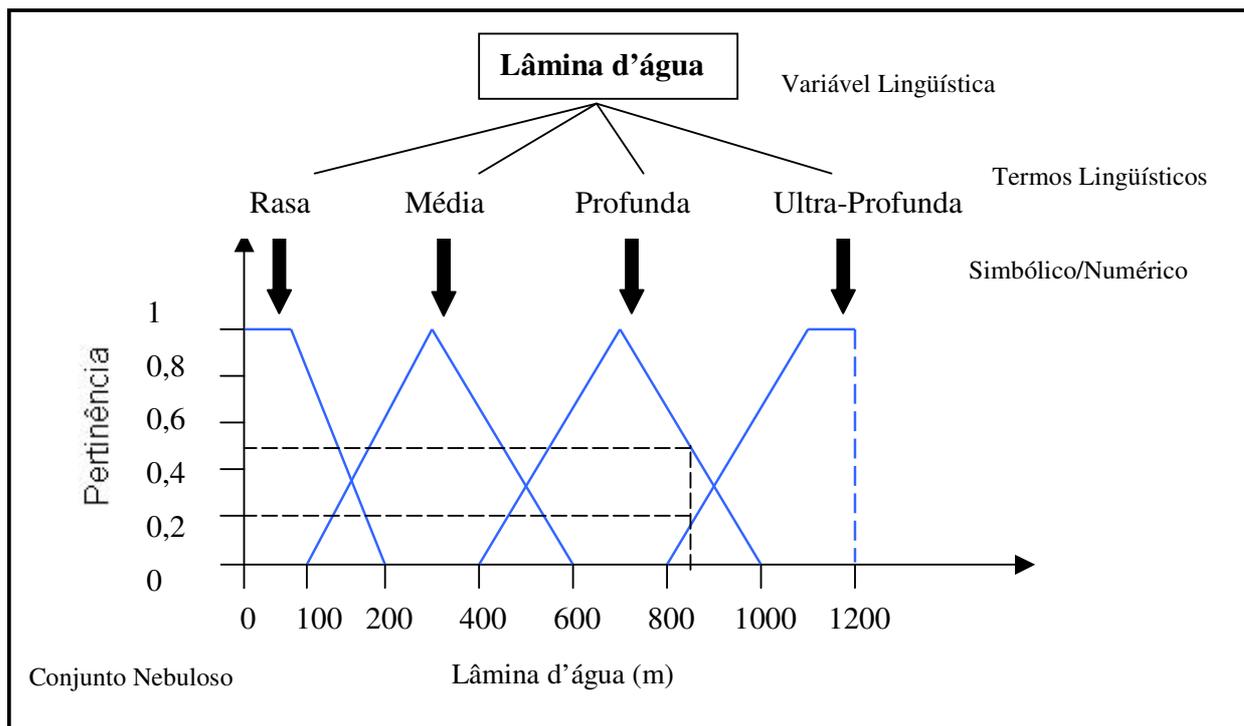


Figura 4.2: Variável linguística Lâmina d'água. (Mendes, 2001)

Ao observar a Figura 4.2, pode verifica-se que os termos de T (Lâmina d'água) são símbolos e representam os valores numéricos nos quais o parâmetro "Lâmina d'água" pode assumir. Os conjuntos nebulosos são empregados para descrever matematicamente esses símbolos criando uma ponte para um processamento numérico (Mendes, 2001).

4.3 Raciocínio Aproximado

Como o Engenheiro de Petróleo muitas vezes utiliza associações linguísticas para formular as inter-relações entre os parâmetros utilizados para tomar uma decisão, o raciocínio aproximado foi utilizado para demonstrar o conhecimento adquirido através de experiências do cotidiano desse engenheiro e elaborar as regras nebulosas.

As regras nebulosas são muito adequadas quando uma área de conhecimento pode ser descrita por associações empíricas e experiências do operador humano, ou quando se deseja modelar um conhecimento adquirido em linguagem natural. A modelagem e a interpretação de regras nebulosas estão intimamente relacionadas ao conceito da variável lingüística e de raciocínio aproximado (Zadeh, 1975).

Em geral, as regras nebulosas assumem a forma “se<antecedente> então<conseqüente>”, na qual os antecedentes e os conseqüentes são representados por proposições P_a e P_c , respectivamente. Em casos mais simples, o antecedente P_a e o conseqüente P_c podem ser definidos como proposições atômicas que representam unidades de informação básica, e são dadas por P_a : X é A e P_c : Y é B, resultando em regras na forma:

Se X é A então Y é B,

onde A e B representam os termos lingüísticos e são definidos por conjuntos nebulosos nos universos X e Y , respectivamente. A expressão “se velocidade é alta então pressão é baixa” é um exemplo de uma regra nebulosa simples que relaciona as variáveis lingüísticas *velocidade* e *pressão*, combinando os conjuntos nebulosos associados aos termos lingüísticos *alta* e *baixa*.

Geralmente Mamdani (Mamdani & Assilian, 1975) é o método de inferência nebulosa mais aplicado nos trabalhos hoje em dia, porém neste contexto não será utilizado devido ao serem consideradas algumas variáveis determinísticas como o arranjo dos poços, por exemplo.

O processo de inferência consiste em:

- verificação do grau de concordância entre os fatos e as cláusulas nas premissas das regras;
- determinação do grau de concordância global da premissa de cada regra;
- determinação do valor da conclusão, em função do grau de compatibilidade da regra com os dados e a ação de controle constante na conclusão (precisa ou não);

- agregação dos valores obtidos como conclusão nas várias regras, obtendo-se uma ação de controle global.

4.4 Arquitetura do Sistema Inteligente

Para explorar os benefícios de um sistema inteligente na área de produção, passa-se agora a definir uma arquitetura com os principais componentes desse sistema. A Figura 4.3 descreve estes componentes e suas seqüências.

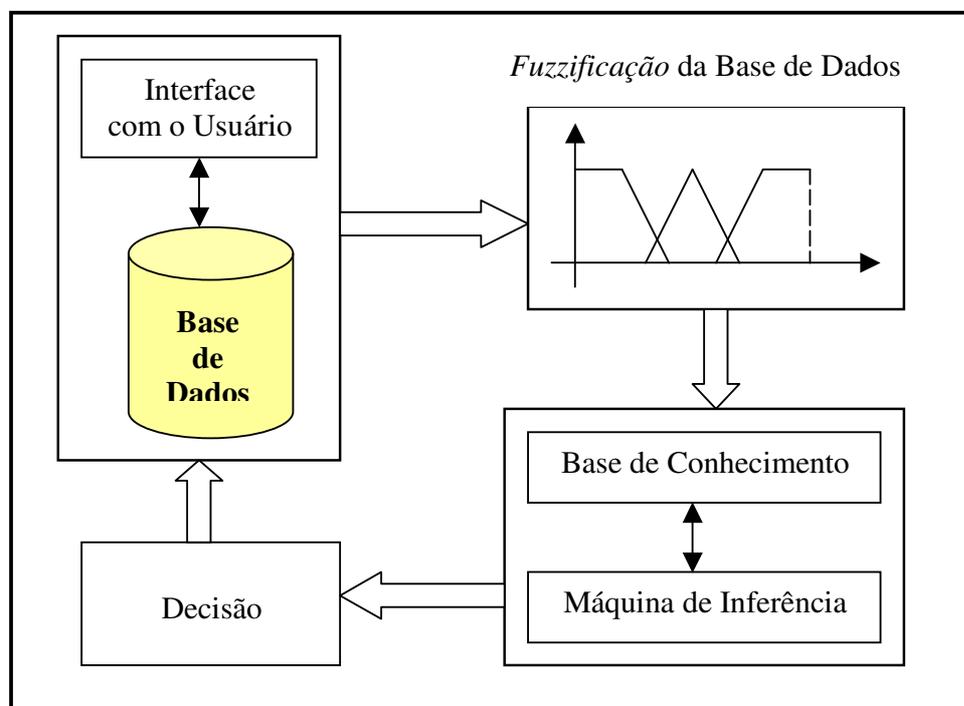


Figura 4.3: Arquitetura do sistema inteligente utilizado para auxiliar a escolha de um sistema marítimo de produção.

- Interface com o Usuário: produz toda a interação entre o usuário e o computador, inclusive com a entrada e saída de dados;

- Base de dados: armazena os dados que o usuário fornece (parâmetros do sistema marítimo de produção) e novos dados gerados pelo sistema (processos de decisão);
- Fuzzificação dos Dados: identifica os valores das variáveis de entrada, transformando esses valores em variáveis lingüísticas a partir do maior grau de pertinência associado a esse número.
- Base de Conhecimento: conjunto de regras nebulosas que descrevem o conhecimento especialista sobre o sistema marítimo de produção;
- Máquina de Inferência: mecanismo utilizado para selecionar as melhores regras que definem os componentes do sistema marítimo de produção.
- Decisão: resultado obtido a partir da avaliação das regras selecionadas, que expressa a configuração da proposta para o sistema marítimo de produção podendo também alimentar a base de dados.

Os mecanismos de fuzzificação dos dados de entrada, de inferência das regras e de decisão do sistema já foram explicados nas seções 4.1 e 4.2. As próximas seções abordarão a interface com o usuário, os conjuntos nebulosos utilizados na fuzzificação dos dados de entrada, os conjuntos de regras nebulosas formadas para representar o conhecimento especialista e a máquina de inferência.

4.4.1 Sistema Inteligente

A Figura 4.4 mostra que no sistema há dez espaços que correspondem aos parâmetros que interferem na decisão de um sistema marítimo de produção, para que o usuário possa lhes atribuir valores numéricos. Esses valores numéricos atribuídos aos parâmetros podem ser alterados de acordo com o usuário. Dentro deste quadro, este usuário poderá selecionar o ícone *Ver Casos*, por exemplo, onde poderá observar os casos que já foram testados e salvos em uma outra ocasião. Porém, se o usuário selecionar o ícone *Configuração*, abrirá uma nova janela (Figura 4.5) de edição das regras, permitindo a seleção dos parâmetros e dos termos associados a eles, para criar, modificar ou excluir uma regra que expresse o conhecimento de um determinado processo de decisão. Em particular, o quadro relacionado a esta figura ilustra as regras utilizadas para selecionar o arranjo dos poços.

Na janela da Figura 4.5, pode-se após escolher uma variável utilizar o ícone *Editar Variável Seleccionada*. No caso da Figura 4.5, a variável seleccionada é *Número de Poços*. A janela que irá se abrir (Figura 4.6), tem como função a edição dos parâmetros. O quadro da figura 4.6 mostra o parâmetro número de poços associado ao termo lingüístico 'alto'. Na figura, a função linear de 30 a 40 varia de acordo com o grau de pertinência e acima de 40 o número de poços é considerado alto com grau de pertinência 1. Para a construção das coordenadas das funções pode-se optar pelo tipo de função: trapezoidal, triangular ou gaussiana. A função trapezoidal ilustrada neste quadro é o conjunto nebuloso que define a variável lingüística.

Além disso, na janela inicial do Sistema Inteligente, o ícone *Decisão* permite que o usuário abra uma nova janela (Figura 4.7), onde, além de fornecer o resultado, também exhibe as regras correspondentes a cada decisão e fornece o termo lingüístico e o valor de pertinência para cada um dos parâmetros.

Preencha os parâmetros abaixo:	
Tamanho do reservatório:	<input type="text" value="235"/> (10^3 m^2)
Profundidade do reservatório:	<input type="text" value="2805"/> (m)
Número de poços:	<input type="text" value="221"/>
Tipo de poço:	<input type="text" value="horizontal"/>
Vazão/poço diária:	<input type="text" value="300"/> (m^3/d)
Lâmina d'água:	<input type="text" value="1900"/> (m)
Condições ambientais:	<input type="text" value="amena"/>
Distância da costa:	<input type="text" value="100"/> (Km)
Infra-estrutura próxima ao campo:	<input type="text" value="sim"/>
Capacidade de armazenamento:	<input type="text" value="300"/> (10^3 m^3)

Figura 4.4: Janela de entrada de dados.

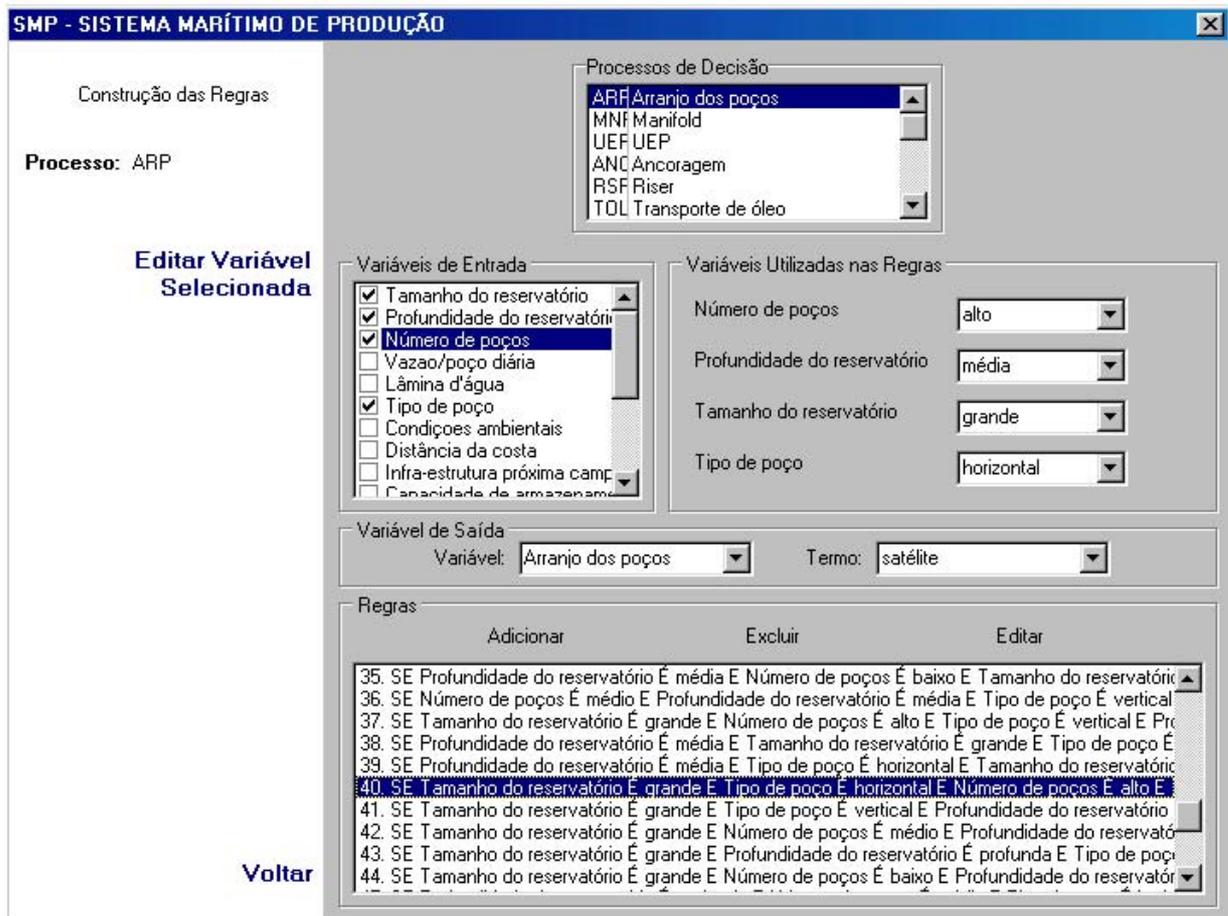


Figura 4.5: Janela de edição das regras nebulosas.

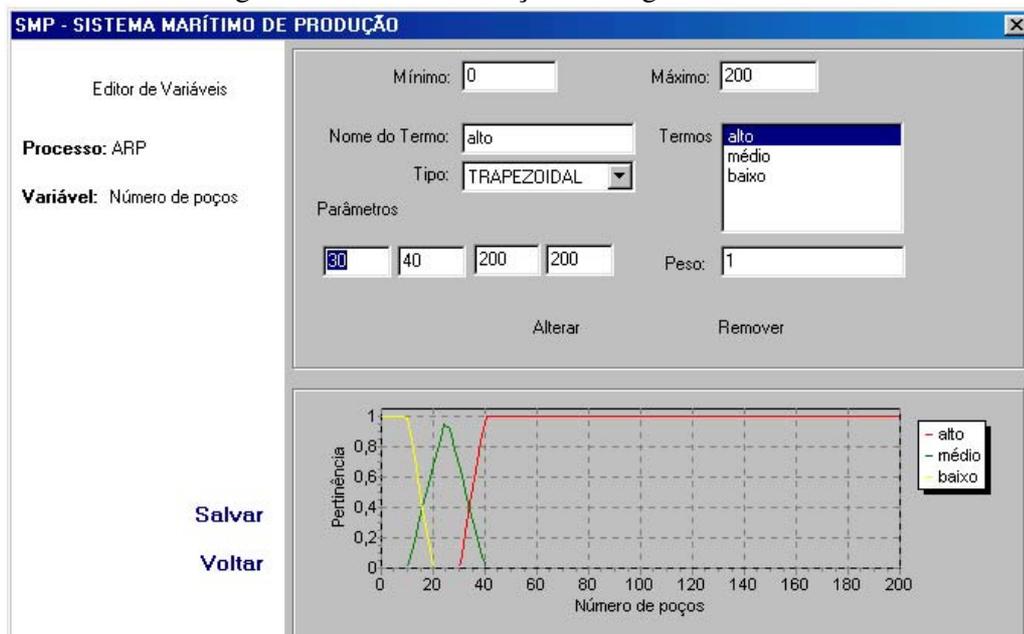


Figura 4.6: Janela de edição das funções nebulosas.

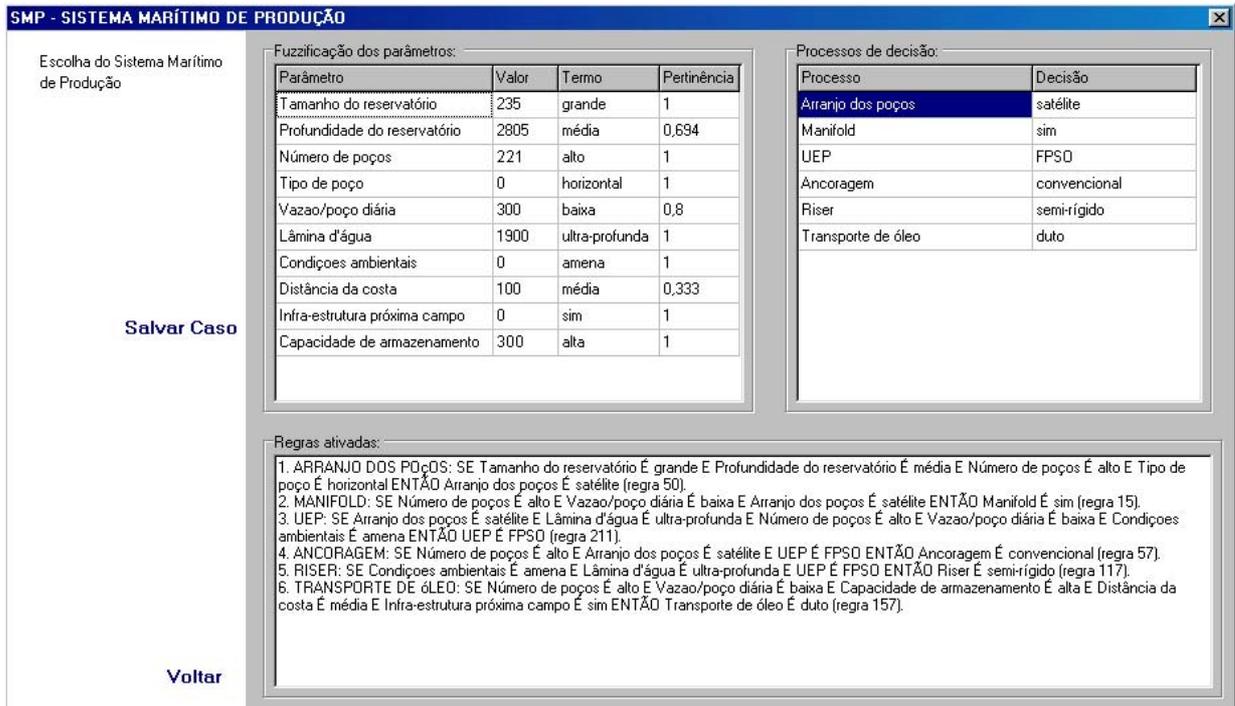


Figura 4.7: Janela dos processos de decisão.

4.4.2 Base de Dados

Os conjuntos nebulosos associados aos parâmetros do sistema marítimo e produção que possuem valores numéricos – ou seja, para área do reservatório, profundidade do reservatório, número de poços, vazão diária por poço, lâmina d'água, distância da costa e capacidade de armazenamento – que mapeiam tais valores em termos lingüísticos estão definidos nas Figuras 4.8 a 4.14.

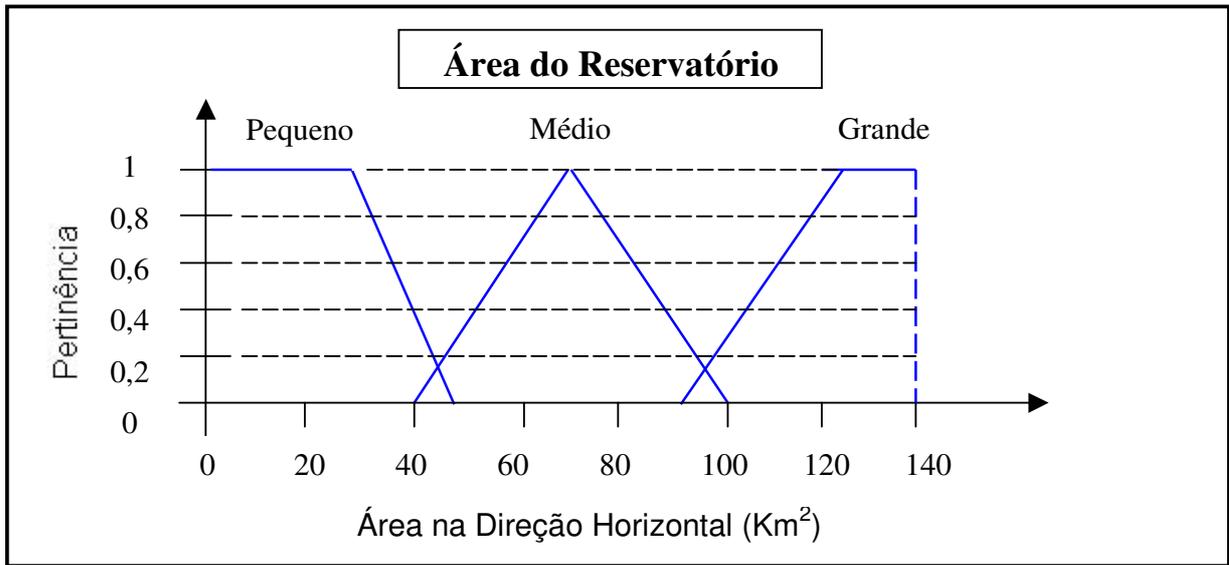


Figura 4.8: Variável linguística Tamanho do Reservatório.

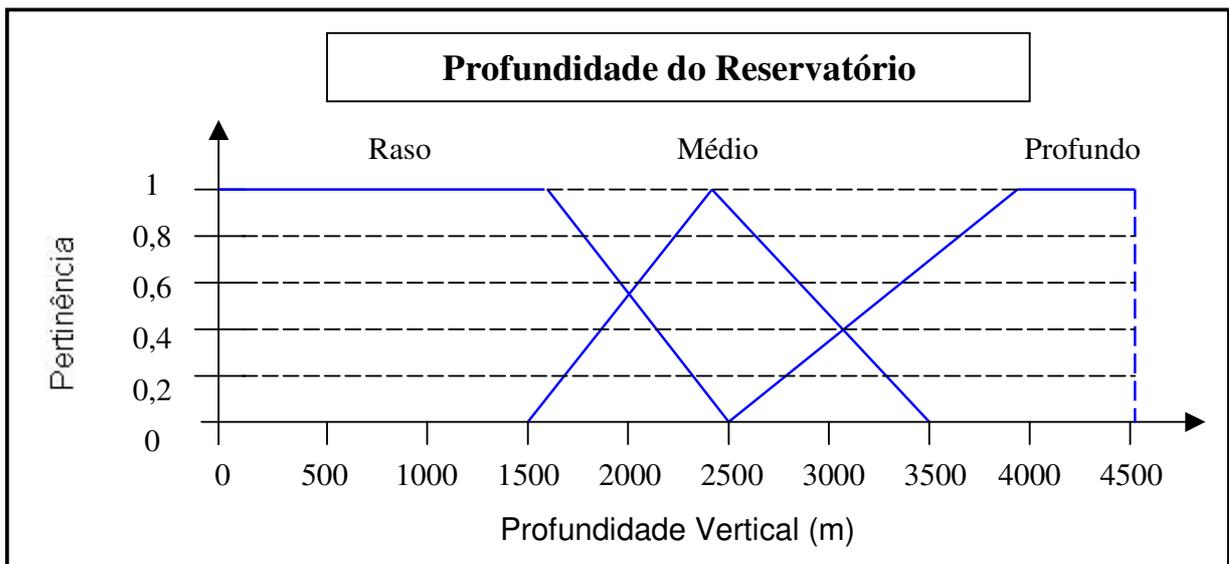


Figura 4.9: Variável linguística Profundidade do Reservatório. (Mendes, 2001)

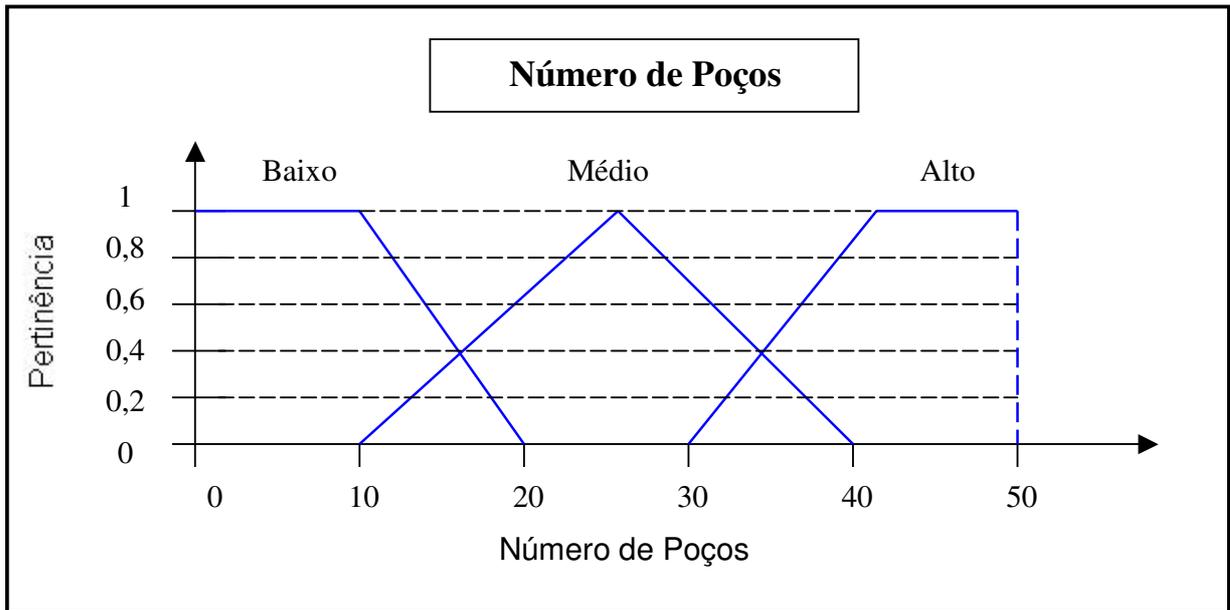


Figura 4.10: Variável linguística Número de Poços.

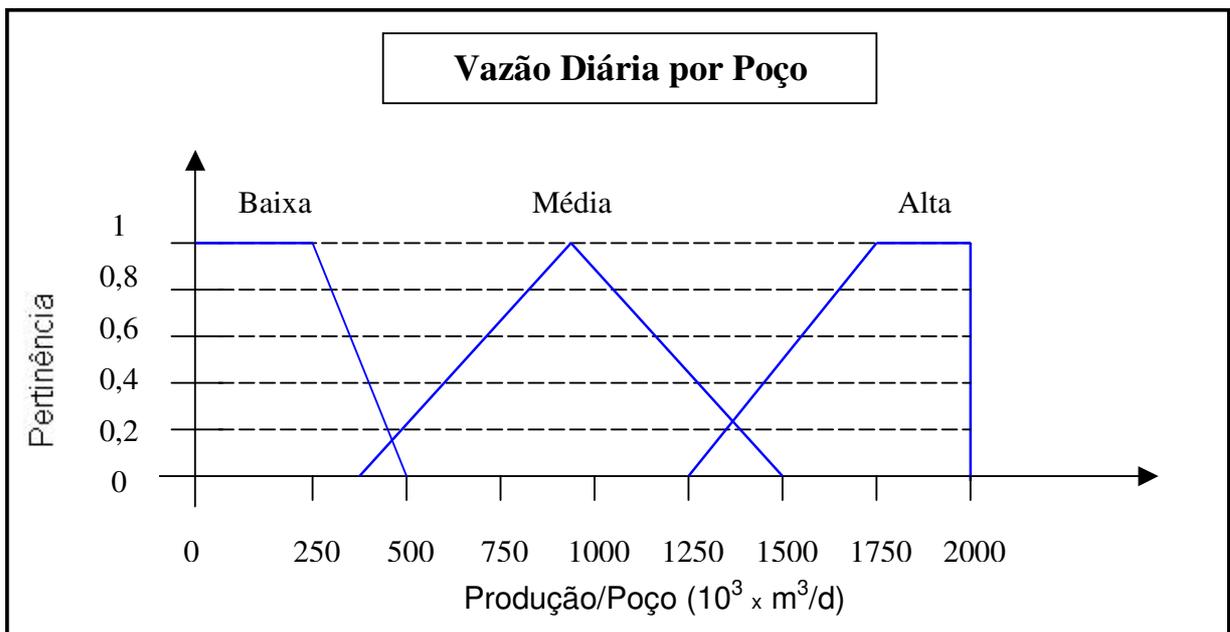


Figura 4.11: Variável linguística Produção Diária por Poço.

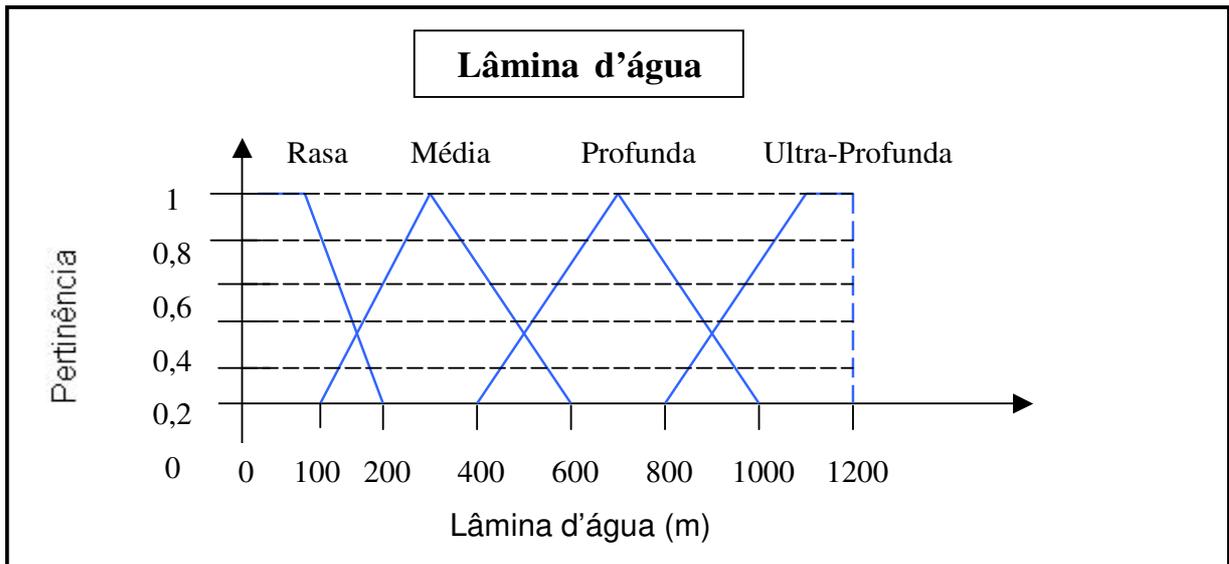


Figura 4.12: Variável linguística Lâmina d'água.

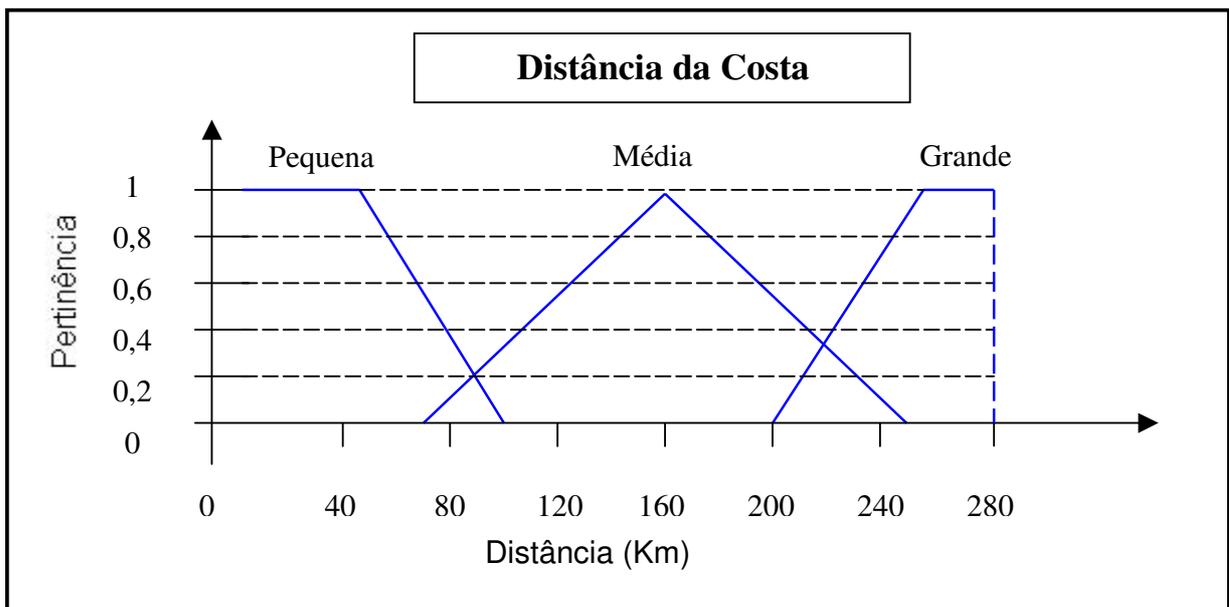


Figura 4.13: Variável linguística Distância da Costa.

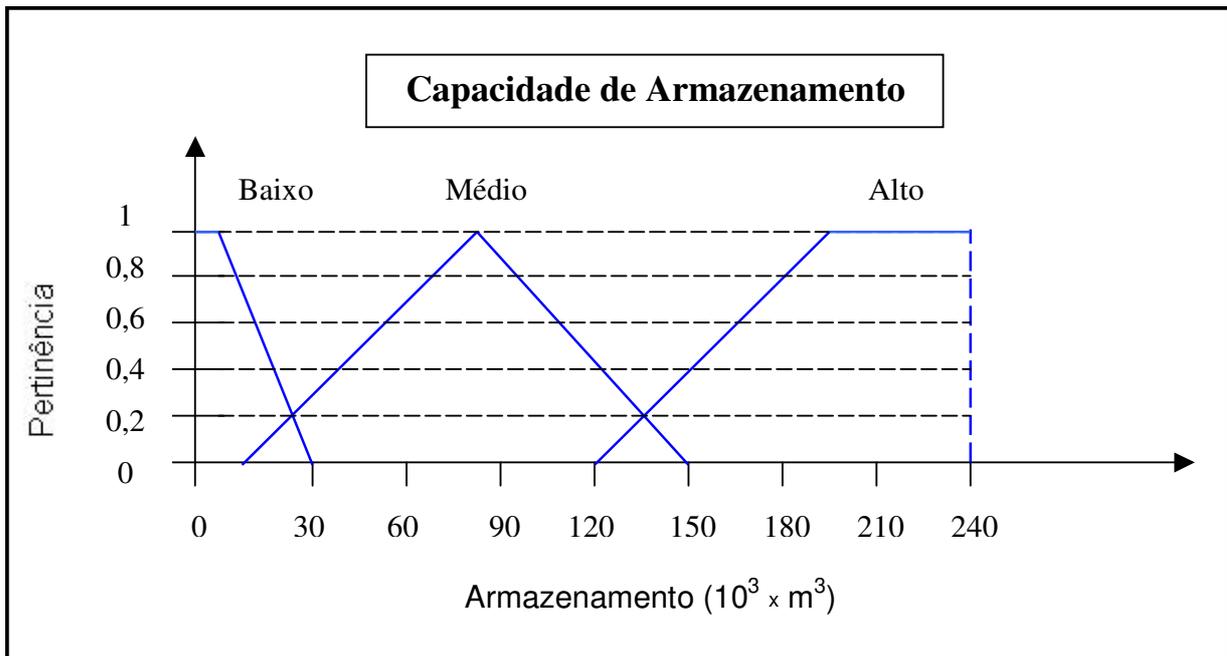


Figura 4.14: Variável linguística Capacidade de Armazenamento (Offshore Magazine, 2000).

Os valores dos parâmetros tipo de poço, condições ambientais e existência de infraestrutura próxima ao campo são expressos em um conceito linguístico determinístico e não precisam ser mapeados utilizando conjuntos nebulosos, assim:

- o arranjo dos poços pode ser **satélite** ou **agrupado**.
- as condições ambientais podem ser consideradas como **amena**, **moderada** ou **severa**.
- a existência de infra-estrutura próximo ao local que se quer desenvolver um novo campo petrolífero é dividido em existir a infraestrutura (**sim**) ou **não**.

Um dos componentes do sistema marítimo de produção, a UEP, ela passa a atuar como parâmetro para a escolha dos tipos de ancoragem e *riser* como mencionado no Capítulo 3 e são consideradas as seguintes unidades estacionárias de produção: **jaqueta**, **jackup**, **plataforma por gravidade**, **torre-guia**, **Spar**, **TLP**, **SS**, **FPSO (barcaça)**.

O arranjo dos poços é outro componente do sistema marítimo de produção, porém, após ser determinado atuará como parâmetro para apurar se o uso do *manifold* é viável ou não, e também determinar o tipo de UEP. Eles podem ser **agrupados** ou **satélites**.

A variação das funções dessas variáveis foi estipulada de acordo com o conhecimento específico adquirido através de campos reais que já foram ou estão sendo desenvolvidos em várias partes do mundo. Estes campos foram armazenados em uma base de dados contendo informações de 34 campos marítimos desenvolvidos nas regiões do Golfo do México, Mar do Norte, Brasil, Canadá e outros.

4.4.3 Base de Conhecimento

A base de conhecimento do sistema inteligente é formada através de regras nebulosas, que representam todo o conhecimento agregado para expressar o raciocínio do especialista durante o processo de escolha da melhor alternativa para se determinar os componentes do sistema marítimo de produção. Para cada componente do sistema marítimo de produção existe um conjunto específico de regras nebulosas que representa este domínio.

O conhecimento especialista sobre Sistemas Marítimos de Produção foi transcrito em forma de regras que serão apresentadas nas tabelas abaixo. Esse conhecimento foi adquirido a partir de estudos bibliográficos de como campos reais de petróleo foram e estão sendo desenvolvidos em várias regiões do mundo.

O conhecimento expresso na Tabela 4.1 foi adquirido através de especialistas da área de petróleo, assim como de trabalhos expostos em revistas, Internet e anais de congresso sobre como determinar qual o tipo de arranjo dos poços em um campo de petróleo, considerando-se os parâmetros número de poços, tipo de poço, profundidade do reservatório e tamanho do reservatório. O símbolo “X” significa que este parâmetro não é necessário para concluir qual a melhor alternativa para o arranjo dos poços. A expressão “se ‘Número de poços é baixo’ e ‘Tipo de poço é vertical’ e ‘Tamanho do reservatório é pequeno’ então ‘Arranjo dos poços é agrupado’ é um exemplo de uma regra nebulosa simples formada por uma regra montada na Tabela 1 pelo

especialista. Para os demais processos de decisão, regras análogas foram construídas e armazenadas na base de conhecimento.

Tabela 4.1: Regras utilizadas para a tomada de decisão de como os poços serão arranjados.*

ARRANJO DOS POÇOS	NÚMERO DE POÇOS	TIPO DE POÇO	PROFUNDIDADE RESERVATÓRIO	ÁREA DO RESERVATÓRIO
Satélite	Baixo	Vertical	X	Médio ou Grande
	Médio	Vertical	X	X
	Médio	Horizontal	Rasa	Pequeno ou Médio
	Médio	Horizontal	Média	Pequeno
	Alto	X	X	X
Agrupado	Baixo	Vertical	X	Pequeno
	Baixo	Horizontal	X	X
	Médio	Horizontal	Rasa	Grande
	Médio	Horizontal	Média	Médio ou Grande
	Médio	Horizontal	Profunda	X

Semelhantemente, utilizando-se o mesmo tipo de raciocínio, a Tabela 4.2 descreve quais regras devem ser consideradas para determinar se o uso do *manifold* deve ou não ser aplicado.

Tabela 4.2: Regras utilizadas para determinar se o *manifold* deverá ser utilizado.

USO DO <i>MANIFOLD</i>	NÚMERO DE POÇOS	ARRANJO DOS POÇOS	VAZÃO/POÇO
Sim	Médio	Satélite	Baixa ou Média
	Alto	Satélite	Baixa ou Média
Não	Baixo	X	X
	Médio ou Alto	Satélite	Alta
	Médio ou Alto	Agrupado	X

Da mesma forma, as tabelas 4.3 a 4.6 expressam as regras utilizadas para determinar, respectivamente, a UEP, a ancoragem, o *riser* e a estocagem e escoamento do óleo.

Tabela 4.3: Regras utilizadas para seleção do tipo de Unidade Estacionária de Produção.

UEP	LÂMINA D'ÁGUA	ARRANJOS	CONDIÇÕES AMBIENTAIS	NÚMERO DE POÇOS	VAZÃO/ POÇO
Barcaça	Rasa	X	Amena	Baixo	Média ou Alta
Jackup	Rasa	Satélite	Amena	Baixo ou Médio	Baixa
	Rasa	Satélite	Severa	Baixo ou Alto	Baixa
	Rasa	Satélite	Severa	Médio	X
	Rasa	Agrupado	Amena	Baixo	Baixa
	Rasa	Agrupado	Severa	Médio	Alta
	Rasa ou Média	Satélite	Moderada	Baixo ou Médio	Baixa ou Média
	Média	Satélite	Amena	Baixo	Média
	Média	Satélite	Amena	Médio	Baixa ou Média
Jaqueta	Média	Satélite	Severa	Baixo ou Médio	Baixa ou Média
	Rasa	Agrupado	Amena	Médio	Baixa
	Rasa	Agrupado	Severa	Baixo	Baixa
	Rasa	Agrupado	Severa	Médio	Baixa ou Média
	Rasa	Agrupado	Severa	Alto	Média
	Rasa	Agrupado	Severa	Baixo	Alto
	Rasa ou Média	Agrupado	Moderada	Baixo ou Médio	Baixa ou Média
	Média	Agrupado	Amena	Baixo	Média
Gravidade	Média	Agrupado	Amena	Médio ou Alto	Baixa
	Rasa	Agrupado	Severa	Baixo ou Médio	Baixa ou Média
	Rasa ou Média	Agrupado	Moderada	Alto	Baixa
Torre-Guia	Rasa ou Média	Agrupado	Moderada	Alto	X
	Rasa ou Média	Agrupado	Moderada	Baixo ou Médio	Alta
	Média ou Prof.	Agrupado	Amena	Médio	Média
	Profunda	Agrupado	Moderada	X	Baixa ou Média
	Profunda	Agrupado	Severa	Alto	Baixa ou Média
Spar	Ultra-Profunda	Satélite	Moderada	Baixo ou Médio	Baixa ou Média
	Ultra-Profunda	Satélite	Moderada ou Sev.	Alto	Baixa
	Profunda	X	Severa	Baixo ou Médio	X
	Ultra-Profunda	X	Amena	Médio	Média
	Ultra-Profunda	Satélite	Amena	Baixo	Baixa ou Alta
	Ultra-Profunda	Satélite	Severa	Baixo ou Médio	X
	Ultra-Profunda	Agrupado	Amena	Baixo	Baixa
Ultra-Profunda	Agrupado	Moderada	Baixo ou Médio	X	
Ultra-Profunda	Agrupado	Moderada	Alto	Baixa	

TLP	Rasa ou Média	Agrupado	Severa	Alto	Baixa
	Profunda	Agrupado	Amena	Baixo	Alta
	Ultra-Profunda	Agrupado	Amena	Baixo	Baixa ou Média
	Ultra-Profunda	Agrupado	Severa	X	Alta
SS	Rasa	Satélite	Moderada	Alto	X
	Rasa	Satélite	Severa	Baixo ou Alto	Média
	Rasa	Agrupado	Severa	Baixo	Média
	Rasa ou Profunda	Agrupado	Severa	Alto	Alta
	Rasa ou Ultra	Satélite	Moderada	Baixo ou Médio	Alta
	Média	Satélite	Moderada	Baixo ou Médio	Alta
	Média	Satélite	Moderada ou Sev.	Alto	X
	Média	X	Severa	Baixo ou Médio	Alta
	Média	Agrupado	Severa	Alto	Média ou Alta
	Profunda	Satélite	Moderada	X	X
	Profunda	Satélite	Severa	Alto	X
	Profunda	Agrupado	Moderada	X	Alta
	Ultra-Profunda	Agrupado	Severa	Baixo ou Médio	Alta
FPSO	Rasa	X	Amena	Médio	Média ou Alta
	Rasa	Satélite	Severa	Baixo	Alto
	Rasa ou Ultra	X	Amena	Alto	X
	Média	Satélite	Amena	Alto	X
	Média	X	Amena	Baixo	Baixa ou Alta
	Média	X	Amena	Médio	Alta
	Média	Agrupado	Amena	Alto	Média ou Alta
	Profunda	Satélite	Amena	X	X
	Profunda	Agrupado	Amena	Baixo ou Alto	X
	Profunda	Agrupado	Amena	Médio	Baixa ou Alta
	Ultra-Profunda	X	Amena	Baixo	Média
	Ultra-Profunda	X	Amena	Médio	Baixa ou Alta
	Ultra-Profunda	Satélite	Moderada ou Sev	Alto	Média ou Alta
	Ultra-Profunda	Agrupado	Moderada	Alto	Média ou Alta
	Ultra-Profunda	Agrupado	Severa.	Alto	Alta

Onde: Ultra = Ultra-Profunda
 Sev. = Severa

Tabela 4.4: Regras utilizadas para tomada de decisão sobre o tipo de Ancoragem.

ANCORAGEM	UEP	ARRANJO DOS POÇOS	NÚMERO DE POÇOS
Convencional	Barcaça, Spar ou SS	X	X
	FPSO	Satélite	X
	FPSO	Agrupado	Alto
Turret	FPSO	Agrupado	Baixo ou Médio
Tendões Tensionados	TLP	Agrupado	Baixo ou Médio
Cabo-Guia	Torre-Guia	Agrupado	X
Nenhuma	Jackup	X	X
	Jaqueta ou Gravidade	Agrupado	X
Impossível	Jaqueta, Gravidade, Torre-Guia ou TLP	Satélite	X
	TLP	Agrupado	Alto

Tabela 4.5: Regras utilizadas para a determinação do tipo de *Riser*.

RISER	UEP	LÂMINA D'ÁGUA	CONDIÇÕES AMBIENTAIS
Rígido	Barça	Rasa	Amena
	Jackup, Jaqueta ou Gravidade	Rasa	X
	Jackup, Jaqueta ou Gravidade	Média	Amena ou Moderada
	Jaqueta ou Gravidade	Profunda	Amena
	Torre-Guia, Spar ou TLP	Rasa	Amena ou Moderada
	Torre-Guia, Spar ou TLP	Média	Amena
	SS, FPSO	Rasa ou Média	Amena
Semi-Rígido	Jackup, Jaqueta ou Gravidade	Média	Severa
	Jaqueta ou Gravidade	Profunda	Moderada ou Severa
	Torre-Guia	Profunda	X
	Torre-Guia, Spar ou TLP	Rasa	Severa
	Torre-Guia, Spar ou TLP	Média	Moderada ou Severa
	Spar ou TLP	Profunda ou Ultra-Profunda	Amena ou Moderada
	SS, FPSO	Rasa	Moderada ou Severa
	SS, FPSO	Média	Moderada
SS, FPSO	Profunda ou Ultra-Profunda	Amena	
Flexível	Spar ou TLP	Profunda ou Ultra-Profunda	Severa
	SS, FPSO	Média	Severa
	SS, FPSO	Profunda ou Ultra-Profunda	Moderada ou Severa
Impossível	Barça	Média, Profunda ou Ultra	X
	Jackup	Profunda ou Ultra-Profunda	X
	Jaqueta, Gravidade ou Torre	Ultra-Profunda	X

Onde: Ultra = Ultra-Profunda

Tabela 4.6: Regras utilizadas para tomada de decisão do tipo de Transporte de Óleo.

ESTOCAGEM E ESCOAMENTO DO ÓLEO	INFRA-ESTRUTURA	DISTÂNCIA DA COSTA	CAPACID. ARMAZEN.	VAZÃO/ POÇO	NÚMERO DE POÇOS
Duto	Sim	X	X	X	X
	Não	Pequena	Baixa	X	X
	Não	Pequena	Média	Alta	X
	Não	Pequena	Média	Média	Médio ou Alto
	Não	Média	Baixa	Média ou Alta	Médio ou Alto
	Não	Média	Média	Média	Alto
Estocagem	Não	Pequena	Alta	X	X
	Não	X	Média	Baixa	X
	Não	X	Média	Média	Baixo
	Não	Média	Baixa	Média	Baixo
	Não	Média ou Grande	Alta	Baixo ou	X
	Não	Média ou Grande	Alta	Média	Baixo ou Médio
Navio Tanque	Não	Média	Baixa	Baixa	X
	Não	Média	Baixa ou Média	Alta	Baixo
	Não	Média	Média	Média	Médio
	Não	Média ou Grande	Alta	Alta	Alto
	Não	Grande	Baixa	X	X
	Não	Grande	Média	Alta	X
Não	Grande	Média	Média	Média	Médio ou Alto

Onde: Capacid. Armazen. = Capacidade de Armazenamento da Unidade Estacionária de Produção

Para elaboração das tabelas apresentadas acima (4.1 a 4.6) foram utilizados alguns trabalhos que estão referenciados no Anexo B.

4.4.4 Máquina de Inferência

Uma máquina nebulosa é um sistema especialista simplificado onde a consequência de uma regra não é aplicada como antecedente de outra (Driankov et al., 1993).

Os tipos de inferências encontradas na literatura são os modelos clássicos, compreendendo o modelo de Mandani e o de Larsen, e os modelos de interpolação, de Takagi-Sugeno e o de Tsukamoto (Sandri & Correa, 1999).

Os modelos diferem quanto à forma de representação dos termos na premissa, quanto à representação das ações de controle e quanto aos operadores utilizados para implementação do sistema inteligente.

Ao observar a Figura 4.15, pode-se compreender como o processo de inferência é realizado neste trabalho a fim de buscar o melhor Sistema Marítimo de Produção. Primeiramente a máquina de inferência do Sistema Inteligente recebe os valores numéricos dos parâmetros de entrada (antecedentes), convertendo o seu valor dentro do conjunto nebuloso em termo lingüístico, por exemplo, para um número de poços igual a 43, tem-se um termo lingüístico (Alto) associado a esse número com grau de pertinência 0,8. Se o número de poços fosse 33, o termo lingüístico associado a esse valor poderia ser baixo com grau de pertinência igual a 0, médio com grau de pertinência igual a 0,4 e alto com grau de pertinência igual a 0,2 e o que possuísse maior grau de pertinência deve ser considerado, neste caso o termo seria médio. Esse procedimento é realizado com todas as variáveis nebulosas.

Após essa etapa, a máquina de inferência compara esses termos lingüísticos com as regras armazenadas na base de conhecimento. A regra armazenada (que no caso do exemplo da Figura 4.15 é: Se número de poços é alto e a vazão diária por poço é média e o arranjo dos poços é satélite, então deve-se utilizar *manifold*) que obtêm um *matching* direto com todas as variáveis lingüísticas e seus termos lingüísticos em cada processo é disparada e a saída (conseqüente) da regra encontrada é considerada a solução do processo de decisão. É importante ressaltar que pelo *matching* entre as variáveis ser direto, uma única regra é validada em um processo de decisão.

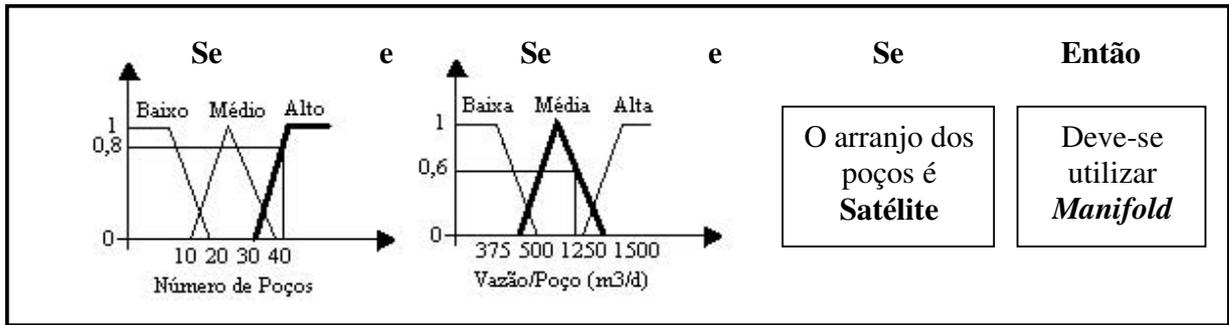


Figura 4.15: Exemplo de inferência para determinar se o *manifold* deve ou não ser utilizado.

Este procedimento é realizado individualmente para cada processo de decisão e o processamento do sistema inteligente termina quando toda a configuração dos componentes do sistema marítimo de produção é concluída.

Capítulo 5

Sistema Implementado e Resultados

Um bom sistema marítimo de produção se destaca primordialmente pelo sucesso obtido com a produção de campo petrolífero *offshore*, pois ele atuará durante vinte anos aproximadamente até que finalmente a produção desse campo se torne inviável devido ao declínio da curva de produção decorrente da queda de pressão que o reservatório sofre durante esses anos.

O propósito principal do sistema desenvolvido é auxiliar o usuário a desenvolver um projeto de sistema marítimo de produção com maior rapidez e confiabilidade já que o conhecimento foi adquirido junto a especialistas das áreas abrangentes, além da literatura e codificado com conceitos de inteligência artificial, a fim de se encontrar uma configuração que forneça maior produtividade, segurança e menor custo de desenvolvimento.

5.1 Avaliação do Sistema Inteligente

A avaliação do Sistema Inteligente foi feita de três maneiras:

- Avaliação de 34 casos reais;

- Avaliação do Campo de Albacora;
- Avaliação do Campo de Girassol.

Para a realização dos testes com o Sistema, foi utilizado um conjunto de 34 casos reais de campos produtores localizados em diferentes regiões do mundo, conforme apresentados na Tabela 5.1. Estes campos foram selecionados por apresentarem variações quanto às condições ambientais, à lâmina d'água e à profundidade que o reservatório do local explorado atinge devido as diferentes localidades que os campos são desenvolvidos.

A Tabela 5.2 mostra os valores dos parâmetros e os componentes do Sistema Marítimo de Produção de cada caso real obtido através da literatura e de *sites* na Internet. Além disso, essa tabela ilustra os resultados dos processos de decisão. Os resultados gerados pelo Sistema Inteligente foram comparados com os casos reais e sublinhados em cinza quando nota-se alguma diferença.

Tabela 5.1: Campos utilizados na base de casos e suas respectivas localizações.

Caso	Campo	Localização
1	Águila	Mar Mediterrâneo
2	Glamis	Mar do Norte
3	Abana	Golfo da Guinéa/Nigéria
4	Telford	Mar do Norte
5	Ceiba	Golfo da Guinéa/ Guinéia Equatorial
6	Girassol	Luanda/ Angola
7	Baldpate	Golfo do México/Estados Unidos
8	Hibernia Grand Banks	Canadá
9	Gullfaks	Mar do Norte
10	Siri	Mar do Norte
11	Ekofisk	Mar do Norte
12	Stag	Austrália
13	Brutus	Golfo do México/Estados Unidos
14	Mars	Golfo do México/Estados Unidos
15	Marlim	Bacia de Campos/Brasil
16	Veslefrikk	Mar do Norte
17	Snorre	Mar do Norte
18	Argyll	Mar do Norte
19	Albacora	Bacia de Campos/Brasil
20	Cognac	Golfo do México/Estados Unidos
21	Oseberg	Mar do Norte
22	Balder	Mar do Norte
23	Captain	Mar do Norte
24	Forties	Mar do Norte
25	Alba	Mar do Norte
26	Andrew	Mar do Norte
27	Britannia	Mar do Norte
28	Triton	Mar do Norte
29	Troll East	Mar do Norte
30	West Troll	Mar do Norte
31	Kuito	Oeste da África
32	Barracuda	Bacia de Campos/Brasil
33	Roncador	Bacia de Campos/Brasil
34	Albacora Leste	Bacia de Campos/Brasil

Tabela 5.2: Testes de validação do software comparado com os casos estudados

Caso		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Parâmetros do Sistema	Área do Reservatório (m)	13	15	46	11	41	180	43	68	50	66	19	100	53	59	132	25	62
	Profundidade do Reservatório (m)	3500	3094	3000	2750	2811	1200	4145	3700	2000	2070	3197	3500	4500	4267	2300	2925	2500
	Número de Poços	2	3	11	6	4	40	18	18	106	42	4	8	8	10	135	24	46
	Tipo de Poço	horiz.	vert.	horiz.	horiz.	vert.	vert.	horiz.	horiz.	vert.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	vert.	horiz.	horiz.
	Vazão/Poço Diária (m ³ /d)	2900	22000	900	9300	2000	1000	400	2900	250	100	12000	1000	5000	2000	100	1300	1400
	Lâmina d'água (m)	850	145	4,8	135	800	1350	500	80	140	60	70	47	910	760	850	174	158
	Condições ambientais	amena	severa	amena	severa	amena	amena	amena	moder.	severa	severa	severa	amena	amena	amena	amena	severa	severa
	Distância da Costa (Km)	50	204	50	170	41	210	222	315	175	220	300	65	306	241	110	145	210
	Infra-Estrutura Próxima ao campo	não	sim	não	sim	não	não	não	não	sim	não	não	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Capacidade de armazenamento (10 ³ m ³)	72	0	8	0	300	300	8	200	600	50	0	0	15	0	1500	0	0	
Resultado dos Casos Reais	Arranjo dos Poços	satél.	satél.	satél.	agrup.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	agrup.	agrup.	agrup.	satél.	agrup.	agrup., satél.
	<i>Manifold</i>	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	não	sim	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	Não
	Unidade Estacionária de Produção	FPSO	SS bal	barc.	jaq. Fo	FPSO	FPSO	torre	grav.	3 grav.	jac.	jac.	jaq.	TLP	TLP	SS e FPSO	SS	TLP e SS
	Ancoragem	<i>turret</i>	conv.	conv.	nenh.	conv.	conv.	cabo	nenh.	nenh.	nenh.	nenh.	nenh.	t. ten.	t. ten.	conv., turret	conv.	t. ten., conv.
	<i>Riser</i>	flex.	flex.	flex.	ríg.	flex.	semi	semi	ríg.	flex.	ríg.	semi	ríg.	semi	semi	flex.	flex.	flex.
	Escoamento e Armazenamento	navio	duto	navio	duto	navio	navio	navio	navio	duto	navio	duto	duto	duto	duto	duto	duto	duto
Resultado do Sistema	Arranjo dos Poços	satél.	satél.	satél.	agrup.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	agrup.	agrup.	agrup.	satél.	agrup.	satél.
	<i>Manifold</i>	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	não	sim	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	não
	Unidade Estacionária de Produção	FPSO	FPSO	barc.	jaq.	FPSO	FPSO	torre	grav.	jac.	jac.	FPSO	jaq.	TLP	TLP	FPSO	jaq.	grav.
	Ancoragem	<i>turret</i>	conv.	conv.	nenh.	<i>turret</i>	conv.	cabo	nenh.	nenh.	nenh.	<i>turret</i>	nenh.	t. ten.	t. ten.	conv.	nenh.	nenh.
	<i>Riser</i>	flex.	flex.	flex.	ríg.	flex.	semi	semi	ríg.	flex.	ríg.	semi	ríg.	semi	semi	flex.	flex.	flex.
	Transferência e Estocagem	navio	duto	navio	duto	navio	navio	navio	navio	duto	navio	duto	duto	duto	duto	duto	duto	duto

Continuação da Tabela 5.2.

Caso		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	
Parâmetros do Sistema	Área do Reservatório (m)	24	235	94	80	80	40	93	56	27	112	61	70	95	290	157	111	215	
	Profundidade do Reservatório (m)	3500	2805	2180	2700	1760	914	2135	1830	2430	4000	3400	1300	1547	1000	1500	1500	1500	
	Número de Poços	8	221	61	30	13	21	104	20	5	14	11	40	71	12	59	57	36	
	Tipo de Poço	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	horiz.	vert.	horiz.	horiz.	vert.	horiz.	horiz.	horiz.	
	Vazão/Poço Diária (m ³ /d)	800	300	40	1200	1400	800	1000	700	3000	4000	1900	2000	1000	1000	23000	2000	1400	
	Lâmina d'água (m)	80	1900	487	101	125	104	128	138	117	140	90	303	345	384	785	1700	1400	
	Condições ambientais	severa	amena	amena	severa	severa	severa	severa	severa	severa	severa	severa	severa	severa	severa	amena	amena	amena	amena
	Distância da Costa (Km)	320	100	22	115	165	134	170	210	230	210	195	50	80	93	160	125	120	
	Infra-Estrutura Próxima ao campo	não	sim	sim	sim	sim	não	não	sim	não	sim	não	sim	sim	não	não	sim	sim	
	Capacidade de armazenamento (10 ³ m ³)	8	300	0	0	60	90	0	130	0	0	100	0	0	220	300	250	300	
Resultado dos Casos Reais	Arranjo dos Poços	satél.	satél.	agrup.	agrup.	satél.	satél.	agrup.	agrup.	agrup.	agrup.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	
	<i>Manifold</i>	não	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	sim	sim	não	não	não	
	Unidade Estacionária de Produção	SS	SS e FPSO	jaq.	jaq.	FPSO	jaq., FPSO	jaq.	jaq.	jaq.	jaq.	FPSO	grav.	SS	FPSO	2FPSO	SS, FPSO	FPSO	
	Ancoragem	conv.	Conv., turret	nenh.	nenh.	turret	nenh., turret	nenh.	nenh.	nenh.	nenh.	turret	nenh.	conv.	conv.	turret	conv.	turret	
	<i>Riser</i>	semi	semi	semi	semi	flex.	ríg., flex.	flex.	semi	flex.	semi	semi							
	Escoamento e Armazenamento	navio	duto	duto	duto	duto	estoc.	duto	navio	duto	duto	navio	duto	duto	navio	estoc.	duto	duto	
Resultado do Sistema	Arranjo dos Poços	satél.	satél.	agrup.	agrup.	satél.	satél.	agrup.	agrup.	agrup.	agrup.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	satél.	
	<i>Manifold</i>	não	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	sim	sim	sim	não	sim	sim	não	não	não	
	Unidade Estacionária de Produção	SS	FPSO	jaq.	jaq.	FPSO	FPSO	jaq.	jaq.	jaq.	jaq.	FPSO	grav.	SS	FPSO	FPSO	FPSO	FPSO	
	Ancoragem	conv.	conv.	nenh.	nenh.	turret	turret	nenh.	nenh.	nenh.	nenh.	turret	nenh.	conv.	turret	conv.	conv.	conv.	
	<i>Riser</i>	semi	semi	semi	semi	flex.	flex.	flex.	semi	flex.	flex.	flex.	flex.	flex.	ríg.	semi	semi	semi	
	Transferência e Estocagem	navio	duto	duto	duto	duto	estoc.	duto	navio	duto	duto	navio	duto	duto	navio	estoc.	duto	duto	

Onde:

horiz. = horizontal

moder. = moderada

agrup. = agrupado

satél.= satélite

jaq. = jaqueta

grav. = plataforma por gravidade

nenh. = nenhuma

t. ten. = tendões tensionados

bal = Balmoral, campo localizado no Mar do Norte

Fo = Forties

estoc. = o óleo é estocado pela própria UEP e transferido para um navio que periodicamente vai até o campo buscar o produto.

navio = há um navio aliviador junto à UEP e este transfere o óleo produzido para outro navio que o leva para a costa.

vert. = vertical

barc. = barcaça

torre = torre-guia

conv. = convencional

cabo = cabo guia

flex. = flexível

semi = semi-rígido

jac. = jackup

ríg. = rígido

5.1.1 Avaliação dos 34 casos reais

Na Tabela 5.2, os resultados realçados em cinza, representam discordâncias ocorridas entre os casos reais e os resultados fornecidos pelo Sistema Inteligente. Todos os outros resultados representam total concordância com os casos da base de casos.

Os resultados gerados no Sistema Inteligente mostraram-se coerentes com o projeto real adotado para estes campos. A maioria dos testes reproduziu exatamente a configuração dos sistemas de produção destes campos de petróleo. Entretanto, alguns campos apresentaram diferença no item UEP e, conseqüentemente, o tipo de ancoragem, pois este último é dependente da escolha do tipo de UEP. A concordância entre cada componente proposto pelo Sistema Inteligente e os componentes dos campos reais é de 89,7% conforme mostra a Figura 5.1. Já a Figura 5.2 avalia a concordância obtida em relação aos casos completos.

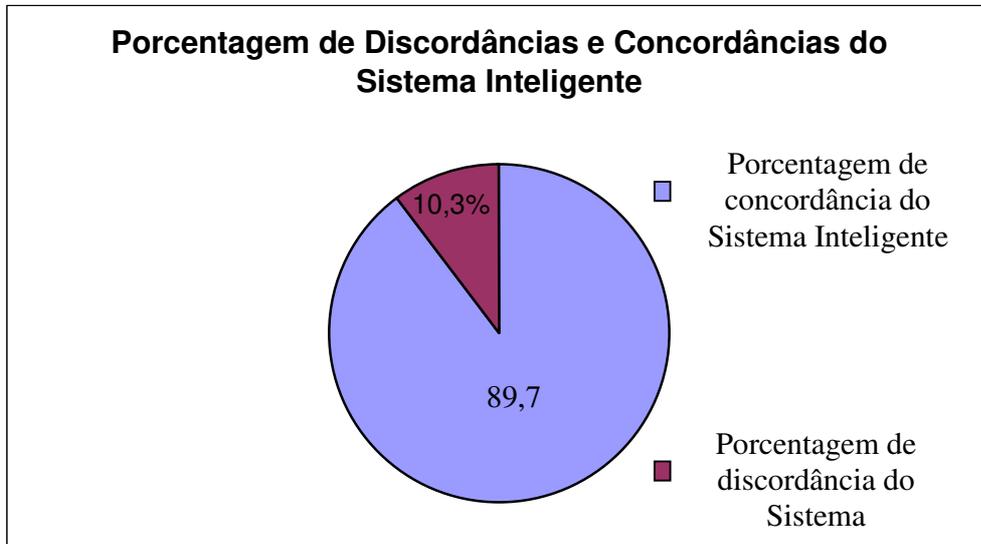


Figura 5.1: Resultado percentual obtido entre discordâncias e concordâncias com o uso do Sistema Inteligente.



Figura 5.2: Resultados de concordância do Sistema Inteligente referentes às configurações completas, UEPs e ancoragens.

Com isso, a Figura 5.2 ilustra os resultados dos testes realizados com o Sistema Inteligente para: a) todos os componentes da configuração; b) UEPs; e c) ancoragem. Pode-se notar que 76% dos casos estudados geraram resultados completamente concordantes com os casos reais. De 34 testes, 26 casos estão completamente corretos. Já para os componentes UEP e ancoragem foi obtido aproximadamente 90% de concordância em relação aos casos reais, sendo que, de 34 testes, somente 4 de cada componente discordaram.

A seguir serão apresentados dois casos analisados após um completo estudo. A título de exemplos, têm-se os campos Albacora e Girassol. O primeiro campo obteve um resultado não muito coerente a caso real. Já o segundo campo apresentou um excelente resultado comparado ao caso real.

5.1.2 Avaliação do Campo Albacora

O campo de Albacora está localizado na Bacia de Campos no Estado do Rio de Janeiro/Brasil e foi descoberto em 1984. Este campo é considerado gigante em relação ao volume de óleo *in-place*. Suas características estão descritas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Dados do Campo de Albacora.

Parâmetros de Entrada	
Área do Reservatório	235 Km ²
Profundidade do Reservatório	2805 m
Número de poços	221 incluindo poços injetores
Tipo de poço	horizontal
Vazão diária por poço	200.000 bpd
Lâmina d'água	230 a 1900 m
Condições Ambientais	Amena
Distância da costa	100 Km
Existência de Infra-Estrutura	Sim
Capacidade de Armazenamento da UEP	2.000 Mbbl

A Tabela 5.4 ilustra quais os componentes das configurações real e proposta do Sistema Marítimo de Produção deste campo. A configuração real foi selecionada pela empresa responsável pelo seu desenvolvimento e a configuração proposta foi obtida através de testes do Sistema Inteligente.

Tabela 5.4: Configurações real e proposta para o campo de Albacora.

Componentes do Sistema	Configuração Real	Configuração Proposta
Arranjo dos poços	Satélite	Satélite
<u>Manifold</u>	Sim	Sim
Unidade estacionária de produção	2 SS e 1 FPSO	FPSO
Ancoragem	Convencional e <i>Turret</i>	Convencional
<u>Riser</u>	Semi-rígido	Semi-rígido
Escoamento e armazenamento do óleo	Duto	Duto

A Figura 5.3.a ilustra a configuração real do Sistema Marítimo de Produção para o Campo de Albacora (1º Fase) e a Figura 5.3.b mostra a configuração proposta pelo Sistema Inteligente para este mesmo campo.

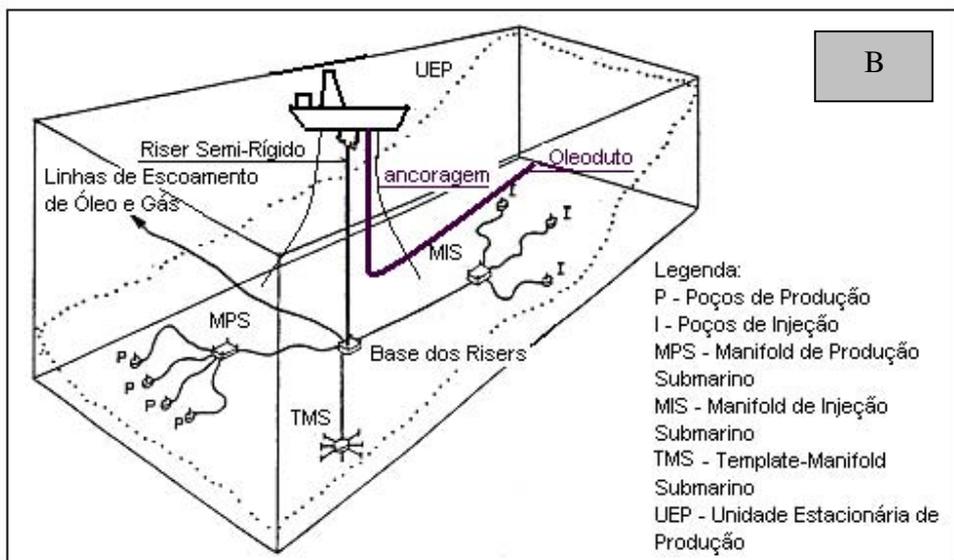
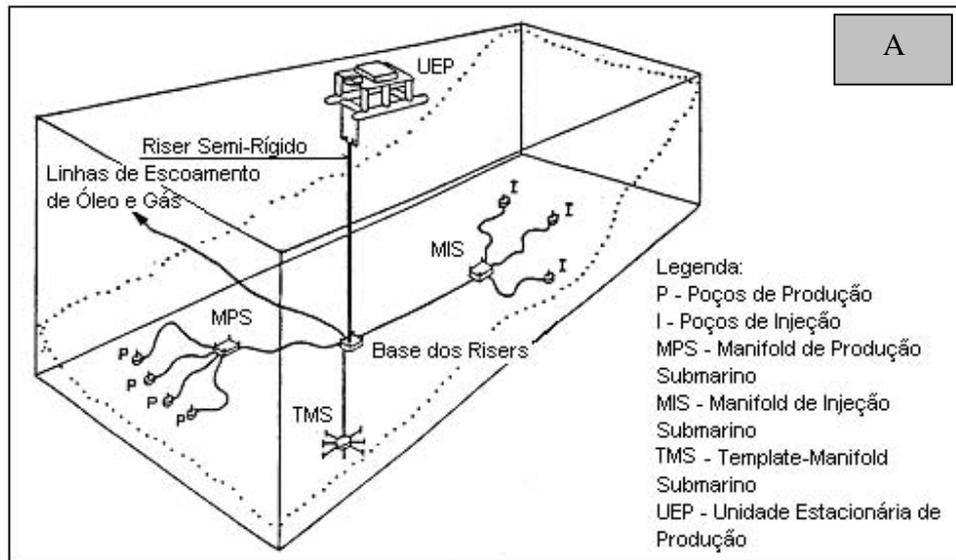


Figura 5.3: Sistema Marítimo de Produção do campo de Albacora. a) Configuração real na 1º fase de desenvolvimento (Oliveira et al, 1990 modificado). b) Configuração proposta pelo Sistema Inteligente.

De acordo com a Figura 5.3.a o arranjo dos poços adotado foi satélite com o uso de *manifold*. Esta figura mostra a primeira fase do projeto de desenvolvimento do campo e por esse motivo apenas uma SS é destacada, mas na realidade duas SSs e um FPSO foram incorporados ao projeto as quais são ancoradas pelos sistemas convencional e *turret*, respectivamente. Utiliza *risers* semi-rígido e o óleo produzido é escoado via duto submarino até a costa.

Manifold foram instalados a fim de juntar os poços de produção e enviar o óleo produzido para a UEP. Poços individuais (poços conectados diretamente a UEP) foram descartados devido aos custos dos *flowlines* e a alta capacidade de carga de *risers* requerido pela unidade estacionária de produção.

Para a escolha das UEPs foram consideradas três estruturas: SS, jaqueta ou torre complacente.

A SS é uma estrutura versátil e de baixo custo. Ela também é um conceito de baixo risco. As desvantagens são o uso de *risers* flexíveis ou semi-flexíveis e os sistemas de sub-superfície, com um conseqüente aumento nos custos.

A instalação de uma jaqueta convencional também foi considerada. Embora estruturas fixas em LDA de 270 m sejam mais caras do que as SS, o custo total pode ser mais barato, devido ao uso de *risers* rígidos e equipamentos de sub-superfície.

Finalmente, o conceito Torre Complacente também foi considerado devido a melhor drenagem da área do reservatório. O custo desse tipo de UEP é três vezes o custo da SS, mas o custo total pode ser mais barato devido aos *risers*, *manifolds* e *flowlines*. A desvantagem está nos riscos que ela fornece ao perfurar e produzir simultaneamente.

Após uma análise econômica exaustiva, a empresa decidiu-se por adotar a SS e mais tarde o FPSO também foi adicionado no campo para atuar como unidade estacionária de produção juntamente com uma segunda SS, pois foi necessário um aumento considerável no número de poços pelo campo ser gigante. Conseqüentemente a vazão diária também aumentou. Como podemos notar o sistema inteligente adotou o conceito FPSO que também foi escolhido pela empresa como unidade estacionária de produção do campo de Albacora.

Os sistemas de ancoragem selecionados pela empresa são: convencionais para as SSs e *turret* para o FPSO. O sistema convencional de ancoragem é o único existente para as SSs além do sistema de posicionamento dinâmico que é uma opção bastante cara. A escolha de se utilizar o sistema *turret* para ancorar o FPSO se deu pelo fato de muitos poços terem que ser perfurados.

Em relação aos sistemas de *riser*, dois conceitos básicos foram considerados como alternativas: *risers* semi-rígido e *risers* flexíveis com leves estruturas. Primeiramente estudos mostraram que um “sistema rígido” é menos caro que um “sistema flexível”. Entretanto, há alguns cenários na região de Albacora onde *risers* rígidos não são práticos para serem usados devido a irregularidades no fundo do mar. Após uma análise econômica o sistema de *risers* semi-rígidos foi aceito.

O tipo de escoamento e armazenamento de óleo escolhido foi via dutos até o terminal central de Garoupa, pois já havia infra-estrutura próxima ao campo de Albacora capaz de receber o óleo produzido por este campo.

Como se pode observar na Tabela 5.4, a UEP proposta pelo Sistema Inteligente foi um FPSO. Esse tipo de unidade é economicamente mais viável para ser utilizado em regiões onde as condições ambientais são amenas, a lâmina d’água é profunda ou ultra-profunda e a vazão de óleo total dos poços é alta. Além disso, o FPSO é mais eficiente em operações do que os outros tipos de unidades estacionárias de produção, segundo pesquisa realizada sobre experiências em operações na Bacia de Campos com FPSOs na Petrobrás (<http://www.thecwcgroup.com/system/images/cwc/confsession/5012.74628016603-1008076694_26355.pdf>). Como no caso real primeiramente foi selecionada uma SS e a opção

do sistema foi um FPSO, dizemos que houve uma divergência de resultados, mas não um erro, pois o FPSO foi adicionado mais tarde no projeto do campo de Albacora.

Ainda na Tabela 5.4, pode ser notado que o resultado proposto pelo Sistema Inteligente para o tipo de ancoragem foi o sistema convencional e no caso real utilizou-se o sistema *turret* para ancorar o FPSO. Essa discordância foi mais significativa do que a ocorrida no caso da UEP, porque apesar dos dois sistemas de ancoragem serem apropriados para essa situação, o sistema *turret* realmente seria o mais conveniente devido ao grande número de poços que o FPSO tem de produzir. Dessa forma, o conhecimento deve ser revisto para que não haja futuramente discordâncias desse tipo.

5.1.3 Avaliação do Campo Girassol

O campo Girassol, considerado o maior em águas ultra-profundas no mundo, está localizado em Angola e foi descoberto em abril de 1996. Suas características estão descritas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Dados do Campo Girassol.

Parâmetros de Entrada	
Área do Reservatório	180 Km ²
Profundidade do Reservatório	1200 m
Número de poços	40, incluindo poços injetores
Tipo de poço	Vertical
Vazão diária por poço	200.000 bpd
Lâmina d'água	1350 m
Condições Ambientais	Amena
Distância da Costa	210 Km
Existência de Infra-Estrutura	Não
Capacidade de Armazenamento	2.000 Mbbl

A Tabela 5.6 ilustra quais os componentes das configurações real e proposta do Sistema Marítimo de Produção deste campo. A configuração real foi selecionada pela empresa responsável pelo seu desenvolvimento e a configuração proposta foi obtida através de testes do Sistema Inteligente.

Tabela 5.6: Componentes selecionados pela empresa e proposto pelo Sistema Inteligente para o campo Girassol.

Componentes do Sistema	Configuração Real	Configuração Proposta
Arranjo dos Poços	Satélite	Satélite
<i>Manifold</i>	Sim	Sim
Unidade estacionária de Produção	FPSO	FPSO
Ancoragem	Convencional	Convencional
<i>Riser</i>	Flexível	Flexível
Tranferência e Estocagem de Óleo		Escoado para Navio Tanque e Exportado

A Figura 5.4 ilustra a configuração do Sistema Marítimo de Produção do Campo Girassol segundo a seleção realizada pela empresa responsável pelo desenvolvimento deste campo e também pelo Sistema Inteligente. Já que houve uma completa concordância entre o caso real e o resultado do sistema, pode-se representar os dois resultados com a mesma ilustração.

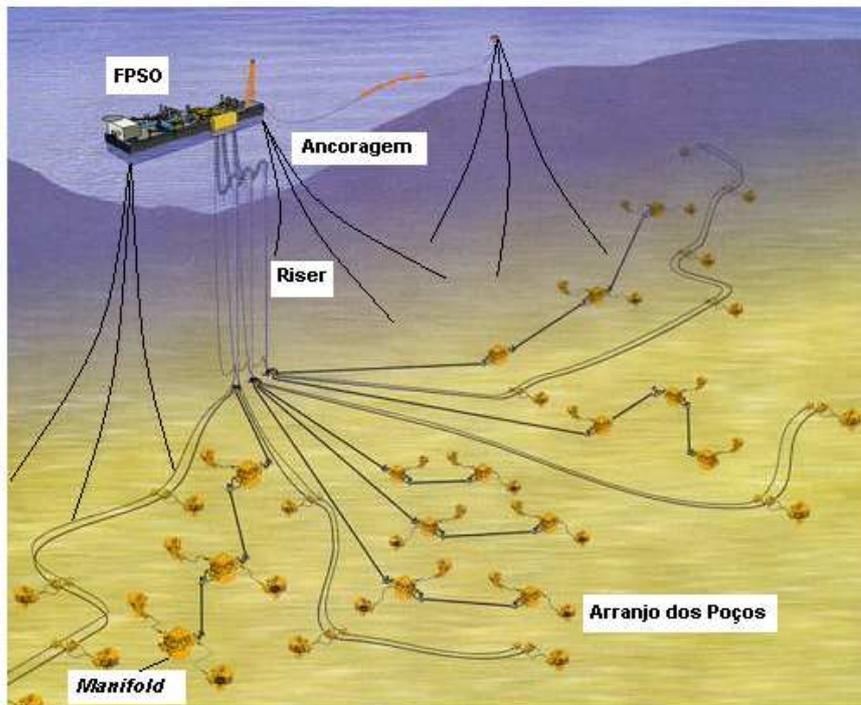


Figura 5.4: Configuração do Sistema Marítimo de Produção do Campo Girassol (Modificado de: <<http://www.offshore-technology.com/projects/girassol/index.html>>).

De acordo com a Figura 5.4 o arranjo dos poços adotado foi satélite com o uso de *manifold*. O tipo de UEP utilizado para produzir o campo Girassol é um FPSO ancorado convencionalmente utilizando *risers* flexíveis. Apesar de não ser ilustrado na figura o óleo produzido pela UEP será estocado em um navio tanque e este escoará o óleo para outro navio que o levará para a costa.

Os poços são satélites para que possam atingir mais uniformemente o reservatório, podendo desta forma recuperar mais óleo. Esta escolha se deu através da grande área do reservatório.

Os *manifold* foram instalados a fim de juntar os poços de produção e enviar o óleo produzido para a UEP. Poços individuais (poços conectados diretamente a UEP) foram descartados devido aos custos dos *flowlines* e a alta capacidade de carga de *risers* requerido pela unidade estacionária de produção.

Os *risers* escolhidos foram os flexíveis devido a lâmina d'água ser ultra-profunda. E finalmente, o tipo de escoamento ou armazenamento de óleo adotado foi o uso de navios tanques para armazenar o óleo produzido e transportá-lo até a costa, pois a distância do campo até a costa é bastante grande para que se construam dutos. Além disso, não há qualquer infra-estrutura disponível próximo do campo Girassol.

Como pode se observar na Tabela 5.6, a configuração dos componentes do Sistema Marítimo de Produção proposto pelo Sistema Inteligente é totalmente idêntico à configuração do caso real. Desta forma, houve uma concordância absoluta entre todos os componentes do sistema marítimo de produção para o campo Girassol.

Analisando a Tabela 5.2, pode-se notar que as diferenças encontradas são explicadas principalmente por três fatores. Primeiro, as regras implementadas foram construídas segundo critérios técnicos, de condições ambientais e de localizações, e não econômicos. Assim, apesar de uma solução ser tecnicamente mais adequada, muitas vezes o custo do projeto torna aquela opção inviável fazendo com que a empresa interessada no desenvolvimento do campo adote um projeto mais econômico. Segundo, o sistema inteligente considera apenas campos marítimos em seu estágio inicial de desenvolvimento, sem nenhuma unidade produtora instalada. Em alguns casos havia a proximidade de outros campos em produção não consideradas no sistema inteligente implementado. Os equipamentos assim como a UEP desses campos muitas vezes podem servir como suporte de produção desse novo campo. Isso acontece principalmente quando esse novo campo é marginal, ou seja, economicamente inviável para produzir utilizando uma outra UEP devidamente equipada. Terceiro, embora em alguns testes a escolha da UEP tenha sido diferente entre o projeto do sistema e o projeto real, isso não significa um erro de projeto, mas uma concepção diferente entre os especialistas dos requisitos necessários para o desenvolvimento do campo petrolífero.

Capítulo 6

Conclusão

Sistemas inteligentes constituem-se uma poderosa ferramenta para auxiliar na solução de problemas complexos, no qual vários atributos devem ser considerados sob diferentes pontos de observação. Além disso, pode-se perceber o potencial de crescimento que esta ferramenta apresentada e os requisitos adicionais que podem ser incorporados para melhorar seu desempenho e torná-la cada vez mais próxima dos problemas do mundo real. Em trabalhos futuros, novas características serão acrescentadas ao sistema inteligente para atingir esta finalidade. Assim, ambientes computacionais podem ser bastante úteis para auxiliar o engenheiro de petróleo nas suas tarefas.

Por outro lado, além de serem ferramentas auxiliares, os sistemas baseados em conhecimento propiciam um fenômeno muito interessante, que é a manutenção da memória corporativa. Ou seja, eles possibilitam a preservação do conhecimento especialista da companhia, valor inestimável obtido através de experimentação e da prática de vários anos, permitindo inclusive a disseminação e a integração deste conhecimento através de toda companhia. Para engenheiros mais novos na área de projetos de produção de petróleo, a sistemática pode fornecer a experiência dos mais antigos e as ferramentas implementadas em computador são extremamente adequadas para o treinamento de novos engenheiros.

São muitos os parâmetros que auxiliam a definir um bom sistema de produção marítimo, entretanto, nem todos esses parâmetros necessariamente são utilizados. O parâmetro tempo de construção de uma certa unidade estacionária de produção não foi usado neste trabalho, mas poderia ser um bom parâmetro decisório, já que na maioria das vezes, um dos objetivos das empresas de petróleo é antecipar a produção o máximo possível. A seleção dos parâmetros pode variar de região para região. Por exemplo, em localidades que possuem condições ambientais severas, possivelmente, as empresas podem dar maior atenção nos aspectos ligados ao ambiente (altura das ondas, velocidade do vento, *iceberg*, etc) em que será desenvolvido um novo campo *offshore*.

Os testes realizados alcançaram bons resultados e mostraram-se próximos à realidade, considerando que aspectos econômicos não fizeram parte dos parâmetros selecionados para a determinação de um sistema marítimo de produção.

Além da não utilização dos aspectos econômicos, as discordâncias entre os resultados do sistema e os casos reais, decorreram do fato do sistema não fornecer mais de uma alternativa, tendo que avaliar apenas uma decisão, e também, o sistema não avalia se o campo é ou não marginal (economicamente inviável para produção). Campos marginais, quando possível, utilizam estruturas de campos localizados perto da região explorada.

Esses fatores influenciaram principalmente nas discordâncias obtidas para a UEP e o tipo de ancoragem, mas para o segundo componente mencionado, houve outro tipo de influencia além dos citados acima. Como o tipo de ancoragem depende do tipo de unidade estacionária de produção empregada, há diretamente uma discordância acumulada devido a decisão da UEP. Assim, quando na realidade um campo utiliza uma jaqueta e o sistema fornece como resposta uma SS, torna-se impossível a não utilização de ancoragem como é o caso da jaqueta (estrutura fixa), já que para manter a SS no local produzindo é necessário uma ancoragem convencional ou com DPS.

Também é possível concluir que, além desse sistema auxiliar a elaboração de um projeto de produção, ele agiliza essa elaboração, a fim de otimizar o tempo gasto com projetos longos e complexos.

Como desenvolvimento futuro, será de grande valia a inclusão de parâmetros econômicos que auxiliarão no intuito de incorporar mais um parâmetro importante para otimização da seleção de sistemas marítimos de produção.

Como citado acima, o Sistema ainda não fornece duas ou mais propostas para os componentes de um sistema marítimo de produção durante a tomada de decisão. Dessa forma, também poderia ser realizado futuramente, um ajuste no Sistema para que seja possível o fornecimento de mais de uma alternativa para cada componente.

E finalmente, sistemas inteligentes podem ser utilizados também para outros tipos de projetos e não apenas no auxílio da escolha de um sistema marítimo de produção. Assim como no presente estudo, um possível projeto de construção de estruturas *offshore*, por exemplo, TLP poderia também ser efetuado.

Referências Bibliográficas

ALBAUGH E.K.; BRIERS L.; NUTTER T. & WEIR J. Deepwater Solutions for Concept Selection. **Offshore Magazine**, Houston, v. 62, n. 5, Poster 36, May 2002.

BEHRENBRUCH P. Offshore Oilfield Development Planning. **Journal of Petroleum Technology**, v. 45, n. 8, August, 1993

BERTHOLD M. & HAND D. J. Editors. **Intelligent Data Analysis: An Introduction**. Springer-Verlag, 1999.

CACONLINE. Site Map. Petrobrás MSP-ENO1 – Subsea Production Manifold System. Apresenta figura de um manifold utilizado pela Petrobrás no campo Enchova Oeste na Bacia de Campos, Rio de Janeiro/Brasil. Disponível em <http://www.caconline.com/Projects/Petrobras_Subsea_Production.htm> Acesso em: 19 outubro 2002.

CASTRO G.T.; MOROOKA C.K. A methodology for the selection of an alternative for a floating production system. In: OFFSHORE MECHANICS AND ARCTIC ENGINEERING, Oslo, OMAE 28321, 6, 2002.

CASTRO G.T.; MOROOKA C.K.; BORDALO S.N. Decision-Making process for a deepwater production system considering environmental, technological and financial risks. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, San Antonio, SPE 77423, 10, 2002.

CASTRO G.T. **Gerenciamento de Campos de Petróleo, Evolução e Perspectivas**. Campinas, 1999, 107f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 1999.

CENTRE FOR OIL & GAS ENGINEERING. Industry. Introduction to the offshore oil and gas industry. Offshore Platforms. Apresenta figuras de unidades fixas e flutuantes offshore. Disponível em: <<http://www.oil-gas.uwa.edu.au/platforms.html>> Acesso em: 07 outubro 2002.

CERRITO E.; CIPRIGNO M. Aquila field – Advanced contracting strategies for the offshore development, in 850 meter water depth. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Denver, SPE 36618, 10, 1996.

CESAR A.M.G. **Petróleo Dicionário Técnico**. 1ª Edição. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, 1985. 427 p.

CHAKRABARTI S.K. **Hydrodynamics of Offshore Structures**. Southampton Boston: Computational Mechanics Publications, 1987.

DELGADO M.R.D.B.S. **Projeto Automático de Sistemas Nebulosos: Uma Abordagem Co-Evolutiva**. Campinas, 2002, 186p. Dissertação de Doutorado em Engenharia de Computação e Automação Industrial – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, 2002.

DEZEN F.J.P. **Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos Marítimos de Petróleo**. Campinas, 2001, 84f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2001.

DEZEN F.J.P. Real options applied to selection of technological alternative for offshore oilfield development. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, San Antonio, Texas, SPE 77587, 9/10, 2002.

DIMAP. Apresenta pesquisa sobre otimização de esquemas de exploração de petróleo. Disponível em: <dimap.ufrn.br/~gold/petroleo.html#booksub> Acesso em: 12 março 2003.

DORGANT P.L.; BALINT S.W.; RODENBUSCH G.; LUYTIES W.H. & RAINEY R.M. System Selection for Deepwater Production Installations. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, Houston, Texas, OTC 12966, 4/5, 2001.

DUARTE O.O. **Dicionário Enciclopédico Inglês-Português de Geofísica e Geologia**. 1ª Edição. Rio de Janeiro: Petrobrás, 1997. 304 p.

FEE D.A. and O'DEA J. **Technology for Developing Marginal Offshore Oilfields**. London and New York: Elsevier Applied Science Publishers LTD, 1986.

GALEANO Y.D. **Metodologia para o Desenvolvimento de Campo de Petróleo**. Campinas, 1998, 91f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 1998.

GALEANO Y.D.; MOROOKA C.K. Systematic design for offshore oilfield development. In: INTERNATIONAL SOCIETY OF OFFSHORE AND POLAR ENGINEERS, Brest, ISOPE, 5, 1999.

GRAHAM & TROTMAN **Offshore Engineering Development of Small Oilfields**. London: Goodfellow Associates LTD, 1986

GRINROD M.; JUSTAD T.; TOMREN P.H. Development of the Gullfaks field. In: DRILLING CONFERENCE, Dallas, IADC/SPE 17220, 3, 1988.

IMO, The International Maritime Organization, What It Is, What It Does And How It Works, 2002. [On-line], Site: <<http://www.imo.org/imo/whatitis.txt>> [11/2000]

JANG J.S., SUN C.T. & MIZUTANI E. **Neuro-Fuzzy and Soft Computing**. London: Prentice Hall Internacional Inc., 1997.

JEWELL S.; WARD C. The Telford field development. In: LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM, Rio de Janeiro, SPE 39047, 8, 1997.

KLIR G.J. and YUAN B. **Fuzzy Sets, Fuzzy Logic, and Fuzzy Systems. Selected Papers by Lotfi A. Zadeh**. London, World Scientific Publishing Co Pte Ltd, 1996, p 222-227

LOVIE P.M. Today's World of FPSOs Changes Quickly. **World Oil**, April, 1997, p. 79 a 91

MACHADO N.T.A. Apostila: Otimização de Investimentos no Desenvolvimento de Campos Offshore. CENPES/PETROBRÁS.

MAMDANI, E.H., ASSILIAN, S. An Experiment in Linguistic Synthesis with a Fuzzy Logic Controller. **Int. Journal of Man-Machine Studies**. v. 7, p. 1-17, 1975.

MARINE HOUSE. Apresenta figuras de FPSOs. Disponível em:
<http://www.marinehouse.com/picture/ship_picture/picture_list.html?kindoftype=fps>
Acesso em: 12 dezembro 2002.

MARINTEK. Apresenta figura de uma SS operando com um *riser* em catenária. Disponível em:
<http://www.marintek.sintef.no/marintek_eks/publications/marintek_review/Review_1_2002/CARISIMA.htm> Acesso em: 12 março 2003.

MASSÁ F.E.A. Apostila: Plataformas Fixas, Semi-Submersíveis, Auto-Elevatórias e Seu Uso na Produção de Petróleo da Bacia de Campos. DEPRO/GESPA, Novembro 1987.

McNEELY P. & NUTTER T. 2000 Worldwide Survey of Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) Units. **Offshore Magazine**. Houston, Edition International, v 60, n 8, Pôster 21, August 2000.

MENDES, J.R.P. **Raciocínio Baseado em Casos Aplicado ao Projeto de Poços de Petróleo**. Campinas, 2001, 99p. Dissertação (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2001.

MINERALS MANAGEMENT SERVICE. Home. Gulf of Mexico Offshore Region. Offshore Information. Deepwater Info. Deepwater Development Systems. Apresenta figuras de unidades estacionárias de produção de óleo e gás utilizadas no Golfo do México. Disponível em: <<http://www.gomr.mms.gov/homepg/offshore/deepwatr/options.html>> Acesso em: 04 outubro 2002.

NATIONS J.F.; SPEICE C.B. The field development of Cognac (Mississippi Canyon 194) field: A case history. In: ANNUAL FALL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF AIME. New Orleans, SPE 10955, 9, 1982.

NETO J.L.A. Apostila: Operações Offshore. SEDES/CEN-NOR, Salvador-Bahia.

NETO T.G. and PORTELLA R.B. FPSOs para Operação em Águas Profundas – Experiências Adquiridas em Desenvolvimento de Projetos. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, n. 23, p. 44 – 54, 2002

OCEAN-RIG. Press Releases. Archive. OCR – Reporting 4th quarter 1998. Apresenta figura de uma SS com sistema de posicionamento dinâmico. Disponível em: <<http://www.ocean-rig.com/default3.htm>> Acesso em: 20 março 2003.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Baldpate Gulf of Mexico, USA. Apresenta figuras do desenvolvimento do campo Baldpate. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/baldpate/index.html>> Acesso em: 07 outubro 2002.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Bonga Deepwater Project, Niger Delta, Nigeria. Apresenta figuras do futuro desenvolvimento do projeto Bonga. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/bonga/index.html>> Acesso em: 18 agosto 2003.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Girassol, Angola. Apresenta figuras do desenvolvimento do campo Girassol. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/girassol/index.html>> Acesso em: 15 outubro 2002.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Goldeneye Gas Platform, United Kingdom. Apresenta figuras do desenvolvimento do campo Goldeneye. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/goldeneye/index.html>> Acesso em: 07 outubro 2002.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Lihua 11-1 South China Sea, China. Apresenta figuras do desenvolvimento do campo Lihua 11-1. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/amoco/amoco3.html>> Acesso em 15 março 2003.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Lufeng 22-1 South China Sea, China. Apresenta figuras do desenvolvimento do campo Lufeng 22-1. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/lufeng/lufeng2.html>> Acesso em: 07 outubro 2002.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Nansen Boomvang Gas Field, Mexico. Apresenta figures do desenvolvimento do campo de gás Nansen Boomvang. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/nansen/index.html>> Acesso em: 07 outubro 2002.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Sable Island Scotia Shelf, Canada. Apresenta figuras do desenvolvimento do campo Sable. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/sable/index.html>> Acesso em: 07 outubro 2002.

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Troll West North Sea Northern, Norway. Apresenta figuras do desenvolvimento do campo Troll West. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/troll/index.html>> Acesso em: 07 outubro 2002.

OIL-GAS. Apresenta figura de uma plataforma por gravidade. Disponível em: <oil-gas.uwa.edu.au> Acesso em 19 outubro, 2002.

OLIVEIRA C.A.P.; BELTRÃO R.L.C.; RIBEIRO G.J.J. Albacora field development. In: OFFSHORE EUROPE, Aberdeen, SPE 19224, 9, 1989.

PATEL M.H. **Dynamics of Offshore Structures**. London, Butterworth & Co. LTD, 1989

PEDRYCZ, W. and GOMIDE F. **A Introduction to Fuzzy Sets. Analysis and Designs**. MIT Press, London, 1998. Cap. 7: Linguistic variables, p. 165-180.

RUIVO F.M.; MOROOKA C.K. Decommissioning offshore oil and gas field. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, New Orleans, SPE 71748, 9/10, 2001.

RUIVO F.M. **Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore**. Campinas, 2001, 181f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2001.

SANDRI S. and CORREA C. *Lógica Nebulosa*. INPE. V Escola de Redes Neurais, pp. C073-c090, julho 1999 – ITA, São José dos Campos – SP.

THECWCGROUP Apresenta pesquisa sobre Experiências em Operações com FPSOs na Petrobrás. Disponível em:
<http://www.thecwcgroup.com/system/images/cwc/confsession/5012.74628016603-1008076694_26355.pdf> Acesso em: 20 de maio de 2003.

THOMAS J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência LTDA, Rio de Janeiro 2001.

TOTALFINAELF. The encyclopedia. Exploratory drill. Offshore. Offshore drilling platforms. Semisubmersible platform. Apresenta figuras de unidades de perfuração offshore. Disponível em:
<<http://www.totalfinaelf.com/ho/odyssee/us/forage/pfmer/galerie/index.htm>> Acesso em: 07 outubro 2002.

KUBOTA H.; BEZERRA M.V.; FILHO C.O.C.; NETO F.C.V. *Disciplina Sistemas Marítimos de Produção ministradas pelo Prof. Dr. Celso K. Morooka Estudo do Desenvolvimento do Campo de Siri (fictício)*. UNICAMP 2000.

RUIVO F.M.; NAKASONE E.N.; SANTO G.E.; MARTINS J.B.G.A.; NUNES J.O.L.; VARA R.M.O.; NETO S.M.P. *Disciplina Sistemas Marítimos de Produção ministradas pelo Prof. Dr. Celso K. Morooka Desenvolvimento do Campo Marítimo de Pitu (fictício)*.

ZADEH, L.A. **Fuzzy Sets. Information and Control**, 1965, vol. 8, p. 338-353.

Anexo A

Desenvolvimento de Alternativas e Escolha de Sistema Marítimo de Produção

Não se pode negar o grande interesse em vários tipos estratégicos utilizados para desenvolver campos marítimos de petróleo. O que se pode notar é a preocupação em não prosseguir com os erros que eventualmente foram cometidos em alguns casos ao escolher determinadas unidades estacionárias de produção e facilidades de produção.

A vida de todo campo de óleo e gás começa com a descoberta. Quase que imediatamente, se quer saber qual é o potencial dele (em termos de reservas e valor monetário) e quais são as opções de desenvolvimento em termos de plano de estruturas e facilidades *offshore*.

O trabalho de Behrenbruch (1993) esboça o processo requerido para estudar a praticabilidade de desenvolvimento de campos marítimos de petróleo.

Para maximizar o projeto, Behrenbruch diz que a estratégia deve ser a maximização do VPL arriscado através de vários passos como minimizar o número de poços, maximizar as reservas, otimizar o perfil de produção (antecipando a produção e encurtando a vida útil do campo), minimizar os custos operacionais, minimizar o tempo entre descoberta e desenvolvimento, minimizar o risco assim como outros fatores. Logo abaixo, na Figura A.1, podemos observar quais os passos seguidos pelo autor para chegar na decisão de qual unidade estacionária de

produção marítima , facilidades e sistema de exportação de óleo uma empresa deve adotar para que a rentabilidade do projeto seja a mais alta possível.

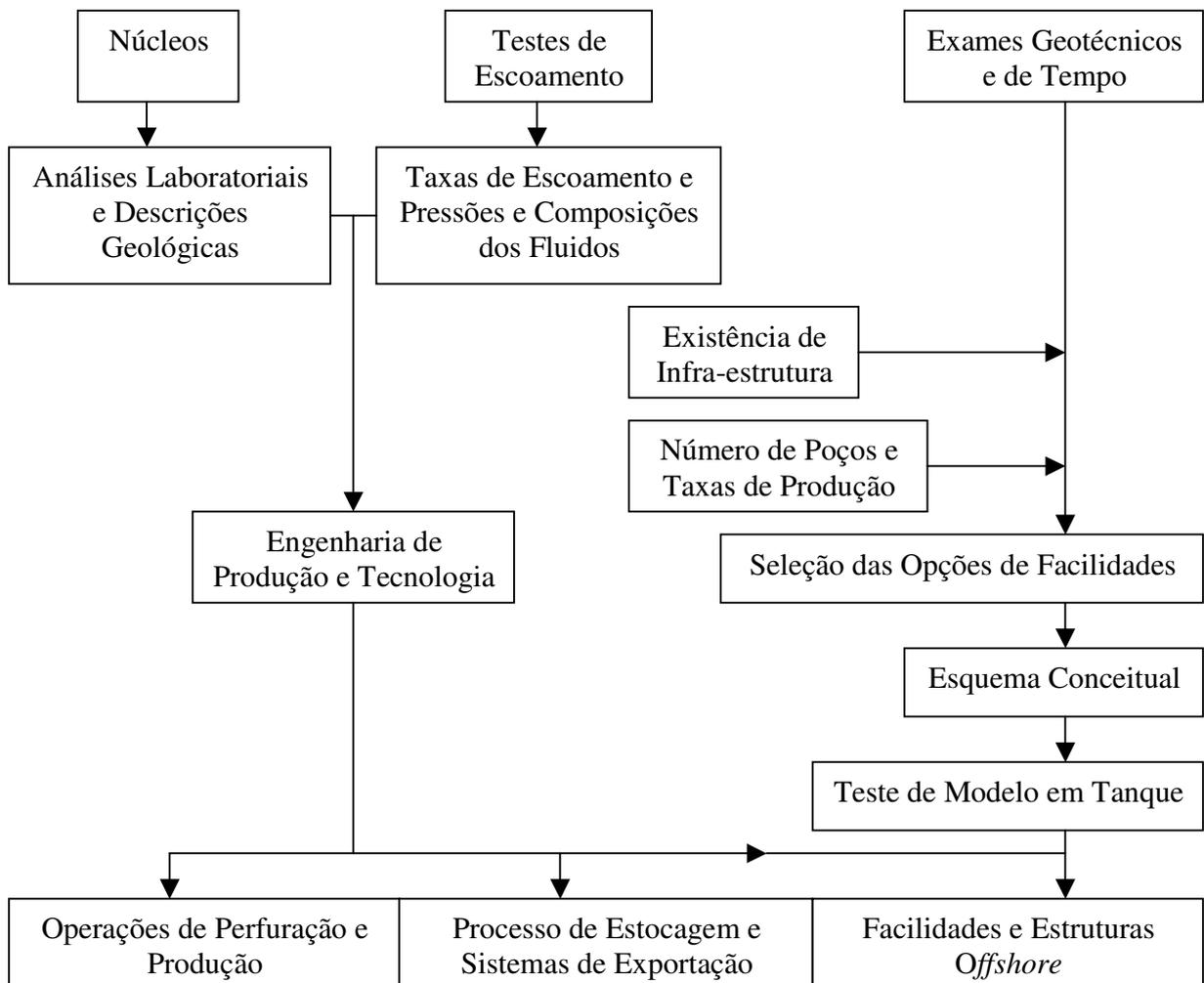


Figura A.1: Esquema de praticabilidade para escolha de facilidades, estruturas e sistema de exportação *offshore* (adaptado Behrenbruch, 1993).

Galeano (1998) em seu trabalho forma uma aliança entre a análise hierárquica e o método da espiral criando desta forma uma metodologia para o desenvolvimento de campo de óleo. O método da espiral é amplamente aplicado na literatura para propor o projeto da UEP e o método da decisão hierárquica é originalmente usado no campo de planejamento econômico. Na espiral de projetos leva-se em consideração aspectos técnicos, humanos e econômicos, além de aspectos de caráter social e político, pois aspectos como estes são muitas vezes relevantes na execução do

projeto. No método da espiral, um ciclo não começa antes que o anterior seja finalizado, embora alguns detalhes possam ser definidos, enquanto a fase seguinte se encontra em andamento. A análise hierárquica descreve o processo de funcionamento natural da mente humana durante uma escolha entre um conjunto de alternativas. De acordo com este procedimento, quando um grande número de elementos, controláveis ou não, são dispostos em uma situação complexa, a tarefa é selecionar elementos agrupando-os de acordo com suas propriedades comuns. Cada grupo constituirá um novo elemento para a próxima trajetória do processo de tomada de decisão. Este processo é repetido muitas vezes tanto quanto necessário até alcançar somente um elemento no topo que possa ser identificado como sendo o principal objetivo deste processo de decisão.

A figura A.2 mostra que para selecionar o tipo de UEP, Galeano utilizou variáveis como lâmina d'água, distância da costa, distância de outro sistema de produção, área do reservatório e número de poços para uma pré-seleção. Diferente dos outros resultados mostrados acima, o resultado do tipo de UEP escolhido foi apenas uma, semi-submersível, porém com variações na quantidade de sondas de perfuração/completação e o tempo em que as unidades seriam locadas na região do campo. O aspecto econômico (VPL, a taxa interna de retorno e o custo da produção) é o que realmente pesa mais na tomada de decisão do melhor sistema marítimo de produção.

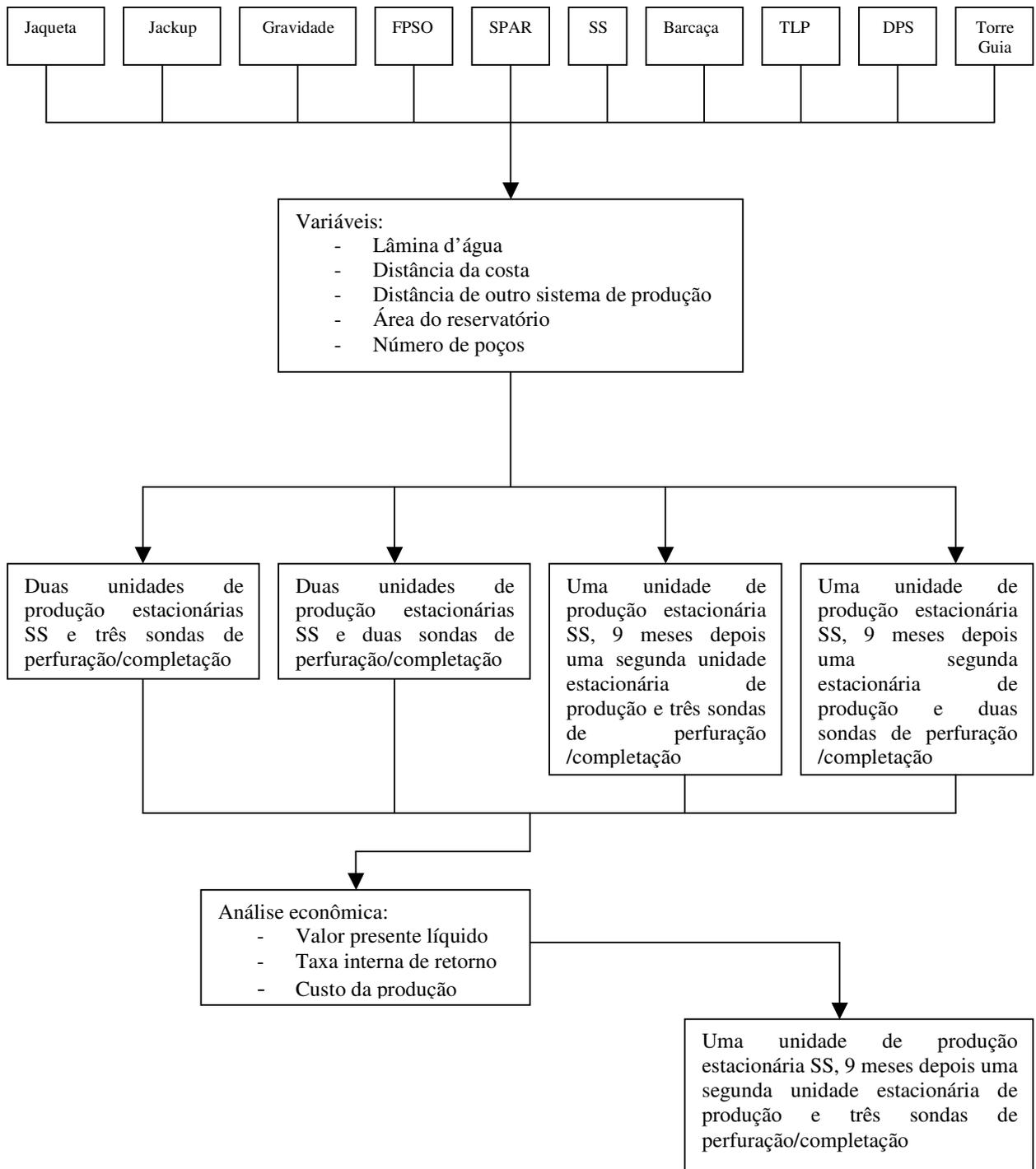


Figura A.2: Esquema que ilustra os parâmetros utilizados por Galeano (1998) para a tomada de decisão de quais e quantas UEP's e sondas de perfuração/completação poderá ser empregada no desenvolvimento de um novo campo de petróleo.

Castro (1999) apresenta em seu trabalho uma metodologia de processo decisório, que através do uso de funções utilidades e da teoria de multi atributos, leva em consideração os riscos tecnológicos, de segurança, ambientais e financeiros de cada sistema de produção *offshore* a ser definida para um determinado campo. Na evolução do processo decisório, os conceitos de incerteza e risco foram incorporados à análise de decisão. Este movimento se deu através do uso de ferramentas como árvores de decisão, análises de sensibilidade e simuladores de Monte Carlo. Sabendo os objetivos da companhia, pode ser construída uma hierarquia de objetivos, no qual cada oportunidade pode ser mensurada através dos seus atributos e utilidades correspondentes. Utilidade é um número abstrato que é agregado a um possível resultado da decisão. Cada resultado tem uma utilidade, sendo que os resultados mais desejáveis têm valores mais altos dos que os menos desejáveis.

Conforme ilustrado na figura A.3 este estudo utiliza duas variáveis iniciais para escolher dentre dez alternativas de (UEP) as mais atraentes e possíveis opções para serem utilizadas de acordo com essas variáveis. A lâmina d'água e o potencial de produção são as variáveis que contribuem com a pré-seleção conforme esquematizado abaixo. Após analisar cada alternativa, pôde-se assumir três tipos de UEPs, sendo elas TLP, SS ou FPSO utilizando sistema *offloading* para o transporte de óleo, ou ainda, TLP, SS ou FPSO utilizando-se de dutos nas proximidades para o escoamento de óleo para a costa.

Após esta pré-seleção, outras variáveis serão incluídas no estudo, para poder analisar mais cuidadosamente cada alternativa. O custo e o prazo de construção da UEP, o tempo e o custo de intervenção por poço, a árvore de natal e o tempo e custo de completção dos poços são apurados para cada alternativa além de uma análise econômica completa, chegando assim no resultado que mais sucesso obteve com esses estudos.

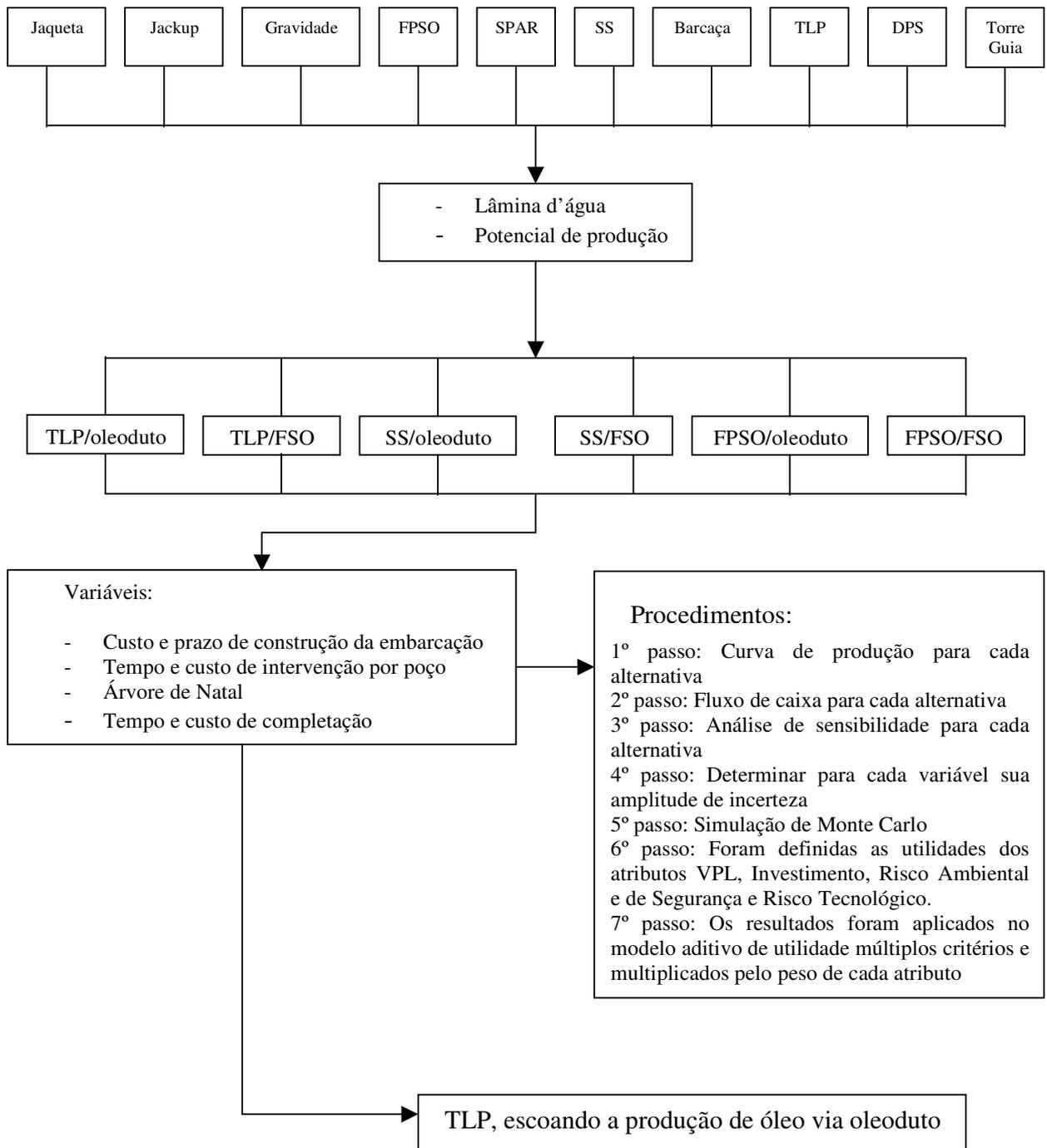


Figura A.3: Esquema que ilustra os parâmetros utilizados por Castro (1999) para optar pela melhor UEP e escoamento de óleo para a costa.

Dezen (2001) propõe uma metodologia para a análise de decisão da melhor alternativa tecnológica para o desenvolvimento de campos marítimos de petróleo baseada na Teoria das Opções Reais (TOR), pois esta teoria leva em consideração as opções que a empresa possui ao longo do processo de investimento de capital em um ambiente de incertezas quanto ao valor futuro do projeto.

A utilização da TOR permite a determinação correta do valor de um projeto, pois leva em consideração as opções que a empresa possui ao longo do processo de investimento de capital em um ambiente de incertezas quanto ao valor futuro do projeto.

A TOR pode ser útil em diversos momentos de decisão de uma companhia. A proposta deste trabalho é utilizar tal teoria no processo de análise de decisão da melhor alternativa tecnológica para o desenvolvimento de campos marítimos de petróleo.

As vantagens do uso da TOR são que as incertezas do valor do projeto são parte integrante do modelo matemático, o modelo contempla a flexibilidade e o gerenciamento ativo do projeto pela companhia, o modelo se assemelha mais com a realidade empresarial em que o projeto se insere e os resultados produzidos pelo método incorporam o valor da flexibilidade de cada alternativa de investimento, permitindo a comparação dos projetos de maneira direta.

Além dessas vantagens, outras também podem ser citadas como a familiaridade do modelo, a homogeneidade dos processos de decisão, o valor total único do projeto, a facilidade na interpretação do valor da cada decisão e a maximização do valor da companhia.

A figura A.4 mostra a estrutura deste trabalho. O desenvolvimento da estrutura deste projeto é similar ao estudo feito por Castro (2001), ou seja, depois de fazer uma pré-seleção, as melhores alternativas de UEP para produzir um determinado campo de petróleo *offshore* são apontadas.

Neste caso, as melhores tecnologias são Spar mais dutos ou FPSO. Baseando-se em custos operacionais, é feito o cálculo dos acréscimos de valor quanto à flexibilidade do projeto e a comparação da flexibilidade dos projetos. Estes dois últimos parâmetros finalmente decidem pela melhor UEP.

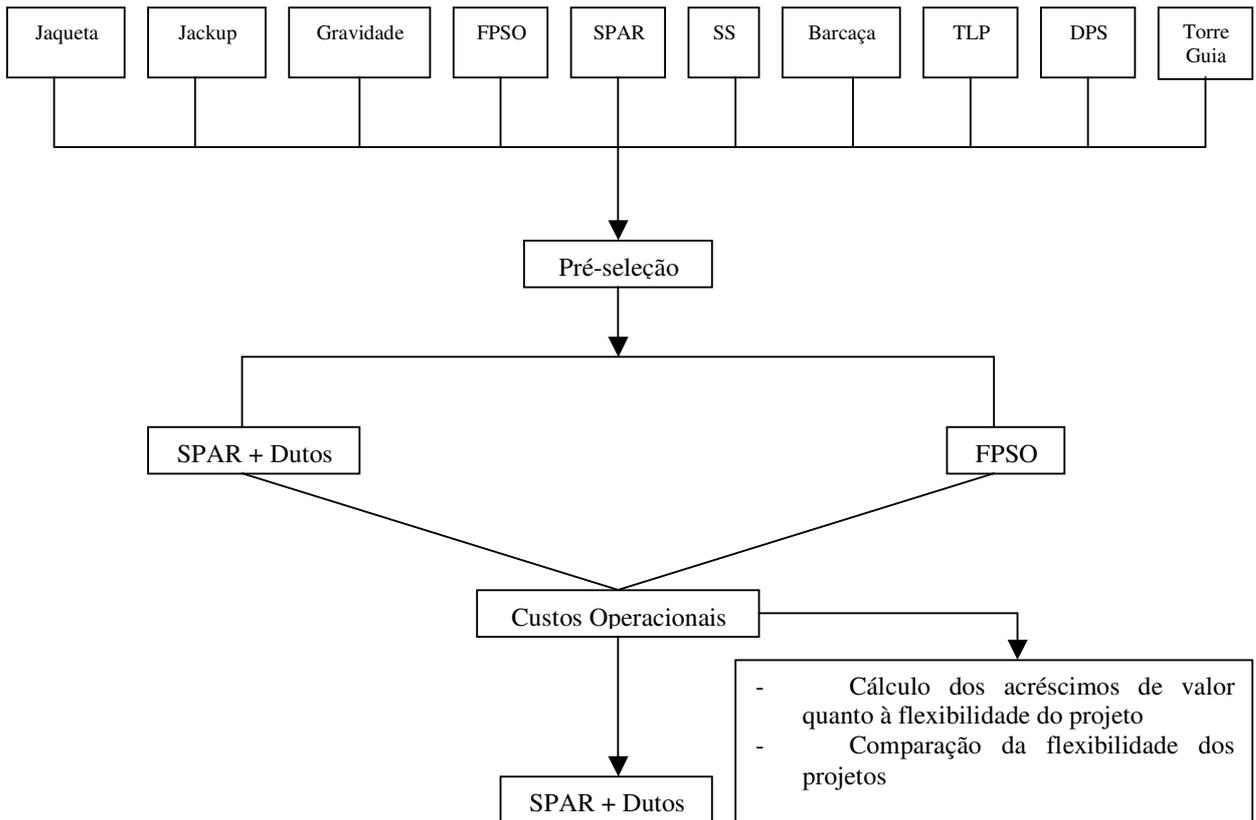


Figura A.4: Esquema que ilustra os parâmetros utilizados por Dezen (2001) para a tomada de decisão do mais viável meio de transporte de óleo até a costa e da melhor UEP a ser empregada.

Como podemos observar, os três trabalhos demonstraram alguma analogia quanto aos esquemas, pois, todos eles partem de uma pré-seleção para se determinar as melhores alternativas cabíveis na tomada de decisão. Só a partir de uma segunda análise, geralmente econômica, é que se pode escolher dentre estas alternativas a que vai gerar menores riscos. A principal diferença entre estes trabalhos, está no contexto, Galeano tem uma visão geral do desenvolvimento do campo, onde ela parte das restrições externas até o descomissionamento do campo. Castro enfatiza os parâmetros tecnológicos e Dezen prioriza em seu trabalho o estudo financeiro.

Anexo B

Elaboração do Conhecimento

Neste anexo constam todas as referências bibliográficas (Tabela B.1) utilizadas para auxiliar a determinação das regras e do conhecimento, além de serem usadas para a montagem da base de casos apresentada no Capítulo 5, Tabela 5.1. A frente da bibliografia é mencionado que tipo de informação foi retirada dos seguintes trabalhos.

Tabela B.1: Referências Bibliográficas utilizadas para formação das regras e do conhecimento.

Campo	Referência Bibliográfica
Aquila	CERRITO E.; CIPRIGNO M. Águila field – Advanced contracting strategies for the offshore development, in 850 meter water depth. In: Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Denver, SPE 36618, 10, 1996.
Glamis	CRAIG I.G.; OLDFIELD G.A. Glamis: A Subsea Satellite Development. In: Annual Offshore Technology Conference. Houston, OTC 6201, 5, 1990
Abana	< http://www.offshore-technology.com/projects/abana/index.html >
Telford	JEWELL S.; WARD C. The Telford field development. In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Rio de Janeiro, SPE 39047, 8, 1997.
Ceiba	< http://www.offshore-technology.com/projects/ceiba/index.html >

Girassol	<p><http://speonline.spe.org>(número de poços, área do reservatório, manifold)</p> <p><http://www.eia.doe.gov>(profundidade do reservatório, LDA, vazão diária por poço)</p> <p><http://www.offshore-technology.com/projects/girassol/index.html> (distância da costa, UEP)</p>
Baldpate	< http://www.offshore-technolgy.com/projects/baldpate/index.html >
Hibernia Grand Banks	< http://www.offshore-technology.com/projects/hibernia/index.html >
Gullfaks	<p>GRINROD M.; JUSTAD T.; TOMREN P.H. Development of the Gullfaks field. In: Drilling Conference, Dallas, IADC/SPE 17220, 3, 1988.</p> <p>AGUSTSSON H.; STROENEN L.K. & SOLHEIMO A. The Gullfaks Field: Creating Value by Means of a Multidisciplinary Reservoir Management Approach. In: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, OTC 10739, 5, 1999. (número de poços)</p> <p><http://www.statoil.com>(Área do reservatório, Profundidade do Reservatório, LDA, distância da Costa, capacidade de armazenamento, vazão diária por poço)</p>
Siri	< http://www.offshore-technology.com/projects/siri/index.html >
Ekofisk	< http://www.offshore-technology.com/projects/ekofisk/index.html >
Stag	< http://www.offshore-technology.com/projects/stag/index.html >
Brutus	< http://www.offshore-technology.com/projects/brutus/index.html >
Mars	< http://www.offshore-technology.com/projects/mars/index.html >
Marlim	<p>MACEDO R.A.V.; ASRILHANT B. Marlim field development: A challenge in deepwaters. In: Latin American Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, SPE 21148, 10, 1990.</p> <p>KNOEDT C. Petróleo no Brasil 2000. Brasi Energia. Brasil, n 239, outubro 2000. (area do reservatório vazão diária por poço, LDA, distância da costa,</p> <p>SIQUEIRA C. Campos: 1,5 Milhão de Barris/Dia até 2005. Brasil Energia, Brasil, n. 251, outubro 2001.</p>
Veslefrikk	SOLBERG L. Veslefrikk field development concept. In: Annual Offshore Technology Conference, Houston, OTC 6303, 5, 1990.

Snorre	<p>KOCH E.; ØVERGAARD I.W.; CHARTERS R.A. Snorre subsea production system technological challenges and achievements. In: Annual Offshore Technology Conference, Houston, OTC 6202, 5, 1990.</p> <p><http://www.offshore-technology.com/projects/snorre/index.html>(Distância da Costa)</p> <p>NPD – Fcts 2002 (LDA)</p> <p><http://osI01inet.hydro.com/hits/osI0210.nsf/bookmarkview/oilenergyeng?OpenDocument&docid=6CDOA3518A92781D41256COC00505201&db=hits\osI03146.nsf> (vazão diária por poço)</p> <p><http://www.statoil.com/statoilcom/SVG990.NSF/8e578f621d4815a9002568200039f99b/7840c91e88febe93c1256b3d003b8f41></p>
Argyll	<p>PRISE G.J.; STOCKWELL T.P.; LEITH B.F.; POLLOCK R. A. & COLLIE I.A. An Innovative Approach to Argyll Field Abandonment. In: Offshore European Conference, Aberdeen, SPE 26691, 9, 1993.</p> <p>METHVEN J.O. The Argyll Field Life Cycle With Cost Control as the Operator's Ethos. In: Offshore European Conference, Aberdeen, SPE 26690, 9, 1993.</p> <p>HUBER D.S. & BURNETT R.C. Subsea Systems of the Argyll Area Fields. SPE 17870, 5, 1990.</p> <p>BIFANI R. & SMITH C.A. The Argyll Field After a Decade of Production. In: Offshore Europe 85 Conference, Aberdeen, SPE 13987, 9, 1985.</p> <p>HAMMETT D.S.; JOHNSON J.S. & WHITE J.L. First Floating Production Facility – Argyll. In: Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, SPE 6919, 5, 1977.</p> <p>WILLIAMS M.; WHARTON R.; HORLIN H. & JEGOU A. Field and Argyll Field. In: Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, SPE 5463, 5, 1975.</p> <p>GORDY J.C. & THOMAS W.A. Hamilton's Argyll Semisubmersible/Production Riser Concept. SPE 5281, 4, 1976.</p>

Albacora	<p>OLIVEIRA C.A.P.; BELTRÃO R.L.C.; RIBEIRO G.J.J. Albacora field development. In: Offshore Europe, Aberdeen, SPE 19224, 9, 1989.</p> <p>SIQUEIRA C. Campos: 1,5 Milhão de Barris/Dia até 2005. Brasil Energia, Brasil, n. 251, outubro 2001. (número de poços, LDA, distância da costa, capacidade de armazenamento, ancoragem, estocagem e escoamento de óleo)</p> <p>ALBAUGH E.K.; BRIERS L.; NUTTER T. & WEIR J. Deepwater Solutions for Concept Selection. Offshore Magazine, Houston, v. 62, n. 5, Poster 36, May 2002.</p>
Cognac	<p>NATIONS J.F.; SPEICE C.B. The field development of Cognac (Mississippi Canyon 194) field: A case history. In: Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. New Orleans, SPE 10955, 9, 1982.</p>
Oseberg	<p>TORVUND T. The Oseberg Reservoir Management Planning: A case History From the Oseberg Field. In: Annual Offshore Technology Conference. Houston, OTC 6140, 5, 1989 (área do reservatório)</p> <p><http://www.offshore-technology.com/projects/oseberg/index.html> (profundidade do reservatório, número de poços, LDA, distância da costa, infra-estrutura, UEP)</p> <p><http://www.npd.no/English/Emner/Ressursforvaltning/pud_j_struktur_oseberg_soe_r.htm> (manifold)</p> <p>ODIN_Information from the government e ministries <http://odin.depno/archive/oedbilder/01/02/Fakta015.pdef> (vazão diária por poço)</p>
Balder	<p>FMC Kongsberg Subsea</p> <p><http://www.kos.no/demo2000/LWIpresentations/ver_doc/Market_Study.doc> (profundidade do reservatório, número de poços)</p> <p><http://www.offshore-technology.com/projects/balder> (LDA, distância da costa, infra-estrutura, Capacidade armazenamento, manifold UEP, vazão diária por poço)</p>

Captain	<p><http://www.offshore-technology.com/projects/texaco> (LDA, distância da costa, número de poço, tipo de poço, vazão diária por poço, ancoragem, <i>riser</i>, estocagem e escoamento de óleo)</p> <p>BRADLEY R. & SANDERS C.J. Operating Experiences with the Captain FPSO. In: Offshore Technology Conference. Houston, Texas, OTC 12055, 5, 2000. (infra-estrutura, capacidade de armazenamento, UEP)</p> <p><http://www.exprogroup.com/press/161.htm> (arranjo dos poços)</p> <p><http://www.spe-uk.org/uk/articles/reviews/sperev10.html>(área do reservatório)</p> <p><http://www.spe-uk.org/uk/articles/reviews/sperev8.html> (profundidade do reservatório)</p>
Forties	<p>BRAND P.J.; CLYNE P.A.; KIRKWOOD F.G.; WILLIAMS P.W. The Forties Field – 20 Years Young. In: Offshore Europe. Aberdeen, SPE 30440, 9, 1995</p>
Alba	<p><http://www.aapg.org/explorer/2000/09sep/england_exploration.html> (tipo de Poço)</p> <p><http://www.offshore-technology.com/projects/alba/index.html> (LDA, distância da costa, capacidade de armazenamento, vazão diária por poço)</p> <p>O’CONNOR J.J. The Development of a Floating Storage Unit for the Alba Project. In: Annual Offshore Technology Conference. Houston, Texas, OTC 7468, 5, 1994. (número de poços, infra-estrutura)</p> <p>BROWN G. & GOODSON R.J. Early Operating Experience of a Minimum Facilities Platform Deseigned to Process 20 API Eocene Crude Oil. In: Annual Offshore Technology Conference. Houston, Texas, OTC 7469, 5 1994. (Profundidade do reservatório)</p>
Andrew	<p><http://www.rocoil.com.au/Pages/ASX_Releases/2000_Releases/Attachments/11-Sep2000-Attachment-1.pdf> (Infra-Estrutura, estocagem e escoamento do óleo)</p> <p><http://palaeo-electronica.org/2000_1/books/biostrat.htm> (Tipo de Poço)</p> <p><http://www.bvenergy.com/EnergyConfSept02.pdf> (número de poços)</p> <p><http://www.dbd-data.co.uk/bb2001/fields/Andrew.htm> (LDA)</p> <p><http://www.bp.com/location-rep/uk/bus-overview/exploration/andrew-cyrus.asp>(área do reservatório, profundidade do reservatório, distância da costa, capacidade de armazenamento, <i>manifold</i>, UEP, vazão diária por poço)</p>

Britannia	<p><http://www.offshore-technology.com/projects/britannia/specs.html>(infra-estrutura, arranjo dos poços, estocagem e escoamento de óleo, <i>manifold</i>, UEP)</p> <p>BEDNARSKI S.C. & JOHNSTON K. Britannia Topsides: A Low Cost, Safe and Productive North Sea Facility. In: Offshore Technology Conference. Houston, Texas, OTC 11018, 5, 1999. (área do reservatório)</p> <p>TETLOW J. & WINGATE P. The Britannia Field Development. In: Offshore Technology Conference. Houston, Texas, OTC 11013, 5, 1999. (LDA, distância da costa)</p>
Triton	<p><http://www.offshore-technology.com/projects/triton/index.html> (tipo de poço, ancoragem, <i>riser</i>, LDA, distância da costa, infra-estrutura, capacidade de armazenamento, <i>manifold</i>, UEP, vazão diária por poço)</p> <p><http://www.offshore-crane.co.uk/newsletter_page/issue3_page2.pdf> (arranjo dos Poços)</p> <p><http://www.pesa.com.au/publications/PESA_News/april_02/vic_supp/otway.htm> (profundidade do reservatório)</p> <p>GAYTON P.W.; MILLER S.D. & NAPALOWSKI R. Innovative Development Engineering Techniques. In: European Petroleum Conference. Paris, France, SPE 65202, 10, 2000. (número de poços)</p>
Troll East	<p>ANDENAES E.; SKOMEDAL E. & LINDSETH S. Installation of the Troll Phase I Gravity Base Platform. In: Offshore Technology Conference. Houston, Texas, OTC 8122, 5, 1994. (LDA, UEP, vazão diária por poço)</p> <p>The Zeepipe and UOGAT Projects and pipelines map (distância da costa)</p> <p><http://www.statoil.com/statoilcom/SVG00990.NSF/UNID/C01CFA8A7885FFB7C1256B7500442D2C?OpenDocument> (infra-estrutura, área do reservatório, profundidade do reservatório, número de poços, capacidade de armazenamento)</p>

West Troll	<p><http://www.offshore-technology.com/projects/troll/index.html> (tipo de poço, arranjo dos poços, ancoragem, <i>riser</i>, profundidade do reservatório, número de poços, LDA, infra-estrutura, <i>manifold</i>, UEP)</p> <p><http://www2.hydro.com/konsern/news/eng/1997/160197b.html> (distância da costa)</p> <p><http://osi01inet.hydro.com/HITS/OSL02100.NSF/bookmarkview/uogpeng?OpenDocument&docid=96388^925D872666412568DA00410055&db=hits\osI0217>> 4.nsf> (vazão diária por poço)</p>
Kuito	<p><http://www.mbendi.co.za/facility/fltt.htm> (<i>manifold</i>)</p> <p><http://www.mbendi.co.za/proj/p0kc.htm> (vazão diária por poço, <i>Riser</i>)</p> <p><http://www.chevrontexaco.com/news/archive/chevron_press/1999/1999-08-09.asp>(infra-estrutura, Ancoragem, Estocagem e Escoamento de Óleo, área do reservatório, número de poços, LDA, distância da costa, UEP)</p>
Barracuda	<p><http://www.offshore-technology.com/projects/barracuda/index.html> (Tipo de Poço, Lâmina d'água, Distância da Costa, Infra-Estrutura, Capacidade de Armazenamento, Arranjo dos Poços, <i>Manifold</i>, <i>Riser</i>, Estocagem e Escoamento do Óleo)</p> <p><http://aapg.confex.com/aapg/de2001/techprogram/paper_8905.htm></p>
Roncador	< http://www.offshore-technology.com/projects/roncador/index.html >
Albacora Leste	Bacia de Campos – Infra-Estrutura. TN Petróleo , Brasil, ano VI, n. 28, Pôster, Jan/Fev 2003.

Além dessas referências bibliográficas descritas acima, outros *sites* e livros foram utilizados permanentemente e são apresentados logo abaixo:

OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry projects. Apresenta o desenvolvimento de campos de petróleo distribuídos por várias regiões do mundo. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/index.html>> Acesso em 2002.

FEE D.A.; O'DEA J. Technology for developing marginal offshore oilfields. London and New York, Elsevier Applied Science Publishers LTD, 1986.

MINERALS MANAGEMENT SERVICE. Apresenta o desenvolvimento de campos de petróleo na região do Golfo do México. Disponível em: <<http://www.mms.gov>> Acesso em: 2002.

Apresenta dados dos campos de petróleo desenvolvidos no Mar do Norte. Disponível em: <<http://www.archive.official-documents.co.uk/documents/scotoff/seb/contents.htm>> Acesso em 5 outubro 2002.

Logo abaixo, estão descritas as bibliografias utilizadas para a elaboração das regras para cada componente.

UEPs:

- ALBAUGH E.K.; BRIERS L.; NUTTER T. & WEIR J. Deepwater Solutions for Concept Selection. **Offshore Magazine**, Houston, v. 62, n. 5, Poster 36, May 2002.

- Bacia de Campos – Infra-Estrutura. **TN Petróleo**, Brasil, ano VI, n. 28, Pôster, Jan/Fev 2003.

Jaqueta (3º linha) – OTC 6140

Jaqueta (4º linha) – SPE 30440

Jaqueta (5º linha) – SPE 10955

Jaqueta (8º linha) – SPE 39047

SS (7º linha) – <<http://www.offshore-technology.com>>

SS (8º linha) – SPE 18348

FPSO (3º linha) – SPE 21147

FPSO (8º linha) – SPE 36618

FPSO (9º linha) – SPE 21148

Ancoragem

- Bacia de Campos – Infra-Estrutura. **TN Petróleo**, Brasil, ano VI, n. 28, Pôster, Jan/Fev 2003.
- GOLDSMITH B.; BURNS D. & DAS S. 2002 Spread Mooring Systems and Components for Floating Units. **Offshore Magazine**. Houston, Edition International, v 62, n 10, Pôster 40, October 2002.

Tipo de Transporte

- Bacia de Campos – Infra-Estrutura. **TN Petróleo**, Brasil, ano VI, n. 28, Pôster, Jan/Fev 2003.