



## 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

### DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA INTELIGENTE PARA AUXILIAR A ESCOLHA DE SISTEMA PARA PRODUÇÃO NO MAR

Karina P. M. Franco<sup>1</sup>, Celso K. Morooka<sup>2</sup>, José R. P. Mendes<sup>3</sup>, Ivan R. Guilherme<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP/FEM/DEP – Cepetro – C. P. 6052  
13.083-970 – Campinas, SP, Brasil, [karina@dep.fem.unicamp.br](mailto:karina@dep.fem.unicamp.br)

<sup>2</sup>Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP/FEM/DEP – Cepetro – C. P. 6052  
13.083-970 – Campinas, SP, Brasil, [morooka@dep.fem.unicamp.br](mailto:morooka@dep.fem.unicamp.br)

<sup>3</sup>Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP/FEM/DEP – Cepetro – C. P. 6052  
13.083-970 – Campinas, SP, Brasil, [jricardo@dep.fem.unicamp.br](mailto:jricardo@dep.fem.unicamp.br)

<sup>4</sup>Universidade Estadual Paulista, UNESP/IGCE/DEMAC – GIA – Rua 10, Nº 2527  
Santana – 13500-230 – Rio Claro, SP, Brasil, [ivan@rc.unesp.br](mailto:ivan@rc.unesp.br)

**Resumo** – As decisões em relação ao desenvolvimento de um projeto de produção são muitas vezes difíceis e complexas de serem tomadas, devido a uma série de fatores ligados ao ambiente em que será desenvolvido um novo campo petrolífero, a aspectos técnicos, econômicos e políticos. Um sistema marítimo de produção consiste basicamente de uma ou mais unidades estacionárias de produção e de equipamentos posicionados tanto sobre esta unidade quanto no fundo do mar. A experiência adquirida ao longo dos anos pelos engenheiros é um fator essencial no sucesso da tomada dessas decisões em um projeto de produção. Sem esta experiência erros são mais fáceis de serem cometidos proporcionando a empresa uma série de custos extras e graves inconvenientes, como acidentes que podem ocasionar problemas ambientais e até mesmo a perda de equipamentos e vidas. Dessa forma, este trabalho propõe analisar os parâmetros mais importantes no processo de escolha de alternativas de sistemas de produção e propor um sistema inteligente que auxilie o desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo, tendo como base as técnicas de tratamento da informação e do conhecimento.

Palavras-Chave: Sistema Marítimo de Produção; Produção de Óleo e Gás; Conhecimento Especialista

**Abstract** – The decisions in relation the development of a production project are many difficult and complex times to be taken, due to a series of on factors linked to the environment where a new petroliferous field will be developed, the aspects technician, economic and politicians. A maritime system of production basically consists of one or more stationary units of production and equipment located as on this unit as in the bed of the sea. The experience acquired to the long one of the years for the engineers is an essential factor in the success of the choice of these decisions in a production project. Without this quality an error is more easy of being committed indicating at company a series of incidental costs and serious inconveniences as accidents that can cause in deaths and ambient problems. Of this form, this work considers to analyze the parameters most important in the process of choice of alternatives of production systems and consider an intelligent system that assists the development of a maritime field of oil, having as base the techniques of treatment of the information and the knowledge.

Keywords: Offshore Production System, Oil and Gas Production, Knowledge Specialist

## 1. Introdução

O desenvolvimento de um campo de petróleo envolve vários aspectos da engenharia, muito deles intrinsecamente relacionados à localização do campo, ao programa de perfuração, ao dimensionamento da unidade 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, os resultados definirão a viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo. O projeto de desenvolvimento de um campo visa a maximização da recuperação de petróleo e um custo mínimo operacional e de investimento de capital.

Um dos objetivos deste trabalho é verificar metodologias e critérios (Behrenbruch 1993, Galeano 1999, Castro 2002 e Dezen 2002) na escolha de um sistema de produção de óleo e gás, particularmente para campos petrolíferos em águas profundas. Através do estudo dos vários sistemas marítimos disponíveis para produção de petróleo, dever-se-á analisar os principais aspectos (tecnológicos, ambientais e de segurança) que definem sua escolha para diferentes características de campo. O conhecimento especialista é fundamental na análise do processo decisório diante as alternativas existentes no projeto do sistema marítimo de produção. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é propor uma arquitetura para um sistema inteligente para auxiliar o projeto de desenvolvimento de um sistema marítimo de produção (SPM) para um campo petrolífero em águas profundas. O desenvolvimento desse trabalho terá como base a utilização de técnicas de tratamento da informação e do conhecimento.

## 2. Desenvolvimento de Sistemas Marítimos de Produção

A vida de todo campo de óleo e gás começa com a descoberta. Quase imediatamente deseja-se saber qual é o seu potencial 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 (1993) diz que a estratégia deve ser a maximização do valor presente líquido (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 produção, minimizar o risco assim como outros fatores.

Galeano (1999) em seu trabalho forma uma aliança entre a análise hierárquica e o método da espiral, criando desta forma uma metodologia para o desenvolvimento de campos de petróleo. Na espiral de projetos leva-se em consideração fatores técnicos, humanos e econômicos, além de fatores de caráter social e político, pois aspectos como estes são muitas vezes relevantes na execução do projeto. Os parâmetros utilizados nesta metodologia são a lâmina d'água, a distância da costa, a distância de outro sistema de produção, a área do reservatório e o número de poços para uma pré-seleção e como uma última análise, os aspectos econômicos são levados em consideração.

Castro (2002) 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 definido para um determinado campo. A pré-seleção realizada por Castro (2002) utiliza dois parâmetros iniciais para a escolha dentre dez alternativas de UEPs, as opções possíveis e mais atraentes para serem utilizadas. De acordo com a lâmina d'água e o potencial de produção as alternativas mais favoráveis são *Tension Leg Platform* (TLP), Semi-submersível (SS) ou *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSO) utilizando sistema *offloading* ou então dutos próximos para o transporte de óleo para a costa. Após esta pré-seleção outros parâmetros foram incluídos no estudo para poder-se analisar mais cuidadosamente cada alternativa. O custo e o prazo de construção da UEP, o tempo e o custo de intervenção por poço, o tipo de árvore de natal e o tempo e custo de completação dos poços são apurados para cada alternativa, além de uma análise econômica completa, chegando assim no resultado que maior sucesso obteve com esses estudos avaliados.

Dezen (2002) 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). 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. O desenvolvimento da estrutura deste projeto é similar ao estudo feito por Castro (2002), ou seja, depois de fazer-se uma pré-seleção, as melhores alternativas de UEP para produzir um determinado campo de petróleo *offshore* são apontadas. Neste caso, as melhores tecnologias são a plataforma tipo *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 revelam qual melhor sistema deve ser utilizado.

Tendo como base, os trabalhos preliminares, a proposta do presente trabalho é, considerando-se principalmente os aspectos tecnológicos e ambientais, propor um sistema inteligente baseado em conhecimento especialista para auxiliar a escolha do melhor sistema de produção a ser utilizado para o desenvolvimento de um determinado campo de petróleo *offshore*.

### 3. Metodologia

O projeto de produção *offshore* engloba uma série de decisões que após serem tomadas, podem ser alteradas no decorrer do desenvolvimento do campo até que o projeto seja concluído e aplicado. Um sistema marítimo de produção é constituído por uma ou mais unidades estacionárias de produção e seus equipamentos e o *layout* submarino. Juntamente com a revisão bibliográfica citada acima, foram resgatados na literatura (p.ex.: Fee & O’Dea, 1990) aproximadamente quarenta casos de campos marítimos que formam a base de dados do sistema proposto. Após este estudo e a coleta de dados, foram escolhidos alguns itens que fazem parte da especificação de um sistema marítimo de produção para serem determinados a partir de alguns parâmetros que deverão ser mencionados nas subseções subseqüentes. A seqüência de decisões que esses itens devem obedecer está ilustrada na Figura 1.

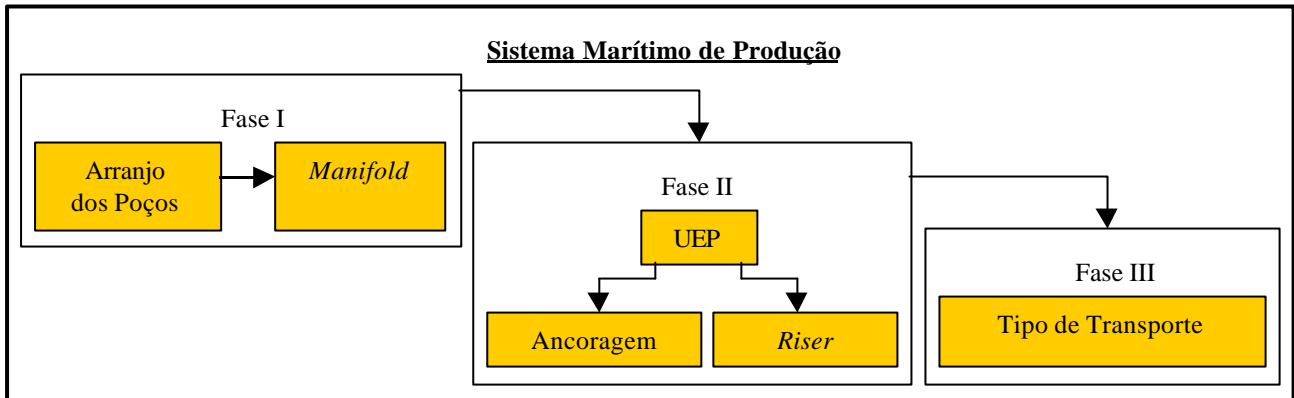


Figura 1. Decisões a serem tomadas e suas respectivas ordens.

#### 3.1. Fase I – Arranjo dos Poços e *Manifold*

A Fase I é a determinação do arranjo dos poços e a utilização ou não de *manifold*, como mostra a Figura 2. Os parâmetros utilizados para determinar o arranjo dos poços são a área do reservatório, a profundidade do reservatório do fundo do mar até o reservatório, o tipo de poço que pode ser horizontal ou vertical e o número de poços. Os parâmetros utilizados para determinar o *manifold* são o número dos 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*.

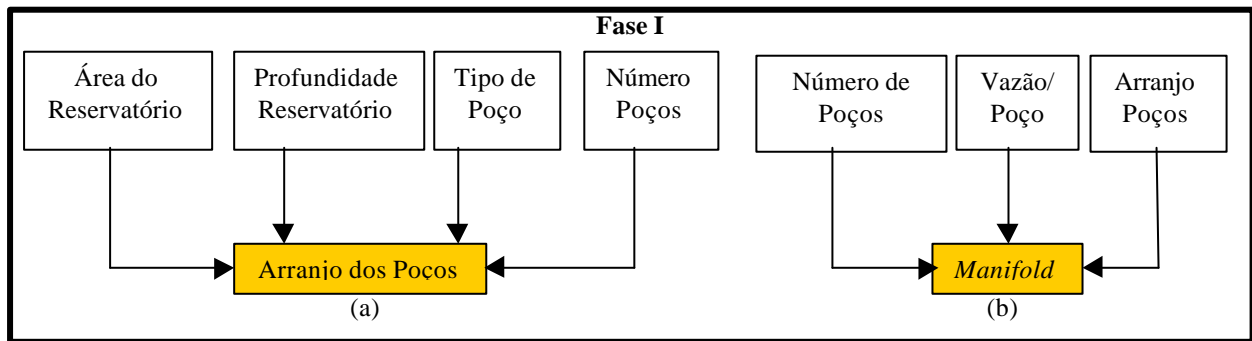


Figura 2. a) Parâmetros utilizados para determinação do Arranjo dos Poços. b) Parâmetros utilizados para determinar se o *manifold* deverá ser utilizado.

Os poços podem ter dois tipos de arranjos: satélite ou agrupado. Não é interessante que os poços sejam agrupados quando há uma necessidade de perfurar muitos poços em um determinado campo petrolífero, pois o valor recuperado da reserva irá ser limitado somente naquela região do reservatório principalmente se esses poços forem verticais. No caso de poços satélite, somente um parâmetro não é necessário para determinar se esse tipo de arranjo deve ou não ser utilizado, o que acontece é uma combinação desses parâmetros que determinam a viabilidade dos poços serem ou não satélite.

A decisão do uso do *manifold* será tomada após avaliar os parâmetros ilustrados na figura 2b. Para que o uso do *manifold* seja viável a vazão por poço não deve ser muito alta, pois esse equipamento tem capacidade limitada de coleta de óleo. Além disso, os poços não devem ser poucos e agrupados já que um dos maiores interesses em usar o *manifold* é reduzir o comprimento dos *flowlines* (linhas de conexão) para diminuir custos na produção.

Este tipo de conhecimento 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*.

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

A Figura 3 mostra os parâmetros que auxiliam na tomada de decisão quando se quer saber qual unidade estacionária de produção, qual *riser* e qual ancoragem usar em uma determinada situação. Para a escolha da UEP utilizam-se parâmetros como a área do reservatório, o número de poços, a vazão diária por poço, a lâmina d'água (distância da superfície da água até o fundo do mar) e as condições ambientais (forças dos ventos, ondas e correntezas). Para decidir o tipo de ancoragem usa-se o arranjo dos poços, o número de poços e a UEP como parâmetros. 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. Note que antes de iniciar a tomada de decisão do *riser* e da ancoragem, a UEP precisa ser escolhida para depois ela atuar como parâmetro para as decisões ancoragem e *riser*.

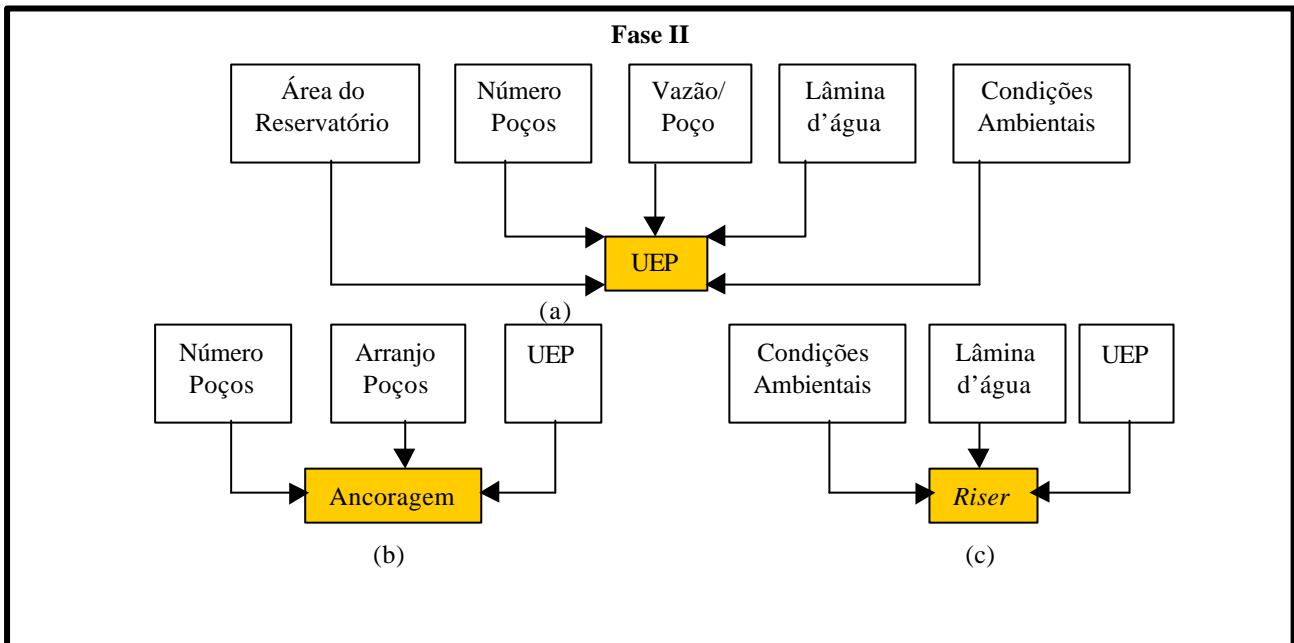


Figura 3. a) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de UEP que será utilizado. b) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de ancoragem que será utilizado. c) Parâmetros utilizados para determinar o tipo de *riser* que será utilizado.

Considerados 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 (barcaça, *spar*, TLP, semi-submersível e FPSO), ou flutuantes sem nenhum sistema de ancoragem (*dynamic positioning system*), equipadas com heliporto e acomodações para centenas de pessoas que mantêm ininterruptamente o funcionamento das operações em sistemas de turnos.

Cada UEP tem um limite de lâmina d'água para operar, por exemplo, no caso de altas profundidades não é possível a utilização de unidades como a barcaça e a jackup. No entanto, em menores profundidades, muitas vezes não é necessário o uso de uma unidade flutuante, pois pode encarecer o projeto por necessitar de equipamentos menos viáveis economicamente do que equipamentos utilizados em unidades fixas. Além do parâmetro lâmina d'água ser fundamental para essa tomada de decisão, as condições ambientais também são fatores importantíssimos a serem analisados para que não ocorram acidentes no futuro.

Há vários sistemas de ancoragem, eles podem 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 amarrações convencionais, além deste sistema convencional de ancoragem, o FPSO pode ser ancorado pelo sistema *turret* e a *spar* pode utilizar pernas tensionadas assim como a TLP. O navio de posicionamento dinâmico (DPS - *dynamic positioning system*) é a única unidade que não necessita de ancoragem por possuírem propulsores que mantêm sua posição em um raio permitido para produzir sem que ocorram acidentes. 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 águas ultra-profundas onde os tipos de ancoragens tornam-se inviáveis.

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.

### 3.3. Fase III – Tipo de Transporte

A Figura 4 mostra que o tipo de poço, a vazão diária por poço, a capacidade de armazenamento da unidade estacionária de produção, a distância do campo que será desenvolvido até a costa e a existência de infra-estrutura nas regiões deste novo campo de petróleo que será desenvolvido são parâmetros que auxiliarão na tomada de decisão do tipo de exportação que será utilizado para enviar o óleo produzido até a costa.

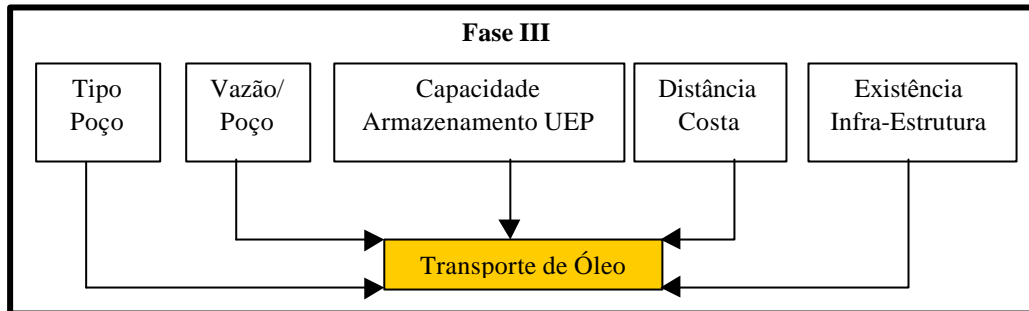


Figura 4. Parâmetros utilizados para determinar como o óleo será transportado para a costa.

Os tipos de transporte de óleo existentes até os dias de hoje basicamente são três: dutos, sistema *offloading* ou sistema *offloading* com navio. A necessidade de um sistema *offloading* depende mais da distância da costa e da não existência de infra-estrutura, pois esses parâmetros são importantes ao fazer uma análise de viabilidade econômica para construção de dutos. No caso da construção de novos dutos não ser viável, é necessário que um navio vá até o campo para buscar o óleo produzido e leva-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 ou essa capacidade é mínima, 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 de óleo.

## 4. Conclusão

Os trabalhos de Galeano (1999), Castro (2002) e Dezen (2002) demonstram alguma analogia quanto a forma de tomada de decisão ao que se pretende definir, pois, todos eles partem de uma pré-seleção para se determinar dentre as alternativas, quais as possíveis e melhores decisões. Só a partir de uma segunda análise, geralmente econômica, é que se pode decidir o melhor sistema marítimo de produção que mostrem menores riscos financeiros, ambientais e de segurança. A principal diferença entre estes trabalhos está no contexto. Galeano (1999) tem uma visão geral do desenvolvimento do campo, onde ela parte das restrições externas até o descomissionamento do campo. Castro (2002) enfatiza os aspectos tecnológicos e Dezen (2002) prioriza em seu trabalho o estudo financeiro.

Apesar de se observar que os aspectos econômicos são os que mais pesam ao analisar duas ou mais propostas de projetos em uma empresa de petróleo, nem sempre a alternativa mais viável economicamente é a melhor quando considera-se aspectos técnicos, segurança, políticos e ambientais. A pesquisa realizada no presente trabalho permitiu obter as bases para o sistema inteligente, assim como propor uma arquitetura inicial para este sistema inteligente que aborda aspectos tecnológicos, ambientais e de segurança. Um aspecto importante a se considerar é o papel do conhecimento do especialista sobre os fatores que influenciam as decisões no projeto de um Sistema Marítimo de Produção. Os conhecimentos de condições gerais e específicas permitem adequar as melhores alternativas aos recursos existentes, reduzindo os custos e os riscos, maximizando a produção, e tornando o sistema mais seguro e confiável.

Como próxima etapa, pretende-se construir o sistema inteligente para modelar e utilizar este tipo de conhecimento necessário para escolher dentre as alternativas do Sistema Marítimo de Produção a mais adequada considerando os aspectos envolvidos nesse trabalho, ou seja, técnicos, ambientais e de segurança.

## 5. Agradecimentos

Agradecemos a ANP – PRH-ANP/MME/MCT e pelo financiamento do presente estudo.

## 6. Referências

- BEHRENBRUCH, P. Offshore oilfield development planning. *J. Pet. Tech.*, v. 45, n. 8, p. 735-743, 1993.
- CASTRO, G. T., MOROOKA, C. K., BORDALO, S. N. Decision-Making process for a deepwater production system considering environmental, technological and financial risks. In: *SPE Annual Technical Conference*, San Antonio, Texas, 77423, september and october, 2002.
- DEZEN, F. J. P., MOROOKA, C. K. Real options applied to technological alternative for offshore oilfield development. In: *SPE Annual Technical Conference*, San Antonio, Texas, 69595, september and october, 2002.
- MOROOKA, C. K., GALEANO, Y. D. Systematic design for offshore oilfield development. In: *International Society of Offshore and Polar Engineers*, ISOPE, Brest, France: may, 1999
- MOROOKA, C. K. Curso sistemas marítimos de produção. UNICAMP, 2001
- FEE, D. A., O'DEA, J. *Technology for developing marginal offshore oilfields*, Elsevier Applied Science Publishers, 1990.
- MOROOKA, C. K., CASTRO, G. T. A methodology for the selection of an alternative for a floating production system. In: *Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Asme, Norway: june, 2002.
- OFFSHORE TECHNOLOGY. Industry Projects. Apresenta desenvolvimento de vários campos marítimos de petróleo distribuídos por várias partes do mundo. Disponível em:< <http://www.offshore-technology.com>> Acesso em : 07 outubro 2002.