

**PROJETO DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO  
PROFISSIONALIZANTE EM ADMINISTRAÇÃO**

***PROJETO BARRACUDA E CARATINGA: UM ESTUDO DE  
CASO DE GESTÃO DE RISCO EM FINANCIAMENTO DE  
PROJETOS DO SETOR DE PETRÓLEO***

**ALEXIS KNEIP WARD**

**Orientador: Prof. Dr. ANTONIO MARCOS DUARTE JR**

**Co-orientador: Prof. Dr. EDSON JOSE DALTO**

**Rio de Janeiro, 27 de abril de 2006**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

**ALEXIS KNEIP WARD**

***PROJETO BARRACUDA E CARATINGA: UM ESTUDO DE  
CASO DE GESTÃO DE RISCO EM FINANCIAMENTO DE  
PROJETOS NO SETOR DE PETRÓLEO***

Projeto de Dissertação de Mestrado  
Profissional apresentado ao Programa de  
Pós-Graduação em Administração e  
Economia das Faculdades IBMEC, como  
Requisito para a obtenção do título de  
Mestre em Administração.

**Orientador:** Prof. Dr. ANTONIO MARCOS DUARTE JR

**Co-orientador:** Prof. Dr. EDSON JOSÉ DALTO

Rio de Janeiro, 27 de abril de 2006

**ALEXIS KNEIP WARD**

***PROJETO BARRACUDA E CARATINGA: UM ESTUDO DE  
CASO DE GESTÃO DE RISCO EM FINANCIAMENTO DE  
PROJETOS NO SETOR DE PETRÓLEO***

Dissertação de Mestrado Profissional  
apresentada ao Programa de Pós Graduação em  
Administração e Economia das Faculdades IBMEC  
como requisito para a obtenção do título de  
Mestre em Administração

Aprovada em abril de 2006.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. ANTONIO MARCOS DUARTE JR  
Faculdades IBMEC

---

Prof. Dr. EDSON JOSÉ DALTO  
Faculdades IBMEC

---

Prof. Dr. ALBINO LOPES D' ALMEIDA  
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Rio de Janeiro, 27 de abril de 2006

658.152 Ward, Alexis Kneip.  
W256

Projeto Barracuda e Caratinga: um estudo de caso de gestão de risco em financiamento de projetos no setor de petróleo / Alexis Kneip Ward. Rio de Janeiro: Faculdades Ibmecc, 2006.

Dissertação de Mestrado Profissionalizante apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração das Faculdades Ibmecc, como requisito parcial necessário para a obtenção do título de Mestre em Administração.

Área de concentração: Administração Geral.

1. Investimento de Capital – Estudo de casos. 2. Project finance. 3. Risco. 4. Financiamento.

## **DEDICATÓRIA**

À minha família e à Angélica, por todo o carinho, compreensão e paciência, e à minha mãe, que fez tudo ser possível.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Antonio Duarte – pelos ensinamentos ao longo do curso e pelo apoio e orientação.

Ao Edson Dalto – por ter se prontificado a orientar e comentar o trabalho.

Ao Albino Lopes – que mesmo como membro externo da Banca Examinadora, se dispôs a rever e comentar o trabalho, desde a fase de projeto.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>6</b>
<b>1.1</b>	<b>O PROBLEMA .....</b>	<b>6</b>
<b>1.2</b>	<b>FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....</b>	<b>7</b>
<b>1.3</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>8</b>
<b>1.4</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>8</b>
<b>1.5</b>	<b>RELEVÂNCIA DO ESTUDO .....</b>	<b>10</b>
<b>1.6</b>	<b>DELIMITAÇÃO DO ESTUDO .....</b>	<b>10</b>
<b>1.7</b>	<b>ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>A PETROBRAS.....</b>	<b>12</b>
<b>2.1</b>	<b>UMA BREVE HISTÓRIA DA PETROBRAS .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2</b>	<b>A PETROBRAS HOJE .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3</b>	<b>A PETROBRAS NO FUTURO .....</b>	<b>23</b>
<b>2.4</b>	<b>A BACIA DE CAMPOS.....</b>	<b>23</b>
<b>2.5</b>	<b>O PROJECT FINANCE NA PETROBRAS .....</b>	<b>26</b>
<b>2.6</b>	<b>MOTIVAÇÕES PARA O USO DE PROJECT FINANCE NA PETROBRAS.....</b>	<b>28</b>
<b>3</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>33</b>
<b>3.1</b>	<b>O QUE É PROJECT FINANCE .....</b>	<b>33</b>
<b>3.2</b>	<b>HISTÓRICO .....</b>	<b>35</b>
<b>3.3</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE UM PROJECT FINANCE.....</b>	<b>37</b>
<b>3.4</b>	<b>DESCRIÇÃO DA ESTRUTURA BÁSICA.....</b>	<b>38</b>
<b>3.5</b>	<b>PRINCIPAIS PARTICIPANTES .....</b>	<b>39</b>
<b>3.6</b>	<b>PROJECT FINANCE VERSUS FINANCIAMENTO CORPORATIVO .....</b>	<b>43</b>
<b>3.7</b>	<b>O PROJECT FINANCE COMO FERRAMENTA DE GESTÃO DE RISCOS .....</b>	<b>50</b>
<b>3.8</b>	<b>CRITÉRIO DE ANÁLISE DE RISCO DA STANDARD &amp; POORS (S&amp;P) .....</b>	<b>53</b>
<b>4</b>	<b>O PROJETO BARRACUDA E CARATINGA .....</b>	<b>56</b>
<b>4.1</b>	<b>DESCRIÇÃO DO PROJETO .....</b>	<b>56</b>
<b>4.2</b>	<b>AS ALTERNATIVAS PARA FINANCIAMENTO .....</b>	<b>59</b>
<b>4.3</b>	<b>A ESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA .....</b>	<b>61</b>
<b>4.4</b>	<b>OS PARTICIPANTES DO PROJETO.....</b>	<b>69</b>
<b>5</b>	<b>O GERENCIAMENTO DE RISCOS .....</b>	<b>73</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>95</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....</b>	<b>99</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR: .....</b>	<b>101</b>

## **RESUMO**

O objetivo deste trabalho foi analisar o gerenciamento dos riscos inerentes ao financiamento de projetos do setor de petróleo através do estudo de caso do projeto de exploração e produção de petróleo dos campos de Barracuda e Caratinga da Petrobras. Foi realizada uma descrição dos riscos envolvidos e dos mecanismos de mitigação aplicados, é apresentado ainda um breve histórico dos problemas enfrentados ao longo do projeto.

O Project Finance propicia flexibilidade na estruturação de mecanismos para mitigação dos riscos envolvidos em operações de financiamento de projetos, garantindo aos financiadores conforto em relação à exposição de crédito.

No financiamento de um projeto, a análise de risco sai da abordagem tradicional de avaliação, com foco nos indicadores de crédito da empresa como um todo, e passa a envolver questões típicas de projeto, tais como construção, acompanhamento das obras, capacidade de produção da planta, tecnologia envolvida etc.

A análise comprovou que o risco de construção é um dos principais riscos de um Project Finance e que a estabilidade dos sistemas legal e político é condição fundamental para o sucesso da estruturação, uma vez que esta é fortemente baseada nos contratos que a compõem e na exequibilidade dos mesmos. Destaca-se, também, a transparência em torno do projeto e da aplicação dos recursos, o que proporciona uma redução da assimetria de informação e do custo de agência na relação entre a empresa patrocinadora e os credores do projeto.

## **ABSTRACT**

The purpose of this thesis is to analyze the management of the risks in the financing of projects in the oil sector by studying the project for the exploration and production of Petrobras's oil fields - Barracuda and Caratinga. For this purpose, we have described the related risks, the mitigation mechanism involved and a brief background of the problems faced during the project.

Project Finance grants flexibility in structuring the mechanisms to mitigate the risks involved in the financing of projects in order to grant the lenders comfort with respect to credit exposition.

In a project finance structure, the traditional risk evaluation analyzes which focus on the company's credit ratios is not generally applied. Instead, we consider topics intrinsic related to the project such as construction, building follow-up, plant production capacity, the technology involved, among others.

We have concluded that the construction risk is the main risk in a Project Finance structure and that the solidity of the political and legal systems are essential for the success of the structure since it is primarily supported by the project contracts and their forcibility. We should also stress that the transparency in the overall project and in the destination of the related funds promote the reduction in the information asymmetry and agency costs between the sponsor and project creditors.

# 1 INTRODUÇÃO<sup>1</sup>

## 1.1 O PROBLEMA

A utilização do Project Finance (este termo também será referido apenas por “PF”) como forma de financiamento de projetos vem ganhando destaque, sobretudo a partir da década de 90. Apesar de não ser uma forma de financiamento nova (registros de suas primeiras aplicações remontam ao século XIV), o PF vem sendo utilizado com sucesso em financiamento de projetos intensivos em capital em diversos países, sobretudo no setor de infra-estrutura, recursos naturais e energia.

Entre 2000 e 2004, foram destinados cerca de US\$ 675 bilhões em financiamentos utilizando PF em diversos países. Na década de 90, o Project Finance cresceu a taxas de 20% ao ano, alcançando o pico de US\$ 217 bilhões de dólares em 2001 (ESTY, 2004). No primeiro trimestre de 2005, os setores de infra-estrutura, recursos naturais e energia consumiram 88% dos recursos (Project Finance Magazine, 2005).

No Brasil, a aplicação do Project Finance se dá a partir da década de 90 com os processos de privatização e em função da escassez de recursos do setor público para investimentos em infra-estrutura. Na Petrobras, esse instrumento de financiamento foi utilizado intensamente, a partir do final da década de 90, em projetos de petróleo e gás, sendo o maior deles o projeto Barracuda e Caratinga, cujo total de investimentos ultrapassou os US\$ 3 bilhões.

A flexibilidade proporcionada pelo PF no gerenciamento dos riscos permite o acesso a diversas fontes de financiamento que muitas vezes não estão disponíveis para entidade

---

<sup>1</sup> A presente tese reflete as idéias pessoais e conceitos desenvolvidos pelo autor no âmbito da pesquisa acadêmica. As informações aqui contidas em nenhuma hipótese devem ser consideradas como posições e/ou opiniões da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, nem tampouco devem ser consideradas como referência as suas diretrizes e/ou políticas internas.

detentora do projeto. Apesar de ser uma solução financeira para implementação de um projeto, a gestão de risco num Project Finance é uma tarefa árdua, devido à dificuldade de se identificar os riscos envolvidos e de se criar mecanismos capazes de mitigá-los.

O estudo de caso de Barracuda e Caratinga proporciona uma oportunidade de se estudar não só como foi feita a estruturação dos riscos quando de sua concepção, mas também o que aconteceu desde a assinatura dos contratos (*closing*) e o primeiro desembolso (em 2000) até o início de produção dos campos.

O projeto Barracuda e Caratinga, além de seu porte e complexidade (para o projeto foram constituídas 3 empresas e o número total de contratos ultrapassa uma centena), viveu uma série de problemas ao longo de sua implantação, que expuseram não só os financiadores e a própria Petrobras, mas também a empresa contratada para construir os ativos do projeto, a Kellogg, Brown and Root (“KBR”), uma das maiores empresas de engenharia do mundo, que anunciou perdas com o projeto de cerca de US\$ 700 milhões, sob a alegação de que seu custo ficara muito acima do preço contratado originalmente.

Ao final de 2005, as duas plataformas financiadas estavam produzindo e o financiamento estava sendo pago normalmente. Até se chegar a este ponto foram enfrentados vários problemas que demonstraram a dificuldade não só de criar uma estrutura para o financiamento, mas também de administrá-la, conciliando os diversos interesses envolvidos.

## **1.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA**

A pergunta que o presente estudo busca responder é:

“Quais foram os riscos e como estes foram mitigados na estruturação do Project Finance do projeto Barracuda e Caratinga?”

### **1.3 OBJETIVOS**

O objetivo deste estudo é apresentar os fundamentos e as ferramentas de gestão de risco num Project Finance através do estudo de caso do projeto Barracuda e Caratinga. A escolha deste projeto se deu em função das inúmeras situações vividas ao longo de sua implementação (atualmente o projeto está produzindo mais de 300 mil barris de petróleo por dia), que fornecem uma oportunidade única de análise.

A maior parte dos estudos de caso de Project Finance considera somente a concepção e o planejamento da estrutura, ignorando a fase de implementação, quando há maior riqueza de informações e quando os problemas ocorrem. Justamente nesta fase que pode se testar a eficácia da estrutura financeira e dos mecanismos de garantia previstos.

Como objetivos intermediários, pode-se listar:

- Introduzir os principais conceitos em torno do *Project Finance* como ferramenta para financiamento;
- Analisar as características que um projeto deve possuir para ser candidato a um financiamento através do PF;
- Apresentar a estrutura básica e os principais elementos de um PF, como forma de permitir um melhor entendimento do leitor ao estudo de caso apresentado.

### **1.4 METODOLOGIA**

A metodologia escolhida para análise do tema foi o estudo de caso descritivo único. Segundo Yin (2005), o estudo de caso busca investigar um fenômeno contemporâneo dentro do contexto da vida real quando os limites entre o fenômeno e o contexto não estão claramente definidos. Ponte (1992), destaca que:

“Um estudo de caso pode com vantagem apoiar-se numa orientação teórica bem definida. Além disso, pode seguir uma de duas perspectivas essenciais: (a) uma perspectiva interpretativa, que procura compreender como é o mundo do ponto de vista dos participantes, e (b) uma perspectiva pragmática, cuja intenção fundamental é simplesmente proporcionar uma perspectiva global, tanto quanto possível completa e coerente, do objeto de estudo do ponto de vista do investigador.”

Portanto, em função das características do tema e da pouca disponibilidade de dados, o estudo de caso se apresenta como a metodologia mais apropriada a ser utilizada. A análise descritiva tem como objetivo descobrir o “como” e o “porquê”, procurando descrever o contexto vivenciado das decisões do projeto, na sua estruturação e ao longo de sua implementação.

Uma das grandes dificuldades na aplicação de outros métodos em estudos sobre Project Finance é a pouca quantidade de informações disponíveis sobre os projetos. Além disso, por conta de cada projeto ter um conjunto de características singulares, são limitadas as abordagens cujo objetivo seja generalizações aplicáveis a todos projetos.

A escolha de um estudo de caso único, ao invés de um estudo de caso múltiplo, se deve ao fato de o projeto Barracuda e Caratinga, em função de seu caráter inovador, sua complexidade e riqueza de situações vividas, ser um projeto que pode ser apresentado como um caso representativo de um conjunto de projetos na área de petróleo desenvolvidos no Brasil pela Petrobras.

Como material para pesquisa foram realizadas entrevistas com profissionais envolvidos no projeto desde seu início, em 1998, até 2005. Também foram coletadas informações disponíveis ao público, publicadas em jornais e revistas e disponíveis na Internet.

## **1.5 RELEVÂNCIA DO ESTUDO**

Esty (2004) destaca a pouca atividade acadêmica em torno do Project Finance. Segundo levantamento realizado pelo autor, não mais do que quinze artigos foram publicados nos últimos 20 anos nos principais *journals* de finanças, apesar desta modalidade de financiamento ter crescido durante a década de 1990 a uma taxa de 20% ao ano.

O projeto Barracuda e Caratinga foi um dos maiores PF realizados na América Latina e o maior já realizado pela Petrobras. Ao final de 2005, a produção desses dois campos correspondia a 18% da produção nacional. Levando em consideração os demais projetos da Petrobras financiados através do PF, esse valor sobe para cerca de 55 % de toda a produção da empresa no país (dado de junho de 2005). Portanto, pode-se perceber a importância desta alternativa de financiamento para a Petrobras e para o país, que está contribuindo para a viabilização da meta de tornar o Brasil auto-suficiente em petróleo.

A riqueza de situações vividas no projeto e o seu caráter inovador permitem que se estude a aplicabilidade e a eficácia das ferramentas de gestão de risco utilizadas na estruturação financeira do projeto. Ao longo de sua vida, foram inúmeros os eventos ocorridos que exigiram a criação de soluções não previstas contratualmente e que tiveram que ser negociadas com os participantes da estrutura.

## **1.6 DELIMITAÇÃO DO ESTUDO**

Dada a quantidade de informações disponíveis, o estudo de caso se restringirá a um único projeto, o projeto Barracuda e Caratinga. O estudo será focado no planejamento da gestão de riscos (identificação e formas de mitigação), antes da assinatura dos documentos, e no gerenciamento realizado ao longo do projeto até o final do período de construção.

## **1.7 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

O presente estudo está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 1: apresenta uma introdução sobre o tema, a definição do problema, os objetivos do estudo, sua relevância e a delimitação da análise.
- Capítulo 2: é feita uma apresentação da Petrobras e da Bacia de Campos, da evolução do Project Finance e de sua relevância para a empresa.
- Capítulo 3: apresenta uma abordagem teórica do Project Finance juntamente com uma revisão da literatura;
- Capítulo 4: apresenta uma descrição do Projeto Barracuda e Caratinga e de sua estrutura financeira;
- Capítulo 5: apresenta os riscos envolvidos no projeto, as formas de mitigação e um breve histórico;
- Capítulo 6: conclusão.

## **2 A PETROBRAS**

### **2.1 UMA BREVE HISTÓRIA DA PETROBRAS**

A Petrobras foi criada em 1953, 14 anos depois da descoberta do primeiro poço de petróleo, no município de Lobato, na Bahia, com o objetivo de atuar no setor de petróleo no Brasil em nome da União, atividade que estivera a cargo do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP) desde 1938. Do CNP, a Petrobras herdou seus primeiros ativos: campos de petróleo (com capacidade de produção de 2.700 barris por dia), 20 navios petroleiros, 2 refinarias, reservas de cerca de 15 milhões de barris, uma fábrica de fertilizantes, entre outros (MOURA, 2003) .

A criação da Petrobras ocorre em meio a um movimento “nacionalista”, cujo lema era “O petróleo é nosso”. Um dos precursores deste movimento foi Monteiro Lobato que atuou em prol da nacionalização da exploração das riquezas do sub-solo brasileiro. Além de publicar artigos e livros defendendo a nacionalização do petróleo, Monteiro Lobato procurava influenciar o então presidente Getulio Vargas, conforme pode ser observado no trecho da carta que enviou ao presidente em 20 de janeiro de 1935:

“(...) O assunto é extremamente sério e faz jus ao exame sereno do Presidente da República, pois que as nossas melhores jazidas de minérios já caíram em mãos estrangeiras e no passo em que as coisas vão o mesmo se dará com as terras potencialmente petrolíferas. (...)”

Durante a década de 50, após a morte de Monteiro Lobato, o movimento de nacionalização se intensifica, levando Getulio Vargas, já em sua segunda passagem pela presidência do país, a promulgar, em 03 de outubro de 1953, a lei 2004 que criava a Petróleo Brasileiro S.A. e garantia o monopólio estatal de pesquisa, lavra, refino e

transporte do petróleo e seus derivados, deixando para a iniciativa privada somente a atividade de distribuição.

Logo após a sua criação, a Petrobras, buscando adquirir conhecimento e tecnologia, contratou mão-de-obra norte-americana para implementar os seus planos de expansão da atividade de exploração. Em 1956, a Petrobras produzia cerca de 11 mil barris por dia (bpd), enquanto que, nesse mesmo ano, o México produzia 240 mil bpd, o Peru cerca de 53 mil e a Argentina 97 mil. Entretanto, o crescimento da produção ocorreu de forma acelerada e em 1963 a Petrobras já produzia cerca de 98 mil bpd (MOURA, 2003).

Na área do refino, em 1955, a Petrobras inaugurou a refinaria de Cubatão, que permitiu a redução da importação de derivados de petróleo de 98% do total consumido em território nacional para 88,6%. Ao final da década de 50, o Brasil passou a figurar entre os 10 países que mais consumiam derivados de petróleo no mundo.

As atividades de exploração começaram pelo Recôncavo Baiano e em seguida por Sergipe, Alagoas, Maranhão e Piauí. No entanto, os únicos campos com valor comercial estavam situados na Bahia e as descobertas fora desse estado frustravam as expectativas. Somente em 1963, em Sergipe, seria descoberto um campo cuja exploração era economicamente viável fora do estado da Bahia. Em 1967, o Recôncavo Baiano representava 92% da produção nacional, enquanto que os estados de Alagoas e Sergipe somados respondiam pelos 8% restantes.

Em função da necessidade de desenvolver os métodos e a tecnologia aplicada em suas atividades e de incrementar a produção de petróleo, a Petrobras criou, em 1963, o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento, CENPES, seguindo os moldes do Instituto Científico e Tecnológico de Petróleo da Índia, que fora criado um ano antes.

A partir de meados da década de 60, depois de frustradas tentativas de descobertas em terra, decidiu-se iniciar o processo de exploração submarina. Em 1968 foi descoberto o primeiro poço submarino em Sergipe e, em 1970, foi perfurado o primeiro poço submarino no que viria a ser a Bacia de Campos. No entanto, as novas descobertas ainda geravam resultados decepcionantes. Havia uma necessidade de desenvolvimento tecnológico que permitisse a prospecção de campos em águas profundas. A produção nacional de petróleo, em 1973, respondia por apenas 21% do consumo nacional. Um retrocesso, se comparado com a marca de 41% alcançada em 1967.

Em 1971, a Petrobras criou a BR Distribuidora e, em 1972, a Braspetro. A primeira consolidava a atuação da Petrobras na distribuição de produtos derivados de petróleo, enquanto que a segunda marcava o início da atuação da companhia no exterior. Na área de refino, em 1973, era alcançada a marca de 860 mil barris processados por dia.

A década de 70 foi marcada pelas duas crises mundiais petróleo, uma em 1973 e outra em 1979. A dependência do Brasil, que importava em 1973 cerca de 80% do petróleo que consumia, gerou uma escalada nas taxas de inflação e levou ao racionamento do consumo de combustíveis. A necessidade de investimentos em exploração e produção de petróleo ficou evidente e esta atividade passou a atrair mais atenção da companhia, que até então estava fortemente focada no refino. Ainda como uma tentativa para aumentar a produção nacional, o governo decidiu permitir que empresas estrangeiras pudessem atuar na exploração de petróleo, através da celebração de contratos de risco, o que, de certa forma, feria o monopólio estatal. (D'ALMEIDA, 2000)

Portanto, ao final da década de 70, foram assinados contratos com diversas empresas estrangeiras, como a Shell, British Petroleum, Esso, Agip e Elf, para as atividades de exploração na bacia de Campos, bacia de Santos e na foz do Amazonas. No entanto, estes contratos de risco que geravam grande polêmica na época por conta da possível quebra do

monopólio que representavam, acabaram não alcançando os resultados esperados. Foram encontrados apenas uma jazida de gás na bacia de Santos e pequenos poços no Rio Grande do Norte.

No exterior, a Braspetro atuava na Colômbia, Iraque, Madagascar e Egito. Suas maiores descobertas foram os campos gigantes de Majnoon e Nahr Umn no Iraque, em 1976. No intuito de promover uma redução do déficit de transações comerciais e de abrir novas frentes para a colocação de produtos e serviços nacionais, a Petrobras criou, em 1976, a Interbras.

Na década de 80, após os 2 choques do petróleo, a Petrobras direcionava para o setor de exploração e produção cerca de 80% de seus investimentos. As descobertas na Bacia de Campos, como o campo de Garoupa, Pargo e Namorado, apontavam que a empresa estava no caminho certo para reduzir a dependência externa do país no setor.

Outro esforço para redução da necessidade de importação de petróleo foi o programa Proálcool, iniciado em 1975. O primeiro carro movido exclusivamente a álcool foi lançado em 1978, atingindo um pico de cerca de 80% da frota nacional em 1986. O declínio do programa se deu em consequência do contrachoque do petróleo, quando os preços começaram a despencar, o que comprometeu a competitividade do álcool como combustível. Associado a isso, veio a redução dos subsídios destinados ao programa, decorrente da escassez de recursos públicos. Ao longo de sua vida, o Proálcool foi fortemente sustentado por subsídios. O preço de venda praticado pela Petrobras era inferior ao preço de compra e o governo raramente cobria essa diferença, como havia sido acordado, o que gerava grandes prejuízos à empresa.

A década de 80 foi marcada pela desaceleração da economia, pela queda dos investimentos e pela hiperinflação. Em 1981, o PIB registrava queda de 4% e, em 1987, o Brasil decretava uma moratória. O controle de preço dos combustíveis no Plano Cruzado

gerou grandes prejuízos à companhia. Os preços ficaram congelados em 1985, por um período de cinco meses, enquanto a inflação atingia cerca de 230% ao ano. Estima-se que as perdas ao fim do governo Sarney tenham chegado a US\$ 3 bilhões. No fim da década de 80, a dívida da união com a Petrobras somava US\$ 1 bilhão.

Na segunda metade da década de 80, apesar da crise, a Bacia de Campos se consolidava como principal região produtora de petróleo do país. Em 1989, o Rio de Janeiro já era responsável por 57,8% da produção nacional. A tecnologia de exploração em águas profundas permitiu que, em 1986, a Petrobras perfurasse poços a 1.200 metros de lâmina d'água e 1.600 metros de profundidade, um recorde mundial na época. O programa de tecnologia de exploração de águas profundas desenvolvido pelo Cenpes permitia que sucessivos recordes fossem obtidos, o que gerou um aumento significativo da produção.

A discussão sobre o monopólio voltou à tona nos debates relativos à constituição de 1988. Mais uma vez, a bandeira do “Petróleo é Nosso” é levantada e, com a promulgação da constituição, o monopólio do petróleo é preservado. Em 1991, com o governo de Fernando Collor de Melo, inicia-se uma agenda de privatizações e redução do estado. Apesar do término precoce de seu governo, esta agenda é retomada em 1995 com a eleição de Fernando Henrique Cardoso. O resultado foi a diminuição da Petrobras, que perdeu várias de suas subsidiárias, a Interbras e Petromisa foram extintas e suas empresas do setor petroquímico, Petroflex, Fosfértil, Copesul, Petroquímica União e Ultrafértil, foram vendidas. Foi extinto também o Conselho Nacional de Petróleo (CNP) que, desde a criação da Petrobras vinha desenvolvendo atividades de regulação da indústria petrolífera.

Em linha com o movimento de redução do estado, em 1995, o então presidente Fernando Henrique Cardoso consegue quebrar o monopólio estatal do petróleo através da aprovação da Emenda Institucional número 9, promulgada em 08 de outubro de 1995. Em 6 de agosto de 1997, foi promulgada a Lei 9.478, que regulava a emenda e encerrava o

monopólio estatal no setor. A Petrobras continuava sendo controlada pela União, mas passaria a competir com empresas nacionais e estrangeiras. No mesmo ano, foram criados o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), esta última responsável por regular, contratar e fiscalizar as atividades do setor.

Apesar de todos os acontecimentos, a produção de petróleo ao longo da década de 90 cresceu de forma significativa. Em 1990, a produção era de aproximadamente 630 mil bpd enquanto que, em 2000, este número já era de 1.200 mil bpd, um crescimento de quase 100%. Da mesma forma, as reservas cresciam. As reservas de petróleo, líquido de gás natural (LGN) e gás natural subiram de 5,6 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), em 1990, para 9,6 bilhões, em 2000. Estes números só foram possíveis devido às constantes descobertas na bacia de Campos, que ganhava cada vez mais importância na produção nacional.

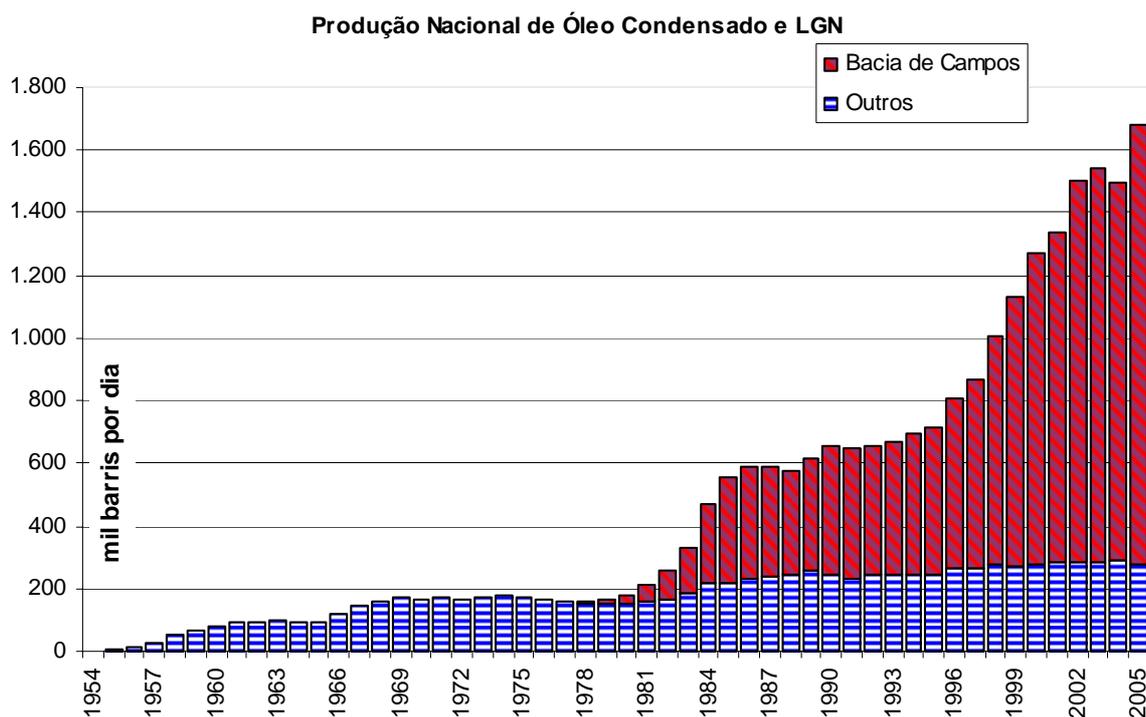
Dentro do novo modelo empresarial adotado pela empresa e para o setor, é criada em 1997 a Transpetro, empresa subsidiária da Petrobras que seria responsável pelo transporte e armazenamento de petróleo, derivados e gás através da operação de dutos, terminais e embarcações. Em 1998, em virtude do crescimento das atividades ligadas ao gás natural a empresa criou uma outra subsidiária, a Gaspetro.

Em 1999, a alta administração resolve redefinir a estratégia da empresa. A visão proposta era: “A Petrobras será uma empresa de energia com atuação internacional e líder na América Latina.” Alinhada com essa visão, a empresa foi remodelada para atuar nos segmentos de exploração e produção, abastecimento (refino, transporte e comercialização), energia, gás natural e petroquímica. Em 2002, por conta do novo modelo de estrutura organizacional adotado, a Braspetro foi extinta e suas atividades e seus empregados foram absorvidos pela Petrobras.

Para aumentar a atuação no mercado internacional, sobretudo na América Latina, a empresa passou a adquirir ativos e investir no exterior. Com a espanhola Repsol/YPF, a Petrobras realizou um processo de troca de ativos que totalizavam US\$ 500 milhões. Nesta operação, a Petrobras ficou com a empresa argentina EG3, cujos ativos eram uma refinaria com capacidade para processar 30,5 mil barris dia e mais 700 postos de abastecimento. Pela Petrobras, os principais ativos envolvidos na transação foram a refinaria Alberto Pasqualini (Refap S.A), na qual a Repsol e a Petrobras passaram a ser sócias, e alguns postos no Brasil.

Em 2002, a Petrobras adquiriu 58,6% da empresa argentina Perez Companc S/A, por cerca de US\$ 1 bilhão, o que permitiu reforçar sua atuação na Argentina e em mais três países: Peru, Equador e Venezuela. Ainda na Argentina, a Petrobras adquiriu, também em 2002, a Petrolera Santa Fé, incorporando cerca de 85 milhões de barris de óleo equivalente a suas reservas. A Petrobras investiu também na Bolívia, através da empresa Petrobras Bolívia, criada em 1995 com suas atividades focadas no mercado de gás natural.

A Figura 1 apresenta a evolução da produção nacional de petróleo desde a constituição da Petrobras, em 1953, até 2004.



Fonte: Petrobras

FIGURA 1: EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E LGN

Pelo gráfico, pode-se perceber o crescimento da importância da Bacia de Campos para produção nacional de petróleo.

## 2.2 A PETROBRAS HOJE

Atualmente, a Petrobras continua uma empresa estatal, a União detém 32,2% de seu capital social e 55,7% das ações com direito a voto. A empresa tem ações negociadas na Bolsa de Nova Iorque e na Bolsa Latino-Americana (Latibex) em Madri. O capital social é representado por 31,6% de ADRs (*American Depositary Receipts*)<sup>2</sup> e cerca de 8% das ações nacionais estão nas mãos de estrangeiros.

Em 2004, sua receita operacional foi da ordem de R\$ 108,2 bilhões e o lucro líquido atingiu R\$ 16,9 bilhões. Em 2005, a Petrobras apurou lucro de R\$ 23,7 bilhões, cerca de

<sup>2</sup> Recibos emitidos por um banco depositário norte-americano que representam ações de um emissor estrangeiro depositadas e sob custódia deste banco.

40% maior do que o ano anterior. Em outubro de 2005, a empresa foi classificada pela agência de *rating* Moody's como *investment grade* (Baa2), 4 níveis acima da classificação do risco soberano, o que trouxe como resultado uma redução do custo de capital da empresa e das taxas de juros pagas em suas captações.

Ao final de 2005, a Petrobras alcançou a produção média de 1.684.000 barris por dia de petróleo (mais de 80% do consumo nacional) e 43,35 milhões de metros cúbicos diários de gás natural. Suas reservas provadas alcançaram 13,23 bilhões boe pelo critério SPE (*Society of Petroleum Engineers*), o que resulta numa relação de reservas sobre produção (R/P) de 16 anos.

Em dezembro de 2005, o grupo Petrobras era formado pelas seguintes empresas: Petrobras Distribuidora S/A – BR; Petrobras Energía Participaciones S.A.; Petrobras Gás S/A – GASPETRO; Petrobras International Finance Company – PIFCO; Petrobras Química S/A – PETROQUISA; Petrobras Transporte S/A – TRANSPETRO; Downstream Participações. A companhia retornou à atividade petroquímica, através de participações em várias empresas: Brasken (7,85%), Copesul (15,63%), PQU (17,48%), Deten (28,56%), Triunfo (70,45%), Petrocoque (35%), FCC (50%), Metanor (50%) e Rio Polímeros (16,67%).

No refino, a empresa possui hoje 15 refinarias (unidades nas quais possui participação superior a 50%), sendo 11 no Brasil, 2 na Argentina e 2 na Bolívia. A capacidade total de processamento é de 2.114 mil barris por dia (dados de maio de 2005). As 11 refinarias nacionais respondem por 98,6% de toda a capacidade de refino brasileiro. Elas foram construídas há mais de 25 anos (9 antes de 1972 e a última em 1980), com o objetivo de processar óleo leve importado. No entanto, com a descoberta de campos de petróleo pesado e a necessidade de produzir derivados que tragam menor impacto para o meio ambiente, a empresa resolveu investir na modernização e adequação das refinarias.

Na logística de petróleo e derivados, a empresa conta com 13.005 km de dutos (excluindo o gasoduto Bolívia - Brasil) no território nacional e terminais com tancagem total de 10 milhões de metros cúbicos. A BR Distribuidora possui 6.933 postos de serviço (mais 1.546 adquiridos recentemente e ainda com outras bandeiras) e conta com 35% de participação do mercado de distribuição de derivados. Em 2004, a BR adquiriu a AGIP, 3º maior distribuidora de GLP (gás de cozinha) do país, que detinha 21,2% do mercado nacional.<sup>3</sup>

No plano internacional, além da forte atuação na América do Sul, a Petrobras, através de sua área internacional, atua no oeste africano, que apresenta condições geológicas semelhantes às exploradas no Brasil e grandes reservas em águas profundas; e no Golfo do México, por conta do baixo custo de capital e da possibilidade de obtenção de financiamentos a taxas competitivas.

No setor de gás e energia a empresa atua na compra, venda e transporte de gás natural produzido ou importado. Esse segmento também inclui as atividades de comercialização de energia elétrica doméstica e a geração através das termelétricas que a empresa possui. No abastecimento de gás natural destaca-se o gasoduto Brasil-Bolívia, cuja extensão é de 3.150 km, ligando o Rio Grande na Bolívia até Porto Alegre, no sul do Brasil.

Outros projetos que têm como objetivo melhorar a distribuição do gás natural no Brasil são: projeto Malhas (construção de dutos com 1.423 km de extensão para levar gás natural às regiões nordeste e sudeste), Cabiúnas (transporte e processamento do gás natural proveniente da bacia de campos), Gasoduto Urucu-Manaus (transporte de gás natural para o estado do Amazonas) e o Gasoduto GASENE (interligar as malhas sudeste e nordeste).

---

<sup>3</sup> Fonte: Petrobras

Os dois primeiros projetos estão em andamento enquanto que os dois últimos ainda estão em fase de definição de escopo.

Em comparação com outras empresas do setor, ao final de 2004, a Petrobras ocupava a sétima posição em produção de óleo e gás, quarto lugar em vida útil das reservas e sétimo em capacidade de refino e reservas provadas, como pode ser observado na Figura 2.

#	Reservas Provadas (bilhão boe) SEC		Produção de Óleo e Gás (milhão de boe 2004)	
	Empresa	Valor	Empresa	Valor
1	ExxonMobil	21,7	ExxonMobil	1.538
2	Lukoil	20,1	BP	1.441
3	Petrochina	18,5	Shell	1.358
4	BP	18,0	Petrochina	945
5	Yukos	13,0	Total	916
6	Shell	11,9	Chevron Texaco	875
7	<b>Petrobras</b>	11,8	Petrobras	737
8	Chevron Texaco	11,4	Lukoil	662
9	Total	11,2	ConocoPhillips	638
10	ConocoPhillips	8,5	Yukos	620
11	ENI	7,2	ENI	593
12	Repsol	4,9	Repsol	426
13	Statoil	4,3	Statoil	392
14	Sinopec	3,8	Sinopec	308

#	Capacidade de Refino (mil bpd)		Vida útil das Reservas (anos)	
	Empresa	Valor	Empresa	Valor
1	Exxon Mobil	5.717	Lukoil*	32,7
2	RD Shell	4.974	Yukos*	20,8
3	BP	3.930	Petrochina	19,5
4	ConocoPhillips	2.606	<b>Petrobras</b>	<b>16,0</b>
5	TotalFinaElf	2.694	ExxonMobil	14,1
6	Sinopec	2.791	ConocoPhillips	13,3
7	<b>Petrobras</b>	2.125	Chevron Texaco	13,1
8	ChevronTexaco	2.116	BP	12,5
9	Petrochina	1.889	Sinopec	12,2
10	Yukos	1.263	ENI	12,2
11	Repsol - YPF	1.178	Total	11,8
12	Lukoil	1.161	Repsol	11,6
13	Eni	903	Statoil	10,8

Fonte: Petrobras

\* Dados de 2003

FIGURA 2: COMPARATIVO COM OUTRAS EMPRESAS DO SETOR<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Considera somente empresas do setor negociadas em bolsa

### **2.3 A PETROBRAS NO FUTURO**

A Petrobras, segundo seu planejamento estratégico divulgado em 2005, pretende investir entre 2006 e 2010 cerca de US\$ 56,4 bilhões, um investimento anual da ordem de US\$ 11 bilhões. Serão investidos US\$ 34,1 bilhões (60%) na área de Exploração e Produção; US\$ 11,4 bilhões em *Downstream* (20%); US\$ 6,7 bilhões em Gás e Energia (12%); US\$ 2,1 bilhões na Petroquímica (2,1%); US\$ 1 bilhão em distribuição (2%); e mais US\$ 1 bilhão (2%) em investimentos corporativos.<sup>5</sup>

Em relação ao planejamento estratégico publicado anteriormente, houve uma revisão dos investimentos, que foram incrementados em US\$ 21,8 bilhões. Essa mudança foi justificada principalmente por conta da antecipação da carteira de projetos, aumento dos custos de alguns investimentos e o surgimento de novos projetos. Com esses investimentos, espera-se chegar à marca de produção de 2,3 milhões boe por dia em 2010 no Brasil.

Para a realização desses investimentos e pagamento das obrigações de logo prazo (que totalizam US\$ 71,1 bilhões), a empresa pretende utilizar US\$ 58,9 bilhões oriundos da geração de caixa próprio e os US\$ 12,2 bilhões restantes através da contratação de financiamentos.

### **2.4 A BACIA DE CAMPOS**

Os sítios geológicos, neste caso a bacia sedimentar, segundo o “Código de Nomenclatura Estratigráfica”, recebem os nomes das cidades próximas ou acidentes geográficos, procedimento que é adotado internacionalmente. Dessa forma, originou-se o nome da Bacia de Campos, em função da proximidade com a cidade de Campos, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, próximo à fronteira com o estado do Espírito Santo. A

---

<sup>5</sup> Fonte: Petrobras

Bacia de Campos tem cerca de 100 mil quilômetros quadrados e se estende do Espírito Santo até a cidade de Cabo Frio.

O primeiro campo explorado na Bacia de Campos foi batizado como Garoupa, em 1976. No entanto, o início de produção se deu a partir do campo de Enchova, com uma produção inicial de 10 mil bpd. Na mesma época, foram descobertos os campos de Namorado, Bonito, Badejo, Pargo e Pampo. À medida que eram descobertos, os campos eram batizados com nomes de peixes da região.

A idéia de batizar os campos de petróleo com nome de peixes surgira em 1968, com a descoberta do campo de Guaricema, em Sergipe. A partir daí decidiu-se batizar os campos descobertos na plataforma continental com nomes dos peixes da região. Foram tantas descobertas que os nomes foram ficando escassos e hoje já se adota nomes de outros animais marinhos como os campos de Golfinho no Espírito Santo e o de Jubarte, ainda na Bacia de Campos.

Os primeiros sistemas de produção operavam em águas rasas com menos de 200 metros de profundidade. Eram plataformas fixas, montadas sobre jaquetas assentadas no fundo do mar. No entanto, os levantamentos sísmicos apontavam que as maiores possibilidades se encontravam a profundidades superiores. Dessa forma, foram descobertos os primeiros campos em águas de maior profundidade: Garoupa, em 1985 e em seguida os campos gigantes de Marlim e Albacora.

A tecnologia de exploração em águas profundas permitiu explorar poços a profundidades cada vez maiores. Em 2001, o poço 7-RO-8-RJS do campo de Roncador (1.877 metros) era o de maior lâmina d'água, não só no Brasil, mas também no mundo. Pela liderança em tecnologia de exploração em águas profundas, a Petrobras recebeu dois prêmios internacionais (*Distinguished Achievement Award*), um em 1992 e outro em 2001.

Ao final de 2005, na Bacia de Campos operavam 36 plataformas de produção com capacidade de extrair e processar cerca de 2,7 milhões de bpd e 67 milhões de metros cúbicos de gás. O número total de poços explorados era de 663 e a produção de aproximadamente 1,20 milhões de barris de petróleo por dia e 17 milhões de metros cúbicos de gás. Soma-se a esses ativos cerca de 4.200 quilômetros de dutos submarinos. Ao todo trabalhavam embarcadas por mês cerca de 40 mil pessoas lotadas nas atividades de exploração, produção e suporte logístico. O PIB estimado da Bacia de Campos era de cerca de US\$ 18 bilhões por ano. Os principais campos da Bacia de Campos podem ser observados na Figura 3.<sup>6</sup>

Campo	Ano de descoberta	Lâmina D'água (m)	Produção média (2005) mil bpd
Albacora	1984	150-1050	115
Marlim	1985	650-1050	460
Albacora Leste	1986	1400	150 (Pico em 2006)
Marlim Sul	1987	1430	197
Marlim Leste	1987	1251	160 (Pico em 2009)
Barracuda	1989	800	124
Caratinga	1994	1035	144
Espadarte	1994	800-2000	37
Roncador	1996	1.290	83

Fonte: Petrobras

### FIGURA 3: PRODUÇÃO NOS PRINCIPAIS CAMPOS DA BACIA DE CAMPOS

Observando-se a tabela, pode-se avaliar a importância dos campos de Barracuda e Caratinga que em 2005 produziam cerca de 270 mil barris por dia (cerca de 25% da produção da Bacia de Campos ou 18% da produção nacional). No Anexo 1 é apresentada a localização da Bacia de Campos e os seus principais campos.

<sup>6</sup> Fonte: Petrobras

## 2.5 O PROJECT FINANCE NA PETROBRAS

Em 1992, após um período sem acesso aos mercados financeiros internacionais, resultado da moratória declarada em 1986 pelo governo Sarney, a Petrobras volta, ainda que de forma tímida, a realizar algumas captações e operações de *sale-lease-back*.<sup>7</sup> As primeiras operações desse tipo foram utilizadas para financiar as plataformas P-18 e P-19, utilizadas no campo de Marlim na Bacia de Campos.

Em 1995, foi criada na Petrobras a primeira estrutura voltada exclusivamente para a atividade de financiamento de projetos que ficou sob responsabilidade de um coordenador subordinado à Divisão de Assuntos Gerais (DIAGE). Em 1998, foi criada a Assessoria de Estruturação Financeira e Novos Negócios (ANEF), aumentando os recursos humanos alocados para o desenvolvimento da atividade de financiamento estruturado, que agora contava com 1 gerente e 3 coordenadores.

Em 1999, a área passou a chamar-se Assessoria de Financiamento de Projetos (ASFIP), passando a contar com 2 gerentes e 6 coordenadores. Finalmente, em 2000, resultado de um processo de reestruturação, foi criada a Gerência Executiva de Financiamento de Projetos que, ao final de 2005, era composta por 4 gerências e 8 coordenadores.

As mudanças e o crescimento da importância da área financeira foram frutos de uma mudança de cultura, conforme destaca Laerte Pires<sup>8</sup>.

“Na época, era necessário aumentar a cultura financeira dentro da Petrobras. Com a quebra do monopólio, a empresa passava a viver em um novo ambiente competitivo. Além da excelência em tecnologia, o mercado exigia da Petrobras excelência em gestão.”

O primeiro Project Finance na Petrobras foi tentado para o desenvolvimento do campo de Bijupirá-Salema, em 1998. Para a estruturação do financiamento, a Petrobras contratou a Enron, empresa que na época apresentava grande experiência na área. No entanto, a estruturação não deu certo e a Petrobras acabou vendendo o controle da concessão do campo, que ao final de 2005 era da Shell.

Com a experiência adquirida, a Petrobras decidiu estruturar financiamentos utilizando Project Finance para o desenvolvimento dos campos de Barracuda e Caratinga e em seguida para os projetos de EVM<sup>9</sup> e Albacora, seguindo os mesmos moldes. A partir desses projetos, aproveitando a experiência adquirida, a Petrobras estruturou outros financiamentos. A Figura 4 apresenta os principais projetos desenvolvidos pela Petrobras utilizando técnicas de Project Finance, até 2005.

Nome no Projeto	Valor (US\$ bilhões)	Finalidade	Principais Fontes de Financiamento
Marlim	1,5	Exploração e Produção	Equity (Fundos de Pensão e Bancos Nacionais), Commercial Notes/debentures, BNDES
Nova Marlim	0,83	Exploração e Produção	Equity (Fundos de Pensão e Bancos Nacionais), Debentures
Cabiunas	0,85	Transporte de Gás	Sindicato de Bancos, JBIC
Barracuda e Caratinga	2,5	Exploração e Produção	Sindicato de Bancos, BNDES, JBIC, Tradings Japonesas
EVM	1,23	Exploração e Produção	Sindicato de Bancos, BNDES, JBIC, Tradings Japonesas
Albacora	0,41	Exploração e Produção	Sindicato de Bancos, JBIC, Tradings Japonesas, Petros
PCGC	0,13	Exploração e Produção	BNDES par, Empresas nacionais, JPM e PREVER
Malhas	1,00	Transporte de Gás	Sindicato de Bancos, BNDES, JBIC, Tradings Japonesas
PDET	0,91	Plataforma de Rebombeio	Sindicato de Bancos, JBIC, Tradings Japonesas

Fonte: Petrobras

FIGURA 4: PRINCIPAIS PROJETOS ESTRUTURADOS DA PETROBRAS

<sup>7</sup> Operação na qual a Petrobras constrói os ativos e vende para uma empresa estrangeira que então os arrenda para a Petrobras.

<sup>8</sup> Entrevista realizada em 20/10/2005

<sup>9</sup> Projeto formado para exploração dos campos de Espadarte, Voador e Marimba.

O valor total financiado em projetos estruturados, entre 1998 e 2004, foi de US\$ 9,36 bilhões. Como pode ser observado, os principais parceiros nessas operações foram empresas japonesas (*japanese trading companies*, Japan Bank for International Cooperation - JBIC, e Nippon Export and Investment Insurance - NEXI) e, no Brasil, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e fundos de pensão. O valor médio dos projetos financiados foi de US\$ 1,04 bilhão.

Na área de Exploração e Produção foram investidos US\$ 7,5 bilhões, ao longo dos últimos 8 anos. A capacidade total de produção dos projetos implementados era, ao final de 2005, de 925 mil bpd, o que correspondia a cerca de 55% de toda a produção nacional.

Tais números demonstram a importância do Project Finance para a Petrobras e o Brasil. Se no final da década de 1990 não tivesse sido tomada a decisão de investir nesses projetos, ou se os recursos necessários não estivessem disponíveis, o objetivo de mais de 50 anos de tornar o país auto-suficiente em petróleo não estaria perto de ser alcançado em 2006.

## **2.6 MOTIVAÇÕES PARA O USO DE PROJECT FINANCE NA PETROBRAS**

No final da década de 90, apesar da quebra do monopólio e da idéia dominante na época de transformar a Petrobras numa empresa capaz de competir de igual para igual contra as gigantes do petróleo estrangeiras, o governo ainda exercia um forte controle sobre a empresa.

Durante a década de 90, o governo ainda interferia nos preços de derivados de petróleo que deveriam ser praticados pela Petrobras, o que levou a empresa a sofrer sérias dificuldades de caixa. Outro controle exercido pelo governo restringia os investimentos da Petrobras, que estavam incluídos no orçamento geral da União. Dessa forma, os investimentos da Petrobras eram classificados pelo governo como gasto público, sendo

considerados no cálculo do superávit primário e no atendimento das metas negociadas junto ao Fundo Monetário Internacional (FMI). Marques (2001) destacou que:

“Existe, portanto, conflito de interesses estratégicos entre a administração empresarial da estatal e a administração pública, sendo extremamente difícil conciliar os interesses da empresa e os do governo”

O movimento de globalização na década de 1990 levou a um grande número de fusões e aquisições, inclusive no setor do petróleo. Diante desse cenário, os defensores da privatização alegavam que uma empresa como a Petrobras, com atuação muito restrita ao mercado nacional, não seria capaz de competir com as grandes empresas do setor, que cresciam cada vez mais.

O grande paradoxo era que se por um lado o governo abria o mercado à competição e exigia da Petrobras uma atuação empresarial, por outro interferia na sua gestão, através do controle sobre os preços e de seus investimentos, colocando-a em clara desvantagem em relação às grandes empresas multinacionais que almejavam uma maior participação no mercado.

As crises ocorridas na Ásia em 1997, na Rússia em 1998 e a desvalorização do real, geraram um cenário extremamente desfavorável para o Brasil e para a Petrobras. O mercado financeiro internacional se fechava e as linhas de financiamento tradicionais apresentavam custos proibitivos. Some-se a isto a baixa do preço internacional do petróleo, que em dezembro de 1998 chegou a ser cotado a menos de US\$ 10/barril.

Outro agravante que colaborou muito com a urgência que a empresa tinha em levantar recursos financeiros foi a ameaça de perder vários de seus campos para a ANP, que exigia da Petrobras provas de sua capacidade financeira para implementar os projetos

de desenvolvimento desses campos. Caso contrário, os campos seriam devolvidos para a ANP, que os colocaria em leilão.

“Se ela (PETROBRAS) apresentar o pedido para explorar cinquenta blocos, terá que convencer o órgão regulador de que tem o dinheiro para fazer esta exploração”. Brito observou que a empresa tem que correr contra o tempo, pois o projeto de lei que regulamenta a abertura dá um prazo de apenas quatro meses para que a estatal prove que tem fontes de recursos para financiar os investimentos nas áreas onde está exercendo pesquisa ou exploração. O cronograma dos investimentos terá que ser apresentado juntamente com a solicitação de concessão para permanecer nas áreas onde a empresa já atua. Como o orçamento de investimentos da PETROBRAS está sendo rigidamente controlado pela equipe econômica e pelo Congresso, a saída da empresa para preservar as melhores áreas será buscar parcerias com empresas privadas imediatamente ou reposicionamento no setor. “Se a PETROBRAS tem dez áreas que ela considera boas, e só tem dinheiro para explorar três, terá que optar: ou chama sócios privados para completar o capital das restantes, ou aliena poços onde não veja perspectivas tão boas, ou vende navios...” Brito acredita que algumas destas negociações seguirão o rumo da globalização: a PETROBRAS cede áreas no Brasil e recebe em troca áreas dos parceiros localizadas no exterior.”<sup>10</sup>

Essa urgência levou a empresa a buscar soluções de financiamento que a permitissem, mesmo sofrendo com as amarras impostas pelo Estado, investir nos campos de petróleo que ela havia descoberto após vários anos de pesquisa, sem perdê-los para a ANP.

---

<sup>10</sup> Tribuna da Imprensa, 16/7/96 Entrevista concedida pelo então ministro de Minas e Energia, Raimundo Brito.

Diante das dificuldades enfrentadas, o Project Finance se apresentava como uma alternativa viável. Resumindo, os principais motivadores da utilização do Project Finance pela Petrobras foram:

a) Geração de superávit primário: a Petrobras, mesmo sendo uma empresa com 60% de seu capital social nas mãos de investidores privados, tinha seus investimentos contabilizados como gastos da União. Em função do sistema de metas estabelecido, no acordo com o Fundo Monetário Internacional, as empresas estatais tinham seu orçamento para projetos de investimento limitados pelo governo. Como num Project Finance quem realizava os investimentos era a SPE criada para o projeto, os investimentos feitos pela Petrobras através desta modalidade de financiamento ficavam fora da contabilização do superávit primário.

b) Período disponível para exploração concedido pela ANP: com a quebra do monopólio e a promulgação da lei do petróleo, a ANP definiu um prazo no qual a Petrobras deveria definir os projetos de exploração dos campos concedidos. Em 1997, a ANP deu à empresa o prazo de um ano para que ela definisse em quais áreas investiria. As áreas nas quais a Petrobras não fosse investir seriam colocadas em leilão. O *Project Finance* era então uma solução não só para os limites orçamentários mas também uma forma da Petrobras garantir as concessões obtidas com a ANP.

c) Acesso a outras fontes de financiamento: a estrutura de *Project Finance* permitia que a Petrobras acessasse fontes de financiamentos até então não disponíveis para a empresa, como as agências de crédito à exportação (Export Credit Agencies – ECAs) e o BNDES, que não podiam emprestar diretamente para empresas estatais. Essas fontes estavam disponíveis mesmo com mercados restritos e ofereciam financiamentos competitivos e de longo prazo.

d) Melhoria da qualidade de crédito através de instrumentos de mitigação de riscos:

o *Project Finance* permitia melhorar a qualidade de crédito da empresa através da estruturação de garantias e gerenciamento dos riscos associados à operação. Com essa melhora de crédito, era possível acessar um mercado que no momento estava fechado para o Brasil.

e) Tratamento contábil do projeto fora do balanço da Petrobras (*off-balance sheet*):

uma outra vantagem do *Project Finance* é a possibilidade de separação do projeto do balanço da empresa patrocinadora. Uma estrutura fora do balanço depende do tipo de garantias que a empresa oferece ao projeto. Se a empresa patrocinadora está sujeita a perdas decorrentes da execução de uma garantia, elas devem ser consideradas em seu balanço. Uma estrutura *off-balance* somente é possível quando a empresa patrocinadora deixa de garantir o projeto.

f) Acesso ao mercado internacional durante períodos de crise: as ferramentas disponíveis para mitigação de riscos através de um *Project Finance*, sobretudo em relação ao risco soberano, permitiram o acesso ao mercado financeiro mesmo considerando o cenário desfavorável da época.

### 3 REVISÃO DA LITERATURA

#### 3.1 O QUE É PROJECT FINANCE

Em grande parte da literatura, Project Finance é definido como “financiamento *limited or non-recourse* de um projeto através do estabelecimento de uma sociedade de propósito específico (SPE)” (SORGE E GADANECZ, 2004).

A classificação entre *limited recourse* e *non-recourse* refere-se ao grau de relacionamento da SPE com a empresa patrocinadora. Num financiamento *non-recourse* os financiadores não têm nenhuma garantia da empresa patrocinadora em caso de inadimplência, ficando limitados ao conjunto de garantias estruturadas em torno do projeto. Num financiamento *limited recourse*, os financiadores têm, depois de esgotados os mecanismos previstos na estrutura de financiamento, acesso à empresa patrocinadora.

Uma SPE, como será visto em mais detalhes no item 3.1.1, é uma empresa criada especificamente para viabilizar o financiamento do tipo Project Finance. A SPE é criada para ser a detentora do financiamento e de todos os ativos do projeto.

Nevitt e Fabozzi (2000) apresentam uma definição mais abrangente:

“O financiamento de uma unidade econômica particular na qual os financiadores estão satisfeitos em considerar inicialmente os fluxos de caixa e receitas desta unidade econômica como fonte de recursos para pagamento da dívida e seus ativos como *collateral*”.

Ainda segundo Nevitt e Fabozzi, a palavra “inicialmente” reflete uma realidade vivida pelo mercado. Apesar de alguns autores considerarem que num “verdadeiro” Project Finance não há acesso à empresa patrocinadora, poucos são os projetos nos quais isto acontece. Os financiadores querem ter o conforto de que, considerando o pior cenário, no

qual todos os mecanismos de proteção e garantias não são mais eficazes, haverá uma empresa a qual eles poderão recorrer. Por conta da maior aderência com a realidade de mercado e dos Project Finance desenvolvidos pela Petrobras, esta definição será adotada neste estudo.

Portanto, o PF surge a partir de uma decisão da empresa patrocinadora do projeto que, ao invés de utilizar unicamente o seu balanço e suas receitas para levantar os recursos necessários para o desenvolvimento do projeto, prefere desenvolvê-lo separadamente através de uma unidade econômica independente, que pode ser uma SPE ou mesmo um conjunto de contratos.

### **3.1.1 Sociedade de Propósito Específico**

Uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) é uma empresa criada especificamente para viabilizar o financiamento de um Project Finance. Ela é utilizada para segregar os ativos do projeto da empresa patrocinadora, sendo detentora do financiamento e de todos os ativos desenvolvidos.

A estrutura societária de uma SPE pode ser uma Sociedade Anônima (S.A.) ou uma sociedade limitada (Ltda.), e envolver uma ou mais empresas patrocinadoras. A relação entre os participantes da SPE pode se dar através de uma *Joint Venture*, um consórcio ou uma parceria. A definição da estrutura societária a ser adotada dependerá basicamente do nível de envolvimento da empresa patrocinadora, da existência de mais de uma empresa com interesse na SPE e da forma que se pretende captar os recursos para o projeto.

A SPE, apesar de na maior parte das vezes ser uma “empresa de papel”, é obrigada a atender todos os requisitos legais de uma empresa comum, ou seja, ela deve ter contadores, auditores, administradores, advogados e diretores. Cada papel é desenvolvido por um prestador de serviço, pois, geralmente, a SPE não tem empregados diretos. Praticamente, o único processo realizado dentro da SPE é o da gestão financeira: pagamentos, obtenção de

garantias etc. Após o pagamento a todos os credores, a SPE é adquirida pela empresa patrocinadora do projeto, podendo ser incorporada como uma subsidiária ou extinta.

### **3.2 HISTÓRICO**

A história do Project Finance começa cerca de 700 anos atrás quando a coroa inglesa contratou o banco Frescobaldi de Florença, Itália, para explorar minas de prata localizadas na região de Devon, Inglaterra. O banco assumiria todos os custos de exploração e produção e em troca ficaria com todo o minério produzido por um período de um ano. A coroa britânica não ofereceu nenhum tipo de garantia e não pagou juros. A única fonte de recurso para o banco era o minério produzido durante o primeiro ano. Esse sistema de pagamento de dívida é conhecido hoje como empréstimo para pagamento com produção.

A Companhia das Índias Orientais Holandesas, fundada em 1602, a primeira multinacional a surgir no mundo, além de fazer a primeira emissão de ações na história, também utilizava, entre outras formas de financiamento, o PF para captar recursos para suas expedições. Na construção de um navio, cada investidor ficava responsável por uma parte do investimento e após o final de cada expedição, eles dividiam os lucros obtidos entre si. O retorno do investimento dependia do sucesso da expedição. A mesma lógica foi utilizada pela Companhia das Índias Orientais Britânicas, que também considerava cada expedição como um projeto distinto (GELDERBLOM e JONKER, 2004).

A história moderna do PF começa na década de 70 com grandes projetos ligados ao setor de petróleo. Destacam-se dessa época o projeto Forties Field, da British Petroleum, de exploração de petróleo no Mar do Norte, em 1972, com valor de US\$ 945 milhões, e o projeto Trans Alaska Pipeline Systems, um sistema de dutos para transporte de petróleo e gás natural no Alasca, de custo aproximado de US\$ 7 bilhões estruturado a partir de uma *joint venture* na qual participaram as empresas Standard Oil of Ohio, Atlantic Richfield,

Exxon, British Petroleum, M6bil Oil, Phillips Petroleum, Union Oil e Amerada Hess (FINNERTY, 1999).

Devido ao alto preo do petr6leo, em 1978 foi estabelecido nos Estados Unidos o PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act), que tinha como objetivo promover investimentos em plantas de produo de energia que n6o utilizassem combust6veis fosseis. Como o programa garantia contratos de compra de energia de longo prazo, criou-se uma oportunidade para utilizao do PF. No in6cio da d6cada de 90, com a escassez de recursos do setor p6blico para financiamento de projetos de infra-estrutura em alguns pa6ses, foi incentivada a criao de parcerias entre o setor p6blico e o setor privado, as PPPs (Public-Private Partnerships), que procuravam, al6m de levantar recursos para o projeto, promover o uso mais eficiente dos recursos e uma melhor alocao de riscos (ESTY, 2004).

No Brasil, o Project Finance comea a ser utilizado a partir da d6cada de 90 em funo do processo de privatizao e da necessidade de investimento em projetos de infra-estrutura que, devido 6 escassez de recursos do setor p6blico, foram passados para a iniciativa privada. Destaca-se tamb6m a necessidade do cumprimento de metas de super6vit, impostas ao governo brasileiro, que restringiu os investimentos do governo e das estatais. Nesse contexto, aparecem os projetos de explorao de concess6es rodovi6rias (Nova Dutra, Ponte Rio-Niteroi), os projetos do setor de petr6leo e g6s, dos quais destacam-se os projetos Marlim, Albacora, EVM, PCGC<sup>11</sup>, al6m do pr6prio projeto Barracuda e Caratinga, desenvolvidos pela Petrobras; os projetos de gerao de energia el6trica, que surgiram por conta do apag6o ocorrido em 2001; projetos no setor petroqu6mico (Rio Pol6meros) e, mais recentemente, os fundos de investimentos em direitos credit6rios (FIDC).

---

<sup>11</sup> Projeto de desenvolvimento dos campos de Pargo, Carapeba, Garoupa and Cherne.

### 3.3 CARACTERÍSTICAS DE UM PROJECT FINANCE

Um projeto para ser passível de financiamento através do PF deve possuir o seguinte conjunto de características, de acordo com Wieland et al (1997):

- a empresa patrocinadora deve ser financeiramente saudável de forma que os financiadores tenham confiança de que ela existirá durante a vida útil do projeto;
- os riscos suportados pelos credores devem estar relacionados à capacidade de crédito do projeto e não ao risco de *equity* ou *venture capital*;
- o projeto deve ser financeiramente viável;
- os contratos de suprimento devem estar assinados e com seus custos consistentes com as projeções financeiras;
- deve-se assegurar que o mercado para o produto existe e que a volatilidade dos preços de venda seja consistente com as projeções financeiras;
- as empresas escolhidas para construir os ativos devem apresentar capacidade técnica e financeira para concluí-los no prazo e custo definidos;
- deve haver capacidade financeira e técnica para se lidar com possíveis aumentos de custos e atrasos na construção do projeto;
- o operador deve ter capacidade comprovada para operação do projeto;
- o projeto não deve envolver uma nova tecnologia cuja aplicabilidade ainda não tenha sido comprovada;
- a utilização de capital próprio deve estar adequada ao tipo de projeto;
- deve haver cobertura de seguro durante as fases de construção e de operação; e

- todas as licenças governamentais necessárias devem ter sido obtidas.

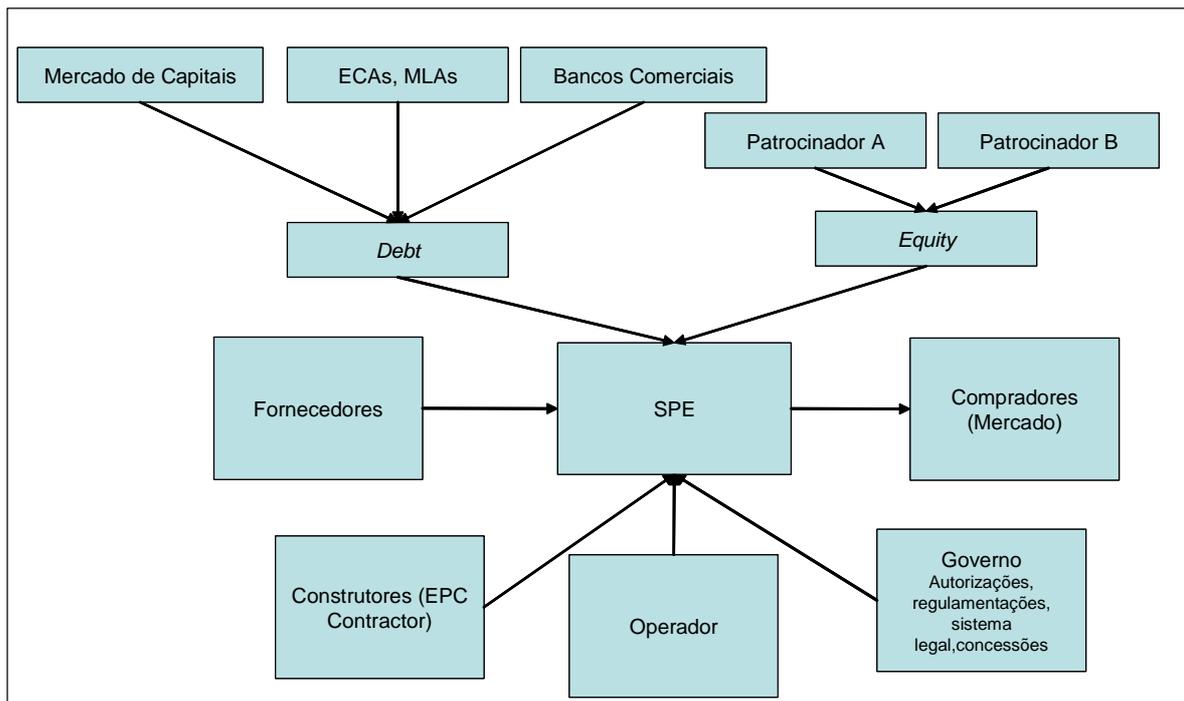
Os itens apresentados referem-se à capacidade do projeto gerar caixa por um longo período, dentro de um certo grau de previsibilidade aceitável. Para que isso seja possível, procura-se garantir que as partes envolvidas tenham capacidade de desempenharem seus papéis até o final do pagamento das obrigações assumidas.

### **3.4 DESCRIÇÃO DA ESTRUTURA BÁSICA**

Existem diversas variáveis que influenciam a definição da estrutura de um PF. Como exemplos mais importantes, destacam-se as características do negócio, a tecnologia envolvida no projeto, o número de participantes, a localidade onde o projeto está se desenvolvendo, as leis aplicáveis em cada contrato, a legislação tributária aplicável aos diversos níveis da administração pública e o envolvimento de entidades governamentais.

Portanto, em função do grande número de variáveis envolvidas, é impossível definir um modelo de estrutura de PF que possa ser aplicado em qualquer projeto. Para reforçar esta afirmação, vale citar os projetos de petróleo e gás desenvolvidos pela Petrobras utilizando PF. Apesar de todos terem como patrocinador a mesma empresa, as mesmas características e referirem-se ao mesmo negócio, numa amostra de 12 projetos, não existe um único projeto que seja igual ao outro.

No entanto, pode-se apresentar uma estrutura básica com o objetivo de ilustrar como as diversas partes interagem entre si, conforme Figura 5, a seguir:



(NEVITT E FABOZZI, 2000)

FIGURA 5: ESTRUTURA BÁSICA DE UM PF

A relação entre cada um dos participantes é bem definida através dos contratos que compõem a estrutura. Seus gestores e os agentes contratados para operá-las têm pouca liberdade de atuação e de decisão em virtude dos limites impostos contratualmente. Qualquer decisão que deva ser tomada em função de algum acontecimento não previsto no decorrer do projeto deve ser negociada com os representantes das partes envolvidas.

A duração da estrutura é geralmente limitada ao prazo de pagamento da última fonte de financiamento, quando a estrutura de garantias montada deixa de ser necessária.

### 3.5 PRINCIPAIS PARTICIPANTES

Um Project Finance, em função de suas características, envolve um grande número de participantes que se relacionam de acordo com o papel estabelecido para cada um na estrutura. A relação entre eles é refletida no conjunto de contratos nos quais são definidas as obrigações e deveres de cada parte. A seguir será apresentada uma breve descrição dos participantes comumente encontrados numa estrutura de PF.

**a) *Patrocinador (Sponsor)***

O patrocinador é o participante com maior interesse na realização do projeto que, na maior parte das vezes, pertence à sua carteira de investimentos. Ele possui capacidade técnica e experiência na área de negócio relacionada ao projeto e procura remuneração acima de seu custo de oportunidade.

O patrocinador pode entrar com uma parcela dos recursos necessários ou até mesmo não aportar recurso algum. Para os demais participantes da estrutura, a função primordial do patrocinador é garantir a viabilização e o sucesso do projeto através de seu comprometimento, que é expresso através dos riscos assumidos contratualmente.

**b) *Financiadores***

Os financiadores de um PF são instituições financeiras que irão disponibilizar a parcela dos recursos necessários para a implementação do projeto. Seu objetivo principal é garantir que os recursos aportados por eles no projeto sejam pagos, através de principal e juros, com a menor exposição ao risco possível. Portanto, uma vez que um financiador decide participar na estruturação de um Project Finance, ele vai procurar criar uma estrutura contratual que minimize sua exposição ao risco.

**c) *Construtores (EPC<sup>12</sup> Contractor)***

Os construtores são os responsáveis pela construção dos ativos do projeto. A escolha de um construtor capaz de realizar a obra dentro do orçamento e no prazo determinado é fundamental num PF. Como as receitas do projeto dependem unicamente do ativo que está sendo constituído, um atraso ou um aumento de custo do projeto poderá resultar não só numa redução de seu VPL, como também na execução de alguma garantia no caso do vencimento de uma obrigação neste período.

***d) Borrower (Tomador do Financiamento)***

O Borrower é a Sociedade de Propósito Específico criada para ser proprietária dos ativos e beneficiária do financiamento. Ele funciona como veículo para realização dos acordos negociados entre as partes e para viabilização do pacote de garantias oferecidos aos financiadores.

***e) Seguradores***

Como a base de um Project Finance é a alocação de riscos, as entidades seguradoras desempenham um importante papel na estruturação financeira de um projeto. Os seguros podem cobrir desde os ativos do projeto, como é usual, até interferências dos países hospedeiros do projeto, o chamado seguro de risco político (PRI – *Political Risk Insurance*), entre outras coberturas disponíveis.

***f) Agentes e Consultores Independentes***

Os agentes são empresas especializadas contratadas para exercer uma função específica de interesse de algum grupo participante do projeto. Por exemplo, um agente de seguro fica responsável por avaliar para as partes interessadas se o seguro contratado garante a cobertura apropriada.

Outros tipos de agentes comuns numa estrutura de PF são: o *Intercreditor Agent*, que representa o conjunto de financiadores na estrutura e serve de elo nos processos de negociação e fornecimento de informações; o *Collateral Agent*, contratado para cuidar das garantias oferecidas aos financiadores; e os engenheiros independentes, contratados para avaliar o projeto de engenharia em nome dos financiadores, principalmente em relação ao andamento da construção e o acompanhamento do orçamento.

---

<sup>12</sup> *Engineering, Procurement and Construction*

O número de agentes e consultores dependerá das características de cada projeto e do pacote de garantias oferecido. Quanto maior for a insegurança por parte dos financiadores em relação ao projeto, maior será o número de agentes envolvidos.

***g) Consultores Financeiros***

Para se ter acesso às fontes de financiamentos disponíveis para um PF pode ser necessária a contratação de consultores financeiros, instituições com experiência e capacidade técnica em estruturas financeiras e familiarizadas com as opções de captações disponíveis para o projeto.

***h) Arrangers***

Uma vez negociada a estrutura do financiamento e seus contratos, o Lead Arranger fica responsável pela divulgação do projeto para as instituições financeiras interessadas em financiá-lo. As instituições selecionadas formarão um sindicato no qual cada participante fornecerá uma parte do financiamento.

***i) Consultores Jurídicos***

Em função da complexidade da estrutura contratual e do número de participantes envolvidos, faz-se necessária a contratação de consultores jurídicos com experiência nas diversas áreas envolvidas num PF.

Esses consultores irão auxiliar na estruturação do projeto e no processo de negociação, assessorando cada uma das partes envolvidas. Uma vez negociadas as condições, eles irão refletir nos contratos os compromissos assumidos por cada parte e a forma como elas irão se relacionar ao longo da vida do projeto.

## *j) Governo*

Completando a lista, temos o governo do país hospedeiro do projeto, representado por seus órgãos reguladores nas diversas instâncias, que concederão as autorizações necessárias para a implementação do projeto e seu funcionamento. Uma das maiores preocupações dos financiadores é a interferência do governo no cumprimento das obrigações contratuais assumidas, sobretudo na capacidade do projeto realizar os seus pagamentos.

### **3.6 PROJECT FINANCE VERSUS FINANCIAMENTO CORPORATIVO**

Após a realização da análise econômica do projeto a empresa deve definir de onde virão os recursos necessários para realização dos investimentos. Basicamente, ela tem três formas de financiar o projeto:

- utilizando caixa próprio disponível, gerado através da retenção de lucro de operações de períodos anteriores;
- aumentando seu capital, através da emissão de novas ações no mercado; ou
- contratando novas dívidas junto a instituições financeiras.

Caso decida financiar o projeto através da contratação de dívida, a empresa ainda possuirá uma série de opções disponíveis para captar os recursos: emitindo títulos, contraindo empréstimos bancários, utilizando recursos de agências de desenvolvimento, entre outras fontes.

Os empréstimos contraídos e os investimentos realizados no projeto serão lançados no balanço da empresa, somando-se às demais obrigações, o que afetará a sua capacidade de crédito. Os novos credores irão concorrer com os antigos no caso de ocorrência de um

*default* e falência da empresa. No caso de um fracasso do projeto, a empresa usará os recursos que ela tem disponível para arcar com as obrigações assumidas no mesmo.

Se a decisão for financiar o projeto através de uma estrutura de PF, tanto as obrigações assumidas no financiamento como os ativos do projeto ficarão no balanço da empresa criada. Numa situação de fracasso do projeto, o balanço da empresa patrocinadora ficaria preservado e os financiadores teriam somente os ativos da SPE para recuperar suas dívidas.

Pode-se então concluir que uma das diferenças entre o PF e o financiamento corporativo é a forma de acesso dos financiadores à empresa no caso de eventos de *default*. No financiamento corporativo, num caso de falência, os financiadores têm toda a empresa, seus estoques, prédios, caixa, etc., para tentar recuperar a dívida; já num PF, os financiadores têm a disposição somente os ativos e as garantias constituídas na estruturação do projeto; e nos casos de Project Finances *limited recourse e full recourse*, acesso às garantias oferecidas pela empresa patrocinadora.

Outra diferença a se destacar é que num financiamento corporativo os recursos captados pela empresa entram em seu caixa e ficam a disposição dos gestores, que podem aplicá-los da forma que julgarem mais conveniente. Assim, pode ser que os recursos captados para um projeto nem sejam utilizados nele, sendo desviados para outros fins que, em alguns casos, nem irão agregar valor à empresa.

Kleimeier e Megginson (1999) realizaram um dos primeiros estudos empíricos sobre Project Finance, analisando uma base de dados composta de 90.784 empréstimos sindicalizados (totalizando US\$ 13,2 trilhões), dos quais 4.956 empréstimos (US\$ 634 bilhões) eram PF. O período de análise foi de janeiro de 1980 a março de 1999. Utilizando essa amostra para comparar o PF com as demais modalidades de empréstimos corporativos, os autores chegaram aos seguintes resultados:

- o PF é mais utilizado em empresas com mais ativos tangíveis concentrando-se em 5 tipos de indústrias: mineração, petróleo e gás, comunicações, eletricidade e energia, e transportes;
- nos PFs são mais utilizadas garantias de terceiros;
- o *maturity* médio encontrado nos PF foi de 8,6 anos enquanto que nos demais financiamentos foi de 4,8 anos;
- apesar de os EUA responderem por 61% de todos os empréstimos sindicalizados, somente 14,7% destes são PF, enquanto o sudeste asiático contabiliza 30,3% de todos os PF no período;
- o *spread* sobre a Libor dos PF foi menor dos que o dos financiamentos corporativos.

Das conclusões acima, a que mais surpreendeu os autores foi o menor *spread* encontrado para os PF. Era de se esperar justamente o contrário, já que os financiamentos corporativos têm a disposição todas as receitas e ativos da empresas para garantir seus empréstimos, enquanto que a garantia de um PF se restringe basicamente ao projeto. Uma das justificativas para o resultado é a capacidade do PF reduzir os custos de agência e a assimetria de informações.

“Apesar de o Project Finance ser um financiamento sem garantias corporativas, os empréstimos com taxas flutuantes num PF são menores do que os demais financiamentos. Este surpreendente resultado claramente indica que PF é um método muito efetivo de prover monitoramento para os grandes projetos e fluxos de caixas relativamente transparentes.” (KLEIMEIER E MEGGINSON, 1999).

Para um melhor entendimento desses benefícios em torno do PF, será apresentada uma breve descrição dos problemas de agência e de assimetria de informações encontrados nas relações entre os credores, acionistas e gestores.

### **3.6.1 Os Problemas de Agência e Assimetria de Informações**

Os problemas de agência aparecem nas empresas nas relações entre acionistas e gestores, e acionistas e credores. Jensen e Meckling (1976) definiram essas relações como:

“...um contrato através do qual uma ou mais pessoas (Principal) encarregam outra pessoa (Agente) de efetuar algum serviço em seu nome, o que envolve uma certa delegação de poder.”

Jensen e Meckling (1976) afirmaram ainda que:

“Se ambas as partes na relação são maximizadores de suas funções de utilidade individuais, há uma boa razão para acreditar que o Agente não irá sempre agir de acordo com os melhores interesses do Principal.”

Na relação entre acionistas e credores os problemas acontecem quando os acionistas (agentes dos credores na aplicação de seus recursos), tentando obter vantagens, não aplicam os recursos provenientes dos empréstimos em projetos capazes de gerar lucro para empresa. Jensen (1976) listou os seguintes problemas que podem surgir desta relação:

- Subinvestimento.
- Incentivos à substituição de ativos.
- Diluição de valor via emissão de novas dívidas.
- Pagamento de dividendos

Subinvestimento: Myers (1977) argumentou que os acionistas podem deixar de investir em alguns projetos de VPLs positivos, caso as condições para obtenção de

crédito beneficiem os credores. Essa atitude seria justificada pela transferência de parte da capacidade de geração de valor do projeto para os credores, que receberiam uma remuneração pré-determinada, independente do resultado do projeto, enquanto que o acionista suportaria o risco e receberia o valor residual após o pagamento da dívida.

Incentivos à substituição de ativos: ao conceder um financiamento a uma empresa, os credores avaliam o nível de risco de *default* que eles estão correndo e cobram juros de acordo com esse risco. O problema ocorre quando os acionistas, após obterem os financiamentos, decidem investir em projetos de maior risco e com maior potencial de retorno. Como o retorno dos credores é fixo, pois é definido por contrato, os acionistas podem investir em projetos com maior potencial de retorno, mesmo que possuam maior risco associado. Caso os projetos obtenham sucesso, o acionista absorverá os resultados. Caso o projeto fracasse, os acionistas irão dividir com os credores as perdas (a perda do credor se dá devido à redução do valor de sua dívida). Num caso extremo, os acionistas poderiam optar pela falência, deixando a liquidação da empresa para os credores.

Diluição de valor via emissão de novas dívidas: isto ocorre quando a empresa contrai novas dívidas e emite novas garantias. Desta forma, ela está aumentando o risco de *default* para seus antigos credores. O aumento desse risco reduz o valor da dívida antiga, o que acaba se revertendo em favor dos acionistas.

Pagamento de dividendos: quando os acionistas distribuem recursos na forma de dividendos, eles estão expondo os credores a um maior risco de *default*, já que há redução da liquidez da empresa. Assim, os acionistas poderiam levantar recursos junto a instituições financeiras, que avaliariam seus riscos levando em conta a estrutura de capital existente, juntamente com outros indicadores, para realizar seus projetos e, posteriormente,

distribuir grandes somas de dividendos, alterando a estrutura de capital da empresa e expondo os credores a maiores riscos de *default*.

Como num PF os recursos captados são aplicados diretamente no projeto, o problema de subinvestimento deixa de existir. O problema de substituição de ativos também desaparece num PF, uma vez que o projeto é bem definido desde o início e os riscos nele envolvidos são avaliados e conhecidos pelos credores antes de os contratos de empréstimo serem assinados. O problema de emissão de novas dívidas pode ser resolvido contratualmente através da inclusão de cláusulas proibindo a emissão de dívidas, além daquelas já previstas, ou subordinando as novas ao pagamento das dívidas antigas. O problema de distribuição de dividendos também pode ser eliminado através da inclusão de cláusulas que proíbam ou disciplinem sua distribuição.

Além dos problemas de agência citados acima, referentes à relação entre credor e os acionistas, outro problema de agência apontado por Jensen (1986), que pode ser mitigado através do uso do PF, é o excesso de caixa nas mãos dos gestores. Excesso de caixa numa firma pode ser entendido como a diferença entre o capital que a empresa possui em caixa e a soma de todos os investimentos necessários para implantar projetos com VPLs positivos. Jensen (1986) constatou que gestores tendem a fazer com que a firma cresça além de seu tamanho ótimo, investindo em projetos com VPLs negativos.

A assimetria de informações, modelada por Akerlof (1970), ocorre quando uma das partes em uma transação possui mais informações do que a outra, o que as coloca numa situação desigual na negociação. Num financiamento, quanto maiores as incertezas em relação ao projeto maior será a taxa de juros cobrada pelo financiador. Num PF, os credores têm acesso a mais informações sobre como serão aplicados os seus recursos, o que faz com que a taxa de juros cobrada seja menor.

Portanto, como num PF os objetivos, os riscos e o papel de cada participante são bem definidos em contrato, há pouco espaço para os gestores (agentes) tomarem decisões que afetem negativamente os financiadores ou os acionistas. Desta forma, pode-se esperar que a assimetria de informações e os problemas de agência, em comparação com os empréstimos corporativos, sejam menores num PF.

### **3.6.2 Estrutura a termo**

Sorge e Gadanez (2004) analisaram as diferenças entre os *spreads* de Project Finances em relação aos dos financiamentos corporativos, considerando uma amostra de *bonds* e empréstimos internacionais entre 1993 e 2001. Os autores testaram, utilizando o método de regressões múltiplas, a relação entre *spread* e *maturity* para as duas modalidades de financiamento.

Os resultados encontrados demonstram que enquanto nos financiamentos corporativos é possível encontrar uma relação linear crescente entre essas duas variáveis, nos Project Finance essa relação é não linear e crescente nos primeiros anos e decrescente nos anos posteriores.

Os motivos apontados pelos autores para justificar tal diferença são as próprias características do Project Finance e dos riscos envolvidos nas diversas fases do projeto, maiores durante a fase de construção e decrescente à medida que o projeto se desenvolve e as dívidas vão sendo pagas.

### **3.6.3 Alavancagem**

Como visto anteriormente, os PF apresentam como característica um fluxo de caixa previsível e transparente, o que cria condições para que a alavancagem do projeto seja bem mais alta do que as empresas em geral. Esty (2003) destaca que a alavancagem média de um PF é de 70%, podendo em alguns casos chegar a mais de 90%.

A maior alavancagem proporcionada pelo Project Finance significa um aumento do risco de falência do projeto, uma vez que é bem maior a probabilidade de um evento de *default*, caso algo saia errado. Portanto, os financiadores, que forneceram a maior parte dos recursos, para assegurarem que o projeto está caminhando conforme o previsto, exercem maior controle sobre ele, o que reduz o espaço de atuação dos gestores de forma fraudulenta ou ineficiente.

Essa característica do Project Finance demonstra que, ao contrário da proposição de irrelevância da estrutura de capital de Modigliani e Miller (1958), as decisões econômicas e financeiras não são independentes. As grandes alavancagens observadas são resultado da flexibilidade obtida através do PF, que permite lidar melhor com as imperfeições de mercado.

### **3.7 O PROJECT FINANCE COMO FERRAMENTA DE GESTÃO DE RISCOS**

Como descrito anteriormente, a viabilização de um PF só é possível após a realização de um trabalho de identificação dos riscos envolvidos no projeto. Uma vez identificados, deve-se procurar alocá-los aos participantes de forma que cada um assuma o risco que está mais capacitado a suportar.

Tinsley (2000) define risco como qualquer fator que seja capaz de alterar o fluxo de caixa esperado previsto no modelo financeiro do projeto, negativamente ou positivamente.

A importância do gerenciamento de riscos deve-se ao fato de todas as obrigações assumidas no projeto dependerem somente de uma única fonte de receita, ou seja, o fluxo de caixa do próprio projeto que está sendo financiado. Portanto, o gerenciamento de riscos é a condição necessária para a financiabilidade do projeto através de um PF.

Duarte (2003), classifica os riscos corporativos em 4 categorias: risco de mercado, risco de crédito, risco operacional e risco legal. Na estruturação de um PF, os riscos de

mercado, risco legal e risco operacional acabam, sob o ponto de vista dos financiadores, se confundindo com o risco de crédito, uma vez que ao final todos os riscos se referem à capacidade do projeto de servir à dívida.

A classificação dos riscos envolvidos num PF, conforme proposto pelos principais autores da área, apresentam pequenas variações. Tinsley (2000) considera um total de 16 riscos. Finnerty (1999) separa os riscos em 9 categorias e Nevitt e Fabozzi (2000) em 18. A Figura 11 apresenta as categorias de riscos propostas por cada um desses autores.

Finnerty (1999)	Tinsley (2000)	Nevitt e Fabozzi (2000)
Suprimento	Suprimento	Preço de materia prima e energia
Força Maior	Força Maior	Força Maior
Político	Político	Político País Soberano Aprovações Governamentais
Conclusão	Conclusão	Conclusão
Cambial	Cambial	Cambial
Financeiro	Taxa de Juros	Taxa de Juros
Tecnológico	Engenharia	Performance
Econômico	Mercado	Mercado
	Operação – Gerencial	Operação
	Operação – Técnico	
Operação – Custo		
Ambiental	Ambiental	Ambiental
	Legal	Aplicação dos Contratos de Suprimento Aplicação dos Contratos de Venda
		Refinanciamento
		Estimação
	Infra-estrutura	
	Participantes	
	Sindicalização	

FIGURA 11: COMPARAÇÃO DAS CLASSIFICAÇÕES DE RISCO POR AUTOR

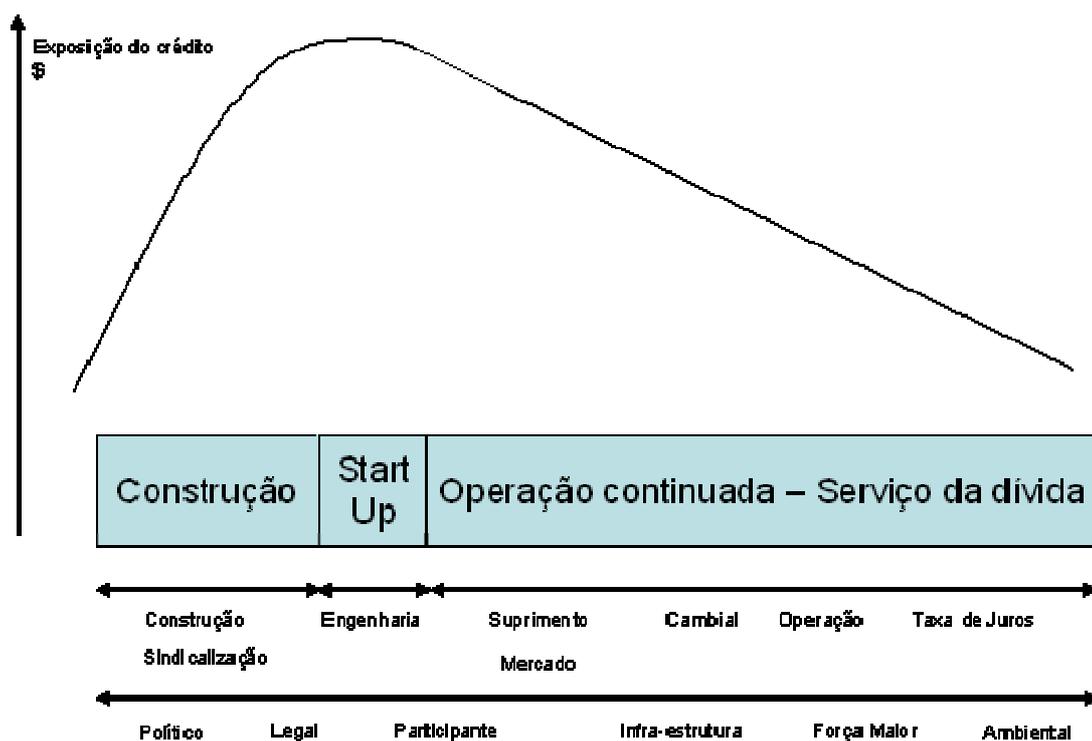
Analisando a classificação proposta por cada um dos autores, pode-se observar a existência de um conjunto comum de riscos, sendo que Nevitt e Fabozzi e Tinsley apresentam classificações mais semelhantes, pois eles consideram maior detalhamento dos

riscos envolvidos. As principais diferenças entre esses dois autores são referentes ao agrupamento ou não de determinados riscos. Tinsley, por exemplo, separa o risco de operação em três categorias, enquanto Nevitt e Fabozzi separam o risco político em quatro: país, soberano, político e de não obtenção das aprovações governamentais.

Além das diferenças quanto ao agrupamento dos riscos, há diferenças na consideração de alguns riscos por parte de cada um dos autores. Os riscos de infraestrutura, sindicalização e dos participantes estão presentes somente na classificação proposta por Tinsley. Já os riscos de estimação, referente às projeções aplicadas na análise econômica, e o risco de refinanciamento, estão presentes apenas na classificação proposta por Nevitt e Fabozzi.

Neste estudo, por conta do maior detalhamento e dos conceitos utilizados nas definições de risco político e de risco legal, será adotada a classificação proposta por Tinsley que considera 16 riscos, sendo que os riscos de operação serão agrupados numa única categoria, totalizando 14 riscos.

A existência ou não de determinado risco depende da fase que o PF se encontra, conforme pode ser observado na Figura 12. Pode-se observar que alguns riscos estão presentes durante todo o projeto. A probabilidade de fracasso refere-se à possibilidade da estrutura do financiamento ser desmontada em consequência da ocorrência de um evento de inadimplemento (*default*) e não do projeto em si, que pode ser completado pelo patrocinador utilizando outras formas de financiamento (capital próprio ou financiamento corporativo). Pode ser observado também que os riscos são maiores durante a fase de construção (quando o capital está sendo investido no projeto) e menores após o início de produção do projeto, decrescendo à medida que a dívida contraída é paga.



Adaptado de Nevitt e Fabozzi (2000)

FIGURA 12: EXPOSIÇÃO DE CRÉDITO AO LONGO DAS FASES DO PROJETO

O critério mais utilizado para avaliação de um projeto é o Valor Presente Líquido (VPL), que permite estimar sua capacidade de gerar valor para empresa dado um nível de risco característico do negócio, expresso através da taxa de desconto utilizada.

Num PF, os financiadores estão preocupados com a capacidade do projeto servir a dívida contraída. Para isso, na análise do projeto é utilizada uma medida denominada *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR). Tinsley (2000) destaca que, em pesquisa realizada por ele, foram encontradas cerca de 20 formas de calcular o DSCR. De forma geral, o que se busca medir é a capacidade do projeto gerar caixa para fazer frente à dívida contraída.

### 3.8 CRITÉRIO DE ANÁLISE DE RISCO DA STANDARD & POORS (S&P)

A metodologia de análise de riscos de um Project Finance, aplicada pela agência de classificação de risco Standard & Poors, considera um conjunto de riscos em nível de projeto e um outro de riscos externos ao projeto, associados a eventos que estão fora do

controle dos participantes. A Figura 13 apresenta uma pirâmide que representa as categorias de risco conforme proposta pela S&P.

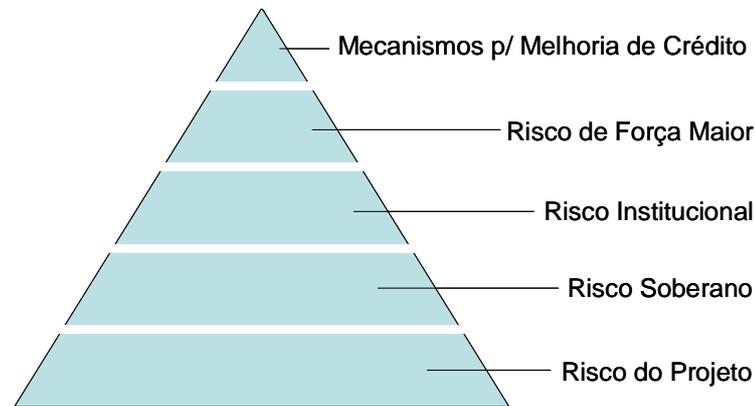


FIGURA 13: PIRÂMIDE DE RISCO DA S&P

Em relação aos riscos em nível de projeto, destacam-se 6 etapas importantes no processo de sua identificação e análise:

- avaliar os contratos operacionais e financeiros que, juntamente com os ativos do projeto, servem de base para o empreendimento;
- avaliar a tecnologia, construção e operação do projeto;
- analisar a posição competitiva do projeto em relação ao mercado que ele irá atuar;
- levantar os riscos presentes nas relações entre fornecedores e compradores;
- avaliar a estrutura legal do projeto;

- avaliar o fluxo de caixa e os riscos financeiros que podem impactar os resultados esperados.

O risco soberano, incluído dentro de risco político, segundo classificação de riscos de Tinsley (2000), refere-se à capacidade de conseguir moeda forte para que se possa efetuar o pagamento da dívida no exterior. O risco institucional diz respeito à eficácia dos contratos e dos instrumentos previstos frente à legislação e as instituições locais. O risco de Força Maior possui o mesmo conceito utilizado por Tinsley (2000), conforme será descrito no capítulo 5.

O último nível da pirâmide, mecanismos para melhoria de crédito, considera a existência ou não de mecanismos e garantias capazes de melhorar o risco de crédito do projeto, como existência de contas reservas, seguro político, entre outros.

## **4 O PROJETO BARRACUDA E CARATINGA**

### **4.1 DESCRIÇÃO DO PROJETO**

O projeto Barracuda e Caratinga é um projeto de exploração e produção de dois campos de petróleo. O campo de Barracuda foi descoberto em 1989 e o de Caratinga em 1994. Localizados na Bacia de Campos, a cerca de 160 km de Macaé, os dois campos somados possuem uma área de 494 km<sup>2</sup>, equivalente a aproximadamente uma vez e meia a área da Baía da Guanabara (veja Anexo 2 com representação dos campos). Estimativas da Petrobras apontam que as duas reservas somadas sejam de 1,1 bilhões de barris de petróleo (770 milhões em Barracuda e 330 milhões em Caratinga) e 12 bilhões de metros cúbicos de gás.

A qualidade do petróleo produzido é de 25° API (classificação da American Petroleum Institute) em Barracuda e 23° API em Caratinga. Segundo essa classificação, quanto maior o grau, mais leve é o petróleo e maior o seu valor de mercado. Petróleos com grau API maior que 30 são considerados leves, enquanto que petróleo com grau entre 22 e 30 graus API são considerados médios, abaixo de 22 graus API, pesados, e aqueles com grau API igual ou inferior a 10, extrapesados. A classificação API é inversamente proporcional à densidade do petróleo. As referências de mercado para comercialização são os petróleos do tipo Brent e WTI.

O petróleo do tipo Brent (Brent era o nome de uma antiga plataforma de petróleo Brent da Shell no Mar do Norte) tem como referência o petróleo produzido no Mar do Norte e é negociado na bolsa de Londres. As características do Brent são API de 39,4° e teor de enxofre de 0,34%. O petróleo do tipo WTI (West Texas Intermediate) é negociado no mercado americano, em Nova Iorque, e possui como características API entre 38° e 40°

e teor de enxofre de 0,3%. Portanto, em relação a estes dois indicadores de mercado, o petróleo produzido nos campos de Barracuda e Caratinga sofre um deságio.

O projeto de exploração dos campos foi desenvolvido em dois estágios. O primeiro, um estágio piloto, foi realizado de 1997 a 2001 e teve como objetivos adiantar a produção, coletar de informações sobre o potencial de produção, avaliar as características dos fluídos e coletar dados referentes aos reservatórios. Durante esse estágio foi utilizada uma plataforma flutuante do tipo FPSO (*Floating Production Storage Offloading*), chamada de P-34, que operou numa lâmina d'água de 835 metros, conectando ao todo 11 poços dos dois campos. Sua capacidade de produção era de 45 mil bpd.

O segundo estágio refere-se ao sistema definitivo de produção composto de duas plataformas também do tipo FPSO, uma para cada campo (a P-43 para Barracuda e P-48 para Caratinga), com capacidade de produção de 150 mil barris diários cada.

A escolha de um sistema FPSO para os dois campos se deu, basicamente, por duas razões. A primeira em função do custo, pois a conversão de um navio demonstrava ser a solução mais econômica para as características exigidas para a plataforma. A segunda foi baseada na necessidade de estocagem. Como os campos estão afastados da costa, para evitar a necessidade de construção de dutos submarinos até o continente, optou-se por fazer o descarregamento do petróleo produzido utilizando “*Shuttle Tankers*”, navios responsáveis pelo transporte do petróleo da plataforma até um sistema de dutos e terminais em terra. Desta forma, o petróleo produzido seria armazenado nos tanques do FPSO e depois descarregados para esses navios. O Anexo 3 apresenta uma representação dos sistemas de produção dos campo de Barracuda e Caratinga.

Os FPSOs foram construídos a partir de dois cascos de navios do tipo VLCC (*Very Large Crude Carriers*), petroleiros que possuem entre 200 e 299 mil toneladas (entre os petroleiros, esta categoria é a segunda maior, só perdendo para os ULCC - *Ultra Large*

*Crude Carriers*). Originalmente, os navios se chamavam Stena Concórdia e Stena Continent e, na data de suas conversões, possuíam cerca de 30 anos de idade. O comprimento de cada navio era de 337 metros e, após a conversão, a capacidade de armazenamento ficou em 256 mil m<sup>3</sup>.

Após a conversão do casco foram incorporados 13 módulos em cada unidade (2 módulos de separação, 2 moto-compressores, 1 para tratamento de gás, 2 de geração, 2 elétricos, tubulações e alojamentos). Além da capacidade de produção de óleo de 150 mil barris, cada unidade pode produzir 6 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia. Com a capacidade total, o sistema chega a pesar 318 mil toneladas. O Anexo 4 mostra o FPSO e seus principais sistemas.

Além das plataformas de produção, fazem parte do escopo do projeto todos os equipamentos submarinos e os ativos de completação dos 54 poços de produção e injeção. Esses equipamentos incluem aqueles necessários para ancoragem da plataforma e os equipamentos de interligação dos poços à unidade de produção. Ao todo foram instalados cerca de 415 km de linhas flexíveis.

Dos 54 poços, 32 eram de produção (20 em Barracuda e 12 em Caratinga) e 22 de injeção de água (14 em Barracuda e 8 em Caratinga). Os poços estão localizados a profundidades variando de 600 a 1.100 metros no campo de Barracuda e entre 850 e 1.350 metros no campo de Caratinga (o Anexo 5 ilustra as dimensões do projeto). Em 2005, as reservas provadas eram de 1.054 milhões de boe de acordo com o critério SPE<sup>13</sup> e as reservas totais 1.140 milhões de boe.

Para desenvolvimento do projeto foram necessários investimentos não só nas duas plataformas mas também nos equipamentos submarinos e na perfuração e completação de poços. O investimento total estimado para desenvolvimento dos dois campos era de cerca

de US\$ 3,2 bilhões. O projeto, devido aos pesados investimentos e da baixa do preço do petróleo quando de sua concepção, apresentava uma taxa de retorno um pouco superior à taxa mínima de atratividade praticada pela Petrobras na época. No entanto, pelo tamanho das suas reservas e potencial de produção, estes campos eram estratégicos para a Petrobras.

## 4.2 AS ALTERNATIVAS PARA FINANCIAMENTO

As opções tradicionais disponíveis para a empresa financiar o projeto eram:

- Caixa próprio.
- Captação corporativa.
- Emissão de novas ações.

Conforme observado anteriormente, a Petrobras sofria com sérios problemas de caixa. Para ilustrar a situação financeira na época, vale a pena analisar alguns dados que demonstram a situação que a empresa enfrentava. Em 1998, o índice de liquidez seca (ativo circulante menos estoque sobre o passivo circulante) era 0,23, (em dezembro de 2004, o índice estava em 0,50 e a média do setor era de 1,3). O total de caixa (conta disponibilidade) em dezembro de 1998 era de US\$ 813 milhões. No primeiro trimestre de 1999, o total de disponibilidades caiu para US\$ 167 milhões. Para comparar, em dezembro de 2004, nesta mesma conta, a empresa apresentava um caixa de US\$ 6,85 bilhões. A Figura 6 apresenta alguns indicadores de como estava a situação da empresa na época e a evolução dos mesmos até dezembro de 2005<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> Critério definido pela *Society of Petroleum Engineers*.

<sup>14</sup> Fonte: Petrobras

	Lucro/Prejuízo* (US\$ Milhão)	Disponibilidades* em Dez (US\$ Milhão)	Índice de liquidez seca*	Rating* em Dez <sup>15</sup>	Valor de Mercado** em Dez (US\$ Milhões)
1998	1.150	813	0,40	B2	18.438
1999	982	3.016	0,56	B2	33.159
2000	5.087	5.828	0,88	B1	29.545
2001	4.254	7.351	1,22	Ba1	25.178
2002	2.292	3.362	0,90	Ba2	20.548
2003	6.161	8.639	1,12	Ba1	37.223
2004	6.364	7.532	1,05	Ba1	50.073
2005	10.139	10.008	1,10	Baa2	85.367

(Fonte: \*Petrobras e \*\*Bloomberg).

#### FIGURA 6: EVOLUÇÃO DE ALGUNS INDICADORES FINANCEIROS

Em 1998, o orçamento do projeto de US\$ 3,2 bilhões representava cerca de 20% de todo o ativo permanente da empresa (aproximadamente US\$ 16 bilhões). Considerando a média de 1999, este número fica mais representativo, cerca de 25% do ativo permanente (US\$ 13 bilhões). Estes números demonstram o porte do investimento necessário para o projeto, levando-se em conta a situação da Petrobras na época.

Portanto, a alternativa de financiamento utilizando caixa próprio foi descartada por causa das dificuldades pelas quais a empresa passava. A contratação de novas dívidas corporativas era restrita devido aos efeitos causados no orçamento do governo e no superávit primário e por conta do cenário que era extremamente desfavorável para o Brasil. A última alternativa, emissão de novas ações, além do efeito que poderia trazer para empresa, que já sofria com a desvalorização de suas ações no mercado, precisava de autorização do governo.

<sup>15</sup> Anexo 7 apresenta a evolução do rating da Petrobras e uma descrição da classificação da Moody's

O financiamento através de um Project Finance demonstrava ser a solução viável. Dessa forma, decidiu-se iniciar um processo de seleção de uma instituição financeira (*Financial Arranger*) capaz de estruturar um Project Finance para o desenvolvimento do projeto e de acessar as possíveis fontes de financiamento.

#### **4.3 A ESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA**

O processo de seleção do *Financial Arranger* foi realizado no início de 1997 e contou com a participação de 40 bancos comerciais. Ao final, 8 consórcios permaneceram na disputa. A proposta original era estruturar um financiamento *off-balance sheet* e *non-recourse*, o que seria extremamente complexo.

O consórcio vencedor era liderado pela japonesa Itochu e contava com a participação da Mitsubishi, Deutsche Bank, Industrial Bank of Japan e BNP Paribas. A estrutura oferecida por este consórcio contemplava a participação do Export-Import Bank of Japan, posteriormente transformado no JBIC.

O processo de negociação do financiamento com o consórcio arrastou-se por cerca de dois anos. Como forma de resolver seu problema imediato de caixa na época, a empresa, que tinha grande dificuldade de obter empréstimo de curto prazo no período, exigiu do consórcio um empréstimo ponte (empréstimo de curto prazo) de US\$ 300 milhões. Em função dessa exigência, alguns bancos que participavam do consórcio se retiraram e foram posteriormente substituídos por outros. Em fevereiro de 1999, o consórcio vencedor aceitou disponibilizar o empréstimo solicitado, o que proporcionou uma melhora da situação financeira da empresa.

O volume de recursos demandado pelo projeto exigia uma combinação de fontes. As alternativas que os *arrangers* tinham para captação eram as seguintes:

- Emissão de *bonds* no mercado internacional;

- agências de crédito a exportação;
- agências multilaterais e bilaterais de crédito;
- bancos comerciais.

A emissão de *bonds* no mercado internacional foi desconsiderada em função da demanda quase inexistente por papéis de países emergentes, ainda em função das crises vividas na Ásia e Rússia. As opções restantes pareciam ser as fontes viáveis para época. Por fim, decidiu-se pelas seguintes fontes de financiamento: JBIC, BNDES e bancos comerciais.

O JBIC mostrou interesse em financiar o projeto oferecendo taxas muito competitivas, em comparação com as demais alternativas, desde que fossem respeitadas algumas condições:

- em caso de ocorrência de eventos de inconvertibilidade, possibilidade de utilização do petróleo produzido nos campos para pagamento da dívida;
- em caso de emergência no abastecimento de petróleo no Japão, a Petrobras deveria dar preferência a esse país em suas exportações de petróleo;
- participação de empresas japonesas no negócio.

O Japão, por ser um país com muita carência de matérias primas, tinha interesse em estabelecer um relacionamento com países exportadores ou com potencial para se tornar um exportador.

Outra fonte de financiamento era o BNDES. Apesar da Petrobras não poder captar diretamente com essa instituição, a estruturação financeira que utilizava uma SPE estrangeira viabilizava a utilização da linha de crédito do BNDES disponível para

financiamento das exportações, o BNDES Exim. No entanto, a participação do BNDES estava condicionada à participação de fornecedores nacionais no projeto.

O financiamento oferecido pelos bancos comerciais apresentava um custo maior em comparação com o JBIC e BNDES. A maior preocupação deste grupo de financiadores era o risco político. Sua participação estava condicionada à obtenção de seguro de risco político para 100% do valor a ser financiado.

Em função dos custos de cada linha, a Petrobras procurou maximizar a captação com o JBIC e BNDES. No entanto, devido a ambas serem instituições governamentais, com menor flexibilidade, os processos de negociação e de tomada de decisão eram demorados.

A participação de empresas japonesas no Projeto, conforme exigido pelo JBIC, era garantido pelas *tradings* japonesas que compunham o consórcio (Itochu e Mitsubishi<sup>16</sup>). Pelo negociado, essas empresas seriam responsáveis pelo *equity* da estrutura e pela dívida subordinada que somavam US\$ 100 milhões. O valor a ser financiado pelo JBIC era originalmente para ser calculado de acordo com a seguinte regra:

Valor total financiado – Equity – Participação do BNDES = Valor a ser dividido entre o JBIC e bancos comerciais (de acordo com a seguinte proporção: 60% JBIC e 40% Bancos comerciais) .

A negociação com o BNDES girava em torno do percentual de conteúdo nacional (% de bens e serviços contratados no mercado brasileiro) que deveria ser de, no mínimo, 60% do valor do projeto. No entanto, em negociações com a empresa contratada para construir os ativos, essa afirmava que para atingir tal índice seria necessário aumentar o valor do contrato, uma vez que, segundo ela, a indústria naval nacional não tinha condições competir com as estrangeiras.

---

<sup>16</sup> Posteriormente outras *tradings* japonesas, a Mitsui e a Marubeni, entraram na operação

Por outro lado, caso o BNDES não participasse, seria necessário buscar outra fonte de financiamento para os US\$ 800 milhões e renegociar com JBIC, que via como ponto positivo a participação de uma instituição governamental brasileira no financiamento do projeto.

Como resultado, acabou-se transferindo o projeto de conversão de um dos navios para o Brasil. Originalmente a conversão dos dois navios do projeto estava prevista para ocorrer em Cingapura. A participação do BNDES, devido ao aumento da participação nacional, que agora era de 40%, e pelos benefícios que o projeto traria na revitalização da indústria naval brasileira, ficou em US\$ 760 milhões. O Anexo 6 retrata o desenvolvimento dos estaleiros utilizados no projeto.

Em relação aos bancos comerciais, a estimativa original de captação de cerca de US\$ 1 bilhão foi reduzida para US\$ 500 milhões, em função da redução de capital disponível para investimentos de Project Finance em países emergentes e pela dificuldade de obtenção de seguro para risco político. Uma missão da Petrobras ao MIGA e ao MITI conseguiu que essas instituições aceitassem fazer o seguro de risco político para um montante de US\$ 500 milhões, US\$ 100 milhões pelo MIGA e US\$ 400 milhões pelo MITI. Dessa forma, ficou definido o montante do financiamento a ser concedido pelos bancos comerciais.

Completando o pacote do financiamento, o JBIC finalmente aprovou, em 2000, sua participação: US\$ 1,14 bilhões, que foi o maior empréstimo concedido pelo JBIC até então. Assim, a distribuição dos recursos, que totalizaram US\$ 2,5 bilhões, é apresentada na Figura 7:

Financiadores	%	US\$ milhões
Banks	20,0%	500
JBIC	45,6%	1.140
JTCs (sub debt)	4,0%	100
BNDES	30,4%	760

Fonte: Petrobras

FIGURA 7: FONTES DO FINANCIAMENTO

### *A Seleção do Construtor*

Para a construção dos ativos, os financiadores exigiram que fosse contratada uma única empresa que ficasse responsável pela construção de todos os ativos ao projeto. Esta empresa deveria ter capacidade comprovada, ser mundialmente reconhecida e capaz de oferecer garantias financeiras e corporativas adequadas ao porte do projeto. Essa exigência visava reduzir os riscos durante a fase de construção e permitir que fosse estruturado um pacote de garantias da empresa contratada que seriam executadas sob certas condições.

Tal exigência levou a Petrobras, atuando como representante da SPE do projeto, a lançar uma concorrência internacional da qual participaram 4 empresas. A vencedora foi a Kellog Brown & Root (KBR), uma subsidiária da Halliburton, uma das maiores empresas de engenharia do mundo na época. Em 2000, a SPE do projeto assinou o contrato com a KBR para a construção dos ativos segundo a modalidade *turn key lump sum*, ou seja, a KBR cobrou um preço fixo para executar as atividades de engenharia, compras e construção, de acordo com as especificações de projeto determinadas pela Petrobras. Neste tipo de contrato, o construtor assume o risco referente ao custo de execução do projeto. O valor total do contrato de EPC com a KBR foi o maior já firmado com uma única empresa na indústria do petróleo (SANTOS, 2005).

Para atender a demanda de execução de 40% do projeto em território nacional, a KBR criou uma empresa no Brasil que ficaria responsável pelas atividades em território nacional, chamada HPL, o que viabilizou a participação do BNDES Exim, uma vez que

essa empresa atuaria como exportadora dos bens para a SPE do projeto. A estrutura montada para construção com os fluxos dos recursos é apresentada na Figura 8.

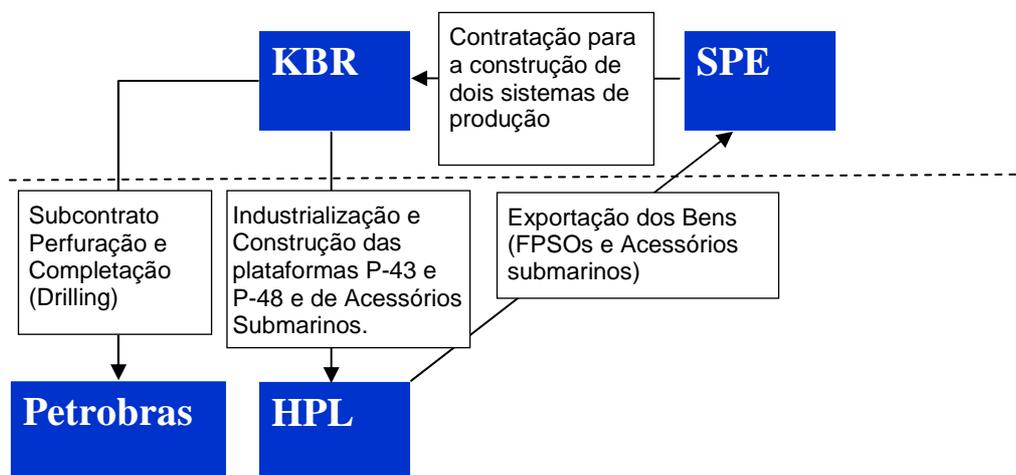


FIGURA 8: ESTRUTURA PARA CONSTRUÇÃO DOS ATIVOS DO PROJETO

Para execução das atividades de perfuração e completação dos poços, a KBR subcontratou a Petrobras, que foi remunerada com notas promissórias emitidas pela Brasoil, subsidiária da Petrobras, que participava no projeto como beneficiária da opção de compra da SPE e provedora de certas garantias.

Os ativos do projeto, após finalizados, seriam exportados pelo regime do REPETRO (decreto 5138/04). Esse regime visava trazer competitividade aos estaleiros nacionais, isentando-os de alguns impostos nos equipamentos importados sob o regime de admissão temporária utilizados na construção das plataformas. Após a exportação ficta, as plataformas e demais ativos davam entrada no país por conta dos contratos de afretamento e arrendamento.

### ***A Estrutura Financeira***

A estrutura financeira adotada para o projeto Barracuda e Caratinga considerou a criação de 3 SPEs na Holanda: a Barracuda e Caratinga Leasing Company BV (BCLC); a

Cardos BV; e a Barracuda e Caratinga Holding Company (BCHC). A Figura 9 apresenta a estrutura com as fontes de financiamento e os fluxos de repagamento da dívida..

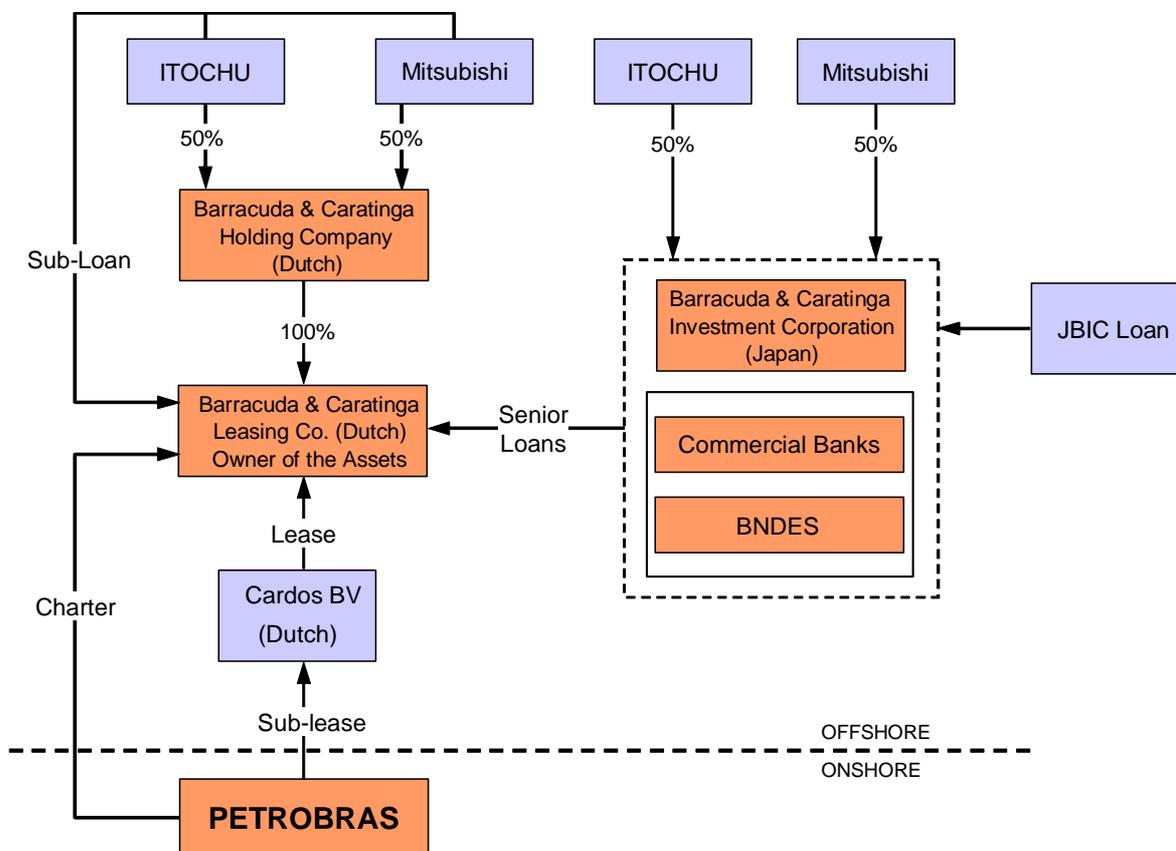


FIGURA 9: ESTRUTURA ADOTADA NO FINANCIAMENTO DO PROJETO

A BCLC foi a empresa responsável pela captação dos recursos junto aos financiadores e pela celebração do contrato de EPC com a KBR. A BCLC assinou também o contrato de afretamento das duas plataformas com a Petrobras e o contrato de *lease* dos demais ativos com a Cardos que, por sua vez, celebrou um contrato de *sub-lease* com a Petrobras. A BCLC é proprietária de 100% das ações da Cardos e a BCHC, cujos acionistas são as *tradings* japonesas, é proprietária da BCLC.

A utilização da Cardos se deu em função de alteração na legislação fiscal que estava em curso na época da estruturação e que foi implementada em dezembro de 1999. De acordo com essa mudança, a partir de primeiro de janeiro de 2000, as remessas de

pagamentos de arrendamento mercantil passariam a pagar imposto de 15%. Assim, antes mesmo de se criar a estrutura de SPEs na Holanda, a Cardos, uma SPE que já estava estabelecida foi comprada para celebrar com a Petrobras um contrato de *lease* dos equipamentos submarinos.

A decisão de estabelecer a estrutura na Holanda se deu em função da otimização tributária da estrutura, pois, nesse país, segundo a estrutura proposta, os resultados das SPEs não seriam tributados. Outro fator em favor da escolha da Holanda foi o fato do país não ser considerado um paraíso fiscal.

O empréstimo sênior (*senior loan*), foi obtido junto ao BNDES, bancos comerciais e JBIC. A participação do JBIC se concretizou através de uma SPE chamada Barracuda e Caratinga Investment Corporation (BCIC), que foi criada para fazer o repasse do empréstimo obtido junto ao JBIC e cujos acionistas eram as *tradings* japonesas que já participavam no projeto. Como o JBIC não podia financiar uma empresa não japonesa sediada na Holanda seu empréstimo foi dado à BCIC, que o repassou à BCLC. As *tradings* japonesas também aportaram recursos diretamente na BCLC na forma de uma dívida subordinada (*sub-loan*).

Os recursos para pagamento da dívida seriam provenientes da Petrobras na forma de pagamentos de afretamento (*charter*) das plataformas, e arrendamento mercantil (*lease*) dos demais ativos que compunham o escopo do projeto. O valor pago pela Petrobras à Cardos seria repassado para BCLC em função do contrato de arrendamento entre as duas empresas.

O período total do financiamento foi de 10 anos. Três anos de carência, correspondente ao período de desembolso, e sete anos para pagamento de amortização e juros, através do sistema de amortização constante (SAC). O vencimento das parcelas é

trimestral e obrigação da Petrobras de pagar o *lease* e o *charter mensal*.. O esquema de desembolsos e pagamentos pode ser observado na Figura 10.

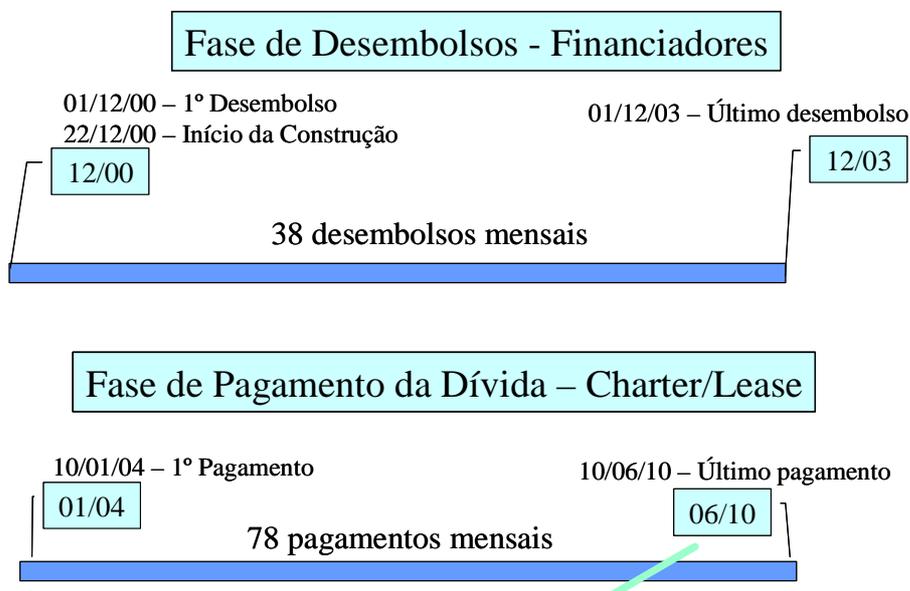


FIGURA 10: CRONOGRAMA DE DESEMBOLSO E PAGAMENTO

#### 4.4 OS PARTICIPANTES DO PROJETO

A seguir serão descritos os principais participantes na estruturação do projeto, seus papéis e as atividades desempenhadas.

##### a) Patrocinador

A Petrobras é o único patrocinador (*Sponsor*) do projeto. Seu interesse é fazer o arrendamento e afretamento dos ativos para exploração dos campos de Barracuda e Caratinga.

## **b) Financiadores**

Os financiadores da BCLC foram:

- empresas comerciais japonesas (Japanese Trading Companies - JTC): inicialmente Itochu e Mitsubishi que depois venderam parcelas de suas participações no projeto para Marubeni e Mitsui;
- o JBIC, banco estatal japonês;
- BNDES, através de sua linha voltada para exportação, BNDES Exim e;
- sindicato de bancos internacionais, composto por 13 bancos liderados pelo Deutsche Bank, com seguro de risco político (PRI).

## **c) Seguradores**

Seguro das Plataformas e demais ativos: os seguros referentes aos ativos, tanto para a fase de produção, quanto para a fase de construção, foram obtidos junto a instituições seguradoras com as quais a Petrobras trabalhava. Esses seguros têm como beneficiário a BCLC.

Seguro Político: Obtido junto ao MIGA (Multilateral Guarantee Investment Authority) e ao MITI (Ministry of International Trade and Industry)<sup>17</sup> para a parcela financiada pelos bancos comerciais.

## **d) Construtor (EPC Contractor)**

Kellog Brown & Root (EPC contractor), responsável pela constituição de todos os ativos e venda dos mesmos para a BCLC.

**e) Gerente de Construção (*Owner representative*)**

A Petrobras atuou na estrutura como gerente de construção em nome da BCLC, ficando responsável pelo acompanhamento e gerenciamento do projeto de engenharia e no relacionamento com a KBR.

**f) Operador**

A Petrobras era responsável pela operação e manutenção das duas plataformas durante o período de produção dos campos.

**g) Governo**

O projeto, localizado no Rio de Janeiro, teve participação do Governo Federal, do Governo do Estado do Rio de Janeiro e das Prefeituras de Campos e Macaé, através de seus órgãos fiscalizadores e reguladores.

**h) Financial Arranger**

Consórcio liderado pela Itochu, Mitsubishi e Deutsche Bank, responsáveis pela montagem da estrutura financeira e pelo levantamento dos recursos com os potenciais financiadores.

**i) Lead Arranger**

Deutsche Bank, Industrial Bank of Japan (IBJ), BNP Paribas and HypoVereinsbank, responsáveis pelo processo de sindicalização da *tranche* de US\$ 500 milhões com os bancos comerciais.

**j) Engenheiro Independente**

---

<sup>17</sup> Posteriormente chamado de Nippon Export and Investment Insurance-NEXI

*Ocean Production Technolog (OPT)*. Sua função era acompanhar o cronograma de execução do projeto, físico e financeiro, e todos os testes previstos nos contratos. Era sua função também avaliar os pedidos de aumento do valor do contrato juntamente com a Petrobras.

**l) Engenheiro de Reservatório**

*DeGoyler & MacNaughton*. Sua função foi fazer uma avaliação independente das reservas dos campos, da sua capacidade de produção e do valor comercial do petróleo e gás extraídos.

**m) Collateral Agent**

Deutsche Bank. Sua função era cuidar das garantias oferecidas no projeto, em favor dos financiadores, e da manutenção e movimentação das contas do projeto.

**n) Intercreditor Agent**

Deutsche Bank. Sua função era fazer o acompanhamento do projeto, garantindo o cumprimento das obrigações assumidas pelas partes, e de atuar como representante dos financiadores com os demais participantes da estrutura.

**o) Diretores e Administradores**

Banco ING (diretor) da Holanda e SFM (administrador), cuja função foi administrar as SPEs criadas na estrutura, respondendo por todas as atividades previstas nos contratos e necessárias para a operação das mesmas, incluindo o cumprimento das obrigações junto aos órgãos governamentais.

## 5 O GERENCIAMENTO DE RISCOS

A seguir são apresentadas as descrições dos principais riscos envolvidos no PF de acordo com a classificação proposta por Tinsley (2000). Após cada descrição, serão apresentados, juntamente com as formas de mitigação, os riscos relacionados ao projeto e o que aconteceu até o final de 2005.

### a) RISCO DE CONSTRUÇÃO

O risco de construção está relacionado às incertezas quanto à construção dos ativos de acordo com as especificações estabelecidas, no prazo e no custo esperado. Qualquer resultado negativo em uma dessas variáveis irá afetar o resultado do projeto, uma vez que:

- caso os ativos sejam entregues fora das especificações, o projeto não será capaz de produzir de acordo com os níveis de produção projetados;
- o aumento do custo do projeto irá gerar uma redução de sua rentabilidade e;
- o atraso na construção, além da perda decorrente do valor do dinheiro no tempo, poderá resultar num descasamento entre as receitas e as obrigações do projeto que, neste caso, poderão vencer antes do projeto ser capaz de gerar receitas.

Os riscos de construção geralmente são alocados aos construtores e aos patrocinadores, dado que os financiadores não estão dispostos a suportá-los. A alocação destes riscos nos construtores pode se feita através da celebração de um contrato do tipo *turn-key lump sum*, no qual se estabelecem o escopo, um preço fixo e uma data certa para entrega. Nos patrocinadores, esta alocação pode ser feita de forma que estes assumam eventuais faltas de caixa durante a construção do projeto.

Durante a avaliação desse risco, deve-se analisar a capacidade da empresa realizar o projeto investigando o histórico dos projetos por ela realizados. Durante o levantamento é importante verificar se o porte dos projetos passados é compatível com o do projeto em questão, se a empresa foi capaz de entregá-los no prazo e se solicitou aumento do valor do contrato (*claim*) durante a sua execução.

Uma análise da capacidade financeira do construtor também é de grande importância, pois caso apresente dificuldades financeiras durante a obra, ele poderá tentar resolver seu problema de caixa através do projeto, solicitando adiantamentos e aumento do valor contratado. Numa situação em que o construtor se encontre em processo de falência pode ser extremamente demorado e custoso ter acesso aos ativos para transferi-los a um outro construtor capaz de completar o projeto.

Outra forma de se mitigar este risco durante a construção dos ativos é a contratação de uma empresa de engenharia independente, que permitirá aos financiadores uma visão imparcial sobre o andamento do projeto. Dessa forma, os financiadores podem saber se a construção dos ativos está dentro do orçamento e se o cronograma está sendo cumprido.

### ***No projeto***

Para o projeto Barracuda e Caratinga foi celebrado um contrato do tipo *turn-key lump sum* com a KBR que ficou responsável por todo o projeto. A contratação de uma única empresa para construir os ativos facilitou a estruturação de garantias contra o construtor.

Na modalidade *turn-key*, uma vez acordados o preço e as especificações do projeto e a data limite para sua finalização, cabe ao construtor a absorção de qualquer erro no planejamento e no orçamento. O aumento do custo do projeto só seria repassado à SPE se a solicitação de aumento fosse justificada e aceita pelo gerente de construção, no caso a

Petrobras. Caso a solicitação não fosse aprovada, o aumento (*claim*) seria de responsabilidade do construtor.

Outros mecanismos de mitigação do risco de construção utilizados foram os seguintes:

- multas por atraso (*Liquidated Damages*): foram definidos três eventos do cronograma para cada FPSO nos quais para cada dia de atraso seriam cobradas multas do construtor;
- *performance bonds*: a KBR tinha como obrigação a emissão de carta de crédito com valor de 10% do preço do contrato;
- *retenção*: a BCLC deveria reter 10% do valor de cada fatura (essa retenção poderia ser substituída por cartas de crédito). Esse valor poderia ser utilizado pela BCLC caso não fosse cumprida alguma obrigação contratual;
- *garantia da empresa controladora*: a Halliburton, controladora da KBR, ofereceu uma garantia para cobertura dos danos de responsabilidade civil de até US\$ 1 bilhão.

Além da estratégia de contratação e dos mecanismos listados acima, foi contratado um engenheiro independente que atuou em nome dos financiadores, informando-os sobre os problemas observados durante a construção e orientando-os nas negociações que ocorreram até a conclusão da obra.

### ***O que aconteceu***

Em dezembro de 2002, a KBR anunciava que os atrasos no cronograma superavam 6 meses permitidos no contrato, o que gerou a necessidade de uma negociação com os financiadores para extensão do atraso máximo permitido de 6 para 12 meses.

Ao final de 2003, os atrasos já chegavam a 18 meses e, em paralelo, a KBR reivindicava um aumento do preço do contrato de US\$ 375 MM. Em contrapartida, a Petrobras pedia uma indenização de US\$ 380 MM por conta dos prejuízos causados com os atrasos das plataformas. As empresas ameaçavam resolver a disputa numa arbitragem internacional.<sup>18</sup>

Em dezembro de 2004, as empresas anunciaram a celebração de um acordo definitivo sobre a disputa. A KBR/Halliburton afirmava em seu *site* que desistia de todas as reclamações e garantia a entrega das plataformas para o final de 2004 (P-43) e início de 2005 (P-48) (o que aconteceu de fato). As perdas totais anunciadas pela KBR chegavam a US\$ 762 MM com os dois projetos.<sup>19</sup> As negociações com o construtor envolveram, além da Petrobras, como representante da BCLC, e a Halliburton/KBR, os financiadores, que eram impactados diretamente por conta do aumento da exposição no projeto.

#### b) RISCO DE MERCADO

A receita total do projeto é igual à quantidade produzida multiplicada pela quantidade vendida. Portanto, a capacidade do projeto gerar caixa é impactada diretamente pela volatilidade do preço de venda da mercadoria/serviço e da quantidade demandada.

Tinsley (2000), afirmou que: “Este risco chave num PF é o mais difícil de se cobrir e usualmente possui o mais fraco suporte quando comparado aos demais riscos envolvidos.”

Ao contrário das empresas tradicionais que apresentam um portfólio de produtos e/ou serviços, as receitas da SPE geralmente dependem de um único produto ficando, por conta desta falta de diversificação, mais exposta às flutuações de mercado.

Para que o PF seja viável é necessário que se evidencie a capacidade do projeto gerar receitas no longo prazo. Os financiadores não aceitarão emprestar dinheiro para um projeto

---

<sup>18</sup> Fonte: Valor Econômico: **Petrobras negocia para evitar atraso em plataformas**. Edição de 26/03/03

se não estiverem seguros que o produto a ser vendido terá demanda e preços capazes de gerar as receitas esperadas.

Em projetos de produção de *commodities*, por exemplo, confia-se que a demanda, apesar de sofrer flutuações, irá sempre existir. Este é o caso de um projeto de exploração e produção de petróleo: sabe-se que sua demanda é praticamente inelástica, isto é, seja qual for a quantidade de barris de petróleo produzida, sempre haverá demanda.

Em outros projetos, onde a demanda é mais instável, o mecanismo ideal de mitigação de risco de mercado é a elaboração de contratos de longo prazo, como por exemplo, um contrato *take-or-pay*, no qual são definidos os preços, as quantidades e o período de fornecimento, ficando o comprador obrigado a pagar pela produção, independentemente de ficar com ela ou não; ou *take-and-pay*, no qual o comprador é obrigado a pagar e ficar com a produção.

Outra opção, dependendo do produto e da existência de mercado para este tipo de operação, é a estruturação de um *hedge* no qual se define um preço mínimo para o bem produzido. Caso o preço de mercado caia abaixo do preço mínimo, a contraparte deste contrato cobriria a diferença entre eles.

### ***No Projeto***

Do ponto de vista da SPE, suas receitas estão vinculadas à obrigação da Petrobras de pagar o afretamento pelos 2 FPSOs e o arrendamento pelos demais ativos. Como esse valor é pré-determinado e não depende do preço do petróleo, o risco está parcialmente mitigado. A exposição ao preço da *commodity* ocorre quando, em função de *stress* da economia ou intervenção do governo, não é possível fazer remessas para o exterior para realizar os

---

<sup>19</sup> Fonte: Valor Econômico: **Petrobras chega a acordo com americana Halliburton**. Edição de 09/12/2004

pagamentos do afretamento e do arrendamento e se utiliza a opção de pagamento com o petróleo produzido pelos campos.

Portanto, para se proteger de uma possível queda abrupta do preço do Petróleo, a BCLC entrou num contrato de *hedge* do WTI no qual, caso o preço baixasse de 10 dólares, a BCLC receberia a diferença entre o este preço e o de mercado. Tal contrato de *hedge* tinha como objetivo proteger a principal garantia do projeto: o petróleo produzido pelos campos.

### ***O que aconteceu***

Durante a estruturação do projeto, o preço do barril de petróleo WTI chegou a ser negociado abaixo dos US\$ 10. Em 2005, o WTI superou o preço de US\$ 60 o barril. A alta do preço do petróleo impactou positivamente o fluxo de caixa do projeto, que entrou em operação justamente quando a cotação batia recordes históricos.

### **c) RISCO DE SUPRIMENTO**

Num sistema fabril, o risco de suprimento está relacionado à possibilidade de ocorrência de falta de matéria prima. Nos casos de exploração de recursos minerais, o risco de suprimento refere-se à possibilidade das reservas serem menores do que o esperado. Por exemplo, numa planta termoelétrica, este risco pode ser entendido como incertezas em relação ao fornecimento de gás natural.

### ***No Projeto***

Num projeto de Exploração e Produção de petróleo, o risco de suprimento está relacionado à capacidade de se extrair dos reservatórios a quantidade de barris esperada, de acordo com a curva de produção. A mitigação desse risco depende da qualidade do trabalho de levantamento de dados dos reservatórios. Quanto mais informações forem

levantadas, maior será a confiança em relação à modelagem dos reservatórios e a projeção da curva de produção.

Nesse contexto, o projeto piloto com a plataforma P-34 permitiu o levantamento de informações adicionais dos reservatórios e da capacidade de produção dos campos, aumentando a confiança em torno da curva de produção projetada.

### *O que aconteceu*

A produção dos campos alcançou o pico de produção em 2005 de 138 mil bpd em Barracuda e 137 mil bpd em Caratinga, cerca de 92% da capacidade de produção dos sistemas. Como a curva de produção se estende por mais de 20 anos, bem mais do que o período de duração do PF, cujo término está previsto para 2010, o risco de faltar recursos para o projeto em função de uma produção menor do que a esperada é bem reduzido.

#### d) RISCO DE INFRA-ESTRUTURA

O projeto precisa possuir a infra-estrutura necessária para escoar a sua produção até os mercados consumidores de forma competitiva. Assim, deve-se avaliar o custo de transporte dos bens produzidos e a necessidade de investimentos adicionais em infra-estrutura.

Esse risco está mais presente em países em desenvolvimento, onde a infra-estrutura disponível (portos, estradas, armazéns etc.) ainda precisa se desenvolver. A melhor forma de se proteger desse risco é realizar um levantamento da infra-estrutura disponível e dos investimentos necessários. Havendo operador logístico qualificado, podem ser estabelecidos contratos de longo prazo que garantam as condições para escoamento da produção.

### *No Projeto*

O risco de infra-estrutura em projetos de Exploração e Produção de petróleo está relacionado à capacidade de escoamento da produção dos campos e do suporte logístico necessário para a operação das plataformas (transporte, suprimento, equipes de emergência etc). Em função dos campos estarem localizados na Bacia de Campos, onde a Petrobras já conta com uma boa estrutura logística, esse risco é reduzido.

#### e) RISCO POLÍTICO

Risco político refere-se às instabilidades e incertezas em torno do país hospedeiro do projeto. Destacam-se nesse contexto os riscos de: inconvertibilidade, transferência, expropriação, tributário, regulatório, quebra de contrato, corrupção, guerras e atos de terrorismo, mudanças na legislação, distúrbios civis, fundamentalismos religiosos, entre outros.

Esses riscos afetam de maneira significativa o projeto, seja através de incertezas em torno do que está sendo planejado na modelagem financeira (por exemplo, incerteza quanto às premissas adotadas nos cálculos dos impostos), seja em relação à exequibilidade do projeto em si.

Uma das formas de mitigação do risco político é através da contratação de seguros oferecidos por algumas agências de crédito à exportação (Export Credit Agencies - ECAs) e agências multilaterais, como o NEXI e o Banco Mundial. Em grandes projetos, pode-se conseguir envolvimento dos governos locais estes assumem alguns compromissos formais ou fornecem garantias adicionais.

### *No Projeto*

No projeto, esse risco aparece das seguintes formas:

- Expropriação dos bens da CDC pelo governo;
- Decretação de uma moratória pelo governo brasileiro;
- Eventos de Inconvertibilidade;
- Proibição de transferência de recursos para o exterior;
- Mudanças na legislação tributária.

Desses, aqueles referentes à impossibilidade de transferir os recursos da Petrobras no Brasil para a BCLC na Holanda através dos pagamentos de afretamento e arrendamento foram os que mais preocuparam os financiadores durante o processo de negociação da estrutura financeira, sobretudo os bancos comerciais. Estes, em relação aos demais participantes, sentiam-se mais expostos, uma vez que o BNDES era um banco estatal brasileiro e o JBIC tinha a seu favor um relacionamento com o governo brasileiro e uma presença forte no país (em 2000 o JBIC já havia investido no Brasil cerca de 304.923 bilhões de ienes, ou US\$ 2,9 bilhões)<sup>20</sup>.

Dessa forma, os bancos comerciais vincularam sua participação à obtenção de seguro político (PRI) que, na impossibilidade de transferência dos recursos para a BCLC devido à intervenção governamental, garantiriam aos bancos comerciais os valores devidos pela BCLC. O seguro de risco político cobre eventos de expropriação, inconvertibilidade, transferência, violência política e quebra de contrato.

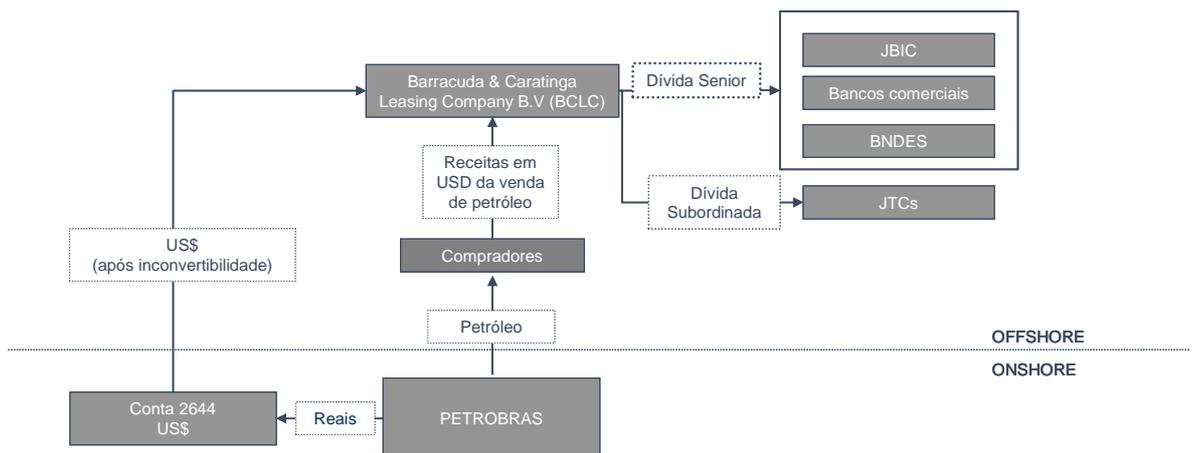
Os riscos de inconvertibilidade e transferência também foram mitigados pela estrutura adotada para o projeto. Os mecanismos utilizados foram:

---

<sup>20</sup> Fonte: JBIC

- Conta 2644: a resolução 2644 do Banco Central permite que para projetos do setor de petróleo e energia sejam abertas contas em território nacional vinculadas à moeda estrangeira, desde que os depósitos sejam provenientes das receitas obtidas com estes projetos. Assim, caso a Petrobras estivesse impedida de realizar os pagamentos ao exterior, os valores equivalentes as suas obrigações no período de duração do evento de inconvertibilidade ficariam no Brasil, protegidos de eventuais variações cambiais.
- Pagamento com petróleo: a Petrobras poderia pagar os valores devidos à BCLC utilizando as receitas provenientes da venda do petróleo produzido pelos campos de Barracuda e Caratinga. Caso não fosse possível a exportação, a Petrobras poderia utilizar o petróleo produzido em qualquer de seus campos. Nesse caso, a Petrobras atuaria como agente de vendas da BCLC, vendendo o petróleo por esta recebido.

A Figura 11 apresenta a estrutura que seria utilizada no caso de um evento de inconvertibilidade e transferência:



Fonte: Petrobras

FIGURA 11: FLUXO DE PAGAMENTO ALTERNATIVO

### ***O que aconteceu***

A decretação da Lei Valentim (Lei nº 3.851/02), que entrou em vigor em julho de 2003 no Estado do Rio de Janeiro, trouxe a expectativa de aumento substancial dos custos do projeto. Por essa lei, os bens produzidos fora do Estado do Rio de Janeiro utilizados na construção de ativos do setor de petróleo e gás estariam sujeitos a incidência de ICMS a uma alíquota de 19%. A lei Valentim, uma lei estadual, contrariava as disposições do REPETRO, federal, representando mais um capítulo da guerra fiscal travada entre os estados brasileiros. Em 09/05/05 a Lei Valentim foi considerada inconstitucional pelo Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.<sup>21</sup>

#### **f) RISCO DE FORÇA MAIOR**

O risco de força maior está associado a eventos que não estão sob controle de nenhum dos participantes do projeto, como, por exemplo, inundações, greves, terremotos, embargos. Esses eventos podem ser causados pelo homem ou pela natureza (os chamados atos de Deus) e espera-se que afetem o projeto apenas momentaneamente.

As formas de controle desse risco podem ser a postergação de cumprimento de obrigações por um determinado prazo ou o acionamento de algum mecanismo, como uma conta reserva, ou seguro, capaz de suportar as obrigações do projeto pelo período de duração do evento de força maior.

#### ***No Projeto***

O risco de força maior foi tratado de duas formas: contratação de seguro durante as fases de construção e operação (a falta de seguro em qualquer período do projeto gera um evento de *default*) e no estabelecimento de um período no contrato de seis meses, no qual, dependendo do evento de força maior, não seriam acionados os mecanismo contratuais de

---

<sup>21</sup> Fonte: Valor Econômico. **TJRJ julga Lei Valentim inconstitucional Valor Econômico**. Ed 10/05/2005

garantia ou declarado o inadimplemento do projeto. Portanto, o risco de força maior foi em parte absorvido pelos financiadores e pela seguradora dos ativos, para aqueles eventos de força maior cobertos por ela.

### ***O que aconteceu***

Em outubro de 2002, uma pane elétrica fez com que a plataforma P-34 do projeto piloto adernasse cerca de 32 graus e ficasse ameaçada de afundar. Ao final, a Petrobras conseguiu estabilizar a plataforma e levá-la para reparos. O acidente interrompeu o projeto piloto dos campos. Apesar da P-34 não fazer parte do escopo do financiamento, ela provia informações sobre os campos para o sistema definitivo.

Além desse evento, durante a construção dos ativos no estaleiro da P-48 em Angra, uma inundação paralisou o projeto por alguns dias. Os dias de atraso decorrentes desse evento foram incorporados ao cronograma do projeto, movendo por período correspondente a data na qual seriam iniciadas as cobranças de multa por atraso.

### **g) RISCO CAMBIAL**

O risco cambial existe quando os componentes do fluxo de caixa do projeto, receitas, investimentos, custo de operação, serviço da dívida, etc., são expressos em moedas diferentes. O risco cambial não existe, portanto, se todos os componentes do fluxo de caixa do projeto forem expressos na mesma moeda. Este risco está mais presente em países em desenvolvimento, onde as flutuações das moedas locais frente a moedas fortes, como dólar ou euro, são significativas.

Uma forma de mitigação desse risco é a celebração de contratos de *hedge* cambial. O problema é que em muitos países tais contratos não estão disponíveis para o prazo desejado, ou seus custos de estruturação são proibitivos.

Nos projetos de produção de *commodities*, por exemplo, pode existir um *hedge* natural, caso elas acompanhem os preços internacionais em dólar e as dívidas também sejam contraídas nessa moeda. O mesmo ocorre com projetos voltados para exportação, nos quais se estabelece o preço em moeda forte nos contratos de venda.

### ***No Projeto***

O petróleo é uma *commodity* amplamente negociada no mercado internacional e sua cotação é expressa em dólares americanos, assim como a dívida contraída pela BCLC e o contrato de construção dos ativos. Como a moeda para os pagamentos do afretamento e arrendamento é o dólar, esse risco existe se a Petrobras, na ocorrência de uma desvalorização da moeda nacional, perder sua capacidade financeira de pagar tais obrigações.

Caso isso ocorra, conforme apresentado no item de risco político, os pagamentos poderão ser feitos com a exportação do petróleo produzido nos campos. Os recursos provenientes da venda desse petróleo no mercado internacional seriam, nesse caso, utilizados para pagar as obrigações da Petrobras. Ainda que a exportação estivesse impedida pelo governo e a Petrobras estivesse incapacitada de negociar petróleo no exterior, o risco cambial seria mitigado parcialmente através da utilização da conta 2644, na qual os depósitos são mantidos em dólar até o final do período de restrição.

### ***O que aconteceu***

Ao longo da construção do projeto houve uma flutuação muito grande da cotação do dólar frente ao real. Em dezembro de 2000, data do primeiro desembolso do projeto, o dólar era cotado a R\$ 1,98, em 2002 sua cotação superou R\$ 4 e ao final de 2005, o dólar era vendido a R\$ 2,30. Como o financiamento e a construção foram contratados em dólar, essa flutuação não gerou impacto significativo no projeto.

#### h) RISCO DE TAXA DE JUROS

Esse risco está presente quando o financiamento utiliza taxas de juros flutuantes, como por exemplo, a LIBOR (*London Interbank Offered Rate*) e a TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo). Se essas taxas subirem significativamente no decorrer do projeto, o fluxo de caixa poderá não ser suficiente para cobrir todas as obrigações assumidas.

Movimentações na curva de juros podem ser mitigadas através da realização de contratos de *hedge* ou de *swap*. Esse risco pode ser assumido pelo *Sponsor*, através de contribuições ao projeto, caso haja falta de caixa devido a um aumento das taxas de juros.

##### ***No Projeto***

A dívida contraída pelo projeto é indexada à LIBOR de 3 meses. Durante a estruturação do projeto, foi pensado em se fazer um *hedge* das taxas de juros. No entanto, devido ao seu alto valor na época (em 30/07/2000, a LIBOR 3m estava a 6,72 aa, Fonte: *British Banks Association*), resolveu-se assumir o seu risco de flutuação. Dessa forma, os pagamentos de afretamento e arrendamento passaram a considerar uma componente variável de forma a cobrir tais flutuações.

##### ***O que aconteceu***

Em 01/12/2000, a LIBOR USD 3m era de 6,69% aa. No primeiro trimestre de 2004, chegou a 1,12% aa e, ao final de 2005, a 4,50% aa. A flutuação da LIBOR se deu em níveis abaixo do valor em dezembro de 2000, quando o financiamento foi iniciado, o que acabou favorecendo o projeto até o final de 2005. No entanto, até 2010 a LIBOR poderá crescer, gerando um aumento nos afretamentos e arrendamentos pagos pela Petrobras.

#### i) RISCO DE ENGENHARIA

O risco de engenharia surge em função de problemas gerados por falhas no projeto de engenharia. O resultado pode ser desde um aumento do custo de construção, em função

dos investimentos adicionais necessários para correção do problema, até uma redução da capacidade produtiva da planta.

A mitigação desse risco pode ser feita através da contratação de fornecedores reconhecidamente capazes de desenvolver o projeto em questão e da utilização de um engenheiro independente, capaz de realizar uma auditoria no projeto e de avaliar a capacidade do fornecedor.

### *No projeto*

O risco engenharia foi mitigado de três formas. Primeiro, a Petrobras tinha grande experiência em projetos de unidades de produção para a Bacia de Campos. O dimensionamento do projeto e as especificações contaram com o apoio do CENPES e envolveu tecnologia desenvolvida pela Petrobras, já testada em outras unidades. A utilização do projeto piloto permitiu a obtenção de informações que serviram para reduzir os riscos relacionados ao dimensionamento dos sistemas de produção.

A segunda forma de mitigação foi a contratação de uma única empresa de engenharia com experiência comprovada, que ficaria responsável por todo o projeto. Nesse contexto, foi escolhida a KBR que, por sua vez, subcontratou a Petrobras para o projeto de perfuração e completação dos poços.

Por último, foi exigida da KBR a obtenção de cartas de crédito em favor da BCLC para o período de garantia dos sistemas. Se, por problemas técnicos, o projeto ficasse parado, ou os níveis de produção ficassem abaixo do esperado, as cartas de crédito seriam descontadas e utilizadas para pagamento de obrigações da BCLC.

### j) RISCO DE OPERAÇÃO

A operação da planta deve ser realizada por pessoal qualificado, capaz de produzir com baixo custo de produção, qualidade, no prazo esperado, seguindo os padrões de

segurança e impacto ao meio ambiente. Tal risco é dividido em três componentes: técnico, gerencial e custo.

O componente técnico refere-se à capacidade de se operar a tecnologia envolvida na planta. O componente gerencial é ligado à capacidade de se manter as operações dentro dos padrões esperados. Por último, aparece o componente custo de produção, formado pelos custos da matéria prima, força de trabalho e demais itens.

A mitigação do risco de operação passa pela seleção do operador, que deve ter experiência em projetos semelhantes, pelo estabelecimento de mecanismos contratuais de desempenho e pelo acompanhamento dos resultados obtidos durante o período de produção até o repagamento das dívidas.

### ***No Projeto***

A operação das plataformas ficou a cargo da Petrobras, que também arcava com os seus custos. Qualquer risco decorrente da operação seria suportado por ela, pois os pagamentos do afretamento e do arrendamento eram obrigações independentes do nível de produção de petróleo e dos custos envolvidos.

### ***O que aconteceu***

Até o final de 2005, a produção das plataformas seguia o esperado pela Petrobras. Não houve nenhum evento que prejudicasse o planejado anteriormente na concepção do projeto.

### **k) RISCO AMBIENTAL**

Em função do porte e das características comuns aos projetos financiados através do PF, os riscos ambientais podem ser bastante significativos. Além das multas previstas pelos

órgãos ambientais, existe uma grande preocupação em relação à imagem das empresas envolvidas.

Ganha destaque atualmente um movimento entre os bancos denominado “Princípios do Equador” no qual, para concederem empréstimos a um determinado projeto, exigem o cumprimento de uma série de diretrizes ambientais e sociais.

Esse movimento foi iniciado em 2002, sendo que a denominação “Princípios do Equador” foi dada num terceiro encontro entre instituições financeiras, realizado em 2003 (anteriormente o movimento chegou a ser chamado de “Princípios de Greenwich”). Ao final de 2005, esse movimento já contava com a participação de cerca de 30 instituições financeiras. De acordo com as regras estabelecidas, cada projeto recebe uma classificação de risco ambiental (A - alto risco, B - médio risco e C - baixo risco).

Outras instituições financeiras não participantes estabelecem diretrizes ambientais próprias, definindo uma série de condicionantes para financiamento e realizando um amplo processo de investigação sobre o projeto e seus impactos sócio-ambientais.

### ***No Projeto***

O risco ambiental é coberto pela Petrobras que, por contrato, tem a obrigação de seguir as melhores práticas da indústria petrolífera. Adicionalmente, os financiadores exigiram a comprovação de que todas as licenças ambientais tinham sido obtidas e que o projeto não apresentava nenhuma pendência com os órgãos ambientais.

O JBIC e o NEXI vêm adotando políticas muito rígidas em relação ao impacto dos projetos no meio ambiente. Por conta disso, a Petrobras teve que atender uma série de demandas de informações sobre o meio ambiente, relativas ao projeto. Atualmente, ambas as instituições estão implementando o chamado *Guidelines on Environmental and Social*

*Considerations*, que são um conjunto de políticas ambientais que devem ser atendidas nos projetos em que participam.

### ***O que aconteceu***

O projeto seguiu as melhores práticas em relação ao meio ambiente, sendo obtidas todas as licenças necessárias à sua implantação. Até o final de 2005 não havia sido registrado acidente com impacto significativo ao meio ambiente.

#### **1) RISCO DE SINDICALIZAÇÃO**

Este risco está presente quando há mais de uma instituição financeira envolvida no financiamento. Devido às elevadas somas envolvidas num PF, é comum que os recursos sejam levantados através de um sindicato de bancos. O processo de sindicalização é coordenado pelo *lead arranger*, que buscará no mercado instituições interessadas em participar do projeto.

O risco surge em função da possibilidade de fracasso nesse processo. Nesse caso, como forma de mitigação, pode-se estabelecer com o *lead arranger* um contrato de garantia firme no qual, caso a sindicalização fracasse, ele fique responsável por fornecer a totalidade dos recursos. Outro risco decorrente do processo de sindicalização é o envolvimento de instituições com pouca experiência em PF e que podem vir a dificultar o processo de negociação, alongando a etapa de estruturação e elaboração de contratos.

### ***No Projeto***

Em relação aos financiadores, o envolvimento de instituições governamentais como o JBIC, representando o Japão, e o BNDES, pelo governo brasileiro, deu credibilidade e solidez ao projeto, o que atraiu o interesse de vários bancos de renome no mercado internacional. A obtenção de um empréstimo ponte no valor de US\$ 300 milhões também

deu mais tempo para que os *Lead Arrangers* concluíssem a sindicalização da *tranche* dos bancos comerciais.

### ***O que aconteceu***

Como o financiamento andou em paralelo à construção, o projeto não ficou exposto ao risco de sindicalização. O contrato com o construtor foi assinado praticamente na mesma época da assinatura dos contratos de financiamento.

#### **m) RISCO DO PARTICIPANTE**

Refere-se à incapacidade de um dos participantes da estrutura manter seus compromissos durante a vida útil do projeto. Numa *joint venture*, por exemplo, se um dos participantes é mais fraco e mais inexperiente que os outros podem ser necessárias garantias adicionais para cobrir o risco desse participante.

Uma das principais formas de se ter informações sobre um participante é através das agências de *rating*. Também é recomendável avaliar se o porte do participante é compatível com a importância do papel que ele irá desempenhar no projeto.

### ***No Projeto***

O risco do participante em relação aos patrocinadores do projeto era reduzido, uma vez que a Petrobras possui capacidade e experiência reconhecida internacionalmente no desenvolvimento de projetos de exploração de petróleo em águas profundas. Como operador e representante da BCLC junto ao construtor, a Petrobras também trazia conforto aos financiadores, ainda em função de sua experiência em projetos desta natureza desenvolvidos na Bacia de Campos.

Em relação ao construtor, o risco estava na sua capacidade de cumprir com as obrigações assumidas nos projetos, na sua capacidade técnica e na sua saúde financeira ao

longo do projeto. Como a construção dos ativos estava a cargo somente da KBR, caso ela falhasse com o projeto, todo ele estaria comprometido. Foi definido em contrato que no caso de concordata do construtor, as garantias do projeto seriam acionadas e a dívida do projeto acelerada.

Os riscos associados aos financiadores estavam relacionados à possibilidade de não efetuarem os desembolsos quando solicitados em função de alterações no cenário econômico ou problemas financeiros de uma determinada instituição participante. Esse risco era mitigado de duas formas: escolhendo instituições com boa qualidade de crédito e porte adequado ao tamanho da operação; e permitindo à Petrobras cobrir uma falta de caixa decorrente em função de uma falha no desembolso.

Em relação à atuação do governo, o risco estava na obtenção das licenças, alterações na legislação ou interferência no projeto. Como forma de mitigar esse risco, o primeiro desembolso foi atrelado à obtenção de todas as licenças necessárias, como condição precedente para o primeiro desembolso.

Em relação aos demais participantes, sobretudo os assessores jurídicos, engenheiros independentes, *arrangers* etc., a forma de mitigação de seus riscos também estava na escolha das instituições que desempenhariam cada uma dessas funções.

### ***O que aconteceu***

Em dezembro de 2003, a KBR entrou com um pedido de concordata na corte americana em função dos processos que ela sofria por conta de contaminação de amianto e sílica. O pedido de concordata foi feito especificamente para as dívidas geradas por estes processos. Segundo a KBR, o pedido de concordata não afetaria os outros negócios dela, inclusive o projeto Barracuda e Caratinga. No entanto, havia uma preocupação muito

grande dos financiadores e da Petrobras que o pedido de concordata acabasse afetando o projeto, apesar da KBR afirmar o contrário.

Outro risco que o projeto esteve exposto foi gerado pelo Governo do Estado do Rio de Janeiro que, através da lei Valentim, conforme explicado no item de risco político, acabou alterando a carga tributária prevista no projeto.

#### n) RISCO LEGAL

A estrutura contratual negociada num PF é bastante complexa e acaba envolvendo um grande número de participantes. Os principais riscos associados à documentação giram em torno da impossibilidade de se exercer algum mecanismo contratual de garantias em virtude de conflitos com a lei vigente, de inconsistências na documentação, exposição excessiva de alguns participantes (excesso de garantias) e exposição tributária.

“O risco legal permeia os outros fatores de risco, sendo desconsiderado em muitas análises devido às dificuldades em segregá-los e em quantificar o impacto atribuível a cada fator de risco.” (BORGES E BERGAMINI, 2001)

A capacidade de se exercer os contratos em função da legislação (ou inexistência dela) do país sede é outro aspecto importante a ser considerado.

“PF é tipicamente uma pirâmide de contratos. Em muitos países, os investidores não sabem se esses contratos serão considerados legais, representarão obrigações entre as partes ou poderão ser executados. Esses contratos irão valer um pouco mais do que o papel no qual eles são escritos se os sistemas legal e político do país hospedeiro do projeto não forem capazes de garantir que eles sejam consistentemente aplicáveis.” (RIGBY E PENROSE, 2001)

A melhor forma de se mitigar esse risco é a contratação de profissionais qualificados e com experiência na área, que possam avaliar a eficácia dos contratos perante a legislação aplicável e emitir pareceres destacando os riscos envolvidos.

### ***No Projeto***

Os contratos do projeto foram realizados sob as leis de Nova Iorque, do Brasil e da Holanda, onde as SPEs foram estabelecidas. Cada um dos principais participantes contratou um escritório especializado nesse tipo de operação para cada uma das jurisdições utilizadas na estrutura contratual.

O principal risco estava na possibilidade de mudanças na lei ao longo do projeto, que duraria 10 anos, e na inexecutabilidade das cláusulas contratuais e de algum mecanismo de garantia previsto na estrutura financeira.

### ***O que aconteceu***

O pedido de concordata feito pela KBR, apesar da afirmação de que não afetaria as demais operações do projeto, trazia o risco de que o juiz do processo considerasse que o pedido deveria ser aplicado à empresa como um todo. Nesse caso, as obrigações assumidas pela KBR e as garantias dadas por ela poderiam se tornar ineficazes, uma vez que a concordata a protegeria de todos os credores.

Ouro aspecto legal foi a lei Valentim que, apesar de considerada inconstitucional, trazia ao projeto incertezas quanto aos impactos tributários, enquanto a matéria ainda estava em apreciação pelos tribunais de justiça.

## 6 CONCLUSÃO

Através do estudo de caso da estruturação financeira do projeto Barracuda e Caratinga da Petrobras, a presente dissertação teve como objetivo analisar os riscos envolvidos em financiamentos de projetos do setor de petróleo e as suas formas de mitigação, utilizando os conceitos e técnicas de Project Finance.

Do final da década de 90, quando surgiram os primeiros projetos, até o final de 2005, a Petrobras captou cerca de US\$ 9,6 bilhões em financiamentos estruturados para projetos. Os projetos de E&P financiados por essa modalidade respondiam, em 2005, por 55% da produção nacional de petróleo. Somente o projeto Barracuda e Caratinga, com capacidade de produção de 300 mil bpd, foi responsável por 18% da produção nacional.

Além da necessidade que a Petrobras tinha de captar financiamentos a custos mais baixos e prazos de pagamento mais longos, outros motivadores para utilização do Project Finance na Petrobras foram: a urgência de se levantar recursos para o projeto de desenvolvimento dos seus campos, pois estava ameaçada de perder as concessões, e a necessidade de viabilizar seus investimentos sem impactar as contas do governo e as metas de superávit primário.

Uma das primeiras experiências de Project Finance da Petrobras, o projeto Barracuda e Caratinga possibilitou que fossem levantados US\$ 2,5 bilhões, numa época em que os mercados financeiros internacionais estavam praticamente fechados aos países emergentes. O trabalho de identificação dos riscos e a criação de mecanismos capazes de geri-los levou conforto aos financiadores, dissociando o risco do projeto do risco do país e da Petrobras.

Durante o processo de estruturação do projeto, o risco que mais preocupava os financiadores era o risco político. A questão a ser equacionada era como fazer com que a SPE preservasse suas receitas ainda que ocorresse um cenário de deterioração da situação econômica do país, propiciando a restrição de saída de capitais.

No entanto, de todos os riscos analisados até a conclusão deste estudo, o único que chegou a ameaçar a conclusão do projeto foi o risco de construção, sendo esta considerada a fase mais crítica de um PF. Atrasos, solicitação de aumento do preço contratado e até um pedido de concordata do construtor quase levaram a declaração de um *default* do projeto. Caso esse tivesse sido declarado, a dívida de US\$ 2,5 bilhões teria seu vencimento antecipado e as garantias previstas seriam executadas.

Em função dos atrasos na obra, que totalizaram 18 meses, a produção de petróleo da Petrobras em 2004 ficou comprometida. O resultado foi uma queda da produção total da empresa, em relação ao ano de 2003. Se, por um lado, a Petrobras perdia produção, por outro, a KBR acusava perdas com o projeto, reclamando que o seu custo superava os valores considerados na formação do preço. Os financiadores, por sua vez, tinham que se fiar basicamente no risco de crédito da Petrobras, pois, durante o período correspondente ao atraso, a totalidade dos recursos já havia sido desembolsada e a SPE ainda não tinha acesso aos ativos do projeto.

O projeto demonstrou que o risco de completção é alto em projetos desse porte e complexidade, mesmo com todo o pacote de garantias implementado. Em relação ao financiamento, devido aos problemas durante a execução da obra, foram necessários esforços extras para demonstrar aos diversos financiadores que o projeto ainda era viável.

Os problemas enfrentados no projeto levaram a Halliburton a anunciar que este seria o último grande projeto *offshore* que ela faria com um contrato de preço fixo.<sup>22</sup>

Outro risco relevante no caso analisado foi o risco legal, em função do conflito entre o programa REPETRO do governo federal e a lei Valentim, no Estado do Rio de Janeiro. Em função da incongruência entre as duas legislações, surgiram incertezas quanto aos reais custos do projeto, uma vez que num Project Finance o planejamento é feito de forma que as fontes de financiamento, os usos dos recursos e os fluxos de pagamentos sejam casados, considerando prazos usualmente superiores a 10 anos. A clareza na legislação aplicável ao projeto e sua estabilidade são fundamentais para atrair o perfeito funcionamento da estrutura montada.

Apesar de todos os percalços enfrentados, ao final de 2005 as duas plataformas do projeto estavam produzindo a plena capacidade. Em relação à estrutura financeira montada, merecem destaque dois resultados alcançados.

a) Apesar de toda a negociação realizada, o projeto ficou pouco acima do valor orçado (cerca de 5%).

b) Durante todo o projeto, em nenhum momento os financiadores deixaram de aportar os recursos necessários.

No entanto, os benefícios trazidos pela utilização do Project Finance vieram com alguns custos. As negociações da estruturação financeira duraram cerca de 4 anos, a estrutura contratual foi extremamente complexa, os custos com consultores e assessores foram altos e a gestão de projeto pela Petrobras sofreu interferências e controles pelos financiadores e seus representantes.

---

<sup>22</sup> Fonte: [Houston Chronicle \(TX\)](#): **Trouble at Brazil Oil Field Will Cause Halliburton's Net Income to Dive**. Edição de 21/06/2003.

Como num Project Finance os financiadores têm acesso a todas as informações do projeto e exercem um monitoramento constante, o problema de assimetria de informações é reduzido e os custos de agência são minimizados, o que acaba compensando a diversificação perdida por se investir em um único projeto.

Como a pesquisa em torno do tema ainda é incipiente, há espaços para diferentes abordagens, seja através da forma de estudo de casos, pouco utilizada no Brasil, principalmente se comparada às principais escolas americanas, ou através de estudos quantitativos, raros em razão da confidencialidade acerca de informações relevantes das operações realizadas.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

AKERLOF, George A. *The Market for "Lemons": Quality Uncertainty and the Market Mechanism*. Quarterly Journal of Economics, v. 84, nº 3, p. 488-500, ago. 1970.

BORGES, L.F. Xavier e BERGAMINI, Sebastião. *O Risco Legal na Análise de Crédito*. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.8 n. 16, p. 215-260 jun. 2001.

D'ALMEIDA, Albino.L., *Estruturação e Dimensionamento de Frota e Pessoal numa Empresa de Sondagem e Serviços Especiais em Petróleo*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2000.

DUARTE, Antônio e Varga Gyorgy. *Gestão de riscos no Brasil*. Rio de Janeiro: Financial Consultoria, 2003.

ESTY, Benjamin. C. *The Economic Motivations for Using Project Finance*. Harvard Business School, mimeo, Apr. 2003.

ESTY, Benjamin. C. *Why Study Large Projects? An Introduction to Research in Project Finance*. European Financial Management Vol 10 No.2, 2004.

FINNERTY, John D. *Project Finance*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

GELDERBLOM, Oscar e JONKER, Joost. *Completing a Financial Revolution: The Finance of the Dutch East India Trade and The Rise of The Amsterdam Capital Market, 1595-1612*. Utrecht University. Netherlands, 2004.

JENSEN, Michael C. *Agency Costs of Free Cash Flow*. Corporate Finance and Takeovers. American Economical Review, 76, p. 323-329, 1986.

JENSEN, Michael C., and WILLIAM H. Meckling *Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure*. In: Journal of Financial Economics 3, 305-360, 1976.

KLEIMEIER, Stefanie, MEGGINSON, William L. *An Empirical Analysis of Limited Recourse Project Finance*. The University of Oklahoma, mimeo, Jun. 1999.

MARQUES, Maria.C.M. *A Utilização de Project Finance nos Países em Desenvolvimento: as Experiências Brasileira e Asiática no Setor de Óleo e Gás e Energia Elétrica*. Dissertação de mestrado. PUC-RJ, 2001.

MODIGLIANI, Franco e MILLER, Merton H. *The Cost of Capital, Corporate Finance and the Theory of Investment*. The American Economic Review, v. 48, nº 3, p. 261-297, jun. 1958.

MOURA, Mariluce. *Petrobras 50 anos: uma Conquista da Inteligência Brasileira*. Petrobras. Rio de Janeiro, 2003.

- MYERS, Stewart C. *Determinants of Corporate Borrowing*. Journal of Financial Economics.,n°5, 1977.
- NEVITT, Peter. K. e FABOZZI, Frank J. *Project Financing*. 7th ed. Euromoney Books. London, 2000.
- PETROBRAS: relações com o investidor Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frameri.asp?pagina=/ri/port/index.asp>. Acessos entre out/2005 e fev/06.
- PONTE, João P. *O Estudo de Caso na Investigação em Educação Matemática*. Universidade e Lisboa. Lisboa, 1992.
- RIGBY, Peter e PENROSE, James. *Project Finance Summary: Debt Rating Criteria*. Standard and Poors. New York. October, 2001.
- SANTOS, Luiz G.S.M. *Barracuda and Caratinga Development Project*. OTC. Houston, 2005
- SORGE, Marco. e Blaise. GADANECZ. *The term structure of credit spreads in project finance*. BIS Working Papers, n. 159. Basel, Switzerland, 2004.
- TINSLEY, Richard. *Advanced Project Financing - Structuring Risk*. 1st ed. London : Euromoney Books, 2000.
- Wieland, S., Mills J., Moffet, H. *Case Study: Tianjin Plastics*. Thunderbird, The Garvin School of International Management. Arizona, 1997.
- YIN, Robert. *Estudo de Caso: Planejamento e Métodos*. Trad Danil Grassi - 3 ed. Bookman. Porto Alegre, 2005.

## 8 BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR:

BONOMI, Cláudio A. e Malvesse, Oscar. *Project Finance no Brasil*. 1 edição São Paulo: Atlas 2002.

BORGES, L.F. Xavier. *Project Finance e Infra-estrutura: Descrição e Criticas*. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.5 n. 9, p. 105-121 jun. 1998.

BREALEY, Richard A. e MYERS, Stewart C. *Principles of Corporate Finance*. International Edition. 7. ed. Nova York: McGraw Hill, 2003.

ESTY, Benjamin e MEGGINSON, William. *Creditor Rights, Enforcement, and Debt Ownership Structure: Evidence from the Syndicated Loan Market*. Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol 38, 2003.

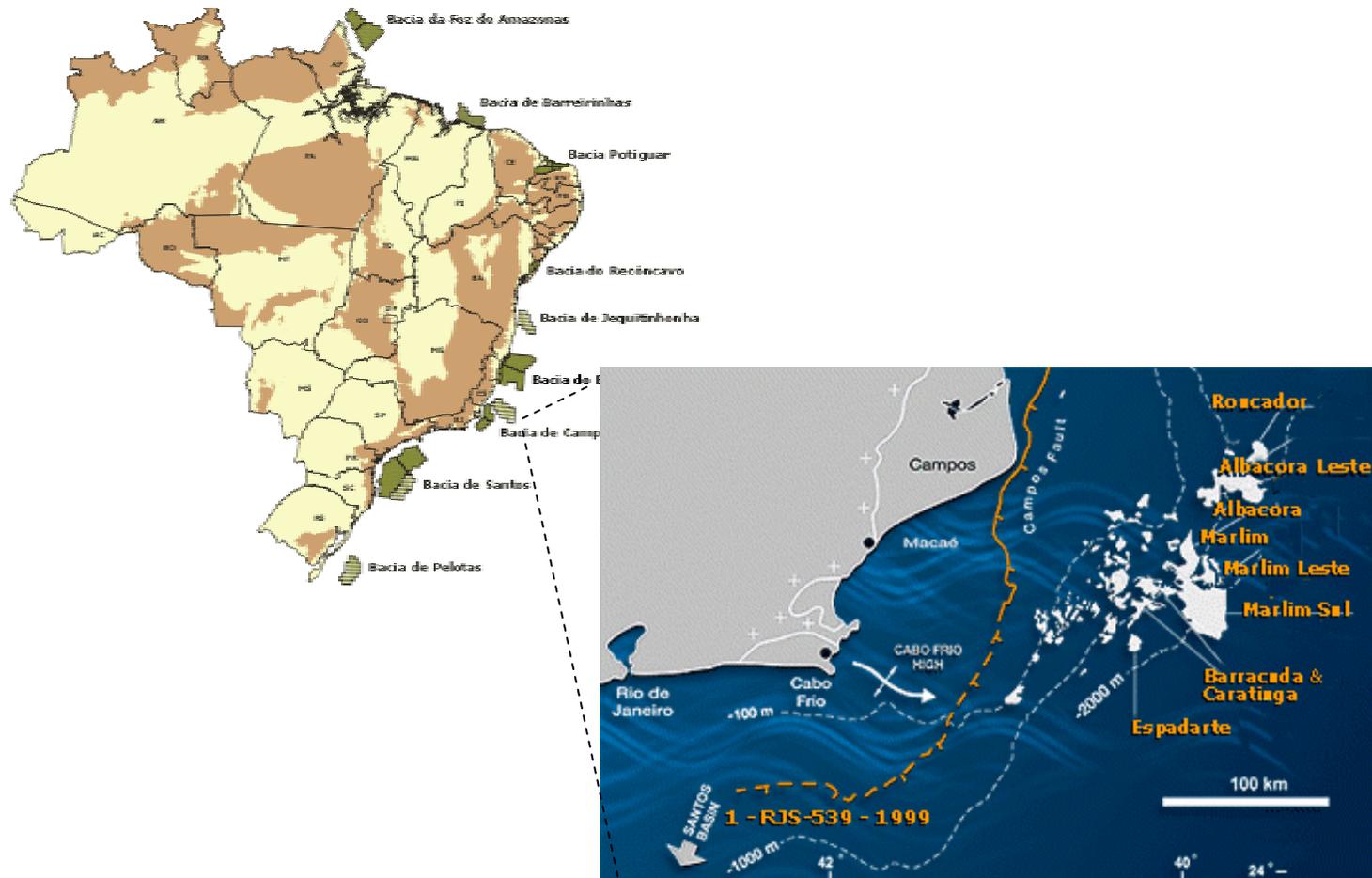
KLEIMEIER, Stefanie, MEGGINSON, William L. *Are Project Finance Loans Different from other Syndicated Credits?* Journal of Applied Corporate Finance December, 2000.

LINTNER, John. *The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets*. Review of Economics and Statistics. v. 47, nº 1, p. 13-37, fev. 1965.

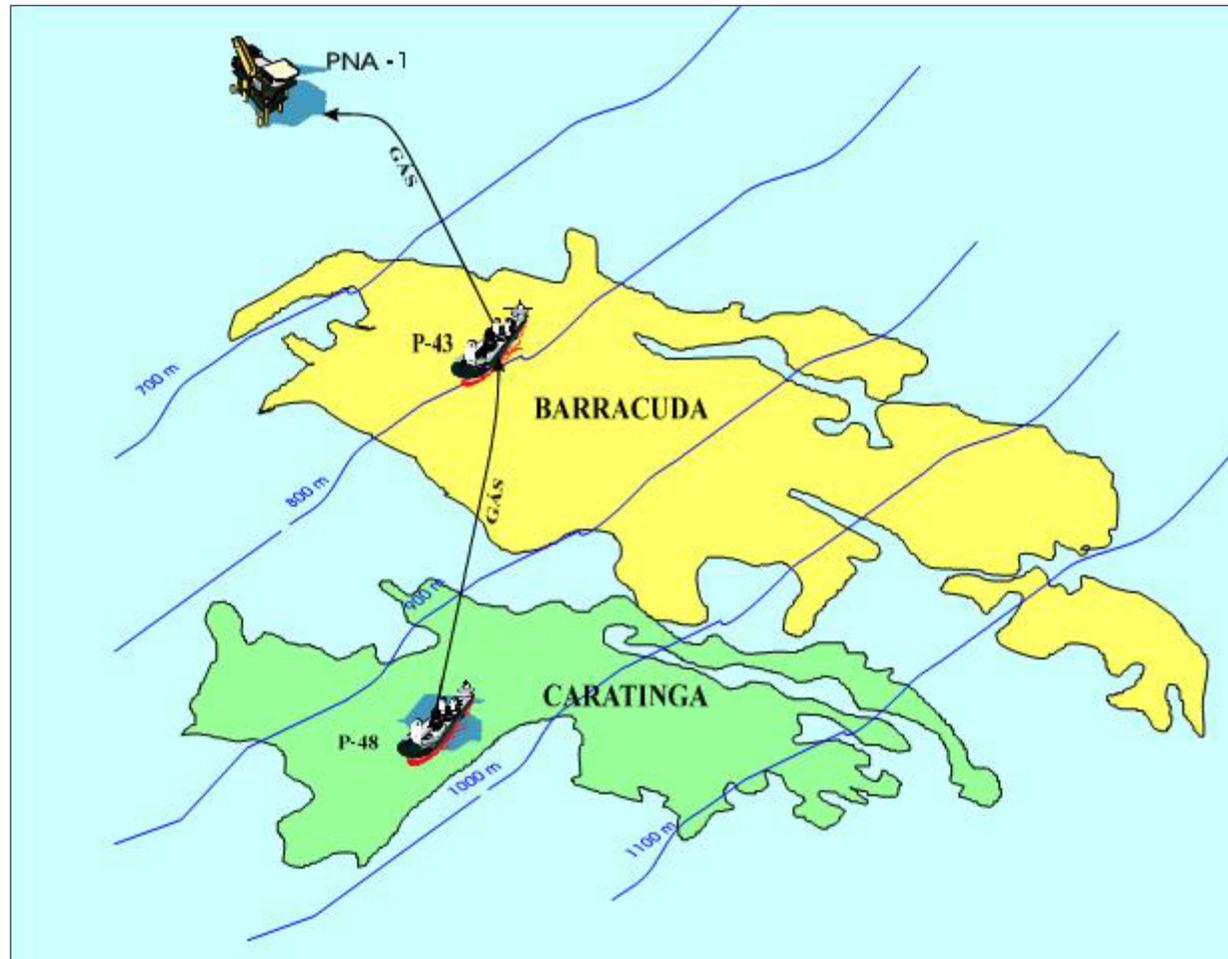
SERRA, Fernando A.R. e VIEIRA, Patrícia R.S. *Estudos de Casos: Como Redigir, Como Aplicar*. LAB São Paulo, 2005.

ZAMITH, Maria R. M. A. *A Indústria Para-Petroleira e o seu Papel na Competitividade do “Diamante Petroleiro” Brasileiro*. Dissertação de mestrado. FEA-USP. São Paulo, 1999.

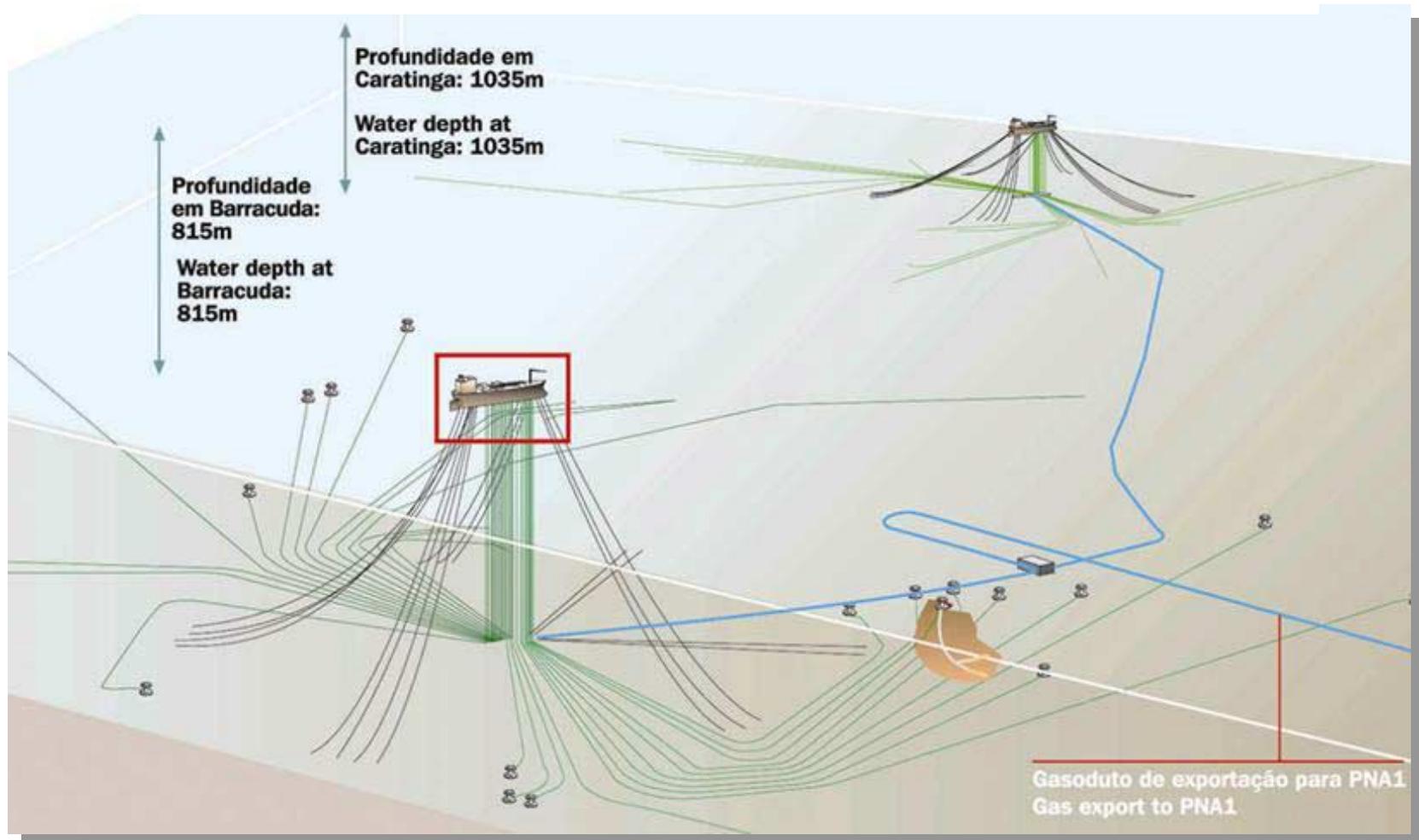
## ANEXO 1: LOCALIZAÇÃO DA BACIA DE CAMPOS E SEUS PRINCIPAIS CAMPOS



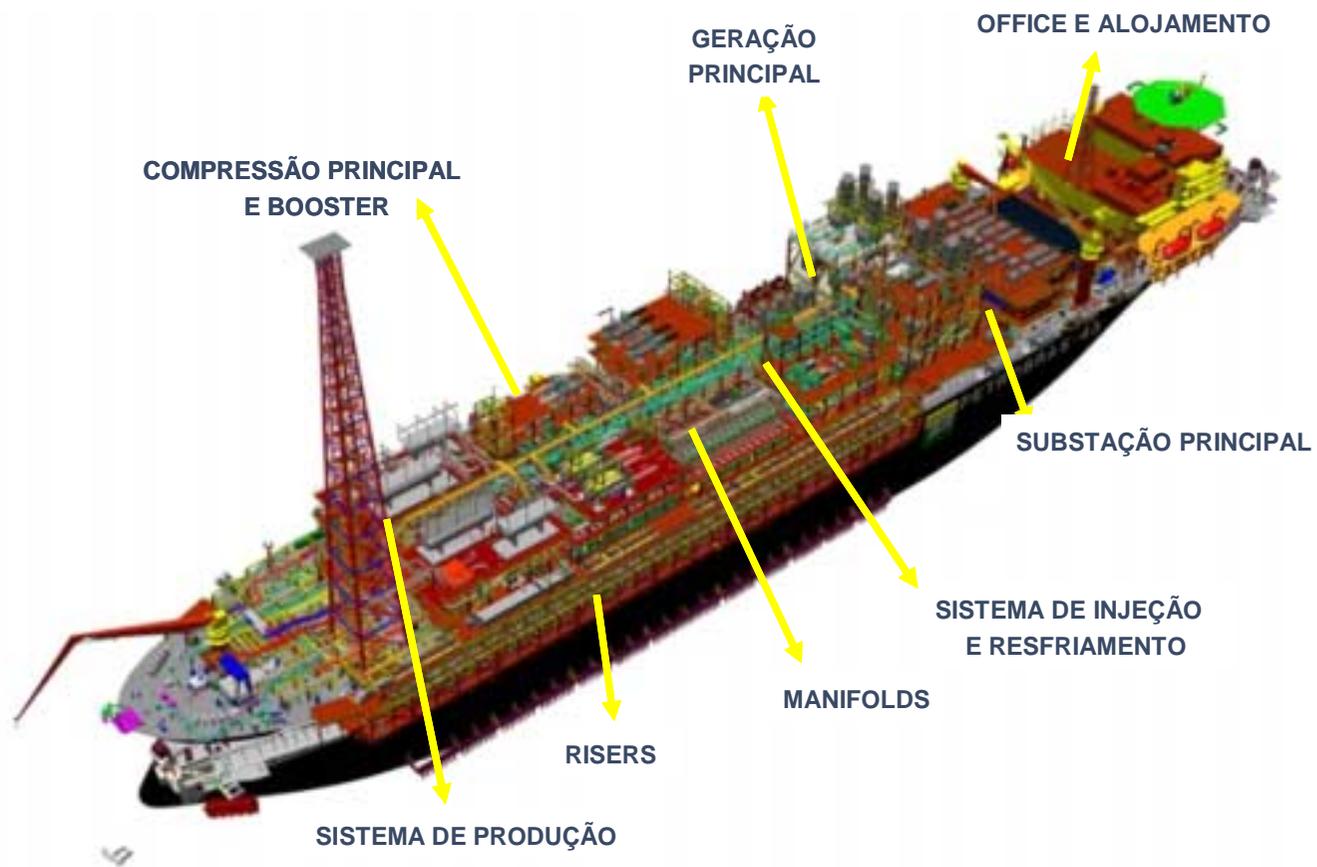
## ANEXO 2: OS CAMPOS DE BARRACUDA E CARATINGA



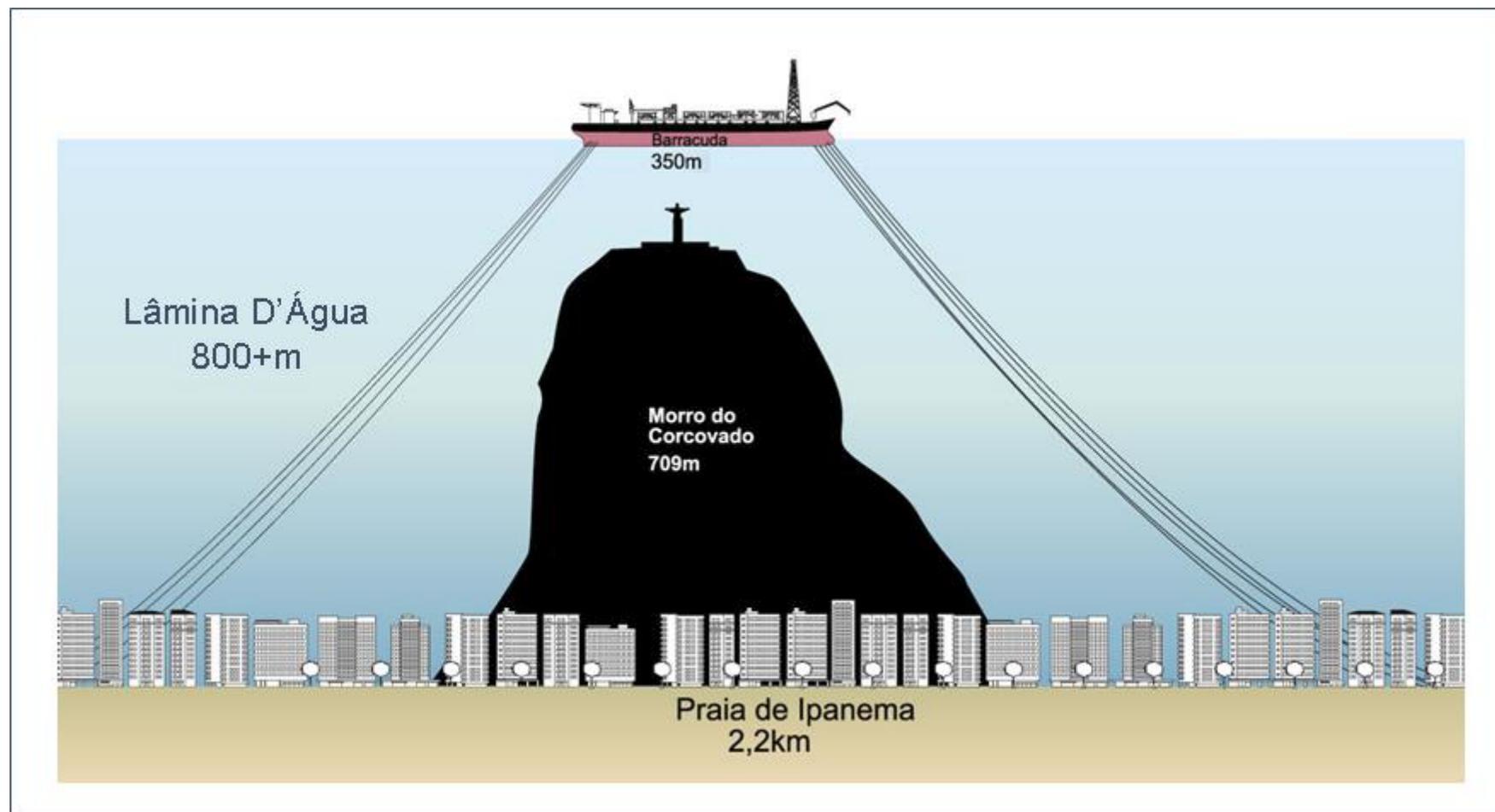
### ANEXO 3: SISTEMA DE PRODUÇÃO DOS CAMPOS DE BARRACUDA E CARATINGA



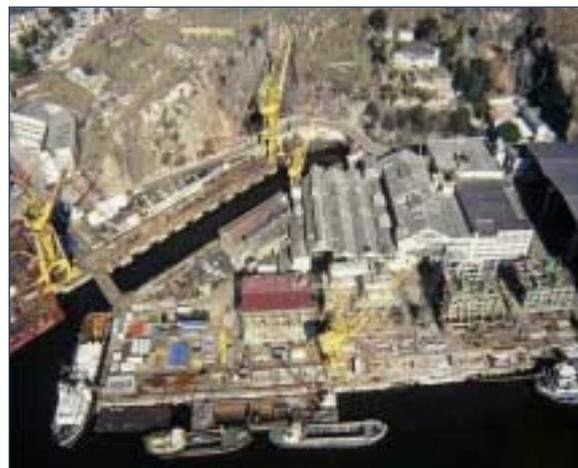
#### ANEXO 4: O FPSO E SEUS PRINCIPAIS SISTEMAS



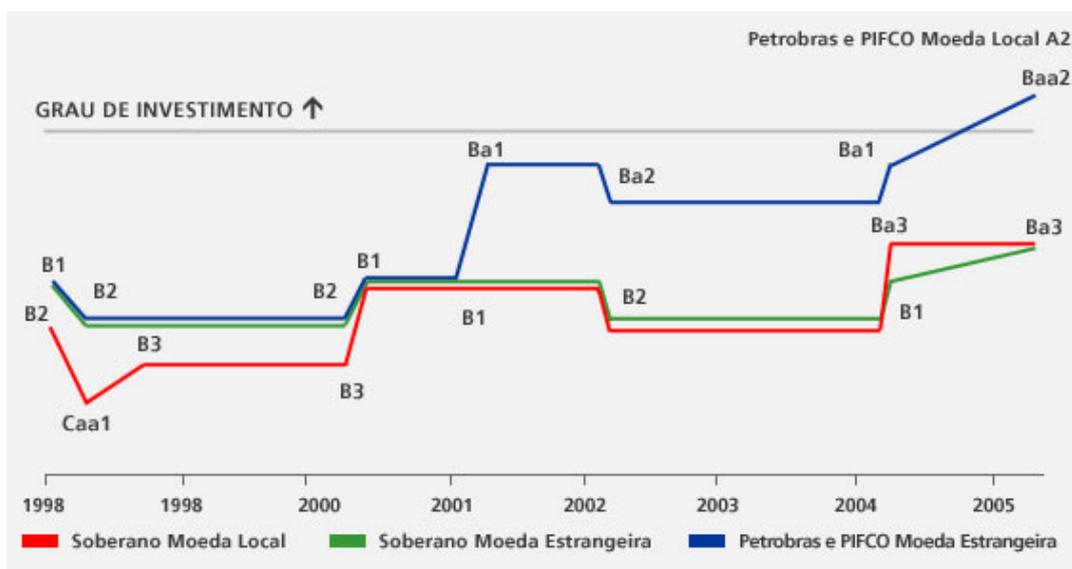
## ANEXO 5: BARRACUDA / CARATINGA – UMA APRECIÇÃO DE ESCALAS



**ANEXO 6: REVITALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NAVAL POR CONTA DO PROJETO BARRACUDA E CARATINGA**



## ANEXO 7: EVOLUÇÃO DE RATING DA PETROBRAS



**Aaa** - Títulos com classificação Aaa são considerados os de melhor qualidade. Eles acarretam o mais baixo grau de risco de investimento e normalmente são denominados "de ouro" (gilt-edged). Seus pagamentos de juros são protegidos por uma grande margem ou por uma margem excepcionalmente estável e o seu principal está seguro. Embora possa haver mudanças nos vários elementos de proteção, as mudanças que podem ser visualizadas têm muito pouca probabilidade de prejudicar fundamentalmente a posição forte desses títulos.

**Aa** - Os títulos com classificação Aa são considerados de alta qualidade de acordo com todos os padrões. Juntamente com os títulos Aaa, eles formam o grupo geralmente conhecido como títulos de alta categoria. Sua classificação é mais baixa do que as dos melhores títulos porque as suas margens de proteção podem não ser tão grandes quanto às dos títulos Aaa ou porque as oscilações dos elementos de proteção podem ter uma amplitude maior, ou ainda, pode haver outros elementos presentes que indiquem que seu risco, a longo prazo, pode ser maior do que o dos títulos Aaa.

**A** - Os títulos com classificação A possuem vários atributos favoráveis de investimento e são considerados obrigações de categoria superior-média. Os fatores que conferem segurança ao principal e aos juros são considerados adequados, mas pode haver certos elementos presentes que sugerem a vulnerabilidade a um impacto negativo em alguma época futura.

**Baa** - Os títulos classificados como Baa são considerados obrigações de categoria média (ou seja, não estão altamente protegidos, mas também não têm garantias fracas). Os pagamentos de juros e principal desses títulos parecem ser adequados no momento presente, mas certos elementos de proteção podem ser insuficientes, ou podem não ser caracteristicamente confiáveis no decorrer de um período mais prolongado. Esses títulos não têm características excepcionais de investimento e, na verdade, demonstram ter algumas características especulativas.

**Ba** - Os títulos que recebem classificação Ba são aqueles que têm elementos especulativos; seu futuro não pode ser considerado bastante seguro. Muitas vezes, a proteção dos pagamentos de juros e do principal pode ser moderada e, portanto, não são muito preservadas ao longo de tempos bons e difíceis no futuro. A incerteza da posição caracteriza os títulos desta categoria.

**B** - Os títulos com classificação B geralmente não têm as características desejáveis de investimento. A probabilidade de pagamento dos juros e do principal ou a constância de outros termos do contrato no decorrer de períodos prolongados pode ser pequena.

**Caa** - Os títulos classificados como Caa têm uma posição fraca. Esses títulos podem estar inadimplentes ou pode haver elementos perigosos relativos aos juros e ao principal.

**Ca** - Os títulos com classificação Ca representam obrigações altamente especulativas. Geralmente, esses títulos estão inadimplentes ou demonstram ter outras insuficiências marcantes.

**C** - Os títulos que recebem a classificação C são os títulos de mais baixa classificação e só podem ser considerados como tendo perspectivas extremamente fracas de algum dia alcançar efetivamente qualquer categoria de investimento.

**Nota:** A Moody's aplica os modificadores numéricos 1, 2 e 3 a cada categoria genérica de classificação, de Aaa a Caa. O modificador 1 indica que a obrigação está na extremidade mais alta da categoria de classificação; o modificador 2 indica uma localização média dentro da categoria; e o modificador 3 indica que a obrigação está na

extremidade mais baixa da categoria. As classificações de títulos da Moody's, onde assim especificado, aplicam-se às obrigações sênior de bancos, às apólices sênior e às reivindicações de obrigações de seguradoras, com vencimento original superior a um ano. As obrigações que dependem de mecanismos de suporte, tais como cartas de crédito e títulos de indenização, são excluídas, salvo se explicitamente classificadas.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)