

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia de Produção

Trabalho de Formatura

**Operações Estruturadas e o Desenvolvimento
da Indústria Petrolífera Brasileira:**

Teoria e Prática

Autor: Silvio Torquato Junqueira Filho

Orientador: Mauro Zilbovicius

Ano: 2000

18 2000
J968 e

Agradecimientos

- Ao professor-orientador Mauro Zilbovicius, do departamento de Engenharia de Produção, que orientou a realização deste trabalho com profissionalismo e interesse, contribuindo com importantes conselhos quanto ao seu conteúdo e estruturação;
- Ao amigo e profissional Cláudio Skilnik, pelos importantes conhecimentos transmitidos e pela imensa ajuda prestada ao longo da realização deste trabalho;
- Aos amigos e profissionais Jefferson Easum, Eddy Lacayo, Daniela Vieira e outros colegas do Banco Abn Amro Real S.A. pelo apoio concedido e ajuda sempre disponível;
- Aos meus pais, Silvio Torquato Junqueira e Anna Helena Boranga Junqueira, pela rica e diversificada educação proporcionada e pela motivação fornecida ao longo da realização deste trabalho;
- Aos meus irmãos, Anna Cecília Boranga Junqueira e Plínio Torquato Juqueira, e aos meus avós Plínio Brotero Junqueira e Vera Corrêa Dias Junqueira, pela agradável convivência e motivação proporcionadas;
- A todos os familiares, namorada e amigos, pela paciência e apoio concedido ao longo dos últimos cinco anos, que permitiram que eu concluísse, além deste trabalho, o curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Sumário

O presente trabalho objetiva ilustrar de que forma operações estruturadas, embasadas no conceitual de *project finance*, podem ser úteis e importantes na viabilização de projetos no setor de exploração & produção de petróleo e gás natural brasileiro, na atual conjuntura dessa indústria.

Para tanto, inicialmente apresenta-se uma breve descrição deste setor da maneira como se encontra hoje, em meio a um processo de desregulamentação e abertura à iniciativa privada. Essa descrição é seguida de uma breve descrição dos conceitos de *project finance*. Esta descrição é necessária para o entendimento dos dois estudos de casos do presente trabalho, que têm o intuito de demonstrar a aplicabilidade desse instrumento como agente viabilizador de projetos.

O primeiro caso busca descrever a primeira operação de *project finance* no setor de petróleo e gás natural a ter sido estruturada e fechada no Brasil: o projeto Marlim. O estudo deste projeto busca exemplificar uma operação estruturada já concluída, em que todos os riscos e benefícios já foram devidamente alocados às partes envolvidas, os contratos da operação assinados e o desembolso inicial dos recursos financeiros realizado.

O segundo estudo de caso visa exemplificar a análise inicial de um projeto, que acontece no início da estruturação de uma operação, do ponto de vista de uma instituição financeira. Neste ponto, riscos e problemas relevantes são identificados e possíveis soluções são desenhadas buscando uma estrutura ótima de financiamento para o projeto.

Índices

Operações Estruturadas e o Desenvolvimento da Indústria Petrolífera Brasileira: Teoria e Prática

ÍNDICE GERAL

PARTE I – ANÁLISE ECONÔMICA SETORIAL E CONCEITOS DE PROJECT FINANCE..... 6

Introdução.....	7
A Empresa.....	8
A Área de Estágio.....	8
O Setor Petrolífero	8
O Estágio e o Trabalho de Formatura	9
O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil	11
A Abertura do Mercado Brasileiro	12
A Petrobras	13
O Planejamento Estratégico da Petrobras.....	14
As Novas Regulamentações do Setor	15
A Conta Petróleo.....	16
Leilões da ANP – Agência Nacional de Petróleo	17
Parcerias da Petrobras.....	18
Impostos e Questões Fiscais no Setor de Upstream.....	19
Impostos Diretos	20
IRPJ – Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica	20
IRRF – Imposto de Renda Retido na Fonte.....	20
Impostos Indiretos.....	21
Contribuições Sociais.....	22
Regimes Especiais	22
Transações com Moedas Estrangeiras.....	23
Impostos Específicos Sobre a Indústria Upstream	23
Oportunidades de Investimento no Setor de Exploração & Produção.....	25
Contexto Econômico Internacional	26
A Perspectiva de Queda nas Taxas de Juros	26
Mudanças na Matriz Energética	27
O Crescimento da Demanda por Gás Natural	27
A Auto-suficiência em Petróleo	28
A Abertura do Setor de <i>Upstream</i> à iniciativa privada	29
Banco Mundial e Instituições Relacionadas	29
Incentivos Fiscais.....	30
Benefícios da Abertura.....	30
<i>Project Finance</i> Como Alternativa.....	31

Operações Estruturadas e o Desenvolvimento da Indústria Petrolífera Brasileira: Teoria e Prática

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural.....	33
Modelos Tradicionais de Financiamento.....	34
Project Finance	34
O que é <i>Project Finance</i>	34
Participantes e Seus Objetivos	35
Vantagens e Desvantagens do <i>Project Finance</i>	36
Exigências do Project Finance	37
Fontes de Financiamento Típicas em um <i>Project Finance</i>	38
Capital (<i>Equity</i>).....	38
Empréstimos Subordinados (<i>Subordinated Debt</i>)	38
Empréstimos Principais (<i>Senior Debt</i>)	39
Bancos Comerciais	39
Seguradoras e Fundos de Pensão	39
Agências Governamentais e Supranacionais.....	39
Mercado de Capitais	40
Geração Interna de Caixa.....	40
Avaliação do Projeto no Setor de <i>Upstream</i> : Riscos.....	41
Extensão de Crédito e Análise de Viabilidade	41
Desenvolvimento do Projeto.....	42
Operação do Projeto	42
Outros Riscos.....	43
Documentação de Projetos no Setor de <i>Upstream</i> : Arranjos de Garantia	44
Documentação para o Projeto	45
Contratos de Concessão e de Participação na Produção.....	45
Contratos de Construção/Desenvolvimento	45
Contratos Operacionais.....	46
Contratos de Compra da Produção	46
Documentação para o Financiamento.....	46
Contrato de Crédito.....	46
Contratos de Garantias Colaterais.....	47
Contratos de Contribuição de Capital e de Empréstimo Subordinado	47
 PARTE II – ESTUDO DE CASOS	 50
O Projeto Marlim.....	51
O Desenvolvimento do Campo de Marlim.....	53
Importância Estratégica	54
Estrutura da Operação.....	55
O Modelo.....	56
O Contrato de Consórcio entre a Petrobras e a Companhia Petrolífera Marlim	57
Investimentos.....	59
A Marlim Participações S.A.	59

Operações Estruturadas e o Desenvolvimento da Indústria Petrolífera Brasileira: Teoria e Prática

A Remuneração e o Retorno do Capital.....	61
Os Emprestadores.....	61
Os Empréstimos-ponte.....	62
O Medium Term Note Program.....	63
Os Contratos de Garantia	64
Aspectos Legais, Fiscais e Contábeis.....	66
Impostos e Taxações	66
Tratamento Contábil.....	67
Análise de Viabilidade Econômica.....	68
A Receita Incremental Líquida do Campo.....	69
As Obrigações Financeiras da CPM.....	70
Fluxo de Caixa Incremental Descontado	71
Observações Relativas aos Resultados	72
Análise de Sensibilidade do Fluxo de Caixa Incremental	72
Análise Econômica Atual do Projeto	73
Riscos do Projeto	73
Riscos Assumidos pela Petrobras.....	73
Riscos Assumidos pela CPM/MP (Acionistas).....	74
Riscos Assumidos pelos Emprestadores (BNDES e detentores das notas promissórias).....	74
Conclusões	75
O Projeto Confidencial.....	77
Histórico do Projeto	78
Os Contratos	79
A Originação da Operação	80
Estrutura Proposta pelo Consórcio	80
Investimentos e <i>Funding</i>	82
Objetivos do Consórcio	82
Em Busca da Solução.....	84
Adaptação da Estrutura.....	84
Atendendo aos Objetivos	87
Objetivos Individuais.....	88
A Estrutura de Financiamento Proposta pelo Banco	90
Análise Econômico-Financeira Preliminar	92
A Alavancagem Financeira do Projeto.....	92
O Custo de Capital Médio Ponderado.....	93
O Fluxo de Caixa Livre.....	94
O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.....	95
Reservas Ainda Não Produzidas Após o Serviço da Dívida.....	96
Pontos a Serem Definidos	97
O Investimento e a Remuneração do Capital	97
Os Empréstimos e Suas Garantias.....	99

Operações Estruturadas e o Desenvolvimento da Indústria Petrolífera Brasileira: Teoria e Prática

A Distribuição dos Riscos.....	101
Riscos no Desenvolvimento dos Campos.....	101
Riscos na Operação dos Campos.....	102
Outros Riscos	102
Próximos Passos.....	104
Conclusões	104
Desafios.....	106
 ANEXOS	 110
Aspectos Legais e Tributários Brasileiros.....	111
Impostos.....	112
Impostos Aplicados por Situação Específica	112
Taxas Mais Comumente Aplicadas por Imposto.....	113
Aspectos Técnicos do Projeto Marlim.....	114
Empréstimos do Projeto Marlim.....	119
Contrato de Abertura de Crédito Rotativo – BNDES.....	120
Notas Promissórias Nominativas Comerciais.....	120
1ª. Emissão	120
2ª. Emissão	120
3ª. Emissão	120
4ª. Emissão	121
Medium Term Note Program (Project Bonds).....	121
1ª. Emissão	121
2ª. Emissão	121
Análise Econômico-financeira do Projeto Marlim.....	123
Hipóteses Assumidas	124
Determinação da Receita Incremental Líquida.....	125
Determinação das Obrigações Financeiras.....	125
Determinação das Obrigações Financeiras.....	126
Determinação do Fluxo de Caixa Descontado.....	127
Determinação do Fluxo de Caixa Descontado.....	128
Análise Econômico-financeira do Projeto Confidencial	129
Hipóteses Assumidas	130
Determinação do Custo de Capital Médio Ponderado (<i>WACC</i>).....	131
O Fluxo de Caixa Livre.....	131
O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.....	132
Reservas Ainda Não Produzidas.....	133

***Operações Estruturadas e o Desenvolvimento da
Indústria Petrolífera Brasileira: Teoria e Prática***

ÍNDICE DE TABELAS, GRÁFICOS E FIGURAS

CADEIA ENERGÉTICA.....	12
OS ELEMENTOS BÁSICOS DE UM PROJECT FINANCE	35
ESQUEMA DE PRODUÇÃO DEFINITIVO DO CAMPO DE MARLIM.....	52
MODULARIZAÇÃO DO CAMPO DE MARLIM E MAPA DE LOCALIZAÇÃO.....	53
CRONOGRAMA DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE MARLIM.....	54
ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO DO PROJETO MARLIM.....	56
CRONOGRAMA ANUAL DE INVESTIMENTOS NO CAMPO DE MARLIM.....	59
ESTRUTURA ACIONÁRIA – MARLIM PARTICIPAÇÕES S.A.....	60
ESTRUTURA ACIONÁRIA – COMPANHIA PETROLÍFERA MARLIM LTDA.....	60
DETERMINAÇÃO DA EQUAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DO PROJETO MARLIM.....	68
RECEITA INCREMENTAL LÍQUIDA DO PROJETO MARLIM.....	70
OBRIGAÇÕES FINANCEIRAS DO PROJETO MARLIM	71
FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO DO PROJETO MARLIM	71
ESTRUTURA DA OPERAÇÃO PROPOSTA PELO CONSÓRCIO DO PROJETO CONFIDENCIAL.....	81
INVESTIMENTOS DO PROJETO CONFIDENCIAL.....	82
ESTRUTURA PROPOSTA PELO BANCO PARA O PROJETO CONFIDENCIAL (S/ FINANCIAMENTO).....	86
PROGRAMAÇÃO DA ESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA DO PROJETO CONFIDENCIAL	87
ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO DO PROJETO CONFIDENCIAL PROPOSTA PELO BANCO.....	90
FLUXO DE CAIXA LIVRE DO PROJETO CONFIDENCIAL.....	94
ANÁLISE DO ÍNDICE DE COBERTURA DO SERVIÇO DA DÍVIDA DO PROJETO CONFIDENCIAL.....	95
ÍNDICE DE COBERTURA DO SERVIÇO DA DÍVIDA.....	96

Parte I

Análise Econômica Setorial e Conceitos de *Project Finance*

Capítulo 1

Introdução

A Empresa

O presente trabalho foi realizado no Banco ABN AMRO Real ("ABN"), um banco privado de origem européia que se formou através da fusão dos bancos Amsterdam-Rotterdam Bank e Algemene Bank Nederland em 1991. Entre os 5 maiores bancos europeus e entre os 16 maiores bancos do mundo, hoje o ABN destaca-se com mais de 3500 filiais e 110 mil funcionários em mais de 76 países, e ativos totais da ordem de 500 bilhões de euros no mundo inteiro. Atua nos mercados de atacado e varejo, oferecendo serviços de banco de investimento e banco comercial para empresas e pessoas físicas.

A partir de 1998, o banco iniciou um movimento de expansão de suas atividades no Brasil com a compra do Banco Real, focando-se estrategicamente no varejo bancário. Atualmente, o ABN atua no Brasil e no mundo por meio de três grandes linhas de negócio: banco de varejo (seguros, financiamentos a pessoas físicas e pequenas e médias empresas, etc), administração especializada de recursos e fundos, e banco de atacado (operações estruturadas, assessoria financeira de empresas e projetos, etc), o último mais comumente conhecido como banco de investimento.

A Área de Estágio

O estágio foi desenvolvido no banco de investimento do ABN no departamento de operações financeiras estruturadas, mais especificamente no segmento responsável pela cobertura da indústria de petróleo e gás natural na América Latina. Nessa região o ABN também cobre os setores de energia, telecomunicações, internet, mídia e transportes.

O Setor Petrolífero

O grupo de analistas responsável pela cobertura da indústria petrolífera na América Latina é responsável pela identificação de oportunidades de fusões e aquisições, desinvestimentos e reestruturação financeira de empresas (modalidade *corporate finance*), e oportunidades de assessoria e/ou financiamento de projetos através da modalidade de *project finance*, técnica de financiamento de projetos difundida já há bastante tempo no exterior, e que apenas nos últimos anos vem ganhando importância no Brasil.

O Estágio e o Trabalho de Formatura

Durante o período de estágio foram desenvolvidas atividades de apoio aos analistas da área dedicados principalmente às transações de *project finance*, sendo os trabalhos mais freqüentes: mapeamento do setor petrolífero da América Latina, obtenção de informações de projetos do setor, acompanhamento de transações em desenvolvimento e monitoramento de transações já concluídas.

Devido ao período de grande destaque por que passa atualmente a indústria petrolífera brasileira, em meio a um processo de desregulamentação e abertura do setor à iniciativa privada, e também ao grande interesse demonstrado pelo conceito e aplicação de *project finance* ao desenvolvimento desse setor, optei por realizar o presente trabalho objetivando, numa primeira parte, realizar uma descrição da indústria, dando uma maior ênfase no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, e introduzir brevemente o conceito de *project finance* e suas principais características.

Podemos colocar como definição inicial (bastante simplificada) de *project finance* como o financiamento de um ativo específico, no qual o prestador atenta principalmente para o fluxo de caixa futuro deste ativo como a fonte primária para o pagamento do empréstimo e para o ativo em questão como garantia.

Na segunda parte, com o intuito de demonstrar a aplicabilidade desse instrumento como agente viabilizador de projetos, serão apresentados dois estudos de caso.

O primeiro caso busca descrever a primeira operação de *project finance* no setor de petróleo e gás natural a ter sido estruturada e fechada no Brasil: o projeto Marlim. O estudo deste projeto busca exemplificar uma operação estruturada que já atingiu o seu financial closing, ou seja, uma operação em que todos os riscos e benefícios já foram devidamente alocados às partes envolvidas, os contratos da operação assinados e o desembolso inicial dos recursos financeiros realizado.

O autor buscará ressaltar as características mais importantes da estrutura de financiamento definida para o projeto, e sempre que interessante realizando análises utilizando-se dos conceitos de *project finance* e das informações a respeito do setor petrolífero expostos anteriormente. Buscará mostrar a importância deste tipo de arranjo neste caso específico, em que uma

oportunidade de investimento antes inacessível pôde ser explorada pela empresa patrocinadora do projeto.

Já o segundo estudo de caso visa exemplificar a análise inicial de um projeto, que acontece no início da estruturação de uma operação, do ponto de vista de uma instituição financeira. Neste ponto, riscos e problemas relevantes são identificados e possíveis soluções são desenhadas buscando uma estrutura ótima de financiamento para o projeto.

Neste estudo de caso as inferências do autor são mais freqüentes, revelando-se suas análises e conclusões ao longo desse processo de busca pela melhor solução.

Devido a questões de confidencialidade a que estão sujeitos os dois projetos, e ao objetivo deste trabalho, algumas informações foram adaptadas ou simplificadas, sem entretanto deixar de garantir veracidade e validade aos estudos.

Capítulo 2

**O Setor de Petróleo e Gás Natural no
Brasil**

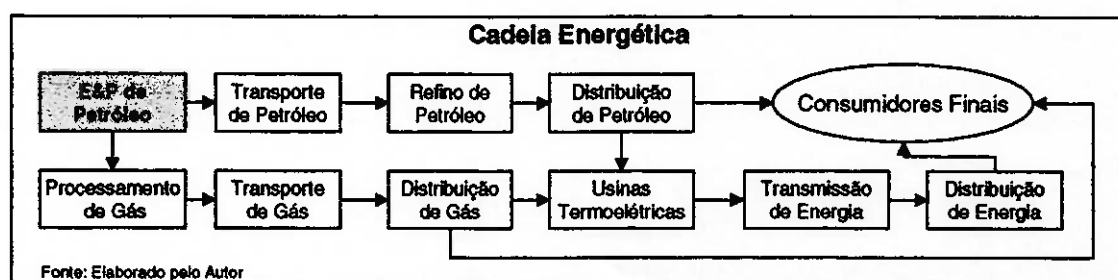
O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

A indústria petrolífera é definida, segundo as leis brasileiras, como o conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados. É dividida em dois grandes setores:

- *Upstream*: compreende as etapas de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural;
- *Downstream*: compreende as etapas de refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados.

A cadeia energética originada pelas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo está exemplificada abaixo:

Cadeia Energética



Devido à realização de estudos de caso no setor de *upstream*, o autor optou por focar no estudo mais detalhado do setor de *upstream* no Brasil, porém sem deixar de ressaltar aspectos do setor de *downstream* que sejam importantes para o entendimento do tema em discussão.

A Abertura do Mercado Brasileiro

Nos últimos anos, o cenário mundial da indústria petrolífera vem passando por uma profunda transformação em razão da progressiva eliminação das fronteiras nacionais para as atividades no setor.

Neste contexto, o Brasil começou a atrair investidores internacionais com o intuito de buscar recursos para intensificar o desenvolvimento da indústria de petróleo nacional e explorar toda a capacidade de produção no país. Para tanto, vem promovendo mudanças institucionais na política e administração do setor,

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

permitindo que as atividades do setor sejam desempenhadas também por empresas estrangeiras.

A abertura do setor de petróleo no país, embora simultânea à de outros setores da economia com forte presença do Estado, vem obedecendo a uma estratégia particular. Nos últimos 45 anos, a cadeia produtiva da indústria do petróleo esteve, na prática¹, nas mãos de uma única empresa - Petrobras. Esta característica determinou a forma de introduzir o regime de concorrência nessa indústria.

Os efeitos dessa nova era na indústria petrolífera brasileira dependem de vários fatores, dos quais três merecem especial atenção: i) o potencial de recursos naturais; ii) as bases regulatórias do setor; e iii) o engajamento da Petrobras em novas parcerias.

O primeiro passo foi dado com a quebra do monopólio por intermédio da Emenda Constitucional N° 9 e de sua regulamentação - Lei N° 9.478 - conhecida como Lei do Petróleo - editada em 6.8.97. Em seguida, foi construído um arcabouço legal para regular cada um dos segmentos da indústria.

A Petrobras

A Petrobras é uma companhia de capital misto, sendo o governo federal o seu acionista majoritário, que atua em todas as atividades da indústria de petróleo, tendo exercido nos últimos 45 anos o monopólio nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e, com poucas exceções, também na área de refino. O setor de distribuição sempre esteve aberto à participação de outras empresas, tanto nacionais quanto internacionais.

Além das atividades executadas diretamente pela Petrobras, a *holding* também têm participações na indústria petroquímica, na distribuição de derivados de petróleo, nas atividades de exploração e produção e prestação de serviços técnicos e administrativos no exterior, nas atividades de transporte marítimo e na administração do Gasoduto Bolívia-Brasil.

Atualmente a Petrobras passa por um processo de reestruturação interna com o objetivo de torná-la mais competitiva frente às empresas estrangeiras que começam a atuar no Brasil. Dentro do novo modelo de organização e gestão da companhia, a empresa será dividida em seis áreas de negócio: Financeira, de

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

Serviços, Exploração e Produção, Abastecimento, Gás e Energia, e Internacional. Esse processo faz parte do planejamento estratégico definido pela empresa, cujos termos têm um grande peso no delineamento do mercado petrolífero brasileiro dado a grande fatia de mercado ainda dominado pela empresa.

O Planejamento Estratégico da Petrobras

Com o intuito de posicionar a Petrobras competitivamente em um mercado em abertura, estabeleceu-se, no ano de 1999, um planejamento estratégico de longo prazo para a empresa, cuja projeção de crescimento para os próximos vinte anos é da ordem de 3% a 4% ao ano. O objetivo é transformar a empresa de petróleo em uma companhia integrada de diversos tipos de energia.

Nesse sentido, a Petrobras participa minoritariamente em diversos projetos de construção de usinas térmicas e de outros de co-geração em todo o País, em um esforço para ter auto-suficiência em eletricidade. Hoje, a capacidade instalada de geração elétrica da Petrobras não passa da 60 megawatts.. No total, estes projetos somam quase 10 mil megawatts de potência que deverão estar instalados até 2003.

Até o ano de 2005 a Petrobras planeja investir US\$ 33 bilhões, dos quais 70% serão destinados a projetos de E&P de petróleo e gás natural. Com isso espera atingir a produção de 2 milhões de barris por dia, muito acima da produção atual, de cerca de 1,4 milhão de barris por dia. É importante citar que a Petrobras é reconhecida internacionalmente como uma das líderes em exploração e desenvolvimento de campos de petróleo em águas profundas. Neste sentido, vem direcionando significativos investimentos a projetos nessa área.

Outros objetivos da empresa são:

- Expandir suas atividades no exterior para garantir o crescimento e diminuir o custo de capital;
- Elevação de 2% para 10% na participação de gás natural na matriz energética do país, através do aumento na produção de gás natural e da construção de gasodutos;
- Consolidar a posição dominante da empresa no mercado de varejo brasileiro usando sua rede de distribuição;

¹ À exceção da distribuição de derivados de petróleo, aberta à competição, os outros segmentos da indústria (exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação) constituíam monopólio exercido pela Petrobras.

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

- Expandir e modernizar suas refinarias buscando aumentar a eficiência, garantir produtos de maior margem de contribuição e absorver sua crescente produção de petróleo, além de examinar possíveis *joint ventures*.

No atual momento, em que o preço do petróleo está em alta, a Petrobras encontra-se em uma situação financeira relativamente confortável, permitindo que seus investimentos planejados sejam realizados. Porém, deve-se lembrar que há algum tempo atrás, o mercado estava em baixa e o governo brasileiro vinha impondo rigorosas restrições ao financiamento e orçamento da companhia com o objetivo de canalizar recursos financeiros para causas mais urgentes do país, como sanar o déficit nas contas públicas, assim como para facilitar a desregulamentação do setor, diminuindo a capacidade de investimentos da Petrobras e criando oportunidades para a entrada de outras empresas no mercado.

Nesse contexto, a empresa demandou bastante engenharia financeira para conseguir financiar seus investimentos, utilizando-se de operações estruturadas embasadas em *project finance*, conforme será visto adiante neste trabalho.

As Novas Regulamentações do Setor

Em 1995 o governo brasileiro iniciou a implementação de sua política de abertura da indústria petrolífera ao capital privado através da Emenda Constitucional nº. 9, que tornou possível a contratação entre a União e empresas privadas para a realização das atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural, a sua refinação, a importação e exportação dos produtos e seus derivados, assim como o transporte marítimo de produtos nacionais e o transporte por conduto de produtos de qualquer origem.

Em 6 de agosto de 1997 foi decretada a Lei Lei do Petróleo, que dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo, e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), que atuam no sentido de promover a livre concorrência no setor e aumentar a competitividade do país no mercado internacional.

Dentre outros, essa lei estabelece que a Petrobras deva continuar a ser controlada pelo governo brasileiro, e que as atividades no setor de *upstream* constituem monopólio da União, podendo ser exercidas por empresas constituídas sob as leis brasileiras mediante concessão ou autorização. Também estabeleceu que os preços de todos os derivados combustíveis comercializados no

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

Brasil seriam liberados até agosto de 2000, sendo um dos pré-requisitos para tal a liquidação da Conta Petróleo, Derivados e Álcool ("Conta Petróleo"). A Conta Petróleo pode ser genericamente definida como uma conta teórica que registra a diferença ocorrida no passado entre os preços que a Petrobras pagava pelas importações de óleo e derivados, e o que efetivamente recebia com a venda dos combustíveis no Brasil. Ela será melhor detalhada no próximo item.

Subseqüentemente, nos termos do decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, foram definidos critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais aplicáveis ao setor de *upstream*^{II}, previstas na Lei do Petróleo.

Três anos após a Lei do Petróleo, o Brasil já avançou bastante em termos de regulamentação. A possibilidade de abertura de contas-correntes em dólares e de exportação de petróleo, os leilões de áreas para exploração de petróleo e gás promovidos pela ANP e a solução, com a criação do Repetro, de problemas relacionados aos prazos de concessão das áreas e à tributação indireta são alguns exemplos de medidas que foram tomadas pelo governo brasileiro no sentido de promover investimentos na indústria petrolífera brasileira.

No entanto deve-se lembrar que a presença do capital privado ainda é insignificante em setores como o de refino para a produção de derivados, de transporte de combustíveis em dutos e de movimentação de produtos em terminais portuários, sendo um dos impedimentos a existência da Conta Petróleo.

A Conta Petróleo

A política governamental de controle de preços sempre teve como um de seus objetivos a contenção da inflação no país. Em outras palavras, o Governo Federal "subsidiou" o consumidor final através da Petrobras, deixando uma dívida para com a empresa, popularmente conhecida como Conta Petróleo.

A fim de garantir uma transição suave para um mercado livre, o Governo estabeleceu, em julho de 1998, um modelo de formação de preços para os combustíveis da Petrobras que os atrela aos preços de mercado internacionais.

A regulamentação define duas categorias de preços para a Petrobras: de realização e de faturamento. O primeiro é o preço a ser computado nos estatutos financeiros da empresa, enquanto o segundo é o preço real praticado no portão das refinarias.

^{II} Os impostos aplicáveis ao setor de *upstream* serão melhor detalhados ao longo deste estudo.

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

Estão sujeitos ao preço de realização da Petrobras a gasolina, o diesel, a nafta, o querosene e o LPG vendidos no Brasil, que somados às exportações e outros produtos de menor relevância para a companhia colaboram para que 97% das receitas estejam atreladas aos preços de mercado dos combustíveis^{III}.

Já o preço de faturamento é estabelecido pelo governo brasileiro. A diferença entre o preço de faturamento e o de realização de cada um dos derivados consiste nos impostos a serem pagos (PIS, Cofins, e outros) e da Parcela de Preço Específico ("PPE"), dedicada ao pagamento da conta petróleo à estatal e ao subsídio cruzado^{IV} entre derivados. Qualquer excedente da PPE após o financiamento desses subsídios é aplicado na redução da dívida da União.

Portanto, quanto maior for a diferença entre o preço de comercialização e o de realização, mais rápido se dará o pagamento da Conta à Petrobras e a extinção da PPE. Indefinições e problemas legais a respeito do novo imposto sobre derivados de petróleo que virá a substituir a atual PPE adiaram a liberalização do mercado de combustíveis brasileiro para 2002.

Segundo a ANP, a falta desse imposto substituto é um dos últimos entraves à total abertura do setor, que só será atingida quando qualquer empresa instalada no Brasil puder importar petróleo e derivados de outros países, o que hoje só é permitido à Petrobras. A existência do mecanismo da PPE entre a União e a Petrobras combinada com uma abertura total do mercado deixaria a empresa em desvantagem, já que as empresas entrantes não estariam sendo tributadas igualmente.

O interesse por parte do Governo na liberação do mercado pode ser verificada pelos aumentos de preços de derivados promovidos no início do ano 2000, que afetaram positivamente a PPE, apesar dos preços inflados no mercado internacional de petróleo e derivados e da desvalorização cambial.

Leilões da ANP – Agência Nacional de Petróleo

A Agência Nacional de Petróleo – ANP foi criada para promover e regular os investimentos na indústria petrolífera nacional incentivando a livre concorrência, além de: i) regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera; ii) promover e administrar as concessões para exploração, desenvolvimento e produção; e iii) controlar e autorizar a prática das atividades

^{III} Fonte: ABN AMRO Bank e Petrobras

relacionadas à indústria petrolífera, assim como as tarifas e impostos aplicáveis aos produtos relacionados.

A ANP, cumprindo a Lei do Petróleo, anunciou, em julho de 1998, as áreas que seriam mantidas como concessão da Petrobras e aquelas que ficariam em seu poder para futuras licitações. Com isso, permaneceram com a ANP 92,9% da área total das 26 bacias sedimentares brasileiras^v e apenas 7,1% foram mantidas pela Petrobras.

Um ano após a repartição das áreas de concessão, a ANP iniciou o processo de licitação daquelas que ficaram em seu poder. A primeira rodada de leilões aconteceu em junho de 1999, a segunda em junho de 2000 e para 2001 a ANP já planeja uma nova licitação. Nas duas primeiras licitações foram colocadas em leilão um total de 50 áreas (blocos para exploração e produção), representantes de apenas 3,2% da área das bacias sedimentares à disposição da Agência, dos quais 33 foram arrematados. A Petrobras, isoladamente ou em consórcios, arrematou 13 dessas 33 áreas, sendo o participante mais ativo dos leilões.

A arrecadação da ANP com o bônus nos dois leilões foi de US\$ 439 milhões, e a obrigação de gastos na fase exploratória alcançou a soma de US\$ 123 milhões, destacando-se o compromisso com a contratação de bens e serviços nacionais e a participação na segunda rodada de leilões das empresas brasileiras Ipiranga, Marítima/Rainier, Queiroz Galvão e Odebrecht, além da Petrobras.

Parcerias da Petrobras

Desde outubro de 1998, quando a Petrobras assinou seu primeiro contrato de parceria, já foram formalizados outros 35 contratos. No total, as alianças da Petrobras envolvem 32 empresas, das quais 5 brasileiras: a Petroserv, a Sotep, a Ipiranga, a Queiroz Galvão e a Odebrecht. Dentre as estrangeiras, a norte-americana Unocal foi a que mais se associou à Petrobras, com investimentos em 11 blocos, seguida da também norte-americana El Paso/Coastal, que firmou parcerias em 9 blocos.

O maior número de contratos (26) destina-se a projetos de exploração – etapa de maior risco no *upstream* – que representam investimentos de quase US\$ 1 bilhão. As demais parcerias referem-se a áreas de produção (2) e desenvolvimento da produção (8), em projetos que somam investimentos de US\$

^v Derivados com PPE positiva (preço de comercialização > preço de realização) subsidiam aqueles com PPE negativa. Exemplos: subsídio do LPG pela gasolina.

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

2,6 bilhões. As Bacias de Campos e Potiguar foram as áreas onde a Petrobras mais adotou o modelo de parcerias, num total de 17 projetos (um desses será objeto de estudo de caso neste trabalho).

Por sua vez, a Petrobras, em sua nova estratégia de atuação, assinou, em outubro de 1998, o primeiro contrato de parceria com outros agentes para exploração e produção de petróleo em suas áreas de concessão. Desde então, o total de parcerias assinadas até o final de julho de 2000 alcança 36 projetos, totalizando investimentos da ordem de US\$ 3,6 bilhões.

Considerados os resultados obtidos nas duas primeiras rodadas e nas parcerias já contratadas com a Petrobras, o setor agora conta com 40 novos agentes. Nesse conjunto, a presença de companhias estrangeiras é majoritária - no total são 34 empresas internacionais, das quais 15 norte-americanas.

Um outro tipo de associação que a Petrobras começa a desenvolver diz respeito aos projetos de troca de ativos. Nesta modalidade, a empresa pretende ampliar sua atuação no exterior em troca de seus ativos no país. Um caso típico é a operação que está sendo negociada com a Repsol/YPF. Nesta operação, a empresa hispano-argentina está repassando à Petrobras sua rede de 800 postos e uma refinaria na Argentina, em troca da assunção no Brasil de 300 postos da BR Distribuidora e da aquisição de participações na Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) e no projeto de desenvolvimento da produção do Campo de Albacora Leste.

Impostos e Questões Fiscais no Setor de Upstream

A atratividade de uma certa indústria no que tange a investimentos privados é enormemente influenciada pelos termos fiscais e impostos que a regem, tornando-se mister a compreensão do sistema vigente.

As principais características do sistema fiscal brasileiro, e outros aspectos que afetam a indústria de *upstream* brasileiro são:

- Impostos diretos e indiretos;
- Contribuição social;
- Regimes de importação e exportação;
- Impostos específicos sobre a indústria de *upstream* (bônus, participação especial, tarifas de aluguel).

Impostos Diretos

IRPJ – Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica

Um imposto de grande impacto em todas as empresas de qualquer setor da economia, o IRPJ pode ser tributado através de três diferentes modelos, todos sob o regime de competência: através do lucro real, do lucro presumido ou do lucro arbitrado.

A maioria das empresas atuantes no setor de *upstream* são tributadas sobre o seu lucro real, uma vez que são instituições de grande porte^{VI}. Neste modelo a taxa aplicada sobre o lucro bruto é de 25%, sendo permitido que prejuízos contábeis sejam utilizados, até um limite de 30% do lucro bruto de qualquer período, para diminuição da base tributável deste período.

Sobre aquelas empresas da indústria petrolífera que podem utilizar o modelo de lucro presumido incide atualmente uma taxa de 8% sobre a base tributável, composta pela receita operacional bruta mais certos ganhos (ganhos de capital, etc).

É importante citar que no Brasil uma subsidiária de uma corporação estrangeira é tratada como uma corporação brasileira para fins de imposto de renda, o que não acontece com consórcios, que recebem o tratamento de parcerias. Não há regimes especiais regulamentando a indústria de *upstream* no que tange ao IRPJ.

Quanto às deduções aplicáveis para o cálculo da base tributável temos:

Deduções para Fins de IRPJ

Despesas com exploração são geralmente diferidas até o início da produção, sendo então amortizadas ao longo da vida esperada do campo. Despesas em geral podem ser amortizadas tanto ao longo da vida do contrato de concessão como do período de benefícios econômicos derivados de tais despesas. Investimentos em poços secos e outros poços que perderam a utilidade também podem ser deduzidos correntemente.

IRRF – Imposto de Renda Retido na Fonte

^{VI} Entidades legais com faturamento anual superior a R\$ 24 milhões, instituições financeiras, dentre outros estão obrigadas a utilizarem o modelo de lucro real.

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

Sobre remessas ao exterior, rendimentos de capital (aplicações financeiras) e outros rendimentos de menor importância para o presente estudo são aplicadas diferentes alíquotas de IRRF.

- *Rendimentos de capital*: a alíquota aplicada sobre rendimentos de renda fixa é de 20%, e sobre rendimentos de renda variável é de 10%. O rendimento é definido pela diferença do preço de compra pelo preço de venda (cotas, ativos financeiros, etc);
- *Remessas ao exterior*: em geral uma alíquota de 15% é aplicada às remessas de dinheiro ao exterior, podendo ser menor no caso da existência de acordos bilaterais entre países.

Impostos Indiretos

Impostos federais, estaduais e municipais incidentes sobre investimentos, serviços, vendas e receitas de empresas, e não sobre o seu lucro líquido. Os mais importantes para o setor de *upstream* são:

- *IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados)*: coletado no momento da venda de produtos industrializados. Dessa forma não incide sobre a venda de petróleo e gás natural. Certas isenções são dadas a produtos de necessidade básica para a economia brasileira. A tarifa média aplicada a equipamentos é de 8%;
- *II (Imposto de Importação)*: aplicado sobre produtos importados. Geralmente uma taxa média de 17% é aplicada sobre equipamentos importados;
- *IOF (Imposto sobre Operações Financeiras)*: aplicado sobre operações de crédito, de câmbio, aplicações financeiras e seguros;
- *ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços)*: coletado pelos estados e pode ter diferentes taxas. Incide sobre mercadorias como petróleo, combustíveis e lubrificantes; e sobre serviços como transportes interestaduais e intermunicipais. Não incide sobre exportações de produtos e serviços (incluídos matérias-primas e semi-acabados). Em alguns estados, como o Rio de Janeiro, o ICMS sobre certas transações relacionadas à indústria petrolífera é tributado de acordo com regras especiais;
- *ISS (Imposto Sobre Serviços)*: aplicado sobre certos serviços, inclusive aqueles realizados em poços de petróleo e gás natural e outras atividades da indústria petrolífera. Pode ser deduzido no cálculo da base tributável do imposto de renda.

Contribuições Sociais

As contribuições sociais são:

- *COFINS (Contribuição para o Fundo de Previdência Social)*: atualmente com uma taxa de 3,0 %, é calculado sobre a receita bruta, excetuando-se aquelas provenientes da exportação;
- *PIS (Programa de Integração Social)*: uma taxa de 0,65% aplicada sobre a receita bruta, excetuando-se aquelas provenientes da exportação;
- *CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido)*: imposto sobre o lucro líquido das empresas (atualmente em 9% e a partir de 2003 previsto para ser reduzido para 8%). O CSLL será aplicado sob o mesmo regime utilizado para o cálculo do imposto de renda (IRPJ) da empresa;
- *CPMF (Contribuição Provisória sobre Movimentações Financeiras)*: imposto de 0,30% sobre as movimentações financeiras. Antes de junho de 2000 era de 0,35%.

Em anexo pode-se encontrar um maior detalhamento dos impostos aplicados a cada situação específica do setor de *upstream*.

Regimes Especiais

Produtos importados na maioria das vezes estão sujeitos aos já citados ICMS e IPI, e ao II. Já as exportações são raramente taxadas. Atualmente o imposto sobre a exportação de petróleo é zero. A importação e exportação de petróleo são reguladas pela ANP.

No caso da indústria de *upstream*, merecem atenção especial dois decretos relacionados ao comércio exterior, que foram criados para estimular a indústria nacional petrolífera e dar a ela condições de competir com fornecedores estrangeiros.

Criado em 1998, o Decreto 2889/98 implementou e criou o Regime de Admissão Temporária (RAT), que permite a importação, até 2005, da maioria dos bens importados utilizados em E&P de petróleo sem o recolhimento dos impostos II, IPI e ICMS durante o período em que permanecerem em território nacional, desde que tal material retorne ao seu país de origem após a sua utilização no Brasil.

Em 1999, através do Decreto 3161/99 (REPETRO), foi instituído o regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural, além de

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

ter sido extendido o prazo de validade do RAT para de dezembro de 2001 para dezembro de 2005.

O objetivo do REPETRO é isentar dos tributos federais citados anteriormente bens utilizados na atividade petrolífera que forem fabricados no país, partes e peças a eles relacionadas, e bens e materiais importados a serem utilizados na sua fabricação, permitindo que sejam exportados (mesmo que apenas em teoria) e posteriormente importados sob o RAT. O REPETRO surgiu em benefício dos fornecedores brasileiros, que desde a criação do RAT encontravam-se em desvantagem com relação aos fornecedores estrangeiros.

Transações com Moedas Estrangeiras

No passado o IOF era aplicável à maioria das operações em que havia fluxo financeiro com câmbio de moedas. Atualmente, com a flexibilização das regras, as taxas foram reduzidas a zero para a maioria das transações envolvendo câmbio, como importação de serviços, exportação de bens e serviços, remessas financeiras de e para o exterior. Vale mencionar que remessas de juros, dividendos e repatriação de capital se enquadram nessas classes de transações.

Dentre as operações que ainda estão sujeitas ao imposto estão algumas transações envolvendo conversão de moedas estrangeiras para local, por exemplo transações interbancárias entre instituições nacionais e estrangeiras, sujeitas a uma taxa de 0,5%. É importante lembrar que o pagamento de IOF é uma despesa dedutível para fins de IRPJ e CSLL.

Com relação a contas-correntes em moeda estrangeira no país, recentemente o Banco Central autorizou a sua existência para companhias engajadas na prospecção, exploração, produção, processamento e transporte de petróleo e gás natural.

Impostos Específicos Sobre a Indústria Upstream

Através do Decreto 2705 de agosto de 1998 foram estabelecidas as definições dos impostos e taxas sob a modalidade de participações governamentais aplicáveis ao setor de *upstream* e coletados do concessionário. As mesmas consistem em:

- Bônus de assinatura: pagamento feito à ANP pela concessão de um campo de petróleo, devendo ser amortizado pela vida do contrato de concessão;
- *Royalties*: porcentagem (de 5% a 10%) sobre a receita bruta de um campo de petróleo, paga à ANP. Variam em função dos preços de mercado do

O Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

petróleo e gás natural, das especificações do produto e da localização do campo;

- Participação Especial: porcentagem sobre a receita líquida^{VII} de um campo de petróleo devida à ANP, podendo variar de 0% (isento de participação especial) a 40%. O valor é dependente do tempo e volume de produção e da localização do campo, variando ao longo do tempo;
- Pagamento pela ocupação ou retenção de área: “aluguel” proporcional à área de concessão. O valor unitário aplicado depende das características geológicas, da localização da bacia sedimentar em que o bloco objeto de concessão se situar, dentre outros fatores pertinentes, respeitando faixas de valores aplicáveis a cada fase do campo (exploração, desenvolvimento ou produção).

^{VII} Receita bruta menos bônus de assinatura, *royalties*, custos operacionais, investimentos em exploração, provisão do custo de abandono, dentre outros.

Capítulo 3

Oportunidades de Investimento no Setor de Exploração & Produção

Oportunidades de Investimentos no Setor de Exploração & Produção

Com o fim do monopólio estatal no Brasil, espera-se que a indústria petrolífera atinja investimentos récores. No setor de *upstream*, as atividades de exploração e produção exigirão investimentos da ordem de US\$ 10 bilhões até o final do ano 2000 e US\$ 38 bilhões até 2003. Estes investimentos se justificam pelo atual cenário político-econômico brasileiro e mudanças promovidas na regulamentação do setor.

Contexto Econômico Internacional

O Brasil, que com o atual patamar de preços do petróleo no mercado internacional tem a sua balança comercial impactada negativamente devido ao aumento de importações, está mais preparado hoje para uma crise do petróleo do que estava na década de 70, podendo até ser beneficiado pelos investimentos em exploração e produção realizados por companhias petrolíferas apresentando receitas crescentes.

Além disso, se em 79 o país importava 85% do petróleo que consumia, hoje já produz quase 80% do consumo interno, com expectativa de tornar-se auto-suficiente em 2005, considerando os planos de investimento e produção da Petrobras e de empresas estrangeiras no Brasil. Formas alternativas de energia, sendo o álcool combustível o melhor exemplo, também permitiram ao país economizar entre US\$ 20 bilhões e US\$ 25 bilhões nos últimos 22 anos, considerando reduções em importações e investimentos no Proálcool^{VIII}, além de gerar empregos no setor agroindustrial e apresentar os benefícios de ser uma fonte de energia renovável.

A Perspectiva de Queda nas Taxas de Juros

No ambiente econômico com altas taxas de juros, fundos de pensão, seguradoras e outras classes de investidores conservadores conseguiam rentabilidades significativas sem se exporem a riscos elevados.

Com a atual perspectiva de uma redução dessas taxas a longo prazo, consequência da melhora no cenário econômico nacional e conseqüente elevação da classificação de risco do Brasil, torna-se necessário e atraente para esses investidores diversificar suas aplicações migrando parte de suas carteiras de renda fixa para aplicações em projetos de infra-estrutura.

^{VIII} Programa Brasileiro do Alcool.

Oportunidades de Investimentos no Setor de Exploração & Produção

A Petros – Fundação Petrobras de Seguridade Social, fundo de pensão da Petrobras, o BNDES – Banco Nacional de desenvolvimento Econômico e Social e a sua empresa de participações, a BNDESPar são alguns exemplos de instituições que têm realizado investimentos na forma de capital, através de fundos de *private equity*, ou na forma de dívida, através de operações estruturadas de financiamento, em projetos no setor de *upstream* brasileiro. Conforme veremos mais adiante, as operações estruturadas, mais especificamente o *project finance*, é capaz de viabilizar projetos em E&P de petróleo e gás natural, uma vez que busca ao mesmo tempo otimizar a rentabilidade dos investidores e mitigar ao máximo os riscos envolvidos na operação.

Adicionalmente, a redução do risco Brasil possibilitará uma queda nos custos dos empréstimos e dos seguros de agências internacionais de fomento à exportação e ao desenvolvimento, importantes fontes de recursos financeiros, tornando as estruturas de financiamento de grandes projetos brasileiros mais baratas e competitivas com relação a outras fontes de financiamento.

Mudanças na Matriz Energética

O Crescimento da Demanda por Gás Natural

Devido ao período de recessão atravessado pelo país durante o ano de 1999, e a conseqüente demora na construção de diversas usinas termelétricas abastecidas por gás natural, o mercado de gás natural não se desenvolveu como era esperado. Incertezas quanto à política de preços a ser definida pela ANP para o produto, variável importante em análises de viabilidade econômica de projetos de produção e transporte de gás natural, também impediram o desenvolvimento pleno desse mercado até a atualidade. Não obstante o excesso de oferta atualmente verificado, as atuais perspectivas econômicas são positivas, criando oportunidades interessantes de investimento neste segmento. Os principais fatores que contribuem para a existência destas oportunidades são:

- Rápido crescimento atual da demanda por energia no país, que vem ocorrendo a taxas maiores do que aquelas nos países desenvolvidos;
- Aumento esperado da participação de gás natural na matriz energética brasileira.

O crescimento econômico brasileiro esperado para os próximos anos só se sustentará com uma oferta de eletricidade e gás natural condizente com o acréscimo da demanda industrial, comercial e residencial destes insumos.

Oportunidades de Investimentos no Setor de Exploração & Produção

Atualmente o gás natural corresponde a cerca de 2,5% da matriz energética brasileira, enquanto a média mundial é de 20% e na Argentina temos uma média de 46%^{IX}. Projeções do governo indicam uma participação de 10% do gás natural na matriz até o ano de 2010, que associada à projeção da taxa média de crescimento anual do consumo de energia de 5%^X, nos indica uma taxa de crescimento anual de 12,8% na demanda de gás natural.

Historicamente, devido à abundância de recursos hídricos no Brasil e às políticas governamentais anteriores, a energia hidrelétrica sempre teve uma grande participação na matriz energética brasileira. Contudo, a sazonalidade da sua oferta, o tempo elevado de maturação de investimentos e restrições ambientais de projetos de usinas hidrelétricas têm tornado a geração de energia termoeletrica mais atrativa economicamente em relação às demais fontes de energia.

Deve-se somar a esses fatores o desenvolvimento tecnológico que se verificou nos últimos tempos, e que foi impulsionado pela necessidade de se desenvolver fontes alternativas de energia; e as vantagens ambientais da utilização do gás a combustíveis fósseis. Este conjunto de fatores compõe um cenário positivo para investimentos na produção e distribuição de gás natural.

A Auto-suficiência em Petróleo

Sonho de várias gerações e de grande importância para a economia e desenvolvimento do país, a auto-suficiência brasileira na produção de petróleo é um dos objetivos que o governo vêm buscando atingir nos últimos anos. Segundo previsões da ANP, ele será atingido dentro de cinco anos, se as previsões de investimentos a serem realizados pela Petrobras e pelas novas empresas atuantes no setor de *upstream* se confirmarem. Hoje por volta de 1,4 milhão de barris por dia, espera-se que até 2005 ela supere a marca dos 2 milhões de barris por dia.

A grande vontade política verificada para que isso aconteça é fator confortante a empresas nacionais e estrangeiras, as quais ficam mais inclinadas a realizar investimentos no setor a medida que percebem um menor risco político. Deve-se levar em conta também que o custo de produção de petróleo vêm caindo década a década como resultado de seguidas inovações tecnológicas. Isto têm viabilizado a produção de petróleo a partir de campos antes economicamente

^{IX} Fonte: ABN AMRO Bank, Departamento de Research

^X Fonte: Eletrobrás

Oportunidades de Investimentos no Setor de Exploração & Produção

inviáveis, em especial aqueles em águas profundas, geralmente de custos de produção elevado. Considerando o enorme potencial brasileiro de E&P marítima, é de se esperar que essa redução de custos venha a beneficiar especialmente as empresas nacionais e estrangeiras atuantes no país, estimulando ainda mais seus investimentos.

No entanto deve-se atentar ao fato de que existe capacidade ociosa de refino no exterior, ao mesmo tempo em que a Petrobras e outras empresas caminham para aumentar sua produção no setor de *upstream* sem planos de investir em mais refinarias. Isso poderá tornar o país um grande exportador de petróleo cru, mais barato, e importador de produtos acabados, mais caros, caso a demanda por combustíveis no país supere a capacidade atual e projetada de refino. No entanto, esta situação tende a mudar a medida que a construção de refinarias no país for mais interessante economicamente do que a importação de derivados, principalmente quando mais e mais jazidas de petróleo forem encontradas no Brasil.

A Abertura do Setor de Upstream à iniciativa privada

Atualmente há duas formas de ingresso de novos agentes no setor de *upstream* brasileiro: i) participação nos leilões de concessões promovidos pela ANP; ou ii) parcerias desenvolvidas pela Petrobras para investimentos em E&P nos blocos sob sua concessão.

Apesar da maioria dos blocos leiloados pela ANP estarem ainda na fase inicial de exploração, estágio em que os investimentos são realizados com capital próprio, dentro de menos de 2 anos os campos em que forem bem sucedidas as atividades de exploração estarão aptos a serem desenvolvidos. Isso garantirá vastas oportunidades de investimentos, principalmente através da utilização de estruturas do tipo *project finance*.

Do mesmo modo, a maioria dos campos em que a Petrobras desenvolve parcerias estão em estágios avançados de exploração, abrindo oportunidades num horizonte de curto prazo.

Banco Mundial e Instituições Relacionadas

Desde o início da década de 80 o Banco Mundial e instituições a ele relacionadas, como a *International Finance Corporation*, vem encorajando a participação de instituições de crédito à exportação, fontes governamentais e principalmente instituições financeiras privadas no setor de *upstream*. Através de

Oportunidades de Investimentos no Setor de Exploração & Produção

garantias contra riscos contratuais e soberanos que o mercado não tem condições de absorver, o Banco busca expandir os prazos de empréstimos além dos limites usuais, além de realizar empréstimos e investimentos sob a forma de capital. Vale mencionar que o Brasil encontra-se em posição favorável no que tange a riscos soberanos, dada a grande vontade política demonstrada com a abertura do setor.

Esses fatores são extremamente positivos para o Brasil no atual momento histórico, em que há uma demanda crescente por crédito de instituições financeiras, assim como financiamentos do tipo *project finance* por parte dos novos participantes do setor de *upstream* brasileiro. Vale lembrar que anteriormente os recursos financeiros para exploração e desenvolvimento de campos de petróleo eram obtidos através do auto-financiamento da Petrobras.

Analogamente, nos últimos anos o BNDES vêm atuando ativamente no setor petrolífero brasileiro financiando diversos projetos de E&P de petróleo e gás natural junto a bancos e investidores internacionais. Espera-se que no presente ano os desembolsos do programa BNDES-Exim atinjam um total de R\$ 6 bilhões^{XI}, valor 60 % acima do total liberado no ano passado. No setor de E&P o BNDES-Exim tem financiado fornecedores brasileiros cujos produtos são destinados à exportação.

Incentivos Fiscais

A fim de atrair investimentos estrangeiros à indústria de petróleo nacional, as autoridades locais criaram uma série de incentivos fiscais, dentre os quais merecem ser citados: i) regimes de importação e exportação, ii) tratados de dupla taxação com diversos países, e iii) incentivos a uma maior utilização de equipamentos e serviços nacionais.

Benefícios da Abertura

Espera-se que a abertura do setor petrolífero brasileiro à iniciativa privada atraia investimentos da ordem de US\$ 100 bilhões^{XII} nos próximos dez anos, considerando todas as formas de aplicação de recursos, dos quais espera-se que as empresas nacionais consigam abocanhar uma fatia de pelo menos US\$ 60 bilhões deste total.

^{XI} Fonte: Gazeta Mercantil, 27 de 03 de 2000, página A-5

^{XII} Fonte: Organização Nacional da Indústria do Petróleo

Oportunidades de Investimentos no Setor de Exploração & Produção

Podemos apontar alguns benefícios ao país decorrentes da abertura do setor e investimentos decorrentes, como:

- Quantidade crescente de recursos para o governo na forma de *royalties*, participação especial e outros;
- Parcerias entre empresas do setor e universidades brasileiras;
- Crescimento no número de companhias envolvidas no setor petrolífero e na cadeia energética como um todo;
- Criação de novas oportunidades de emprego qualificado no país;
- Integração do Cone Sul (Argentina, Brasil e Paraguai).

Project Finance Como Alternativa

Pudemos verificar após a análise do setor de *upstream* brasileiro que as perspectivas para o desenvolvimento de projetos neste setor são positivas. Entretanto, no Brasil, a obtenção de empréstimos corporativos para o financiamento de projetos de capital intensivo pode se mostrar desinteressante ou inviável por diversas razões, sendo algumas delas:

- *Restrições ao nível de endividamento das empresas:* acionistas buscam a valorização do seu valor de mercado, que pode ser negativamente impactado por uma alavancagem financeira excessiva;
- *Condições desfavoráveis de empréstimos:* o risco da companhia como um todo pode dificultar a captação de recursos no mercado sob termos aceitáveis;
- *Questões legais:* a existência de determinadas restrições legais pode impedir uma corporação de tomar empréstimos em determinadas situações;
- *Projetos estratégicos:* a omissão de informações de projetos estratégicos ao mercado e a necessidade de obter recursos através de empréstimos para o seu desenvolvimento pode levar uma empresa a incorrer em custos adicionais de captação.

O *project finance*, assunto do próximo capítulo, surge como um dos modelos de financiamento mais interessantes da atualidade, que com suas características peculiares, sendo a mais evidente o “isolamento” do projeto da empresa, contorna os obstáculos citados anteriormente e viabiliza investimentos no setor de *upstream* brasileiro.

Oportunidades de Investimentos no Setor de Exploração & Produção

É importante ressaltar que no Brasil o termo *project finance* vem sendo genericamente utilizado em referência a operações estruturadas de financiamento de projetos em geral, as quais em muitos casos não poderiam ser referidas como tal no sentido mais restrito desse termo. Essa prática se deve em grande parte ao embasamento teórico e conceitual que essa modalidade de financiamento fornece ao desenvolvimento de novas soluções que viabilizem projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Capítulo 4

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

Modelos Tradicionais de Financiamento

Historicamente, o *funding* de empresas atuantes no setor de *upstream* a nível mundial tem sido realizado através de financiamentos diretos convencionais (empréstimos com base no crédito geral de uma empresa), de injeção de capital ou da geração de fluxo de caixa. Projetos em fase de exploração, de maior risco dadas as incertezas quanto às descobertas e geração de fluxo de caixa futuro, raramente são financiados através de empréstimos corporativos, sendo limitados ao capital próprio. Empréstimos corporativos são mais usualmente utilizados durante as fases de desenvolvimento e produção, e no financiamento de equipamentos e custos trabalhistas.

No Brasil e em outros países em desenvolvimento com matriz energética deficitária, a escassez de recursos próprios e outros fatores já explicados anteriormente, frente à demanda por investimentos no setor, fazem do *project finance* uma alternativa de financiamento cada vez mais popular. Como exemplo, temos a Petrobras, que já conseguiu US\$ 6 bilhões em *project finance* para financiar seus projetos.

Assim, ao longo deste capítulo apresentaremos o conceito de *project finance*, abordando de maneira sucinta, porém completa, seus principais aspectos, dando maior ênfase àqueles presentes no setor de *upstream* brasileiro.

Project Finance

O que é Project Finance

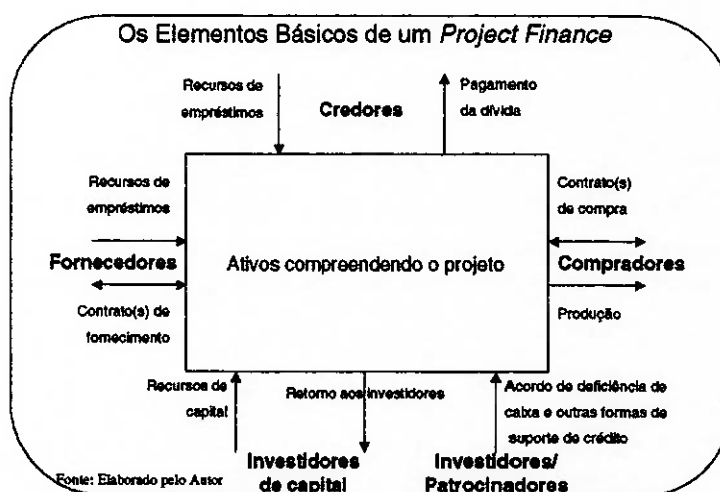
Project finance é uma forma de financiamento não-recursivo^{XIII} de projetos em que os emprestadores buscam principalmente no fluxo de caixa gerado pela sua operação, a fonte de recursos para o repagamento de seus empréstimos. Em outras palavras, os créditos do projeto, e não os da empresa que o patrocina, são considerados na análise do seu financiamento.

Poderíamos definir *project finance* também como o ordenamento de dívidas, capitais de risco e garantias de crédito para a realização ou refinanciamento de projetos em indústrias intensivas em capital, em que os contratos constituirão o pilar sobre o qual é atingida a viabilidade e a alocação de riscos entre os participantes do projeto.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

No *project finance* a estrutura de financiamento é centralizada em uma entidade jurídica, de vida limitada por natureza, criada com o intuito de construir, deter a propriedade e operar o projeto. Esta entidade, também denominada Companhia de Propósito Específico (*Special Purpose Company - SPC*), centraliza a captação de recursos financeiros a serem investidos no projeto. A figura a seguir ilustra os elementos básicos de um *project finance*:

Os Elementos Básicos de um Project Finance



Participantes e Seus Objetivos

Abaixo encontra-se uma breve lista dos participantes de maior destaque e seus objetivos em um projeto no setor de *upstream*:

- **Patrocinador:** idealizador e beneficiário do projeto, na maioria das vezes é investidor de capital. Geralmente com o auxílio dos emprestadores na função de *arrangers*^{XIV}, tem a responsabilidade pela estruturação técnica, financeira e contratual do projeto, garantindo uma estrutura atrativa a todos os participantes^{XV};
- **Governo/órgãos reguladores:** busca expandir as fontes de financiamento para projetos, visando diminuir os gastos governamentais envolvendo o setor privado; estimular a livre concorrência e a aplicação de novas tecnologias no mercado;

^{XIII} Explicação mais adiante no trabalho.

^{XIV} Aqueles que estruturam e viabilizam os empréstimos em uma operação. O autor optou pelo termo em inglês pelo seu largo uso na indústria.

^{XV} Geralmente o patrocinador, os emprestadores e outros participantes buscam assessoria externa de consultores financeiros, jurídicos e/ou técnicos sempre que julgarem necessário *know-how* especializado para a tomada de decisões.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

- *Emprestador*: busca retorno sobre os recursos financeiros emprestados, geralmente perante a concessão de garantias por parte dos patrocinadores e/ou investidores. Pode atuar como *arranger* junto ao(s) patrocinador(es). O retorno esperado é proporcional ao risco tomado pelo emprestador;
- *Investidores*: busca retorno (geralmente maior do que o retorno esperado pelo emprestador) sobre os recursos financeiros investidos;
- *Construtor/proprietário da tecnologia*: responsável pela realização da obra física (Ex: construção de plataformas de petróleo ou de tubulações submarinas) a um dado preço, prazo e desempenho operacional garantido. Há casos em que o construtor não é proprietário da tecnologia, sendo esta obtida de um terceiro;
- *Operador*: responsável pela operação do projeto (Ex: campo de petróleo) a um dado nível de desempenho adequado para a manutenção do fluxo de caixa previsto;
- *Compradores externos*: os compradores responsabilizam-se pela aquisição do produto resultante da operação do projeto a um certo preço, prazo e qualidade adequados à manutenção do fluxo de caixa previsto.

Vantagens e Desvantagens do Project Finance

Project finance é particularmente atrativo para certos projetos no setor de *upstream* brasileiro que exijam investimentos intensivos de capital, sendo suas principais vantagens:

- *Tratamento contábil dos empréstimos fora do balanço ou do orçamento (off-balance sheet/off-budget)*: permite que empréstimos sejam tomados pelos patrocinadores sem afetar a sua avaliação de crédito, contornando eventuais acordos financeiros restritivos a que possam estar sujeitos e melhor refletindo a realidade econômica de tais financiamentos. Por consequência também permite uma alavancagem financeira maior;
- *Financiamentos não-recursivos ou de recursividade limitada*: exime total ou parcialmente os patrocinadores de qualquer obrigação de garantir o repagamento da dívida caso os recursos provenientes do projeto mostrem-se insuficientes para tal;

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

- *Alocação de riscos eficaz*: os diferentes riscos de um projeto podem ser alocados aos participantes que estiverem mais confortáveis com tais riscos, ou seja, ao menor custo;
- *Minimização dos custos tributários*: estruturas complexas podem ser desenvolvidas a fim de minimizar o pagamento de impostos.

A principal desvantagem da utilização do *project finance* é a sua complexidade, e conseqüentemente o alto custo da transação. A alocação dos riscos e garantias entre os participantes exige intensas e demoradas negociações, refletindo-se em um grande número de complexos documentos legais.

Uma análise prévia deve ser realizada pelo patrocinador caso a caso a fim de avaliar o custo/benefício da utilização de tal estrutura de financiamento no que tange a (i) implicações fiscais resultantes da alocação de benefícios fiscais do projeto entre as partes envolvidas, (ii) o impacto do projeto nas dívidas já existentes, (iii) exigências legais ou regulamentárias que o projeto deverá satisfazer, (iv) tratamento contábil das exigibilidades do projeto e dos acordos contratuais.

Quando tanto o financiamento direto quanto o *project finance* estiverem disponíveis, o último será mais eficaz em termos de custo quando (i) permitir um grau de alavancagem maior do que aquele que os patrocinadores poderiam alcançar por si sós e (ii) o aumento de alavancagem produzir um mecanismo de economia fiscal com benefícios suficientes para compensar o alto custo da transação, resultando num custo geral de capital mais baixo para o projeto.

Exigências do Project Finance

Credores requerem garantias de que o projeto será um empreendimento economicamente viável. Assim, a disponibilidade de crédito para um dado projeto dependerá da capacidade de o patrocinador convencer os credores de sua viabilidade técnica e econômica.

É importante ressaltar que a grande maioria dos projetos de infraestrutura são estruturados de forma recursiva limitada, apesar de alguns casos bem sucedidos de projetos financiados de forma não-recursiva. Em outras palavras, geralmente o patrocinador é levado a fornecer um suporte creditício adicional ao fluxo de caixa proveniente das operações do projeto a fim de obter o comprometimento de recursos de terceiros e viabilizá-lo.

Fontes de Financiamento Típicas em um Project Finance

Capital (Equity)

Os investidores de capital em operações estruturadas do tipo *project finance* geralmente são aqueles que se beneficiam diretamente da sua operação, ou seja, os compradores da produção de petróleo e/ou gás natural, fornecedores de serviços do projeto ou operadores das instalações (os patrocinadores de uma maneira geral). Outras instituições, como seguradoras ou agências multilaterais, também são potenciais investidores de capital.

A relação dívida/capital de um projeto dependerá da relação entre os benefícios e riscos assumidos pelos investidores e do nível de riscos alocados aos emprestadores. Quanto maiores forem os riscos assumidos pelos emprestadores, maior será a garantia exigida por eles, e portanto menor será a relação dívida/capital. Emprestadores exigem dos patrocinadores significativos investimentos de capital no projeto com o intuito de aumentar a relação receita/serviço da dívida, diminuindo o risco de não-pagamento; e também para incentivá-los a garantir o sucesso do projeto.

Empréstimos Subordinados (Subordinated Debt)

Alternativamente a contribuições de capital na SPC, os patrocinadores podem optar por realizar empréstimos subordinados, o que apresenta certas vantagens como: (i) menor impacto tributário, (ii) maior liquidez dos títulos de dívida, (iii) maior previsibilidade do cronograma de repagamento dos empréstimos.

Igualmente, investidores mais conservadores também utilizam-se deste instrumento, uma vez que este oferece um retorno maior do que os empréstimos *senior* tradicionais e um risco menor do que investimentos de capital.

Este tipo de empréstimo é subordinado a outros de maior senioridade, aqui denominados empréstimos *senior*. Em outras palavras, os recursos financeiros disponíveis para a satisfação de obrigações financeiras serão utilizados, nesta ordem, para repagamento de empréstimos *senior*, repagamento de empréstimos subordinados e remuneração do capital investido.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

Empréstimos Principais (*Senior Debt*)

Componente mais típico de um *project finance*, os empréstimos *senior* são responsáveis pela maior parcela de recursos na realização de um projeto. Dada a grande variedade de fontes alternativas de recursos disponíveis no mercado, essa seção será focada naquelas de maior utilização no setor de *upstream*.

Bancos Comerciais

Empréstimos *senior* para projetos têm sido tradicionalmente financiados por bancos comerciais, em parte devido a sua substancial experiência em financiamentos sem direito a regresso (*non-recourse*) e com direito a regresso limitado (*limited recourse*), além de atuarem como consultores financeiros. Dentre as classes de empréstimos concedidos por bancos comerciais que podem ser negociados podemos citar o crédito rotativo, empréstimo-ponte e o empréstimo a prazo.

Com o intuito de distribuir os riscos derivados de empréstimos de grande porte, os bancos comerciais geralmente formam sindicatos e emprestam em conjunto. Sindicatos permitem que quantidades maiores de recursos sejam levantados no mercado e oferecem maior flexibilidade em relação à moeda, momento de realização de desembolsos e repagamentos de principal e juros.

No que tange ao prazo de resgate de empréstimos, mais especificamente de projetos no setor de *upstream*, esse será limitado pela extensão da jazida de petróleo e/ou gás natural e pelo tempo de exaustão da mesma. Quanto às taxas de juros, estas são geralmente flutuantes, expressas como margem acima de algum *benchmark* especificado, por exemplo uma das taxas LIBOR.

Seguradoras e Fundos de Pensão

Historicamente uma das mais importantes fontes de recursos de endividamento para projetos de infra-estrutura, essa classe de investidor geralmente está disposta a investir seus recursos a médio e longo prazo. Devido à natureza de seus negócios, buscam assegurar um fluxo de caixa que satisfaça suas obrigações futuras de mesmo prazo.

Agências Governamentais e Supranacionais

Dados os riscos inerentes aos mercados emergentes e a indisposição por parte dos emprestadores a assumi-los, agências multilaterais, bancos de desenvolvimento e agências de crédito à exportação têm um papel fundamental

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

no desenvolvimento e financiamento de projetos. O Banco Mundial, seu braço de financiamento do setor privado, o IFC (*International Finance Corporation*), o MIGA (*Multilateral Investment Guarantee Agency*), o US Ex-Im (*Export-Import Bank of the United States*) e o OPIC (*Overseas Private Investment Corporation*) são exemplos de agências governamentais de grande atuação mundial.

Nos últimos anos algumas agências vêm formando grupos especializados em *project finance*, demonstrando o crescimento deste tipo de operação no mercado internacional. Provêem serviços de consultoria financeira, financiamentos, garantias, seguros comerciais e principalmente políticos. Atuam como mobilizadores de fontes de recursos privados e catalizadores de projetos em mercados emergentes, em que o envolvimento de uma agência multilateral é muitas vezes crítico para o conforto dos emprestadores e conseqüente sucesso de um empreendimento.

Mercado de Capitais

Uma das mais recentes e crescentes fontes de financiamento para projetos de petróleo e gás natural têm sido os mercados de capitais local e internacional. Ainda assim, a natureza dos projetos *limited-recourse* impedem uma maior aceitação por parte dos investidores, o que exige dos projetos uma sólida estrutura contratual, garantias significativas e uma classificação de crédito confortável, principalmente em mercados emergentes de elevado risco político. Em compensação, temos, por exemplo, um acesso a um número maior de investidores^{XVI}.

As colocação de *bonds* privados, em especial aquelas isentas de registro na SEC^{XVII}, de acordo com a *Rule 144A* dos EUA, são alternativas interessantes para o *funding* de projetos. Possibilitam a negociação de títulos de prazos maiores e custos transacionais menores entre investidores sofisticados mais aptos a avaliar complexas estruturas de *project finance*.

Geração Interna de Caixa

Qualquer fluxo de caixa resultante positivo proveniente da operação do projeto é uma fonte adicional de capital de risco a ser considerada. Em pequena proporção (geralmente em torno de 15%) no início das operações, essa parcela

^{XVI} No estudo de caso Projeto Marlim pode-se encontrar um exemplo de financiamento através do mercado de capitais local e internacional.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

aumenta a medida que as obrigações com dívidas são satisfeitas e não há mais injeções de capital.

Avaliação do Projeto no Setor de Upstream: Riscos

Três categorias, ou estágios de riscos, devem ser avaliados em um projeto: (i) extensão de crédito (risco de crédito), (ii) desenvolvimento do projeto (risco tecnológico, de construção e outros), e (iii) operação do projeto (risco operacional, de transporte e outros). Além desses, também podemos citar os riscos regulatório, ambiental, comercial, político, legal e o risco de eventos de força maior.

Geralmente os emprestadores, na função de *arrangers*, têm a responsabilidade de alocar entre os diversos participantes de um projeto os riscos citados acima, visando manter para si os riscos de crédito aceitáveis. Buscaremos assim, ao longo deste capítulo, relacionar esses riscos em maior detalhe, sempre que necessário e conveniente segundo o ponto de vista de um prestador.

Extensão de Crédito e Análise de Viabilidade

Do ponto de vista do prestador, *project finance* envolve risco de crédito. Por essa razão, estudos de viabilidade técnica e econômica são cruciais para o processo decisório do financiamento de um projeto, assim como para a avaliação de seus riscos em profundidade.

O índice de cobertura do serviço da dívida, ou DSCR^{xvii}, é um dos mais importantes indicadores em uma análise de viabilidade, representando o fluxo de caixa disponível em um projeto para pagar as parcelas de juros e principal do(s) empréstimo(s). A taxa interna de retorno ou o valor presente líquido do modelo econômico do projeto também são indicadores importantes.

Mais especificamente em projetos no setor de *upstream*, a capacidade de obtenção de crédito será fortemente influenciada por análises de reservas, que devem assegurar a existência de depósitos de hidrocarbonetos em quantidade suficiente, e a atratividade econômica de sua extração. As variáveis que afetam as análises de reservas são de ordem técnica (ex. eficiência técnica e mecânica) e econômica (ex. preço das *commodities*). Muito utilizado na indústria, o *reserve tail* refere-se à quantidade de petróleo que resta no campo após a data de vencimento

^{xvii} *Securities Exchange Commission*, o Banco Central americano.

^{xviii} Debt Service Coverage Ratio.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

da dívida prevista, e que portanto poderia ser utilizada para quitá-la caso esta data seja adiada por qualquer razão. O *reserve tail* pode ser considerado um “coeficiente de segurança” dos emprestadores, assim como o DSCR.

Em resumo, o estudo de viabilidade, as projeções financeiras e os pareceres de consultores independentes devem confirmar que o petróleo e o gás natural serão produzidos pelo custo projetado, vendido pelos preços esperados e com as margens de lucro planejadas.

Desenvolvimento do Projeto

A avaliação dos riscos nas fases de engenharia e construção são de grande preocupação para os participantes, em especial para os emprestadores, uma vez que nesta etapa o projeto estará consumindo a maior parcela dos investimentos, mas não estará gerando nenhuma receita. Alguns aspectos críticos são:

- *Tecnologia*: um desempenho insatisfatório ou uma obsolescência prematura da tecnologia pode fazer com que o projeto fracasse em um ambiente competitivo;
- *Custo de desenvolvimento*: investimentos totais acima dos originalmente projetados podem ocorrer em razão de aumentos nos custos trabalhistas, de materiais, equipamentos, etc. Dependendo da magnitude podem ter impactos sérios na viabilidade do projeto;
- *Reservas*: reservas de petróleo e gás natural podem mostrar-se menores do que os estudos prévios tenham indicado, afetando a geração de receita do projeto;
- *Conclusão*: atrasos na conclusão das obras, ou mesmo a sua não-conclusão, podem ser causados por aumentos nos desembolsos de capital, diminuição dos preços das *commodities* ou escassez de suprimentos críticos, dentre outros. Esses acontecimentos podem fazer com que o projeto não mais seja economicamente viável.

Operação do Projeto

Uma vez completado o desenvolvimento do projeto, este deve operar adequadamente e eficientemente a fim de garantir a produção esperada. No entanto, existem alguns riscos, como:

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

- *Custo de operação e manutenção*: um custo operacional acima do projetado, decorrente de problemas operacionais, tecnológicos ou de manutenção, podem tornar a operação do projeto antieconômica;
- *Desempenho operacional*: muito relacionado ao item anterior, uma operação que não atinja os níveis de desempenho previstos durante o desenvolvimento do projeto pode gerar receitas insuficientes para cobrir seus custos operacionais e despesas financeiras.
- *Experiência do operador*: o operador deve ter *expertise* financeiro e técnico para operar o projeto de acordo com os custos e desempenho que formam a base da análise de viabilidade do projeto, sem os quais ele se inviabiliza.
- *Transporte*: se a infraestrutura necessária para o transporte da produção para o mercado e/ou de insumos necessários à operação do projeto não estiver disponível, ou se os custos de transporte reais forem maiores do que os projetados, a operação do projeto pode deixar de ser economicamente atrativa.

Outros Riscos

Além dos riscos relacionados ao desenvolvimento e operação do projeto, existem outros relacionados à política, economia, e meio ambiente do país em que o projeto é realizado. Alguns são:

- *Risco comercial*: flutuação nos preços de venda das *commodities* produzidas e ausência de mercado comprador para a produção põem em risco a receita do projeto, que pode atingir níveis inaceitáveis;
- *Risco cambial*: projetos nos quais a receita é gerada em uma moeda^{xix} diferente daquela em que os empréstimos deverão ser repagos estão sujeitos à ocorrência de: (i) desvalorização cambial e, (ii) imposição de restrições quanto a conversão de moedas e/ou repatriação de divisas. Em ambos os casos as receitas geradas poderiam revelar-se incapazes de servir a dívida do projeto;
- *Risco político*: autoridades políticas podem interferir no desenvolvimento e/ou na viabilidade econômica de um projeto através de mudanças nas leis e regulamentos que levem a (i) expropriação dos direitos de investidores/emprestadores ou da propriedade de um projeto, (ii)

^{xix} No Brasil, muitos projetos têm sua receita gerada em reais e obrigações financeiras em dólares (*hard currency*).

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

nacionalização da indústria ou (iii) confiscação retaliatória de propriedade. Guerras, terrorismo ou revoluções também são eventos que podem colocar o sucesso de um projeto em risco;

- *Risco financeiro*: oscilações nas taxas de juros podem por em perigo a capacidade de um projeto atender o serviço de sua dívida, se essa for a taxas de juros flutuantes (como é a maioria dos empréstimos de bancos comerciais);
- *Risco regulatório-contratual*: dependendo da estrutura e do grau de desenvolvimento dos aspectos legais do país em que o projeto é desenvolvido, podem ocorrer o não-cumprimento de contratos, o não-cumprimento de leis e mudanças nas “regras do jogo”, que podem tornar inválida toda a análise de viabilidade realizada;
- *Risco ambiental*: os efeitos de projetos, em especial aqueles no setor de *upstream*, sobre o meio ambiente podem causar atrasos ao seu desenvolvimento, interrupções nas operações e pesadas indenizações e multas;
- *Risco de força maior*: incêndios, greves ou mesmo eventos naturais, como terremotos e furacões, podem prejudicar ou impedir completamente a operação de um projeto.

A maioria dos riscos aqui mencionados representa riscos de negócios (em contrapartida a riscos de crédito). Riscos de negócios não são normalmente aceitos se conhecidos pelos credores. Entretanto, por meio de garantias, dispositivos contratuais e outras providências relativas a suporte de crédito suplementar, os riscos de negócios do projeto podem ser alocados entre as várias partes nele envolvidas, assim oferecendo o suporte de crédito indireto de que o projeto necessita para atrair financiamento.

Documentação de Projetos no Setor de Upstream: Arranjos de Garantia

Os diferentes interesses e objetivos dos diversos participantes de um *project finance* devem ser atendidos, na medida do possível, através do estabelecimento de regras, procedimentos e mecanismos através de documentos legais. Dado o grande número de riscos envolvidos neste tipo de operação, instrumentos de garantias, ou de suporte creditício, são largamente utilizados com a finalidade de mitigá-los através de sua alocação aos diversos participantes.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

Documentação para o Projeto

O número de documentos necessários à viabilização de um *project finance* é bastante extenso. Dessa forma, o autor optou por relacionar aqueles de maior importância para o entendimento do presente trabalho.

Contratos de Concessão e de Participação na Produção

A concessão (ou licença) e os contratos de participação na produção de petróleo e gás natural são elementos essenciais na determinação da capacidade de um projeto ser financiável.

Um contratos de concessão é um acordo através do qual o governo cede os direitos de exploração e desenvolvimento de suas reservas de hidrocarbonetos ao um produtor privado em troca de uma participação (*royalties*, aluguéis, participações variáveis) na produção dos campos.

Uma alternativa aos contratos de concessão são os contratos de participação na produção, em que a companhia petrolífera estatal detém a concessão e engaja empresas privadas no desenvolvimento das reservas em troca de uma participação na produção, de maneira análoga àquela definida nos contratos de concessão.

No Brasil são comuns contratos de participação em que um consórcio é estabelecido entre a Petrobras e uma empresa privada na condição de operadora. Nesse caso a Petrobras realiza a exploração das reservas e a empresa privada arca com o custo exploratório e se compromete a arcar com os riscos e custos do desenvolvimento e da operação dos campos.

Contratos de Construção/Desenvolvimento

A maioria dos contratos de construção, mais conhecidos como contratos EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), são do tipo *turnkey* (custo fixo). Sob um contrato EPC, o construtor se responsabiliza por custos adicionais, pagamento de indenizações por um desempenho insatisfatório ou atrasos no projeto.

O elemento crítico de um contrato EPC para os credores é o escopo de trabalho e a definição dos eventos/testes que determinam a conclusão do desenvolvimento do projeto. O escopo deve ser abrangente o suficiente para garantir que o projeto, quando completo, seja capaz de servir suas obrigações.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

Contratos Operacionais

Geralmente um contrato operacional aloca as responsabilidades e direitos entre os seus parceiros, definindo um operador para o projeto. Assim, estabelece a participação de cada um na produção e nos custos operacionais, grau de autonomia para estabelecer orçamentos, programas de trabalho e realizar despesas, e até procedimentos especiais para operações realizadas por apenas alguns dos membros do consórcio.

Contratos de Compra da Produção

Contratos de compra da produção garantem a compra da *commodity* produzida, indiretamente garantindo receitas futuras para o projeto. O gênero mais usual desse tipo de garantia são os contratos *take-and-pay* ou *take-if-delivered*, sob o qual a obrigação por parte do comprador de realizar o pagamento só existe se o petróleo ou gás produzidos forem oferecidos. Outro gênero menos comum são os contratos *take-or-pay*, em que o pagamento deve ser realizado independente da oferta dos produtos.

Os contratos de compra adiantados caracterizam uma outra forma de financiamento, em que os recursos para o desenvolvimento do projeto provêm de pagamentos adiantados pela produção. A dívida é quitada pela SPC com a entrega de petróleo em espécie, que será então vendido pelos emprestadores. Muitas vezes a própria SPC se compromete a recomprar a produção a preços de mercado. Se a recompra se der pelos patrocinadores, esta estrutura pode ser considerada como uma forma de garantia indireta aos credores.

Documentação para o Financiamento

O processo de alocação de riscos se encerra com a negociação e o estabelecimento dos documentos do financiamento e das garantias a ele associadas. A negociação do ponto de vista do emprestador inicia-se com o estudo da viabilidade econômica e técnica do projeto em questão, e com o estabelecimento das condições básicas para o financiamento através de cartas de comprometimento, de conforto e de *term-sheets*^{xx}.

Contrato de Crédito

^{xx} Documento precedente ao contrato de crédito que define os termos-chave do financiamento acordados entre as partes envolvidas.

Project Finance e sua Aplicação ao Setor de Petróleo e Gás Natural

O contrato de crédito é o principal documento legal em uma operação de *project finance*. Ele estabelece os termos do empréstimo, incluindo sua maturidade, taxa de juros, remuneração pela estruturação da operação, dentre outros.

Os contratos de crédito de *project finance* diferem daqueles de financiamentos tradicionais no escopo e complexidade de alguns termos, a citar:

- *Condições precedentes*: pré-requisitos bastante restritivos relacionados aos aspectos técnicos, econômicos e legais do projeto para que o desembolso do empréstimo ocorra;
- *Eventos de default*: situações-limite (exs. não-pagamento de principal e juros, quebra de acordos ou insolvência da SPC) que determinam a diminuição da maturidade da dívida, o exercício dos direitos sob os contratos de garantias colaterais.

Contratos de Garantias Colaterais

Um empréstimo para o desenvolvimento de um projeto pode estar garantido por diferentes tipos de colaterais, como:

- Penhor de ativos;
- Direito sobre receitas operacionais;
- Caução de contas-correntes do projeto;
- Caução de ações da SPC e/ou afiliadas.

Contratos de Contribuição de Capital e de Empréstimo Subordinado

Contratos de contribuição de capital e/ou de empréstimo subordinado estabelecem a programação do desembolso dos recursos e a ordem de senioridade entre estes e outros empréstimos do projeto. Também definem também direitos e obrigações entre credores.

Parte II

Estudo de Casos

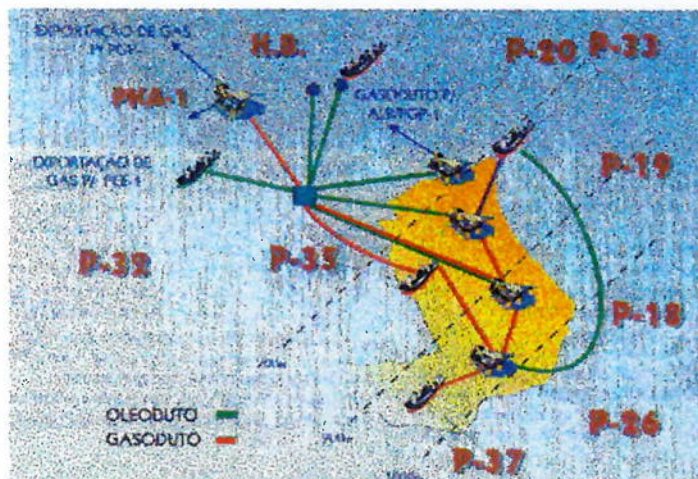
Capítulo 5

O Projeto Marlim

O Projeto Marlim ("Projeto") foi idealizado com a finalidade de complementar o desenvolvimento da produção do Campo de Marlim ("Campo"), cuja operação tem sido realizada pela Petrobras desde 1991^{xxi}.

Esquema de Produção Definitivo do Campo de Marlim

Esquema de Produção Definitivo



Fonte: Petrobras

O Projeto consiste na complementação de uma operação marítima de extração de petróleo bruto e gás natural associado, contemplando reservas de aproximadamente 2,2 bilhões de barris em profundidades variando entre 650 e 1050 metros.

Até o final de 2002 terá sido aportado um montante da ordem de US\$ 5 bilhões para a realização do Projeto, dos quais US\$ 3,5 bilhões pela Petrobras e US\$ 1,5 bilhão através da estrutura de *project finance* elaborada.

Para a estruturação da operação foi organizado um consórcio ("Consórcio") entre a Petrobras e uma Companhia de Propósito Específico ("SPC^{xxii}"), constituída de forma a possibilitar o aporte de recursos financeiros de terceiros além de satisfazer as condições e restrições impostas à estrutura pelos diversos participantes do Projeto. Essa SPC existirá pelo período de 10 anos contados a partir da data da estruturação (dezembro de 1998), e durante este período deterá os ativos do Campo, cuja operação de responsabilidade da Petrobras. Após este

^{xxi} Em 1998 a Petrobras manteve a concessão para a exploração e produção do Campo, de acordo com o que estabelece a Lei do Petróleo de 1997.

^{xxii} SPC = Special Purpose Company.

período a empresa recomprará os ativos, e todos os aspectos da operação do Campo voltarão a ser de sua responsabilidade.

Serão objetos deste estudo de caso:

- As características técnicas básicas do Projeto;
- A sua importância estratégica;
- A estrutura de *funding* utilizada;
- Descrição da operação (contemplando os participantes do Consórcio e respectivas responsabilidades, aspectos legais, fiscais e contábeis, análise econômica do Projeto realizada na época da estruturação da operação e comparação com o resultado obtido até o presente momento);
- Riscos assumidos pelos participantes da operação.

O Desenvolvimento do Campo de Marlim

Campo gigante de petróleo e gás natural localizado na Bacia de Campos, RJ, o Campo de Marlim produzia, em maio de 1999, mais de 410 mil barris de petróleo por dia, com previsão de chegar a uma média de 550 mil por volta do ano de 2002, contanto que a fase final do Projeto seja implantada com sucesso. A vida útil do Campo para produção futura é estimada em 21 anos.

Modularização do Campo de Marlim e Mapa de Localização

Modularização do Campo de Marlim



Fonte: Petrobras

Mapa de Localização do Campo de Marlim

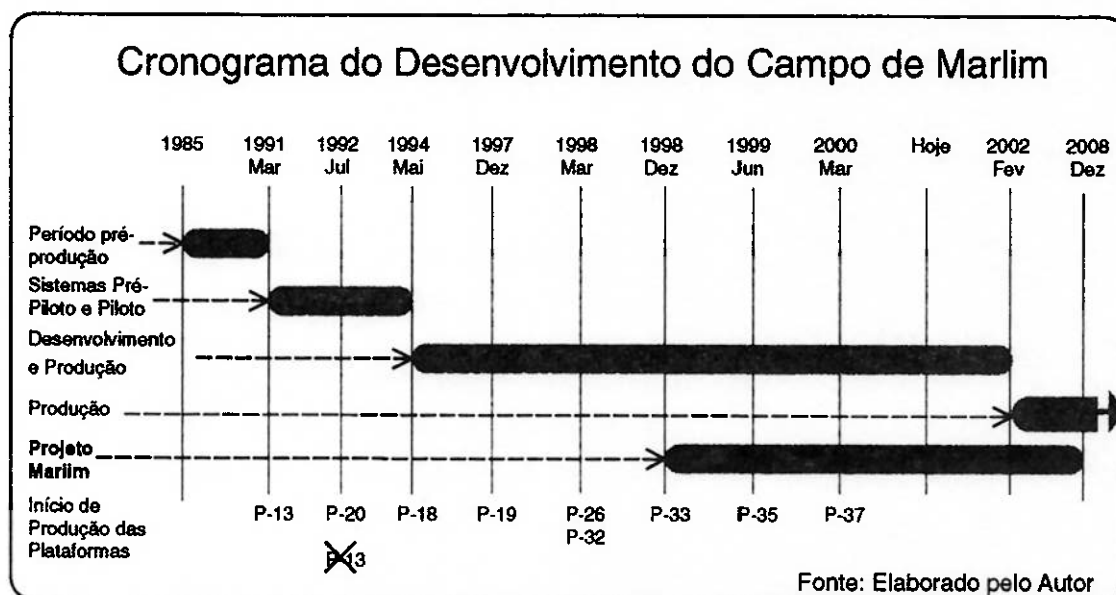


Fonte: Petrobras

Devido ao tamanho e complexidade do desenvolvimento, a Petrobras optou por dividir o Projeto em 5 módulos^{xxiii}, dos quais 4 já estão operando a 100% da capacidade. A fase de pré-desenvolvimento, assim como a posterior modularização do Campo, permitiu à Petrobras adquirir maior conhecimento do Campo, identificar tecnologias a serem utilizadas, bem como iniciar a produção de petróleo e gás a medida que os módulos eram desenvolvidos, gerando um fluxo de caixa para o Projeto. Também permitiu que as áreas de exploração em águas profundas do Campo se beneficiassem de sinergia advinda das primeiras fases de desenvolvimento. Informações adicionais relacionadas a aspectos técnicos do projeto podem ser encontradas no Anexo I.

A seguir temos o cronograma geral do desenvolvimento do Campo:

Cronograma do Desenvolvimento do Campo de Marlim



Importância Estratégica

A expansão do Campo tem como objetivo principal o suprimento da crescente demanda interna por petróleo e seus derivados e a conseqüente redução da dependência da Petrobras em relação ao petróleo importado, determinando uma melhoria na balança de pagamentos do Brasil. Vale ressaltar que atualmente uma parte do petróleo oriundo do Campo de Marlim já é exportado. Isto trará conseqüências positivas ao país, como uma diminuição da

^{xxiii} Um módulo representa um segmento do Campo e as instalações produtivas a ele associadas.

Conta Petróleo, condição necessária para que a liberalização dos preços dos combustíveis aconteça.

Estima-se que a Bacia de Campos possua reservas de aproximadamente 14,2 bilhões de barris de petróleo equivalente^{xxiv}, ou cerca de 83,5% do total das reservas brasileiras, sendo responsável por 75,7% da produção total da Petrobras. Representando 28% da produção nacional de petróleo e com projeções indicando uma fatia de 30% em 2002, o Campo de Marlim é hoje o maior campo em operação no Brasil, tendo um grande peso no alcance dos objetivos previamente descritos.

No que se refere a questões operacionais e ambientais, o desenvolvimento do Campo também é interessante para a Petrobras na medida que suas características conferem custos operacionais competitivos e o seu óleo possui um reduzido teor de enxofre. As refinarias da estatal estão sendo adaptadas a fim de que a totalidade do petróleo do Campo possa ser processada no Brasil.

O envolvimento do BNDES e da Petrobras na estruturação da operação também demonstram o interesse do governo brasileiro no Projeto, confirmando a sua importância para a economia brasileira.

Estrutura da Operação

Quando recebeu a concessão para a exploração e desenvolvimento do Campo, a Petrobras, que já havia nele investido US\$ 2,6 bilhões, encontrava-se numa situação de escassez de recursos, devido ao mercado internacional de preços de petróleo e derivados, o qual se encontrava em significativa baixa. Sob restrições orçamentárias, a empresa não dispunha do montante total de recursos necessários para completar o desenvolvimento do Campo. Assim, necessitava levantar um montante adicional de US\$ 1,5 bilhão, que somado aos US\$ 835 milhões de que a empresa já dispunha para serem investidos no Campo, possibilitaria que a produção do Campo atingisse a sua capacidade máxima.

Com esse objetivo, a empresa, com o apoio do BNDES, iniciou a estruturação da operação. Como patrocinadores da operação, as duas instituições apresentaram um protocolo de intenções a diversas instituições financeiras privadas, fixando as "diretrizes para o desenvolvimento de um modelo destinado à mobilização de recursos privados e à atração de investimentos para a

^{xxiv} 1 barril de petróleo equivalente (boe) = 1 barril de petróleo (b) = 169.9 m³ de gás natural

produção de petróleo e gás natural, procurando estabelecer formas de cooperação e fixação de regras e princípios básicos de atuação das partes, a fim de viabilizar a execução do Projeto”.

Baseados nesse protocolo, os bancos privados apresentaram aos patrocinadores propostas de estruturação financeira, das quais a do Banco ABN demonstrou ser a mais econômica e abrangente. Adiante neste estudo apresentar-se-á a análise econômica do Projeto do ponto de vista da Petrobras, que então optou pela estrutura de *project finance* para a complementação do desenvolvimento do Campo.

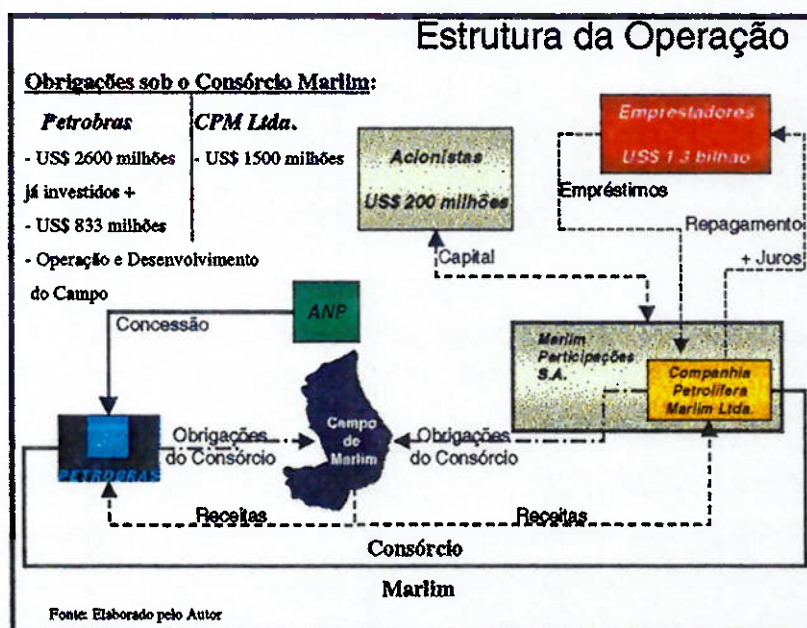
Dessa forma o banco ABN passou a assessorar os participantes da operação no que diz respeito aos seus aspectos financeiros. Como veremos mais adiante no estudo, a estrutura proposta era de fato interessante economicamente para a Petrobras. A proposta estabelecia, entre outras coisas, que uma SPC seria constituída com o intuito de formar um consórcio com a Petrobras e de levantar recursos necessários à execução do Projeto.

Diversos aprimoramentos foram feitos na estrutura proposta como consequência de intensa negociação entre as partes envolvidas. A versão final acordada é apresentada neste estudo de caso.

O Modelo

Com o intuito de garantir uma melhor compreensão das partes e fluxos envolvidos na operação, o seguinte modelo foi construído:

Estrutura de Financiamento do Projeto Marlim



O Contrato de Consórcio entre a Petrobras e a Companhia Petrolífera Marlim

Conforme a estrutura proposta, uma SPC foi criada com o nome de Companhia Petrolífera Marlim Ltda. ("CPM") para que se associasse à Petrobras por meio de um contrato de consórcio ("Consórcio Marlim"). Este contrato tem por objetivo "a conjugação de esforços e recursos das partes com o fim específico de complementar o desenvolvimento da produção do Campo de acordo com os termos do contrato de concessão"^{xxv}.

Dessa forma, as principais obrigações da Petrobras no Consórcio são:

- Alocar ao Projeto (i) ativos e serviços no valor equivalente em reais a US\$ 2,6 bilhões (já alocados ao Campo anteriormente ao Projeto), mais US\$ 835 milhões nos montantes e prazos estabelecidos no plano de negócios, e (ii) recursos tecnológicos, logísticos, operacionais e outros necessários a um desenvolvimento da produção eficiente;
- Produzir um volume de petróleo suficiente para que a CPM possa arcar com as suas obrigações financeiras^{xxvi}. Essas obrigações serão melhor caracterizadas ao longo do estudo de caso;
- Assumir responsabilidade integral por: (i) operar e manter todas as instalações, bens e equipamentos, (ii) comercializar o petróleo produzido e (iii) aportar, após a contribuição prevista pela CPM, quaisquer quantias necessárias à cobertura de custos não previstos no orçamento do Projeto.

Em contra-partida, as obrigações da CPM são:

- Empreender seus melhores esforços visando a captação, em condições adequadas^{xxvii}, até um valor máximo de US\$ 1,5 bilhão, via emissão de títulos de dívida e ações;
- Alocar ao Projeto os bens e serviços a serem financiados pelos montantes captados;

^{xxv} Fonte: Contrato de Consórcio.

^{xxvi} São componentes das obrigações financeiras: (i) pagamentos de principal, juros, comissões ou outros encargos devidos e pagáveis pela Marlim em relação ao crédito rotativo do BNDES, notas promissórias ou quaisquer outros contratos de financiamento, (ii) despesas da CPM, (iii) remuneração do capital, (iv) o retorno do capital, líquido, (v) resultados financeiros obtidos através da aplicação dos recursos financeiros disponíveis em conta.

^{xxvii} As obrigações de captação da CPM estão sujeitas às condições de mercado existentes na época de seu cumprimento, sendo que a empresa não responde por alterações nas suas condições que venham a adversamente afetar a possibilidade de obter tais financiamentos.

- Conferir à Petrobras (i) a autorização para negociar, em seu nome, a compra ou contratação dos referidos bens e serviços e (ii) a posse e pleno direito de uso de todos os seus ativos.

Como direitos das partes sob o Contrato, ficou estabelecido que:

- A Petrobras tem direito a no mínimo 70% e no máximo 98% da receita do Campo;
- A CPM tem direito a no mínimo 2% e no máximo a 30%^{XXVIII} da receita do Campo ou o que for necessário para o pagamento de suas obrigações financeiras, conforme definido acima.

É importante notar que o limite mínimo de 70% da receita a que tem direito a Petrobras foi estabelecido perante a verificação de que ao final do desenvolvimento do Campo a Petrobras terá contribuído com esta porcentagem do investimento total^{XXIX}.

A CPM nomeou agente fiduciário da operação um banco com renomada experiência na área ("Agente Fiduciário")^{XXX}, contratou uma empresa de auditoria independente ("Auditores"), escritórios de advocacia como assessores legais ("Advogados"), uma empresa de *outsourcing* contábil ("Contadores") e uma empresa de engenharia independente como consultores técnicos ("Engenheiros Independentes"). A seguir apresenta-se uma breve descrição de suas funções:

- *O Agente Fiduciário:* tem a obrigação de zelar pelos direitos dos emprestadores ou investidores de capital da operação (Ex: garantias, contas-correntes, ativos físicos, etc). Tem poderes para gerenciar as contas da CPM;
- *Os Auditores:* responsáveis pelo parecer no que diz respeito aos balanços patrimoniais, demonstrações de resultado, mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos da SPC;
- *Os Advogados:* assessoram a SPC no que diz respeito a aspectos legais e normativos envolvidos no Projeto, assim como a identificação, assunção e

XXVIII Excepcionalmente nos anos de 1999 e de 2002 a CPM tem direito a até 70% da receita do Campo, condição esta que minimiza o risco de uma eventual necessidade de refinarciar as dívidas levantadas pela SPC que vencem nestes períodos como poderá ser visto mais adiante.

XXIX (US\$ 2,665 bilhões + US\$ 835 milhões)/US\$ 5 bilhões.

XXX Embora o banco ABN AMRO desejasse também desempenhar o papel de agente fiduciário nesta operação, haveria um problema significativo de conflito de interesses na medida que o ABN é acionista, através de sua *holding* – ABN AMRO Brasil Participações S.A. na Companhia Petrolífera Marlim, conforme será verificado ao longo do trabalho.

cumprimento de todas as exigências, obrigações e formalidades legais junto aos órgãos competentes;

- *Os Contadores:* participam no processamento, compreensão e fornecimento de aspectos contábeis e tributários acerca da estrutura de financiamento da operação;
- *Os Engenheiros Independentes:* responsáveis pelo parecer técnico do Projeto, desde a sua análise econômica até projeções com relação às reservas do Campo.

Investimentos

De 1992 até a assinatura dos contratos de *project finance* em 1998, a Petrobras investiu cerca de US\$ 2,6 bilhões no desenvolvimento inicial do Campo. Em 1998, com a estruturação do *project finance* de US\$ 1,5 bilhão, a Petrobras se comprometeu a investir mais US\$ 835 milhões até 2002, completando o montante necessário para o término do desenvolvimento do Campo.

A tabela a seguir apresenta o cronograma anual dos investimentos definidos com a estruturação da operação, ou seja, somente relativos aos anos de 1998 em diante:

Cronograma Anual de Investimentos no Campo de Marlim

Cronograma Anual de Investimentos (US\$ milhões)						
Ano	1998	1999	2000	2001	2002	Total
Materiais	284	208	303	188	19	1002
Pessoal	27	22	18	9	1	77
Serviços de Terceiros	328	305	313	201	30	1177
Outros Custos	23	54	0	0	0	77
Total	662	589	634	398	50	2333
Petrobras	162	104	119	398	50	833
CPM	500	485	515	0	0	1500

Fonte: Companhia Petrolífera Marlim

A Marlim Participações S.A.

Foi acordado, quando da estruturação do projeto, que o equivalente em reais a US\$ 200 milhões seriam contribuídos via capital (*equity*) na SPC.

Desses, o equivalente em reais a US\$ 100 milhões foram integralizados na CPM logo após a assinatura dos contratos (*financial closing*) da operação pelo ABN AMRO Brasil Participações S.A. ("ABNPAR") e pelo BNDES Participações S.A.

("BNDESPAR"). A necessidade de captação adicional do equivalente em reais a US\$ 100 milhões demandou a criação de uma nova empresa.

A Marlim Participações S.A. ("MP") foi criada com o objetivo principal de permitir a entrada de algumas classes de investidores, como fundos de pensão e seguradoras, os quais não se encontravam (e não se encontram) autorizados, à luz da atual legislação, a investir em empresas cujas ações estejam caucionadas a terceiros^{XXXI}.

Além dos novos investidores, passaram a fazer parte da estrutura acionária da MP os acionistas da CPM através da integralização de 100% de suas ações na nova empresa. Dessa forma, a CPM passou a ser subsidiária integral^{XXXII} da MP.

Abaixo segue a composição acionária final da MP e da CPM, após a entrada dos novos investidores:

Estrutura Acionária – Marlim Participações S.A.

Acionistas	Capital (Ações)	Capital (%)
ABNPar	40,580,430	14,55
BNDESPar	83,638,194	30,00
Bradesco	32,997,012	11,84
JPM	22,088,869	7,92
Petros	32,997,012	11,84
Sul América	16,551,042	5,94
Valia	49,941,425	17,91
Total	278,793,984	100,0

Estrutura Acionária – Companhia Petrolífera Marlim Ltda.

Acionistas	Capital (Ações)	Capital (%)
MARLIM PARTICIPAÇÕES	278.793.983	100,00
ABNPAR	1	0,00
TOTAL	278.793.984	100,00

Os direitos e obrigações dos investidores do Projeto foram formalizados contratualmente através do Acordo de Acionistas e Outros Pactos. Através deste contrato foi definida a maneira pela qual o capital investido será remunerado e

XXXI Sob o Contrato de Caução de Ações, as ações da CPM caucionam os empréstimos tomados pela CPM, como será melhor compreendido mais adiante no trabalho.

retornado aos investidores. Uma breve descrição dos seus aspectos mais relevantes será apresentado a seguir.

A Remuneração e o Retorno do Capital

A remuneração do capital investido no Projeto, calculada semestralmente, está atrelada à taxa ANBID^{XXXII} e ao preço do petróleo tipo Brent^{XXXIV} no período considerado para o cálculo, de tal forma que quanto maior é a taxa e o preço do petróleo, maior é a remuneração dos acionistas.

Já o retorno do capital é feito através da redução gradual e proporcional do capital investido por cada acionista no Projeto. A MP pagará semestralmente a cada um deles a quantia equivalente a 5% do seu capital investido. Essa redução será concomitante à remuneração. Considerando que o investimento inicial foi realizado em 1998, os investidores serão acionistas da MP até 2008, quando esta então se extinguirá e os ativos do Campo serão transferidos à Petrobras, de acordo com o que foi estabelecido no contrato de consórcio.

A ligação entre a remuneração do capital e o preço do petróleo garante um maior retorno esperado aos acionistas (acompanhando a variação no nível de receitas do Campo) proporcional ao risco de um investimento de longo prazo subordinado a empréstimos *senior*.

Vale ressaltar que esta metodologia difere daquela mais tradicionalmente utilizada no mercado, em que o capital investido não tem seu retorno e remuneração pré-estabelecidos. No Projeto Marlim busca-se conferir à CPM uma participação na receita mensal do consórcio que garanta aos acionistas a remuneração e o retorno de seu capital definidos contratualmente.

A seguir apresentam-se os empréstimos referidos anteriormente.

Os Empréstadores

O Projeto Marlim, diferentemente do que geralmente ocorre com projetos financiados sob a modalidade de *project finance*, foi estruturado de maneira a

XXXII Apenas uma ação preferencial da MP foi cedida ao ABNPAR, já que a legislação brasileira não permite companhias limitadas com apenas um acionista.

XXXIII Taxa de juros divulgada pela Associação Nacional de Bancos de Investimento e Desenvolvimento, representante da média das operações de mercado em CDB, RDB e CDI com prazos a partir de 30 dias, sendo os dados coletados entre as instituições financeiras atuantes neste mercado.

XXXIV Tipo de petróleo leve, de graduação intermediária produzido no Reino Unido e negociado no mercado londrino.

obter recursos junto ao mercado de capitais. A liquidez e transparência do mercado de capitais, o diminuto tempo dispendido na concretização das captações e a significativa base de emprestadores potenciais, associados ao grande volume de empréstimos a serem captados pela CPM são fatores que contribuíram à decisão pela utilização deste instrumento de dívida neste projeto.

O *Medium Term Note Program* ("MTNP"), plano de captação de empréstimos *senior* da CPM, inicialmente previa a emissão de notas promissórias de médio prazo para financiamento de projetos, ou *project bonds*, no mercado internacional, desde que este oferecesse condições adequadas para tanto.

Em 1998 e 1999 o mercado de capitais internacional ainda se encontrava bastante turbulento, o que inviabilizou as emissões previstas no programa naquele momento. Com a necessidade imediata de recursos financeiros para dar continuidade ao plano de investimentos do Projeto, a CPM decidiu pela obtenção de empréstimos-ponte de curto prazo no Brasil, que suprissem suas necessidades de investimento até que as condições do mercado internacional melhorassem. Quando isso de fato aconteceu, no final de 1999, o MTNP foi retomado e as dívidas de curto-prazo repagas a medida que venciam.

A seguir encontra-se uma descrição mais detalhada dos empréstimos-ponte captados pela CPM e dos empréstimos de médio prazo captados sob o MTNP.

As garantias dadas pela CPM para a captação de tais dívidas são os ativos do Projeto, o petróleo extraído do Campo, as ações e os saldos presentes nas contas da CPM. Todas essas garantias serão melhor compreendidas em seguida, através do detalhamento dos contratos que as regem.

Os Empréstimos-ponte

Em dezembro de 1998, diante da dificuldade em emitir o MTNP e da necessidade de captação de recursos para dar continuidade ao Projeto, o BNDES, como co-patrocinador do projeto, disponibilizou uma linha de crédito rotativo^{XXXV} à CPM, com um valor limite equivalente em reais a US\$ 200 milhões. Essa linha encontra-se disponível pelo menor período entre (i) 4 anos a partir do dia 14/12/1998, (ii) captação de US\$ 1,3 bilhão pela CPM.

XXXV Linha de crédito que a empresa utiliza à medida de suas necessidades ou mediante apresentação de garantias em duplicata.

A taxa de juros estabelecida para o empréstimo é composta de uma cesta de moedas^{xxxvi} adicionada a um *spread* equivalente a 7% a.a. O principal poderá ser sacado e/ou repago durante todo o prazo do empréstimo, e os juros deverão ser pagos semestralmente.

Além da captação de US\$ 200 milhões através do BNDES, de dezembro de 1998 a dezembro de 1999 foram realizadas cinco emissões de notas promissórias de curto prazo no mercado de capitais brasileiro, cujos valores totais somados montam a R\$ 1,55 bilhão. Essas notas têm a função de prover o Projeto de recursos que sirvam de ponte, além de ajudar no *funding* da operação, até que os *project bonds* sejam emitidos na sua totalidade.

As obrigações da CPM sob a linha de crédito do BNDES são garantidas pelos seguintes contratos: Contrato de Penhor de Petróleo, Contrato de Penhor de Ativos, Contrato de Caução de Ações e Contrato de Caução de Contas.

As obrigações da CPM no que tange as notas promissórias são garantidas através dos mesmos contratos de garantia do empréstimo do BNDES, a exceção do Contrato de Caução de Contas. O porquê de tal exceção será compreendido com a definição da conta-garantia, quando o contrato de caução de contas for explicado mais adiante no estudo.

Os detalhes das emissões, assim como do empréstimo do BNDES podem ser visualizados em anexo.

O Medium Term Note Program

Com a melhoria do cenário macroeconômico mundial na segunda metade de 1999, iniciaram-se os planos para a captação dos empréstimos de médio prazo pela CPM.

De dezembro de 1999 até junho de 2000 foram realizadas duas emissões de *project bonds* no mercado internacional, que contribuíram com US\$ 300 milhões ao Consórcio. Essas emissões estão detalhadas em anexo.

As obrigações da CPM sob o MTNP são garantidas pelos mesmo documentos de garantia garantidores da linha de crédito do BNDES, ou seja, o Contrato de Penhor de Petróleo, o Contrato de Penhor de Ativos, o Contrato de Caução de Ações e o Contrato de Caução de Contas.

XXXVI Taxa variável reajustada trimestralmente com base no custo médio ponderado de captação do BNDES no mercado externo.

Os Contratos de Garantia

Contrato de Caução de Contas

O Contrato de Caução de Contas foi celebrado entre a CPM, o BNDES, os detentores dos *project bonds* e o Agente Fiduciário. De acordo com o contrato, a CPM deu em penhor mercantil ao BNDES e aos detentores dos *bonds* a totalidade dos recursos a qualquer tempo depositados na:

- Conta de Receita;
- Conta de Desembolso;
- Conta-Garantia.

Estas contas são mantidas pela CPM junto ao Agente Fiduciário, e serão detalhadas a seguir.

Conta de Receita

Nesta conta devem ser depositados pela Petrobras o valor correspondente à receita do Campo a que tem direito a CPM. Estes recursos devem ser utilizados para o pagamento de despesas administrativas, das obrigações perante os emprestadores^{XXXVII} e só então das obrigações perante os acionistas.

Conta de Desembolso

Nesta conta devem ser depositados:

- Investimentos dos acionistas na MP (na forma de integralização de capital);
- Montantes captados pela CPM na forma de empréstimos.

Estes recursos são utilizados primeiro para o abatimento de um eventual saldo devedor para com o BNDES^{XXXVIII}, e só então para a aquisição de bens e/ou contratação de serviços a serem alocados ao Projeto.

Conta-Garantia

A Petrobras deve manter nesta conta um saldo mínimo correspondente a uma porcentagem do total das obrigações devidas pela CPM sob qualquer empréstimo e/ou investimento, exceto as notas promissórias de curto prazo, conforme afirmado anteriormente. Este valor deve ser suficiente para arcar com

XXXVII Essas obrigações devem ser pagas em condição *pari passu* a todos os credores da CPM.

10% dos principais das dívidas/integralizações de capital, e com os juros/remuneração do capital devidos nos 12 meses seguintes.

A conta-garantia é utilizada também para realizar pagamentos que, originalmente deveriam ser feitos a partir da conta de receita, sempre que o montante disponível nesta for insuficiente para tanto.

Contrato de Penhor de Petróleo

O Contrato de Penhor de Petróleo e seus aditivos foram celebrados entre a Petrobras, a CPM, o BNDES e os detentores das notas promissórias e *project bonds*. De acordo com o contrato, a Petrobras dá em penhor à CPM, para o fim de assegurar o conforto dos credores da SPC:

- A produção do Campo^{xxxix} que cabe à Petrobras, limitada a 720 dias de produção, necessária para a satisfação integral das obrigações da CPM;
- Todo e qualquer derivado processado a partir da produção referida anteriormente;
- Todo e qualquer montante que possa resultar da comercialização dos bens mencionados nos dois itens anteriores.

A CPM, por sua vez, estendeu ao BNDES e aos detentores das notas promissórias de curto prazo e dos *project bonds* todos os direitos acima descritos, para garantia dos empréstimos. Assim, todas as emissões a serem ainda realizadas dentro do escopo do Projeto estarão garantidas através do sub-penhor de petróleo.

A Petrobras poderá oferecer até 30% do petróleo para seus credores em condição *pari passu* aos demais beneficiários do penhor de petróleo.

Contrato de Caução de Ações

O Contrato de Caução de Ações e seus aditivos foram celebrados entre os acionistas da MP, da CPM, do BNDES e dos detentores das notas promissórias e *project bonds*. Nos termos desse contrato os acionistas da CPM (através da MP)

^{xxxviii} Para utilizar-se os recursos captados para a realização de investimentos no Campo ao invés de repagar o BNDES, faz-se necessária a obtenção de *uxiwer* junto ao banco.

^{xxxix} O valor do petróleo produzido será valorado em 75% do valor do petróleo Brent-Datado, conforme publicado pela Platt's Crude Oil, multiplicado pelo número de barris produzidos a partir do Campo de Marlim.

deram em penhor ao BNDES e aos detentores das notas promissórias de curto prazo e *project bonds*:

- A totalidade das ações representativas do capital social da CPM de que são proprietários através da MP, ou as ações que vierem a sê-lo no futuro;
- Todos os dividendos, bonificações e demais direitos relativos e atribuídos às ações caucionadas nas condições descritas em tal documento.

Contrato de Penhor de Ativos

O Contrato de Penhor de Ativos e seus aditivos foram celebrados entre a CPM, o BNDES, a Petrobras e os detentores das notas promissórias de curto prazo e dos *project bonds*. De acordo com o contrato, a CPM deu em penhor mercantil ao BNDES e ao detentores das notas e *bonds*, todos ativos de sua exclusiva propriedade e que venha a adquirir, com o fim de garantir o integral pagamento pela CPM de todas as suas dívidas, bem como de ressarcir o Agente Fiduciário ou as partes garantidas de desembolsos por conta da execução do penhor.

Aspectos Legais, Fiscais e Contábeis

Depois de entendida a estrutura da operação, faz-se necessária a apresentação da contribuição dos Advogados, Auditores e Contadores para a CPM. A seguir temos uma análise das questões tributárias, e em seguida uma discussão acerca das questões contábeis relacionadas ao Projeto.

Impostos e Taxações

Uma operação da complexidade do Projeto Marlim envolve uma grande quantidade de impostos. Dentre eles, as participações governamentais são coletados apenas do concessionário, no caso, da Petrobras; e os impostos diretos e indiretos e as contribuições sociais se aplicam à Petrobras e à CPM/MP.

A taxa incidente sobre as remessas de juros (IRRF) dos *project bonds* é de 12,5%. O COFINS também passou de 2% a 3% do faturamento neste período de tempo, enquanto o PIS se manteve em 0,65%.

O IRPJ se mantém em 25% do lucro bruto. Porém a CSLL, hoje sendo coletada a uma taxa de 9%, já esteve em 8% e 12% desde dezembro de 1998.

Quanto às participações especiais, a Petrobras atualmente coleta 10% de royalties e 40% de participação especial^{XL} sobre a receita bruta do campo, não influenciando a receita a que tem direito a CPM. O valor de participação cobrado sobre o Campo se deve à sua alta produtividade. Tanto a participação como os royalties decairão à medida que a produção do Campo diminuir.

Quanto ao aluguel de área, o valor de R\$ 773 mil^{XLI} é pago anualmente pelo concessionário.

Muitos dos equipamentos importados da Petrobras e da CPM estão isentos dos impostos IPI, II e ICMS, de acordo com o Decreto 2889/98. Já o IOF é coletado normalmente.

Tratamento Contábil

Os gastos incorridos durante o Projeto com a sua estruturação e com o desenvolvimento e produção nas diversas plataformas de petróleo do Campo são caracterizados como ativo imobilizado ou diferido.

A seguir encontram-se exemplos de gastos que se enquadram em cada uma das classificações:

- *Ativo Imobilizado*: gastos com a aquisição de bens ou com melhorias de vida útil maior do que um ano registrados ao custo de aquisição, sendo componentes desse custo os gastos com transporte, seguros, impostos, manutenção, reparo ou substituição de partes de bens utilizados na operação do Campo, assim como aqueles do desembaraço alfandegário e os necessários para que os equipamentos tornem-se operacionais. A aquisição de materiais, a construção de instalações para extração, tratamento, estocagem e transferência de petróleo e gás natural, incluindo plataformas, tubulações, equipamentos em geral e unidades de tratamento são considerados ativos imobilizados;
- *Ativo Diferido*: refere-se a gastos de implantação, registrado ao custo de aquisição e formação, gastos para a aquisição de direitos e gastos com a estruturação da operação.

XL A participação especial abaixará de 40% a 0% à medida que a produção do Campo diminuir ao longo de sua vida, de acordo com a legislação atual.

XLI R\$3.000,00/km²/ano vezes 257,63 km² (taxa de aluguel aplicável vezes a área do Campo).

Os ativos imobilizados estão divididos por plataforma, de acordo com a destinação de cada um, e iniciam a sua depreciação no mês em que entram em operação. Todo o imobilizado é depreciado linearmente em 10 anos.

Da mesma forma, o ativo diferido está sendo amortizado linearmente em 10 anos, período de duração do Projeto, desde o início do Projeto.

Análise de Viabilidade Econômica

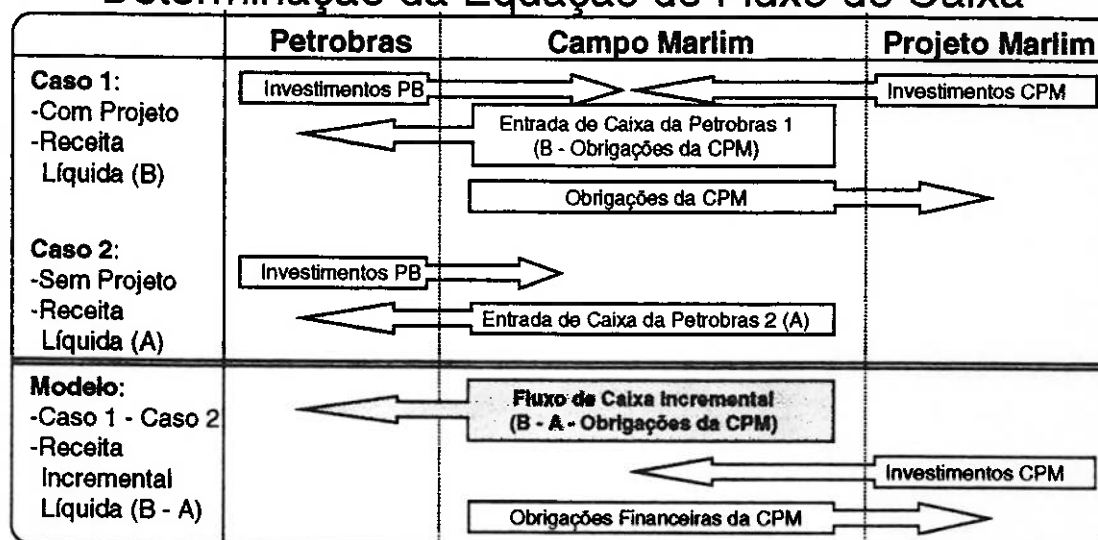
A construção e análise do fluxo de caixa incremental do Campo na época da estruturação do Projeto, considerando a complementação do seu desenvolvimento através da estrutura financeira proposta, visou determinar sua viabilidade econômica do ponto de vista de todos os seus participantes, condição necessária para o sucesso de um *project finance*.

A resolução do fluxo de caixa simplificado elaborada neste estudo de caso tem a finalidade de demonstrar, do ponto de vista do patrocinador, o procedimento necessário para a determinação do retorno do Projeto na época de sua estruturação. Através de uma análise similar à que veremos adiante a Petrobras pôde verificar o retorno esperado do Projeto e decidir pela sua execução. Em outras palavras, a Petrobras concluiu na época que era economicamente interessante levantar recursos adicionais, complementares aos seus US\$ 835 milhões, que permitissem o desenvolvimento completo do Campo.

A seguir apresenta-se o raciocínio realizado a fim de determinar a equação utilizada na elaboração do modelo de fluxo de caixa, a qual encontra-se sombreada:

Determinação da Equação do Fluxo de Caixa do Projeto Marlim

Determinação da Equação do Fluxo de Caixa



Para chegar a uma estimativa do fluxo de caixa incremental da Petrobras, os seguintes passos foram dados com o intuito de determinar:

- A receita líquida incremental do Campo;
- As obrigações financeiras da CPM;
- O fluxo de caixa incremental descontado.

Esses passos serão melhor detalhados a seguir.

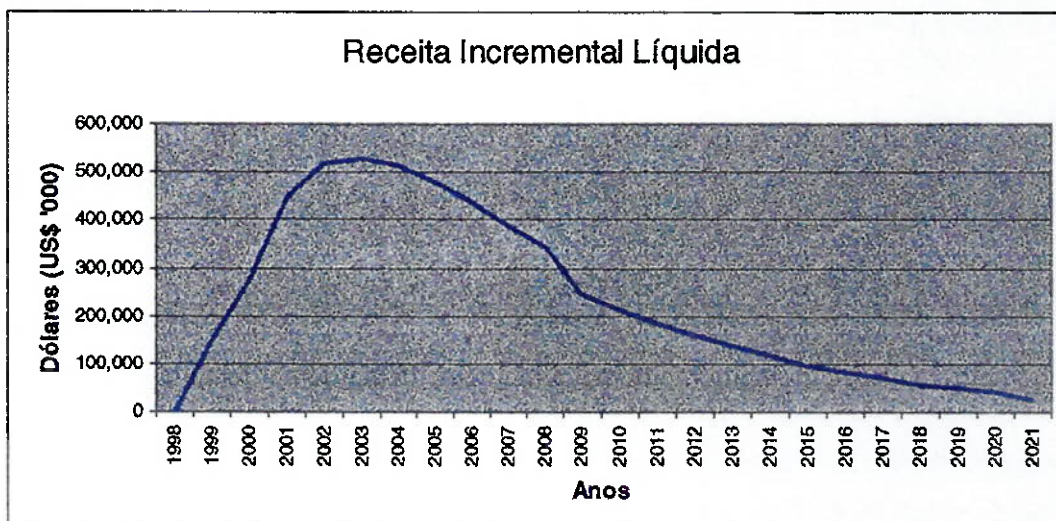
A Receita Incremental Líquida do Campo

Para a determinação do aumento do fluxo de receitas do Campo resultante da realização do Projeto, inicialmente foi necessário estimar a produção incremental do Campo, que é a diferença entre a produção parcial originalmente prevista, resultante do investimento feito unicamente pela Petrobras, e a produção total esperada resultante da realização do Projeto.

O próximo passo foi a realização da previsão dos preços futuros do petróleo do Campo, que multiplicados pela produção resultariam no incremento de receita bruta do Campo caso o Projeto se concretizasse. Desse valor foram deduzidos os custos operacionais incrementais e os tributos incidentes sobre a receita bruta, resultando na receita incremental líquida do Campo.

Os cálculos realizados para a determinação da receita incremental líquida ao longo da vida do Campo estão presentes em anexo. A receita incremental líquida está explicitada no gráfico a seguir:

Receita Incremental Líquida do Projeto Marlim



As Obrigações Financeiras da CPM

De acordo com a estrutura de *project finance* criada para o Projeto Marlim, do modo como se encontrava na véspera do *financial closing*, uma parte da receita do Campo deveria ser suficiente para retornar e remunerar o capital dos acionistas (empréstimo subordinado da CPM), retornar e remunerar os *project bonds*, o *commercial paper* e o empréstimo do BNDES^{XLII} (empréstimos *senior* da CPM), pagar os impostos devidos pela CPM e os custos da estrutura de *project finance*.

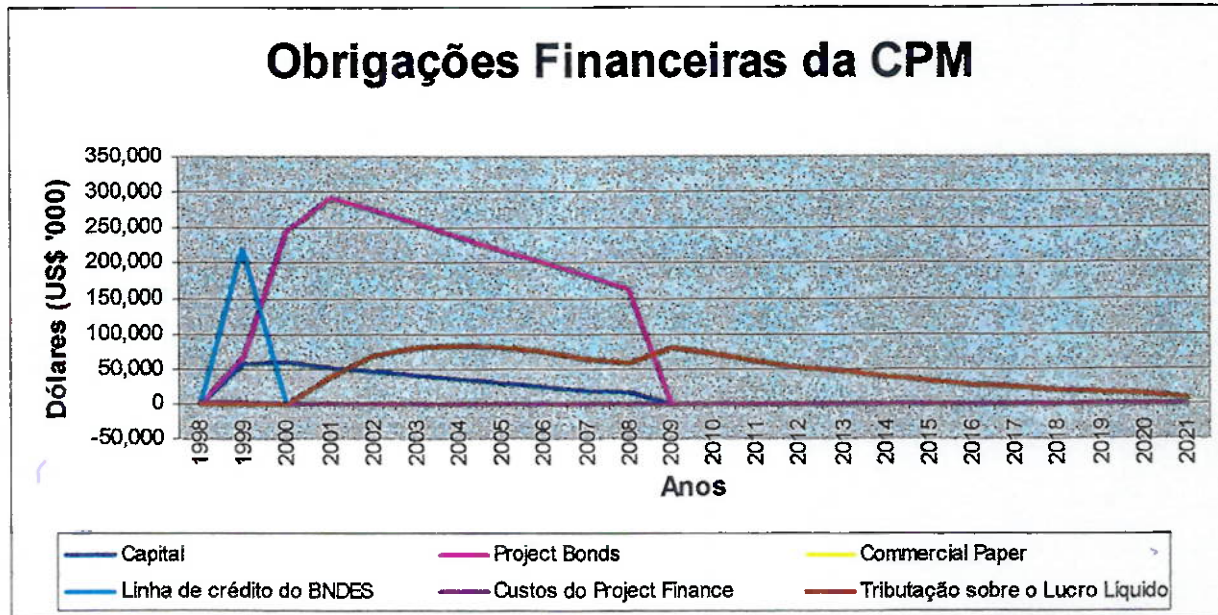
A previsão de todos esses valores, assim como da receita incremental líquida, ao longo da vida do Campo foi baseada em estimativas da época. Dentre elas, vale citar o preço do barril de petróleo Brent, a taxa de juros básica americana (Treasury para um período equivalente ao prazo da operação), o prazo conseguido nas captações dos *project bonds*, o taxa de câmbio de reais/dólares, taxa de juros ANBID, a taxa de juros de CDI, as tarifas dos tributos aplicáveis, etc.

Essas e outras hipóteses consideradas na elaboração do modelo podem ser encontradas em anexo, estando um resumo das obrigações da CPM no gráfico a seguir:

XLII Nas vésperas do *financial closing* da operação já acreditava-se serem necessárias a linha de crédito de US\$ 200 milhões do BNDES e a emissão de US\$ 200 milhões em notas promissórias de curto prazo, para que juntamente ao equivalente em reais a US\$ 100 milhões fossem levantados já em 1998 o montante de US\$ 500 milhões necessário ao Campo.

Obrigações Financeiras do Projeto Marlim

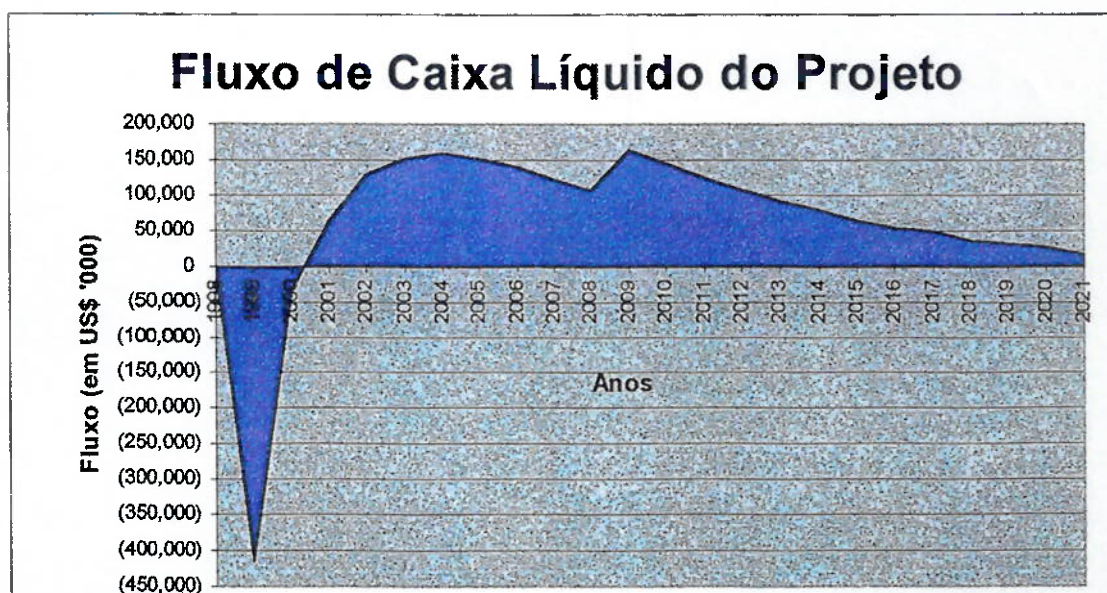
Obrigações Financeiras da CPM



Fluxo de Caixa Incremental Descontado

De posse da receita incremental líquida e das obrigações da CPM ao longo da vida do Campo, determinamos o seguinte fluxo de caixa incremental da Petrobras:

Fluxo de Caixa Líquido do Projeto Marlim



Os fluxos anuais foram descontados à data do *financial closing* (valor presente em Dez/98), uma vez que este foi o momento em que foi tomada a decisão final (assinatura dos contratos) pela estruturação do financiamento. Como é de praxe nas análises econômico-financeiras de empresas do setor de *upstream*, utilizou-se uma taxa de desconto de 12%, resultando num valor presente líquido de aproximadamente US\$ 300 milhões e uma taxa interna de retorno de 22% para o fluxo de caixa incremental da Petrobras.

Observações Relativas aos Resultados

Análise de Sensibilidade do Fluxo de Caixa Incremental

De elevada importância, a análise de sensibilidade do comportamento do fluxo de caixa incremental em função das principais variáveis consideradas no modelo deve ser realizada, a fim de verificar a sua robustez.

A seguir apresenta-se uma breve lista das mais importantes variáveis envolvidas no modelo econômico-financeiro que devem compor a análise de sensibilidade:

- *Produção e custos incrementais*: deve-se levar em conta a possibilidade de erro por parte dos Engenheiros Independentes no que tange à estimativa dos valores dessas informações;
- *Preços do petróleo Brent*: a instabilidade dos preços no mercado de *commodities* torna necessária a análise de diferentes cenários de preços;
- *Taxa de desconto*: deve-se utilizar diferentes taxas de desconto, além da taxa de 12%, que sejam mais aderentes à estrutura operacional e financeira da Petrobras;
- *Encargos tributários*: a ampliação da produção do Campo, assim como a opção pela estrutura de *project finance*, traduz-se em uma parcela significativa de recursos necessários para o pagamento de tributos, sendo interessante analisar o impacto de sua variação;
- *Taxas de juros, perfis de amortização e vencimentos dos empréstimos*: a imprevisibilidade do cenário macroeconômico no momento da emissão das

notas adiciona um fator de risco enorme ao Projeto, que deve ser suficientemente robusto em relação aos diversos cenários possíveis.

Análise Econômica Atual do Projeto

Considerando que o preço do petróleo Brent, utilizado como base para o cálculo da receita do Campo, manteve uma média de US\$ 20,00/barril desde o *financial closing* até o presente momento, atingindo um pico de mais de US\$ 30,00/barril no início de 2000, temos que as estimativas dos preços do Brent consideradas neste estudo foram superadas em cerca de 50% até o momento.

Soma-se à consideração anterior o fato de que a economia do país melhorou desde a desvalorização cambial de 1999, diminuindo o custo dos empréstimos tomados no Brasil e no exterior por empresas brasileiras a medida que muda a percepção do “risco Brasil”.

Dessas e outras considerações resulta que o retorno real obtido pela Petrobras foi ainda maior.

Riscos do Projeto

Quanto aos riscos envolvidos e assumidos pelos participantes da operação, optou-se pela identificação apenas dos principais a uma análise detalhada e profunda, o que fugiria do escopo deste trabalho. A mitigação dos riscos deu-se através de sua alocação àqueles participantes que estivessem mais aptos e confortáveis a tomá-los. A estrutura contratual da operação, da qual uma parte já foi explicada anteriormente, estabelece as responsabilidades (riscos) de cada participante.

Riscos Assumidos pela Petrobras

- *Risco operacional*: total responsabilidade sobre eventuais interrupções nas operações e custos associados, decorrentes de omissão por sua parte; sobre eventuais custos de operação e manutenção do Projeto maiores do que os previstos; ou sobre qualquer incapacidade de operar a um nível mínimo de eficiência e produtividade que permita atingir os objetivos estabelecidos no momento da estruturação da operação;
- *Riscos legais e regulatórios*: compromisso de obter, manter e/ou renovar qualquer aprovação governamental necessária ao desenvolvimento e operação do Campo;

- *Risco comercial:* a responsabilidade sobre a venda do petróleo produzido no Campo, seja às suas próprias refinarias, seja a compradores externos;
- *Risco ambiental:* a responsabilidade sobre uma eventual poluição gradual, e quaisquer ônus ao Projeto que isto possa acarretar;
- *Risco cambial:* responsável pela cobertura de eventuais deficiências de caixa em caso de ocorrência de uma desvalorização cambial.

Riscos Assumidos pela CPM/MP (Acionistas)

- *Risco de reservas:* projeções conservadoras das reservas e das taxas de extração de petróleo do Campo foram consideradas quando da análise de crédito da CPM. Entretanto, valores reais diferentes daqueles previstos podem afetar a receita e conseqüentemente a capacidade de repagamento das dívidas da empresa;
- *Risco de flutuação de preços:* a receita a que tem direito a CPM dependerá diretamente do mercado internacional de petróleo ao longo da vida do Projeto. Dessa forma, uma eventual baixa nos preços poderá afetar a capacidade de repagar suas dívidas;
- *Risco de insolvência da Petrobras:* a CPM depende dos pagamentos da Petrobras, sob o Contrato de Consórcio, para repagar as notas promissórias e crédito rotativo do BNDES. Dessa forma, em última análise os emprestadores estão sujeitos ao risco corporativo de não-pagamento por parte da Petrobras.

Riscos Assumidos pelos Emprestadores (BNDES e detentores das notas promissórias)

Os riscos assumidos pelos acionistas também se aplicam aos emprestadores, porém em menor grau, uma vez que a remuneração e retorno do capital dos primeiros está subordinada à dívida dos últimos. Além daqueles riscos podemos também citar:

- *Risco de refinanciamento (mercado):* em especial, as obrigações de curto prazo da CPM estão sujeitas a alterações nas condições de mercado que venham a adversamente afetar a possibilidade de obter refinanciamentos. Não há obrigação por parte dos acionistas de capitalizar a CPM além dos US\$ 200 milhões já realizados, e em caso de uma impossibilidade de captação de novos empréstimos a empresa dependerá apenas do fluxo de

caixa do Projeto para satisfazer suas obrigações, inclusive aquelas relativas ao principal das dívidas.

- *Risco de conversão e remessa:* A CPM recebe os recursos da receita do Campo em reais no Brasil e tem obrigações de médio prazo em moeda estrangeira no exterior. Assim, restrições quanto ao câmbio de moedas no país, assim como quanto à remessa de dinheiro ao exterior podem impedir o pagamento da dívida.

Conclusões

O estudo de caso realizado confirma a possibilidade por parte da Petrobras em levantar recursos adicionais para a complementação do desenvolvimento do Campo de Marlim, através de operação estruturada sob a modalidade de *project finance*, em condições economicamente atrativas.

Apesar dos custos inerentes à complexa estrutura criada (considerando-se a criação da MP além da CPM para viabilização de capital, e de empréstimos *senior* no mercado de capitais), o Projeto mostrou-se viável. Além disso, com essa estrutura a Petrobras ganhou flexibilidade em relação às datas de captação dos empréstimos, possibilitando a sua determinação de acordo com o programa de investimentos do Campo.

Em relação à questão do custo dos empréstimos, antes de se tomar uma decisão quanto aos instrumentos a serem utilizados para a captação futura de dívida, deve-se levar em conta a tendência atual de aumento na taxa básica de juros americana (taxa à qual estão atreladas os *project bonds*), em contraste com a queda dos juros no Brasil.

Vale lembrar que a imprevisibilidade dos juros, da demanda por papéis no mercado no momento das emissões podem inviabilizar um projeto se este não for suficientemente robusto. Daí a grande importância de um completo estudo dos diversos desdobramentos possíveis para o Projeto.

É também importante ressaltar a escolha pelo desenvolvimento do Campo em módulos, que permite que o montante de recursos necessário à sua execução seja reduzido a medida que receitas operacionais são geradas com o início da produção nas diversas plataformas do Campo. O aumento da capacidade de repagamento da dívida ao longo dos anos de desenvolvimento do Campo, e a conseqüente mitigação do risco de crédito mostram a importância de se buscar

uma sinergia entre todos os aspectos (técnicos, econômicos, etc) envolvidos na
estruturação da operação.

Capítulo 6

O Projeto Confidencial

O Projeto Confidencial ("Projeto"), diz respeito à exploração e desenvolvimento de algumas áreas concessionadas localizados em região de águas profundas do litoral brasileiro, nas quais já se tem conhecimento de alguns campos de petróleo ("Campos"). O total de investimentos necessários ao seu completo desenvolvimento é de US\$ 1,26 bilhão. Os Campos foram descobertos no início da década de 90 pela Petrobras, que os colocou em produção através de um sistema piloto.

Este estudo visa ilustrar, do ponto de vista de um banco de investimento ("Banco") na função de consultor financeiro, a originação de uma operação e os passos subsequentes necessários para se chegar a uma estrutura ótima de financiamento para o projeto. Assim, aspectos problemáticos e riscos da operação, além dos objetivos individuais dos diversos participantes serão analisados, exemplificando o processo decisório em uma estruturação de *project finance*.

Histórico do Projeto

Em 1998, em meio às mudanças que ocorriam no setor petrolífero brasileiro e às condições macroeconômicas da época (preços do petróleo baixos, restrições orçamentárias, etc), a Petrobras, que havia mantido para si a concessão dos Campos, lançou concorrência para o seu completo desenvolvimento^{XLIII}, com o suporte estratégico de uma operação de *project finance* que havia sido ofertada por uma instituição financeira. Definida a empresa construtora após análise das propostas recebidas, a Petrobras partiu para a negociação dos termos do contrato de financiamento. Não satisfeita com o resultado das negociações, estas foram paralisadas em 1999.

A construtora, a fim de garantir o contrato EPC^{XLIV}, propôs à Petrobras que lhe desse a oportunidade de promover o desenvolvimento dos Campos. Cedendo ao pedido, a Petrobras manteve para si uma porcentagem dos interesses nos Campos, mas ofereceu à construtora um "farm-out"^{XLV} completo do desenvolvimento em troca do pagamento de uma porcentagem adicional sobre a produção.

^{XLIII} Incluindo a perfuração dos poços, a infraestrutura localizada abaixo da superfície marítima e as unidades de produção.

^{XLIV} Engineering, Procurement and Construction.

^{XLV} Entrada no projeto assumindo os investimentos.

A empresa construtora, que de agora em diante chamaremos de Investidora Brasileira, mudou os seus objetivos em relação aos Campos, buscando naquele momento realizar investimentos minoritários e o fornecimento de apenas uma parte dos serviços e equipamentos ao invés da anterior responsabilidade pelo contrato EPC dos Campos. Assim, contatou e recebeu propostas de outras empresas petrolíferas interessadas em investir no desenvolvimento e operação dos Campos, culminando na escolha de uma Operadora estrangeira e conseqüente assinatura de contratos entre esta, a Petrobras e a Investidora Brasileira. Esses contratos serão melhor detalhados a seguir.

Os Contratos

A Petrobras, então detentora de 100% da concessão dos Campos, cedeu uma parte dela para a Operadora, outra para a Investidora Brasileira e assinou um Acordo de Parceria ("AP") entre essas empresas, cujo objetivo geral é estabelecer as condições de participação nos Campos e definir em detalhe as condições econômicas e comerciais para a parceria.

Conforme mencionado anteriormente, o AP estabelece que a Operadora e a Investidora Brasileira arcarão com a totalidade dos custos de desenvolvimento, e que a Petrobras receberá uma *overriding royalty*^{XLVI} sobre a produção dos Campos, além da quantidade a que tem direito pela sua participação na receita dos Campos.

Adicionalmente ao AP, as três empresas assinaram um Contrato de Consórcio ("CC") e um Contrato de Operação Conjunta ("COC"). Sob esses contratos as consorciadas estabeleceram os seus direitos e obrigações no que se refere às operações dos Campos relacionadas às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas áreas concessionadas. Os contratos também relacionam os programas de trabalho e orçamentos, incluindo procedimentos para contratação de serviços de terceiros, procedimentos em caso de *default* por parte de algum(ns) consorciado(s) e acordos de confidencialidade entre esses.

Adicionalmente, a Operadora se comprometeu a financiar uma parte dos investimentos ("*development carry*") cabíveis à Investidora Brasileira realizando um empréstimo-ponte à ela, o qual será repago pelo comprometimento de uma

^{XLVI} Porcentagem adicional da produção de hidrocarbonetos.

porcentagem da quota-parte da produção cabível à Investidora pela sua participação no Consórcio.

A Originação da Operação

Com um projeto de dimensões e riscos significativos, parceiros com interesses e expectativas diferentes e aspectos financeiros, tributários e operacionais a serem resolvidos, os patrocinadores, assim como a Petrobras havia feito anteriormente, optaram por buscar uma estrutura do tipo *project finance* para a operação.

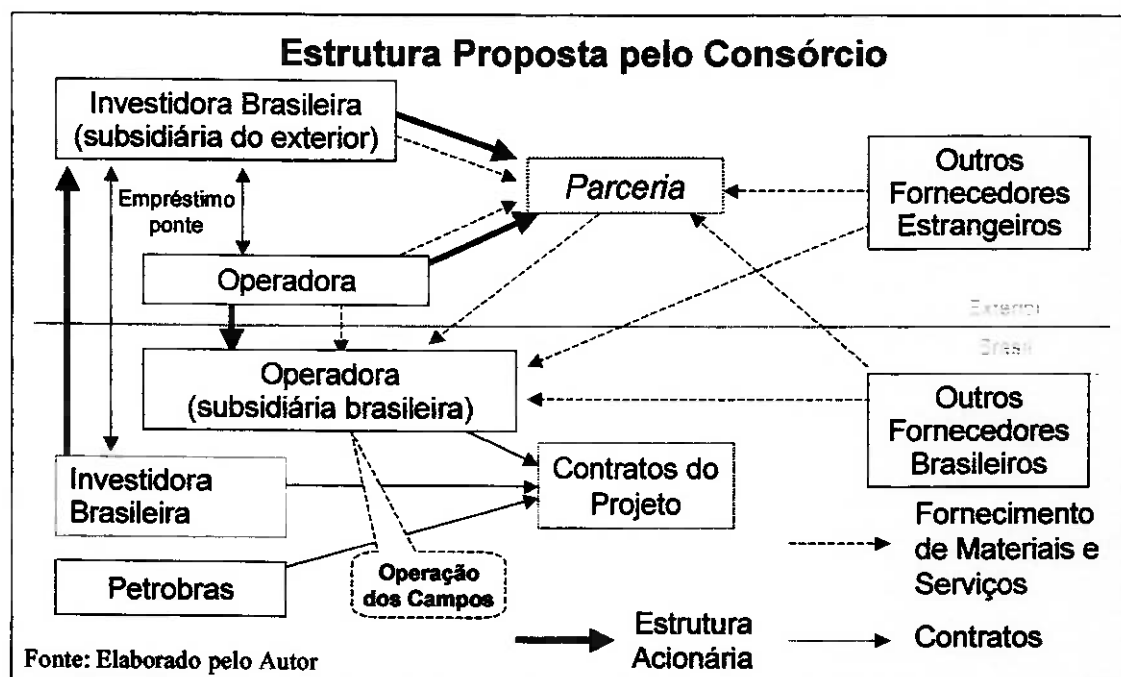
Assim, no segundo semestre de 2000 a Operadora e a Investidora Brasileira convidaram alguns bancos de investimento para apresentarem propostas de prestação de serviços de consultoria financeira. A proposta do banco vencedor ("Banco") comprometeu-o a realizar os estudos de viabilidade econômica e financeira do Projeto, além de implementar o plano de financiamento.

Nos primeiros contatos entre o consórcio e o Banco, os objetivos comerciais e financeiros dos parceiros e sua proposta de estrutura da operação de desenvolvimento do Projeto foram discutidos. Também foram apresentadas as informações até o momento disponíveis.

Estrutura Proposta pelo Consórcio

A figura abaixo busca ilustrar basicamente a estrutura acionária do projeto apresentada pelo Operador contendo o fluxo de materiais e serviços por ele imaginado. Esse modelo foi criado com a intenção de apresentar ao Banco uma idéia inicial básica do que o Consórcio espera da estrutura do Projeto. Conforme veremos adiante, esse modelo foi utilizado como base para a estruturação de um financiamento viável e economicamente interessante para as partes.

Estrutura da Operação Proposta pelo Consórcio do Projeto Confidencial



Segundo este modelo, a maioria dos investimentos (financeiro e em materiais e serviços) da Operadora e da Construtora e a aquisição de equipamentos/serviços brasileiros e estrangeiros são realizados através de uma parceria estabelecida no exterior entre as duas empresas, possibilitando o desenvolvimento dos Campos segundo os contratos descritos anteriormente. Uma parte do fornecimento é realizado diretamente para a subsidiária da Operadora, que se encarregará da operação dos Campos assim que o seu desenvolvimento estiver concluído.

Conforme já citado anteriormente, o empréstimo-ponte a ser realizado pela Operadora à Investidora Brasileira via subsidiária no exterior a princípio deverá ser repago a partir de 70% da receita cabível à Investidora Brasileira, tendo senioridade sobre qualquer dívida levantada para o Projeto. Em outras palavras, 70% da produção da Investidora Brasileira será utilizada primeiro para repagar o empréstimo-ponte da Operadora e depois a dívida do Projeto.

Investimentos e Funding

Do total de US\$ 1,26 bilhão a ser investido nos Campos, temos o seguinte detalhamento de despesas de capital:

Investimentos do Projeto Confidencial

Descrição do Item	Valor (US\$ milhões)
Perfuração de Poços de Petróleo	390
Equipamentos e Instalações Sub-marítimas	170
Plataforma FPSO	570
Engenharia, Administração do Projeto, Seguros e Contingências	130
Total	1260

No ponto em que se encontra a estruturação ainda não se sabe que porcentagem dos componentes serão fornecidos no Brasil ou no exterior. Sabe-se apenas que a Investidora Brasileira fornecerá uma parte dos componentes brasileiros, e a Operadora uma parte dos componentes estrangeiros.

Do total de investimentos dos Campos, a Operadora e a Investidora Brasileira esperam contribuir com no máximo US\$ 460 milhões em capital, sendo 65%^{XLVII} da Operadora e o restante a Investidora Brasileira, financiando os investimentos adicionais através de dívida. As duas empresas arcarão com os investimentos de capital que caberiam à Petrobras (*development carry*) proporcionalmente aos seus investimentos nos Campos.

Objetivos do Consórcio

Dentre os objetivos do consórcio a serem atingidos através da estrutura de financiamento, podemos citar:

- Garantir que os recursos necessários para o desenvolvimento do Projeto estejam disponíveis de acordo com a programação de investimentos;
- Minimizar o custo de financiamento líquido de impostos;
- Minimizar o pagamento de impostos indiretos e retidos na fonte;

^{XLVII} Já considerada a parte dos investimentos que caberiam à Petrobras mas que foram divididos proporcionalmente entre a Operadora e a Investidora Brasileira (*development carry*).

O Projeto Confidencial

- Minimizar restrições em relação à flexibilidade operacional e à administração dos ativos do Projeto;
- Obter financiamentos em que tanto a Operadora como a Investidora Brasileira sejam responsáveis perante as obrigações da outra parte, caso uma delas entre em *default*.

Detalhes a respeito desses objetivos e dos que seguem serão apresentados oportunamente.

A Operadora possui alguns interesses individuais, a citar:

- Utilizar o balanço da controladora para suportar sua participação no *funding* do Projeto, **não** havendo nenhum interesse no pagamento de “prêmio” para atingir um financiamento não-recursivo, nem de um tratamento contábil *off balance sheet*;
- Tomar o risco de reserva;
- Reduzir o risco soberano (país).

Já a Investidora Brasileira deseja:

- Maximizar o componente dívida no *funding* da operação;
- Se necessário, oferecer suporte da empresa controladora;
- Se necessário, oferecer garantias sobre o fluxo de caixa;
- Um tratamento contábil *off balance sheet* de acordo com os procedimentos contábeis brasileiros.

Finalmente, os objetivos a serem atingidos pela Petrobras são:

- Não precisar realizar investimentos adicionais de capital nos Campos;
- Recuperar parte dos investimentos realizados anteriormente e dividir os riscos de desenvolvimento do Projeto.

Conforme pudemos verificar no item anterior através da estrutura apresentada pelo Consórcio ao Banco, a Investidora Brasileira não será a única empresa a fornecer serviços e materiais ao Projeto. Ao contrário, esta terá uma participação minoritária no seu desenvolvimento, o que se reflete na sua pequena participação nos investimentos, e no montante de dívida visado. É de se esperar que ao final ofereça garantias limitadas em meio à negociação da dívida.

A Operadora, por sua vez, mostra-se mais disposta a investir recursos e tomar riscos em troca de maiores retornos. Dada sua alta classificação de crédito, encontra-se melhor posicionada para oferecer garantias de crédito.

A Petrobras, detentora de direitos sobre uma parte da produção do campo, de uma boa classificação de crédito e uma potencial compradora da porção restante também se encontra em posição favorável para oferecer tais garantias.

Em Busca da Solução

A seguir apresentam-se comentários e análises a respeito dos diversos aspectos do Projeto apresentados ao Banco pelo Consórcio. Fundamental na estruturação de um financiamento, esta etapa define o “esqueleto” do Projeto, as condições e parâmetros básicos sobre os quais a operação de *project finance* se viabilizará, identificando os maiores riscos e instrumentos de mitigação disponíveis.

É importante ressaltar que, neste ponto do processo de estruturação, muitos fatores ainda estão por ser definidos e informações ainda encontram-se indisponíveis. Consultorias legais e técnicas ainda não foram contratadas, tornando necessária a posterior complementação das análises aqui contidas, a fim de possibilitar uma verificação mais apurada da viabilidade econômica e legal da solução proposta.

Adaptação da Estrutura

Observando a estrutura apresentada pelo Consórcio tornam-se claras duas mudanças: a adaptação do diagrama para a utilização do programa do BNDES-Exim; e do Regime de Admissão Temporária (RAT) e REPETRO.

A utilização do programa do BNDES-Exim é interessante em razão do baixo custo de seus empréstimos. No entanto, exige que os serviços e equipamentos cuja aquisição deva ser financiada sejam vendidos a uma empresa localizada no exterior. O funcionamento do programa será descrito depois ao longo do estudo das possíveis fontes de financiamento.

Ao mesmo tempo, a utilização do RAT e do REPETRO garante eficiência tributária à operação ao isentar dos impostos II, IPI, etc, equipamentos e materiais importados, contanto que sejam utilizados no país temporariamente sob um *lease* operacional. Um *lease* operacional é caracterizado pelo pagamento por parte de um *lessee* a um *lessor* pela utilização dos seus bens por um determinado período de tempo, havendo a opção de compra pelo valor residual dos mesmos ao final do arrendamento. Não pode ser realizado entre empresas

coligadas e a propriedade dos bens é do *lessor* até que a opção de compra seja exercida pelo *lessee*.

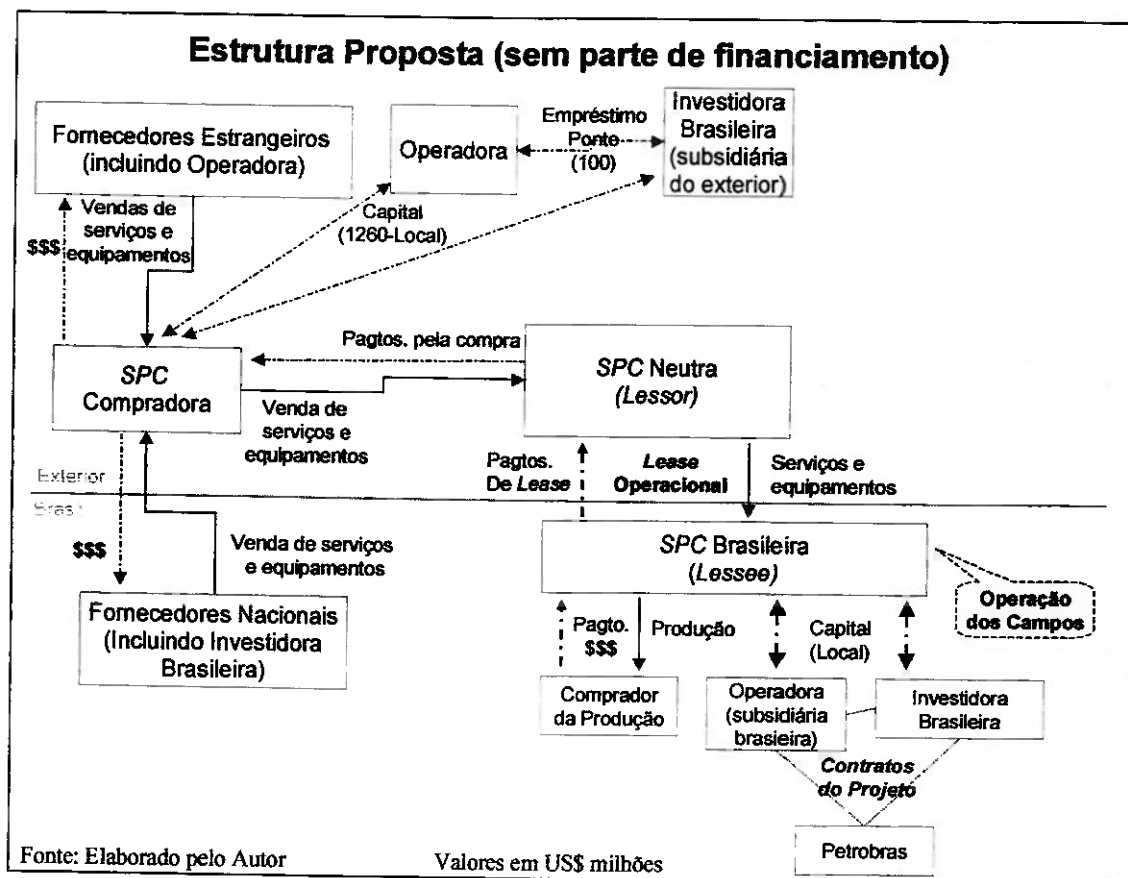
A estrutura seria então adaptada para possibilitar que os materiais e serviços nacionais/estrangeiros fossem primeiro exportados/vendidos a uma SPC Compradora no exterior, e depois arrendados sob um *lease* operacional a outra SPC Brasileira, ao invés de serem vendidas diretamente dos fornecedores nacionais e estrangeiros à subsidiária da Operadora ou à parceira estabelecida no exterior.

No entanto, uma condição ainda deve ser satisfeita: as duas SPC's não podem ter os mesmos acionistas. Para tanto, uma SPC Neutra intermediária, não relacionada aos parceiros do Consórcio e localizada no exterior, deve ser criada com o único e exclusivo objetivo de satisfazer esta restrição legal. Os bens seriam vendidos pela SPC Compradora à SPC Neutra, a qual então na condição de *lessor* os arrendaria à SPC Brasileira (*Lessee*). O cronograma de pagamentos de *lease* realizados pela empresa brasileira à SPC Neutra *Lessor* seria "casado" e equivalente ao cronograma de pagamentos a serem feitos pela SPC Neutra *Lessor* relacionados à compra dos ativos da SPC Compradora.

Conforme veremos mais adiante quando forem definidas as fontes de financiamento, a SPC Compradora será a entidade receptora dos recursos financeiros necessários aos desenvolvimento do Projeto^{XLVIII}. A programação do serviço dessas obrigações financeiras (dívida e capital) determinará os montantes a dos pagamentos de compra e de *lease* a serem realizados pela SPC Neutra e SPC Brasileira respectivamente.

A estrutura adaptada pode ser melhor compreendida através do diagrama a seguir:

Estrutura Proposta pelo Banco para o Projeto Confidencial (s/ financiamento)



Alguma economia fiscal adicional pode ser obtida pela Investidora Brasileira no pagamento do empréstimo-ponte realizado pela Operadora à investidora Brasileira. O pagamento de juros e principal flui da Investidora Brasileira para sua subsidiária no exterior, e só então para a Operadora. A taxa de IRRF aplicável sobre as remessas ao exterior de juros de empréstimos comuns normalmente é de 15%. Já utilizando uma colocação privada (*private placement*)

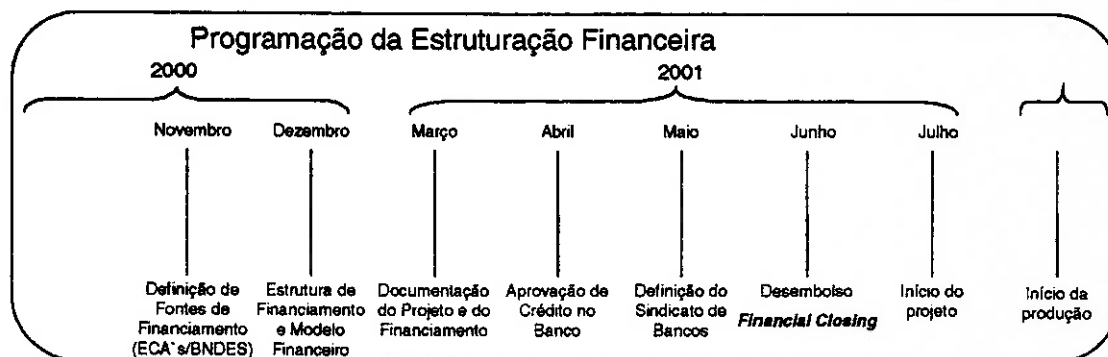
xlviii Os recursos do BNDES-Exim serão disponibilizados diretamente aos fornecedores brasileiros. No entanto, serão repagos através da SPC Compradora.

através de uma operação conjunta entre o Banco e outra instituição financeira japonesa esta taxa pode ser reduzida para 12,5%, conseqüentemente diminuindo o custo final do empréstimo e melhorando a taxa de retorno para a Investidora e para o Projeto como um todo.

Atendendo aos Objetivos

O desenvolvimento dos Campos tem seu início previsto para o segundo semestre de 2001. Ou seja, o processo de estruturação financeira da operação deve estar concluído até esta data para que os recursos financeiros emprestados estejam disponíveis quando necessários e o projeto não tenha seu programa atrasado^{XLIX}. Dada a grande quantidade de tempo dispendida em negociações entre participantes e aprovações de crédito por parte de instituições financeiras, este é um ponto crítico de qualquer operação de *project finance*. Por isso foi realizado o seguinte planejamento da estruturação financeira:

Programação da Estruturação Financeira do Projeto Confidencial



A fim de minimizar o custo final de financiamento do Projeto, o Banco acredita que além de maximizar o componente da dívida a ser financiada pelo BNDES-Exim, e utilizar a estrutura de *leasing* operacional (ambas as estratégias já citadas anteriormente) será necessário utilizar a qualidade de crédito associada à participação da Operadora no Projeto e buscar fontes de financiamento mais baratas para as empresas responsáveis pelo desenvolvimento do Projeto.

Eventuais garantias/suporte oferecidas pela Operadora aos credores certamente terão um impacto significativo na redução do risco de crédito do

^{XLIX} Dado o atual estágio da estruturação financeira em que se encontra o Projeto, a hipótese de atraso parece pouco provável.

Projeto, dada a sua alta classificação de crédito. Garantias da Investidora Brasileira, apesar de positivas, não terão o mesmo impacto. Um eventual comprometimento da Petrobras ou da Operadora em comprar a totalidade (ou uma parte) da produção dos campos também teria um efeito bastante positivo no risco percebido pelos credores.

A capacidade de uma dada estrutura de financiamento minimizar as restrições em relação à flexibilidade operacional e à administração de ativos de um projeto dependem em grande parte dos termos sob os quais o *funding* é realizado.

Por flexibilidade operacional e administração de ativos entenda-se o poder por parte dos patrocinadores/investidores de tomarem decisões quanto à sua venda, operação, investimentos adicionais ou seu comprometimento em outros acordos/contratos de financiamento.

Por exemplo, se frente às suas obrigações financeiras a Operadora de fato oferecer garantias corporativas confortantes aos olhos dos emprestadores, objetivo este explicitado pela companhia, a sua parte dos ativos provavelmente não será comprometida por nenhum tipo de contrato de garantia (como um contrato de penhor de ativos), e portanto terá pouca ou nenhuma restrição aplicada sobre eles. Os emprestadores, confiantes no suporte financeiro dado pela empresa como um todo, poderão abrir mão da receita potencial que esses ativos possam gerar através da sua venda ou operação, permitindo que a Operadora tenha uma maior autonomia sobre eles.

Por outro lado, dada a baixa classificação de crédito da Investidora Brasileira se comparada à Operadora, pode ser mais interessante à primeira oferecer garantias do projeto a garantias corporativas, situação em que os emprestadores buscariam um pacote de garantias sobre sua parte dos Campos e do fluxo de caixa resultante. Isso limitaria a administração dos ativos no que tange a mudanças no plano de desenvolvimento e a venda de sua parte no projeto antes do total repagamento de suas dívidas. Mais detalhes sobre este tópico serão fornecidos na parte de financiamento.

Objetivos Individuais

O desejo da Operadora de utilizar o seu balanço para suportar sua participação no *funding* do Projeto, conforme já citado anteriormente, será importante e necessário para mitigar o risco de crédito geral do projeto,

facilitando principalmente o financiamento da parte do investimento que cabe à Investidora Brasileira. A estrutura do projeto proposta ao Banco pelo Consórcio conferem custos de financiamento maiores do que o custo de crédito da Operadora, dados os elementos de financiamento não-recursivo exigidos pela empresa brasileira. Esses custos serão reduzidos a medida que a Operadora assumir o risco do projeto, ou o risco da parceira, incluindo por exemplo o risco de comercialização^L da sua parte da produção dos Campos.

A experiência prévia da Operadora em projetos de exploração de campos de petróleo permite que esta detenha o risco de reservas de maneira relativamente confortável se comparada à Investidora Brasileira, possibilitando que ao final obtenha uma relação risco/benefício favorável. Assim, o Banco acredita que a alocação deste risco à Operadora seja interessante, sendo viabilizada através de arranjos contratuais de garantia.

Quanto à redução do risco Brasil (político, cambial, regulatório, etc), a Operadora poderá obtê-la através de órgãos multilaterais e agências de crédito à exportação que ofereçam coberturas políticas e/ou comerciais. Outra opção seria garantir contratos de compra da produção com empresas estrangeiras. Mais detalhes a este respeito serão discutidos no próximo item.

O desejo de maximizar a razão dívida/capital da empresa brasileira, evidenciado pelo empréstimo-ponte acordado com a Operadora, poderá ser atingido de maneira mais interessante maximizando o componente de dívida proveniente do BNDES-Exim, financiando a dívida restante externamente.

Para satisfazer o desejo da empresa brasileira de buscar um financiamento *off-balance sheet*, a princípio apenas garantias sobre sua parte do fluxo de caixa do Projeto deverão ser dadas aos emprestadores. Mesmo no caso da necessidade de garantias corporativas, estas poderiam mostrar-se insuficientes para garantir um financiamento economicamente atraente ao Projeto, dada a baixa classificação de crédito da Investidora Brasileira, enormemente influenciada pelo risco Brasil. A utilização de uma SPC no exterior como veículo tomador da dívida e de uma operação de *lease* para trazer os bens ao país qualificam a operação como *off-balance sheet* sob as regras contábeis e legais brasileiras.

A Petrobras, recebendo a porcentagem da produção dos Campos correspondente à sua participação no Consórcio e o *overriding royalty* dos outros

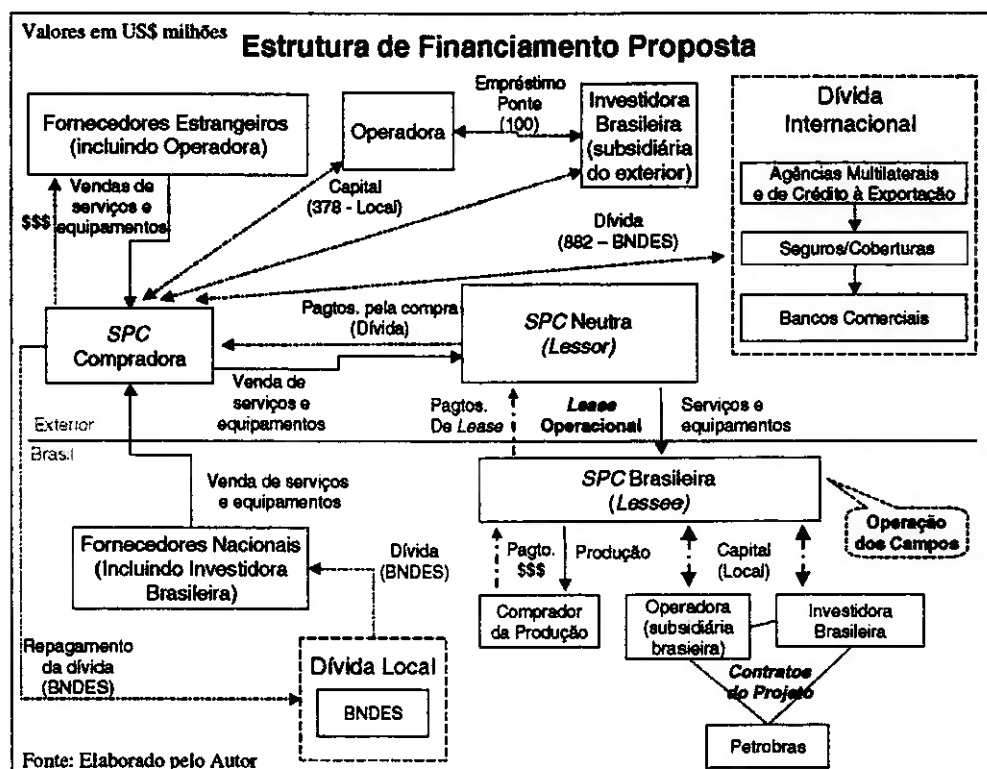
^L Esse risco pode ser traduzido por "risco Petrobras", caso a empresa seja compradora da

parceiros sem a necessidade de investir recursos próprios nos Campos certamente recuperará parte dos investimentos realizados nos últimos anos em equipamentos e instalações (os quais **não** serão utilizados no desenvolvimento do Projeto). No entanto, está em condições de oferecer algumas garantias, sendo a mais evidente um eventual compromisso de compra da porcentagem da produção a que têm direito as outras duas consorciadas.

A Estrutura de Financiamento Proposta pelo Banco

Com base nos parâmetros fornecidos pelo Consórcio e nas pré-análises realizadas anteriormente o Banco imaginou a seguinte estrutura de financiamento abaixo. Ainda preliminar, esta estrutura será refinada no processo de negociação entre credores e patrocinadores do Projeto em etapas posteriores:

Estrutura de Financiamento do Projeto Confidencial Proposta pelo Banco



Do total da dívida do Projeto, uma parte seria levantada no Brasil, através do BNDES-Exim, e a outra no exterior, através de bancos comerciais e agências multilaterais e ECA's, ainda a serem definidos. O fluxo financeiro (da dívida e do

capital) e físico (dos bens e serviços necessários para colocá-los em condições operacionais) acontece da seguinte forma:

Os bens de origem brasileira seriam exportados à SPC Compradora, sendo que o pagamento pela compra seria realizado diretamente do BNDES-Exim aos fornecedores. A SPC, no entanto, seria a empresa responsável pelo repagamento da dívida. Já o pagamento pela compra dos equipamentos e serviços estrangeiros seria realizada pela própria SPC Compradora, que a financiaria com o capital investido pela Operadora e pela Investidora Brasileira, e com empréstimos de bancos comerciais internacionais e de órgãos supranacionais. A SPC também seria responsável pelo repagamento da dívida e da remuneração do capital investido.

Após a compra dos ativos, a SPC Compradora os venderia/transferiria à SPC Neutra, que então passaria a ter a posse dos bens. O pagamento pela compra/transferência dos bens entre as duas empresas deverá ser estruturado através de algum instrumento de dívida (ainda não previsto) que possibilite o seu “casamento” com os pagamentos de *lease*.

A SPC Neutra, por sua vez, arrendaria os bens à SPC Brasileira através de um *lease* operacional, recebendo pagamentos periódicos por isso. A Operadora, através da SPC Brasileira, realizaria então a operação dos Campos, produzindo petróleo. É importante ressaltar que desde o início do desenvolvimento dos Campos, os equipamentos serão instalados e os serviços prestados no local de sua operação, nunca deixando o Brasil. A transferência que ocorre é apenas de posse, não física.

Perfazendo o caminho inverso, a grande parte dos recursos gerados pela venda da produção dos Campos fluiria principalmente para o exterior via pagamentos de *lease*, em montantes suficientes para pagamento de impostos, repagamento da dívida e remuneração do capital dos investidores. O lucro que “sobrasse” na SPC Brasileira remuneraria a Operadora e a Investidora Brasileira no Brasil. De posse de sua parte da receita, a Investidora Brasileira também poderia quitar a dívida que possui com a Operadora.

Assim, a SPC Neutra receberia os pagamentos do Brasil, com eles pagaria a dívida com a SPC Compradora, a qual então poderia repagar todas as dívidas e remunerar o capital das investidoras no exterior.

Análise Econômico-Financeira Preliminar

O modelo financeiro do Projeto, o qual permitirá que os emprestadores e investidores tenham uma idéia mais exata dos números do Projeto, ainda não encontra-se disponível, dado o estágio prematuro em que encontra-se a sua estruturação. No entanto, uma análise financeira será apresentada para, mesmo que preliminarmente, demonstrar a viabilidade econômica do Projeto sob a estrutura de financiamento proposta.

Deve-se atentar para o fato de que, apesar de não ilustrar as diversas entidades legais da estrutura e os fluxos financeiros existentes entre elas, o modelo reflete a essência do Projeto^{LI}, conforme será melhor explicado mais adiante.

A Alavancagem Financeira do Projeto

O índice endividamento/capital adequado ao Projeto dependerá:

- Da lucratividade esperada e dos riscos operacionais esperados do projeto;
- Da adequabilidade das composições de garantia do Projeto;
- Da capacidade de obtenção de crédito dos parceiros obrigados sob tais composições.

De especial importância é a disposição do(s) comprador(s) da produção do Projeto em prestar suporte creditício direto ou indireto assinando compromissos de compra de longo prazo, sendo que quanto mais fracos forem esses compromissos, menor será o grau de suporte creditício por ele(s) prestado, e menor será o índice de endividamento/capital máximo viável. Este tema será retomado mais adiante quando for tratada a questão do risco de comercialização.

Os credores, após a realização de suas próprias avaliações dos fatores citados anteriormente, limitarão a alavancagem de acordo. Dependendo do índice de endividamento/capital máximo viável e da capacidade de os patrocinadores contribuírem com capital para o Projeto, poderia ser necessário buscar investidores externos de capital. Em outras palavras, caso o total de recursos disponibilizados para o Projeto pelos credores e pelos investidores/patrocinadores não fossem suficientes, poderia ser necessário buscar outros investidores, que poderiam ser totalmente externos ao Projeto, ou beneficiários da operação do Projeto, como eventuais compradores da produção. Para efeito de simplificação,

esta hipótese será desconsiderada no presente estudo, sendo os únicos investidores do Projeto a Operadora e a Investidora Brasileira.

Quanto maiores os riscos operacionais do Projeto, maior será o comprometimento esperado dos patrocinadores por parte dos emprestadores, seja esse através de uma maior parcela de investimentos de capital ou de garantias, caso em que uma menor alavancagem financeira seria esperada. Por outro lado, quanto mais lucrativo for o projeto, maior será o seu resultado operacional, valor presente líquido e sua disponibilidade de caixa para repagamento de dívida, o que levaria a um índice endividamento/capital máximo viável maior. O equilíbrio final entre os fatores risco e retorno determinará a alavancagem financeira do Projeto.

Com o intuito de realizar algumas considerações quantitativas no presente trabalho foi estabelecido um índice de endividamento dívida/capital hipotético de acordo com o que mais comumente se encontra na prática na indústria de *upstream*: 70% de dívida e 30% de capital. Este parâmetro será mantido constante ao longo do estudo de caso. No entanto deve-se ter em mente que na prática a alavancagem financeira é uma importante variável econômico/financeira do Projeto que deve ser cuidadosamente avaliada ao longo do processo de estruturação financeira.

O Custo de Capital Médio Ponderado

Uma das variáveis importantes em uma avaliação econômico-financeira de um projeto é o seu custo de capital médio ponderado ($WACC^{LI}$), que é utilizado para descontar o seu fluxo de caixa livre e encontrar o seu valor presente líquido.

O WACC é determinado pela estrutura de capital do Projeto, os custos de suas diversas fontes de financiamento e pela porção destes custos que são dedutíveis para efeito do cálculo da base de tributação do IR e CSLL. Com o intuito de realizar esta análise financeira preliminar, algumas simplificações foram necessárias:

- Conforme descrito no item anterior, foi considerada uma estrutura de capital de 70% de dívida e 30% de capital para o Projeto. Assumiu-se também que esta estrutura de financiamento não variará ao longo do tempo;

^{LI} O autor optou por essa abordagem em razão do número ainda grande de pontos indefinidos e por razões didáticas.

^{LI} *Weighted Average Cost of Capital*

- Os custos da dívida e do capital foram estimados de maneira conservadora. Em outras palavras, o custo da dívida e do capital considerados refletem condições de captação de recursos bastante pessimistas.

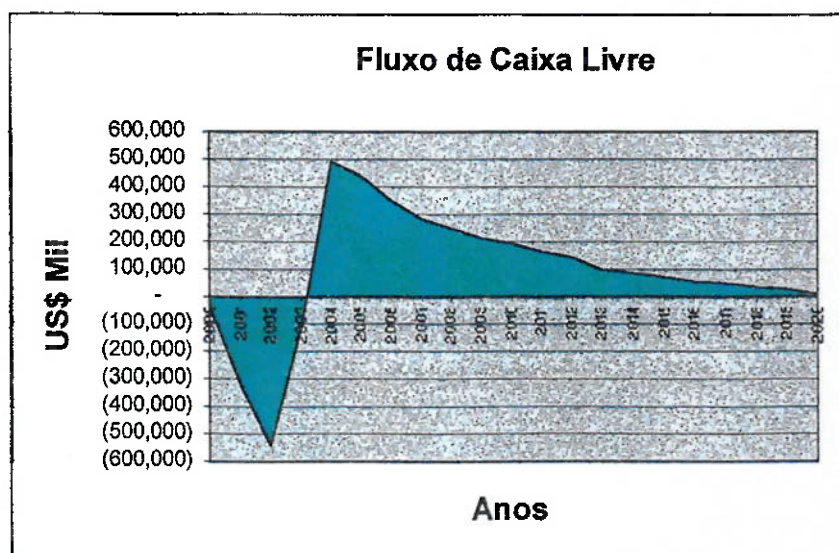
Com base nas hipóteses traçadas foi determinada uma taxa de desconto de 10% para o fluxo de caixa livre do Projeto. O cálculo realizado para encontrá-lo está em anexo. A determinação do fluxo de caixa livre será explicitada a seguir.

O Fluxo de Caixa Livre

Para encontrar o fluxo de caixa livre do Projeto primeiro foi necessário encontrar o fluxo de caixa operacional do Projeto. Para tanto subtraiu-se da receita esperada pela venda da produção dos Campos todos os impostos e custos operacionais devidos pela operação, chegando ao fluxo de caixa da operação dos Campos (antes de considerar os investimentos e financiamento).

Em seguida foi necessário encontrar o fluxo de caixa líquido dos investimentos dos Campos, que somado ao fluxo encontrado anteriormente, nos dá o fluxo de caixa livre do Projeto mostrado abaixo:

Fluxo de Caixa Livre do Projeto Confidencial



Descontando o fluxo de caixa acima ao WACC encontrado, obtemos um VPL de aproximadamente US\$ 570 milhões e uma taxa interna de retorno de 22%, um valor e um retorno bastante atrativos. Vale ressaltar que as análises do valor das operações e do retorno do Projeto não consideram a forma como ele é financiado. Os cálculos realizados encontram-se em anexo.

A presente análise é de extrema importância no atual estágio da estruturação do Projeto, permitindo que os consultores financeiros tenham uma idéia da robustez do Projeto. Em outras palavras, quanto maior for o retorno e o valor econômico do Projeto, maiores serão as chances de que a estrutura de financiamento desenhada seja viável e interessante, e maior será o empenho de todos os envolvidos na estruturação em concluí-la.

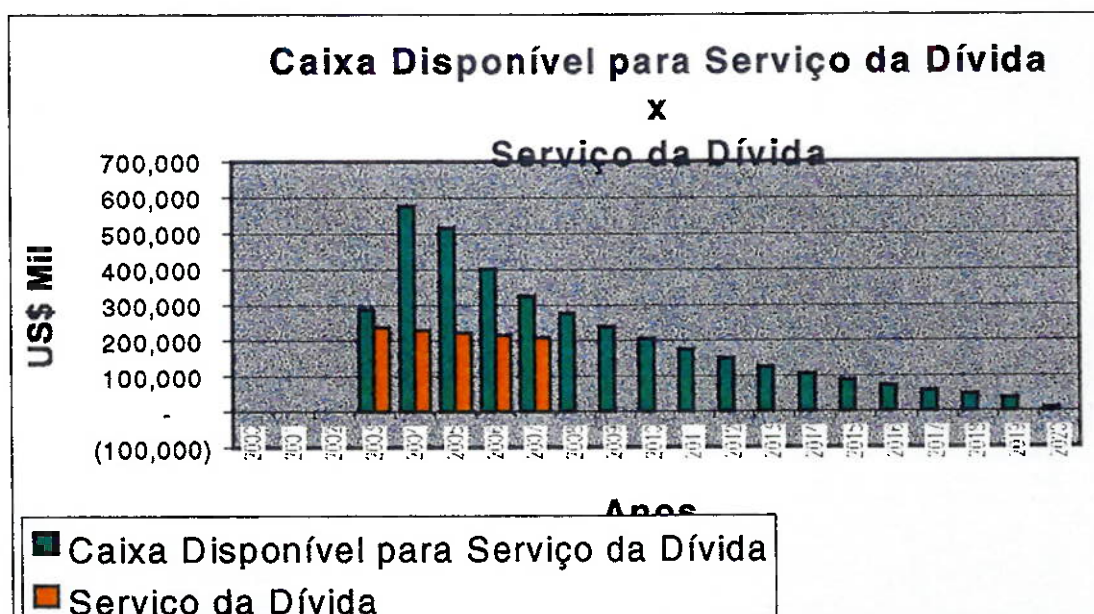
O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

A análise do índice de cobertura do serviço da dívida (DSCR), mesmo que preliminar, também é de extrema importância para o Banco, que como potencial prestador do Projeto verifica a capacidade do Projeto repagar uma eventual dívida. Conforme esclarecido anteriormente, o índice indica a relação caixa disponível/dívida.

Para tanto foi necessário encontrar o fluxo de caixa disponível para o serviço da dívida e o serviço da dívida esperados. Novamente foi adotada uma posição conservadora em relação aos termos do financiamento da dívida, supondo um período de repagamento bastante curto (5 anos) e o valor máximo esperado para o custo ponderado da dívida (9% a.a.). As hipóteses consideradas encontram-se em anexo.

O fluxo de caixa disponível para o serviço da dívida (posição de caixa líquida operacional mais IR e CSLL) e o serviço da dívida (principal mais juros) encontram-se a seguir:

Análise do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida do Projeto



Os *DSCR* encontrados para o período de 2003, quando se dá o início do repagamento, até o ano de 2007, foram:

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

<i>DSCR</i>	2003	2004	2005	2006	2007
Caixa Disponível/ Serviço da Dívida	1,2	2,5	2,3	1,9	1,6

Na hipótese de um *DSCR* anual mínimo aceitável para o credor de 1.3, os valores encontrados indicariam que o Projeto tem capacidade de repagar as parcelas anuais da dívida proposta em cada um dos 5 anos, à exceção do ano de 2003, que apresentaria-se com um risco de crédito considerável^{LIII}. Uma possível alternativa seria realizar um empréstimo com um período de carência maior, buscando alinhar a curva de repagamento da dívida à curva de produção dos Campos. Outra alternativa seria alongar o período de repagamento, diminuindo o valor das parcelas anuais do principal da dívida. Outras questões relativas ao financiamento do Projeto serão discutidas mais adiante.

Reservas Ainda Não Produzidas Após o Serviço da Dívida

Complementar ao *DSCR*, a análise das reservas de petróleo ainda não produzidas após o serviço da dívida (*reserve tail*) também é importante, uma vez que essas representam para os credores uma garantia alternativa de repagamento dos empréstimos. Em outras palavras, caso o fluxo de caixa líquido dos Campos ao longo do devido período de repagamento dos empréstimos não for suficiente para repagá-los, os credores poderão considerar a produção futura dos Campos como fonte alternativa de recursos financeiros. Também é uma medida da capacidade de endividamento do Projeto.

No Projeto Confidencial, a produção acumulada do ano de 2008 até 2020 (ano de esgotamento dos Campos) representa 48% da produção total dos

^{LIII} No ano de 2003 os Campos ainda estão recebendo investimentos e não estão produzindo a 100% da capacidade.

Campos, conforme pode ser visto no anexo. Supondo um valor mínimo aceitável de 30%, o Projeto apresentaria-se como financiável nos termos de dívida estabelecidos (razão dívida/capital, período de repagamento, etc) e no nível de risco de crédito aceitável pelo(s) credor(es).

Uma eventual porcentagem de reservas restantes abaixo do limite mínimo aceito indicaria uma incapacidade do Projeto de endividamento nas condições definidas, o que levaria os credores a diminuir a quantidade de dívida a ser provida ao Projeto, numa tentativa de “emprestar menos, mas emprestar melhor”.

Pontos a Serem Definidos

Nos itens anteriores buscamos descrever de uma maneira geral e sucinta a estrutura de financiamento idealizada para o Projeto e a análise financeira preliminar para que agora o leitor tivesse condições de acompanhar a descrição e análise de alguns pontos que ainda todavia não foram definidos até o momento.

Ao longo das análises seguintes hipóteses serão levantadas sempre que forem interessantes ou úteis para o desenvolvimento de algum assunto.

O Investimento e a Remuneração do Capital

Conforme explicitado anteriormente, o consórcio espera levantar de US\$ 800 milhões a US\$ 1 bilhão em dívida para o Projeto, cujos investimentos totais somam US\$ 1,26 bilhão. Sob a hipótese de um índice de endividamento de 70%/30%, temos um valor de US\$ 378 milhões a serem providos pelos investidores, sendo US\$ 132 milhões (ou 30%) pela Investidora Brasileira e US\$ 246 milhões pela Operadora.

Dado que a Operadora e a Investidora Brasileira podem ter participações (diretamente ou através de suas subsidiárias) na SPC Compradora e na SPC Brasileira, a operação pode ser montada de forma que as duas investidoras obtenham a maior parte da remuneração do capital a partir de uma ou de outra empresa, apesar de grande parte do investimento ser realizado através da SPC Compradora. Essa decisão dependerá de alguns fatores, tais como a diferença da carga tributária alpicada no Brasil e no país em que está localizada a empresa SPC Controladora, e de acordos de bitributação^{LIV} entre os países.

^{LIV} Acordos que impedem (ou minimizam) a tributação de remessas de lucros que ingressam em um dado país se esses já foram tributados no país de origem.

Por exemplo, supondo que a SPC Compradora esteja em um país com baixa carga tributária e com acordos de bitributação com o Brasil e com o país de origem da Operadora, pode ser interessante que as investidoras fossem remuneradas principalmente no exterior, aproveitando-se dos benefícios fiscais garantidos pelo REPETRO e RAT evitando a alta carga tributária brasileira. Este tipo de decisão deverá ser tomada após a realização de um planejamento tributário por consultores legais e contábeis e da realização de uma modelagem financeira que permita quantificar os ganhos de cada opção.

As condições sob as quais as empresas obterão o seu retorno do capital e o cronograma de pagamentos dependerão da divisão dos riscos entre os participantes e da disponibilidade de caixa esperada na empresa-projeto para o repagamento de empréstimos e capital. Dependendo do grau de risco tomado pelos emprestadores e do seu conforto em relação à quantidade de caixa disponível para o pagamento de seus empréstimos (após o pagamento de despesas operacionais, impostos, etc) eles podem permitir que os lucros após o pagamento de impostos e obrigações de dívida sejam distribuídos aos investidores ou exigir que estes sejam retidos na SPC até que alguns índices financeiros, como o índice de cobertura de serviço da dívida, atinjam níveis aceitáveis, geralmente definidos nos contratos de crédito e garantias.

Do ponto de vista dos investidores, se a relação risco/retorno não estiver aceitável, eles podem exigir, por exemplo, que pelo menos a distribuição de uma parte dos lucros seja garantida, ou previsível. Um instrumento comumente utilizado em *project finance* no Brasil para suprir esta necessidade é o de dívida subordinada, em que o cronograma de repagamento do "investimento" é pré-definido. Um bom exemplo é encontrado no Projeto Marlim descrito anteriormente.

Fazendo com que uma parte dos investimentos sejam realizados através de empréstimos subordinados, por exemplo, os investidores teriam o recebimento de uma parte do retorno e remuneração do capital garantida, obviamente apenas após o serviço da dívida sênior. Os lucros acumulados, ou a outra parte da remuneração dos investidores, seriam distribuídos da mesma maneira descrita anteriormente: apenas se o Projeto estiver saudável financeiramente, segundo os termos acertados contratualmente.

Os Empréstimos e Suas Garantias

Sob a hipótese de uma razão dívida/capital 70%/30%, a SPC Compradora necessitaria captar o equivalente a US\$ 882 milhões em empréstimos, incluindo o BNDES^{LV} e fontes de financiamento internacionais. A obrigação pelo repagamento dessa dívida (principal mais juros) seria honestamente dividida entre a Operadora e a Investidora Brasileira na proporção acionária detida por cada investidora na SPC, ou seja, 65% (US\$ 573 milhões) da dívida seria de responsabilidade da Operadora e 35% (US\$ 309 milhões) da Investidora Brasileira. A produção dos Campos, após o pagamento da Petrobras, também seria dividida nestes termos, de acordo com os contratos do Projeto. Analisemos a dívida do ponto de vista dos emprestadores.

A Operadora deseja colocar os ativos de seu balanço, além da receita proveniente da venda de sua parte na produção, a disposição dos emprestadores como fontes alternativas de recursos para a quitação de sua parte na dívida. A parte da receita dos Campos que caberia à Operadora passaria a ter uma importância secundária para os emprestadores, que não sendo dependentes apenas dela para serem repagos, precificariam os seus empréstimos de acordo com a percepção de risco reduzida.

Já a Investidora Brasileira não deseja que sua parte na dívida seja suportada por seu balanço, fazendo com que a única fonte de recursos disponível para repagá-la seja o Projeto, ou a sua parte (35%) da receita dos Campos. Uma dívida com este perfil de risco certamente levará os emprestadores a exigir que certos elementos sejam inseridos na estrutura de financiamento, por exemplo, um contrato de compra da produção da Investidora Brasileira^{LVI}. Dependendo das projeções de caixa disponível ao longo dos anos para o repagamento da dívida do Projeto, pode ser necessário que a dívida (empréstimo-ponte de US\$ 100 milhões) da Investidora Brasileira com a Operadora seja subordinada à sua parte da dívida (US\$ 309 milhões) do Projeto.

A princípio a Operadora se propôs a emprestar a quantia de US\$ 100 milhões à Investidora Brasileira com a condição de que 70% do fluxo de caixa a que tem direito a empresa brasileira fosse primeiro usado para repagar o empréstimo-ponte, e depois usado para repagar outros empréstimos e remunerar

^{LV} Apesar de não receber os recursos emprestados do BNDES, a SPC Compradora teria a obrigação de repagá-los.

^{LVI} Mais detalhes sobre esse assunto serão dados mais adiante no estudo de caso.

os acionistas. No entanto, se a projeção dos índices de cobertura de serviço da dívida do Projeto após o serviço das obrigações para com o empréstimo-ponte da Operadora indicar uma quantidade insuficiente de caixa para repagar os empréstimos, ou indicar números com os quais os emprestadores não estejam confortáveis, os últimos podem exigir que a Operadora abra mão de parte ou de todo o seu direito sobre os 70% da receita da Investidora Brasileira em favor do BNDES, dos bancos comerciais e outros emprestadores do Projeto.

O empréstimo de US\$ 100 milhões também poderia ser subordinado estruturalmente em termos de fluxo de caixa do Projeto. Em outras palavras, a medida que alguns índices financeiros previamente acordados fossem atingidos ao longo do período de repagamento da dívida de US\$ 309 milhões da Investidora Brasileira, o excesso de caixa disponível poderia ser utilizado para repagar o empréstimo-ponte, e se possível, ainda remunerar o capital da empresa investidora.

Note que uma certa tensão pode ser gerada ao longo da negociação entre os diferentes credores e a Investidora Brasileira em relação aos excessos de caixa em um dado período. A empresa brasileira buscará garantir que excessos de caixa em um dado período sejam distribuídos ao acionista, ao passo que a expectativa dos credores é de que esse montante fique a disposição na empresa para suprir eventuais deficiências futuras de caixa. Os credores podem ainda propor que os excessos sejam utilizados para pagamentos adiantados da dívida caso a produção dos Campos aconteça a uma taxa mais rápida do que a prevista, assegurando-se contra o risco de que as reservas se esgotem antes do esperado.

Devemos lembrarmos do desejo da Operadora e da Investidora Brasileira de que cada uma delas seja responsável perante as obrigações da outra, caso uma delas entre em *default*. Isso faria com que a dívida de US\$ 309 milhões da empresa brasileira passasse de não-recursiva a recursiva-limitada, uma vez que os credores poderão acessar a Operadora caso o fluxo de caixa disponível não seja suficiente para o serviço da dívida. Da mesma forma, a Investidora Brasileira poderia arcar com a dívida da Operadora caso esta não encontre-se em condições de servi-la (situação muito pouco provável). Assim, na prática teríamos 65% da dívida do Projeto totalmente recursiva à Operadora e o restante recursiva limitada, acessando primeiro o Projeto e, se necessário, a Operadora.

Deve-se alertar para o fato de que, apesar de haverem listado os objetivos descritos anteriormente, nada impede que ao longo da estruturação e negociação

dos termos da operação os consorciados mudem seus objetivos ou critérios de decisão. Por exemplo, dependendo da percepção de risco do Projeto da Operadora, esta poderia desistir de oferecer garantias corporativas aos emprestadores e à Investidora Brasileira, dando uma característica menos recursiva ao Projeto.

Antes de prosseguir para a análise dos riscos do Projeto é necessário sublinhar que para facilitar a compreensão do presente estudo de caso, o autor deteve-se aos aspectos conceituais da estrutura de financiamento, sendo que detalhes legais e operacionais, apesar de essenciais para viabilizar qualquer operação, foram por ora desconsiderados.

A Distribuição dos Riscos

Riscos no Desenvolvimento dos Campos

Dada a inexperiência da Operadora em projetos de desenvolvimento de campos de petróleo marítimos, os participantes mais capacitados, sob o ponto de vista dos emprestadores, para deterem a responsabilidade sobre os riscos de tecnologia, de custos e de conclusão seriam os diversos fornecedores/construtores do Projeto, incluindo a Investidora Brasileira na proporção dos serviços por ela prestados. Apenas o risco de reserva, cuja responsabilidade foi explicitamente requisitada pela Operadora, seria assim melhor alocado devido aos seus conhecimentos em exploração.

Por exemplo, se ao final do seu desenvolvimento os Campos não estiverem produzindo a quantidade prevista de petróleo por uma inadequação da tecnologia utilizada na extração dos hidrocarbonetos dos reservatórios, a responsabilidade será dos fornecedores que optaram por utilizá-la. Caso a causa seja a inexistência de uma quantidade suficiente de hidrocarbonetos a Operadora será responsabilizada.

A definição de responsabilidades e penalizações para com os fornecedores deve ser feito de maneira que seja interessante aos patrocinadores honrarem suas obrigações para com o Projeto, mesmo a luz de circunstâncias que não podem ser previstas no momento em que a documentação é preparada. A redução progressiva das penalizações sobre um dos fornecedores do Projeto se este cumprir com algumas obrigações ou se atingir certos objetivos, como conclusão da construção de um projeto, é um bom exemplo. O conceito aplica-se também a outros participantes do Projeto.

Riscos na Operação dos Campos

Se os riscos decorrentes da operação dos Campos estiverem sob a responsabilidade da Operadora, certamente os emprestadores estarão mais confortáveis, dada a experiência em operação de campos de petróleo da empresa.

Assim, quaisquer deficiências na geração de resultados operacionais decorrentes de ineficiências na operação, custos operacionais excessivos ou pagamentos de multas e/ou indenizações pelo não-cumprimento de requisitos ambientais ou de segurança, por exemplo, seriam de responsabilidade da Operadora.

Outros Riscos

Risco de Comercialização

Uma vez produzido pela SPC Brasileira, o petróleo será repartido entre os consorciados de acordo com o que estabelecem os contratos do Projeto. A Petrobras, sem risco comercial, provavelmente venderá a parte a que tem direito em petróleo para suas próprias refinarias no Brasil, e não tendo nenhum envolvimento na operação de financiamento, acabando neste ponto o seu envolvimento no Projeto. A Operadora, caso não consiga vender sua parte na produção ao mercado, está disposta a oferecer garantias corporativas para o repagamento dos empréstimos, minimizando o seu risco comercial.

Vale ressaltar que o mercado internacional de petróleo ainda não se apresenta como uma alternativa tão interessante aos olhos dos emprestadores, uma vez que a aprovação das exportações de petróleo nacional deve ser dada pela ANP, algo ainda não experimentado no Brasil devido à recente abertura do mercado. Pelo mesmo motivo ainda não se tem uma percepção do apetite internacional pelo petróleo nacional, de apresenta características próprias.

Já o fato de a Investidora Brasileira não possuir refinarias e não estar disposta a oferecer garantias corporativas representaria um risco de mercado não muito palatável aos emprestadores. Estes provavelmente exigirão que um contrato de venda (total ou parcial) da produção da empresa seja acertado com alguma compradora.

A contratação da venda da produção da Investidora Brasileira com a Petrobras seria uma clara opção, transformando o risco de comercialização do Projeto em risco Petrobras/Operadora. Uma garantia por parte da Operadora de

comprar a parte da produção da Investidora Brasileira, seja em caso de *default* da Petrobras, seja como primeira opção de venda, diminuiria ainda mais o risco de comercialização, que se aproximaria do risco corporativo da Operadora (menor risco de crédito), barateando os empréstimos proporcionalmente.

A transferência do risco de comercialização e político a agências multilaterais e de crédito à exportação mediante a compra de cobertura/seguro comercial por parte das investidoras também deve ser considerada, pois isto pode reduzir o risco total do Projeto, dado o *status* soberano dessas instituições, e conseqüentemente o preço cobrado pelos emprestadores. Para tanto o apetite dessas agências por tais riscos e o custo/benefício da cobertura devem ser avaliados.

Na prática, caso o Projeto não seja capaz de repagar qualquer empréstimo por razões comerciais, as agências o fariam, arcando com o prejuízo.

Risco Político, Ambiental e de Força Maior

Da mesma forma que o risco comercial, o risco político pode ser mitigado através da compra de cobertura política de órgãos supranacionais, sendo que as observações feitas no item anterior também cabem aqui. A simples participação desses órgãos como possíveis emprestadores ao Projeto já inibiria o governo brasileiro de tomar atitudes que pudessem prejudicar de alguma forma os investidores e emprestadores do Projeto. A determinação de quais agências de crédito à exportação contribuiriam mais ao Projeto dependerá bastante do país de origem dos equipamentos fornecidos.

Dados os grandes riscos associados a eventos de força maior, impactos ambientais negativos, etc, que possam causar perdas financeiras significativas e impactar a capacidade do Projeto de gerar receitas, a compra de seguros contra esses tipos de eventos são geralmente bem aceitos, senão exigidos pelos emprestadores antes do desembolso de qualquer empréstimo.

Risco Cambial e Financeiro

Os riscos de oscilações nas taxas de juros em que estão baseados os empréstimos e de oscilação cambial poderiam ser transferidas ao mercado financeiro através de instrumentos de proteção, uma *swap* de taxas de juros fixas por flutuantes ou contratos futuros de dólar.

O Projeto já apresenta uma certa proteção natural ao risco cambial pelo fato de que os pagamentos pela compra do petróleo serão feitos em reais, porém indexados aos preços internacionais, estabelecidos em dólares. Já o risco de conversão e repatriação de divisas poderia ser minimizado através da utilização de uma conta-corrente no exterior em dólares cuja função seria minimizar a exposição dos recursos provenientes da comercialização da produção ao risco político.

Próximos Passos

Tendo em vista o processo de intensa negociação por que passarão os diversos participantes do Projeto a partir deste ponto, torna-se importante ressaltar alguns aspectos que poderiam levar ao seu fracasso, forçando os participantes a reavaliarem suas posições ou a se retirarem da operação.

O nível de comprometimento de capital e recursos pelos patrocinadores/investidores, ainda não claramente definido, poderia afetar enormemente os índices financeiros do Projeto, inviabilizando o seu financiamento através da estrutura proposta.

Outros problemas surgem porque nem sempre é possível identificar de antemão o equilíbrio da alocação dos riscos entre credores, patrocinadores, fornecedores, compradores da produção, etc, até que a natureza e a extensão dos riscos seja revelada no processo de negociação dos contratos. A interrelação existente entre muitas das variáveis relacionadas anteriormente dificulta ainda mais a tomada de decisões e a negociação entre as partes.

Dessa forma, a transação deve ser estruturada de maneira que seja interessante aos patrocinadores honrarem suas obrigações para com o Projeto, mesmo a luz de circunstâncias que não podem ser previstas no momento em que a documentação é preparada. Por exemplo, as penalizações sobre um dos fornecedores do Projeto podem ser progressivamente reduzidas se este cumprir com algumas obrigações ou se atingir certos objetivos, como conclusão da construção de um projeto.

Conclusões

Até aqui o presente estudo de caso buscou descrever o processo inicial da estruturação financeira de um projeto no setor de E&P brasileiro, ilustrando passo a passo, a originação da transação e a busca de uma possível solução para

o problema levantado pelos patrocinadores do projeto, sempre utilizando-se de conceitos de *project finance*. Uma análise dos principais aspectos da estrutura de financiamento também foi realizada, com o intuito de clarificar alguns pontos ainda não definidos no projeto.

Tendo em vista o processo de intensa negociação por que passarão os diversos participantes do Projeto a partir deste ponto, torna-se importante ressaltar um último aspecto, que pode significar o fracasso de um projeto, forçando os participantes a reavaliarem suas posições ou a se retirarem da operação.

Problemas podem surgir porque nem sempre é possível identificar de antemão o equilíbrio da alocação dos riscos entre credores, patrocinadores, fornecedores, compradores da produção, etc, até que a natureza e a extensão dos riscos seja revelada no processo de negociação dos contratos. A interrelação existente entre muitas das variáveis relacionadas anteriormente dificulta ainda mais a tomada de decisões e a negociação entre as partes.

O *project finance* somente funcionará se houver uma “comunidade de interesses” entre as partes envolvidas. A estrutura de financiamento será bem sucedida somente se for do interesse de todas as partes envolvidas que tal sucesso aconteça. Uma proposta de PF será sólida se todas as partes puderem razoavelmente esperar benefícios sob o arranjo de financiamento proposto, devendo o engenheiro financeiro embutir a estrutura de financiamento numa série de contratos para garantir tais benefícios aos participantes.

Finalmente, a transação deve ser estruturada de maneira que seja interessante aos patrocinadores honrarem suas obrigações para com o Projeto, mesmo a luz de circunstâncias que não podem ser previstas no momento em que a documentação é preparada.

Capítulo 7

Desafíos

Ao longo deste trabalho pudemos obter uma visão bastante clara de como os conceitos que estão por trás de operações de *project finance* podem ser utilizados para viabilizar projetos no setor de *upstream* brasileiro, dadas as condições de mercado, políticas e econômicas tal como se apresentam atualmente, e dadas as regulamentações que foram introduzidas, melhoradas e clarificadas e as oportunidades de investimento delas resultantes. Não obstante, alguns aspectos ainda dificultam o financiamento de projetos.

Por exemplo, o setor de downstream, apesar de já aberto à atuação de empresas que não a Petrobras, na prática ainda encontra-se monopolizado. Isso teve implicações diretas no tipo de estruturas de financiamento que foram utilizadas até hoje. Praticamente todos os financiamentos fechados ou em estágio de estruturação no Brasil (Marlim, EVM, Barracuda, Pescada Arabaiana, dentre outros) até o momento têm a Petrobras como compradora da produção, situação esta reforçada pelo fato de o país ainda ser importador de petróleo, não existindo estímulos ao estabelecimento de contratos firmes de exportação.

Isso representa um risco adicional para os financiadores de projetos de E&P brasileiros, risco esse que incorpora indiretamente aspectos políticos e econômicos do país, o que têm impedido que os financiamentos ocorram sem que uma quantidade significativa de garantias corporativas sejam oferecidas em troca, descaracterizando o teor não-recursivo ou recursivo-limitado do *project finance*.

Flutuações acentuadas no apetite do mercado financeiro local e internacional também têm dificultado a previsão de custos e disponibilidade de fontes de financiamento, o que associado ao grande volume de financiamentos exigido por projetos no setor de *upstream*, não têm levado os patrocinadores a considerarem um número tão significativo de fontes de financiamento. Até o ano 2000, os mais comumente utilizados no Brasil foram os empréstimos de bancos comerciais com seguros político e comercial, os bancos de desenvolvimento JBIC^{LVII} e BNDES, o mercado de capitais local (notas promissórias de curto prazo) e internacional (notas promissórias de médio prazo) e investimentos de capital.

No entanto, a medida que a indústria petrolífera brasileira evoluir, haverá uma maior presença de patrocinadores multinacionais atuando sozinhos ou em parceria com a Petrobras, o que demandará uma quantidade ainda maior de

^{LVII} Banco de desenvolvimento do Japão.

financiamentos e de operações estruturadas mais criativas e otimizadas que atendam aos interesses dessas empresas entrantes.

As fontes de financiamento mais comumente utilizadas atualmente eventualmente se esgotarão, ou poderão não ser tão atrativas para futuros projetos, evidenciando a importância de se buscar um número ainda maior de fontes de financiamento, como a utilização de agências de crédito à exportação como prestadoras e seguradoras, agências multilaterais e outros bancos de desenvolvimento além do JBIC e do BNDES.

Um outro desafio certamente será melhorar ainda mais os instrumentos de mitigação de riscos e as regulamentações disponíveis, permitindo que o Brasil continue sendo ainda por muito tempo um dos países mais atraentes do mundo no que tange a investimentos no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

Companhia Petrolífera Marlim, Prospecto da 5a Emissão de Notas Promissórias Comerciais, Macaé, Junho 2000.

ABN AMRO Bank S.A., Petrobras Update, São Paulo, Agosto 1999.

ABN AMRO Bank S.A., Latin American Oil & Gas, São Paulo, Dezembro 1998

Cambridge Energy Research Associates, Downstream Oil Markets in Brazil, Cambridge, Grã-Bretanha, Fevereiro 2000

Congresso Nacional, Lei nº 9478, de 06 de agosto de 1997 – (D.O.U. de 07.08.97), Brasília, Agosto 1997

Documentação do Projeto Marlim, Rio de Janeiro, Dezembro 1998.

Skilnik, C., Project Finance: Conceito e Aplicações para o Setor Elétrico, São Paulo, 1995.

Deutsch, J. A., The ABCs of Project Financing, Project Finance Forum, Junho 1997.

Euromoney Publications PLC, Project Finance: The Guide to Financing International Oil & Gas Projects, Grã-Bretanha, 1996.

Finnerty, J. D., Project Financing: Asset-Based Financial Engineering, EUA, 1996.

Fortuna, E., Mercado Financeiro: Produtos e Serviços, Rio de Janeiro, 1999.

Gaffney, Cline & Associates, Reserve and Economic Evaluation of The Marlim Field, Rio de Janeiro, Junho 1998.

Jornal Valor Econômico, artigos de Setembro/2000 a Outubro/2000, São Paulo.

Jornal Gazeta Mercantil, artigos de Abril/2000 a Outubro/2000, São Paulo.

Thaler, H., The Oil Industry in Latin America – Changing Demand Patterns and Deregulation, Financial Times Energy Publishing, Grã-Bretanha, 1997.

Kurtz, D., Natural Gas in Latin America – Development and Privatization, Financial Times Energy Publishing, Grã-Bretanha, 1997.

Nevitt, P. K., Fabozzi, F., Project Financing, Grã-Bretanha, 1995

IFC – International Finance Corporation, Project Finance in Developing Countries, Washington, D.C., 1999

Cambridge Energy Research Associates, Alternative Investment Terms for Brazil's Upstream Oil and Gas Sector: The Potential Impact on Brazil's Economy, Grã-Bretanha, Agosto 1998.

Lynch, P. A., Financial Modelling for Project Finance, Londres, 1996.

Anexos

Anexo I

Aspectos Legais e Tributários Brasileiros

Impostos

Impostos Aplicados por Situação Específica

	Tangíveis		Intangíveis Lease ou Serviços	
	Doméstico	Importado	Doméstico	Importado
Exploração e Avaliação				
Sísmica			ISS, PIS, COFINS, CPMF	WHT, CPMF
Perfuração	IPI, ICMS, PIS, COFINS, CPMF	II, IPI, ICMS, CPMF	ISS, PIS, COFINS, CPMF	WHT, CPMF
Overhead			ISS, PIS, COFINS, CPMF	WHT, CPMF
Instalações				
Base terrestre, tubulações, submarítimas, topsides)	IPI, ICMS, PIS, COFINS, CPMF	II, IPI, ICMS, CPMF	ISS, PIS, COFINS, CPMF	WHT, CPMF
Perfuração				
Materiais de Perfuração	IPI, ICMS, PIS, COFINS, CPMF	II, IPI, ICMS, CPMF	ISS, PIS, COFINS, CPMF	WHT, CPMF
Despesas Operacionais				
(Instalações, poços, WO, prod. tariff	IPI, ICMS, PIS, COFINS, CPMF	II, IPI, ICMS, CPMF	ISS, PIS, COFINS, CPMF	WHT, CPMF

Taxas Mais Comumente Aplicadas por Imposto

Imposto		Taxa Mais Comumente Aplicada (%)
II	Imposto de Importação	11-18 %*
IPI	Imposto sobre Produtos Manufaturados	8-15 %*
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços	17-18 %*
PIS	Programa de Integração Social	0,65 %
COFINS	Contribuição para o Fundo de Previdência Social	3 %
ISS	Imposto Sobre Serviços	5 %
IRRF	Imposto de Renda Retido na Fonte	25 %
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentações Financeiras	0,35 %

Anexo II

Aspectos Técnicos do Projeto Marlim

O Campo de Marlim, descoberto em janeiro de 1985 após a perfuração do poço 1-RJS-219A, teve a sua produção iniciada em março de 1991 através de um Sistema Pré-Piloto, utilizando a UEP^{LVIII} P-13. Em junho de 1992 foi implantado o Sistema Piloto constituído pela UEP P-20, que substituiu a P-13. Tais sistemas buscavam um maior conhecimento do Campo e o desenvolvimento das tecnologias necessárias para tal.

O desenvolvimento definitivo iniciou-se pelo Módulo 1, com a instalação da plataforma P-18 em maio de 1994, sendo seguido pelo Módulo 2. Para fazer o tratamento do óleo da P-18 e da P-20 foi instalado em 1998 o FPSO^{LIX} P-32.

O Módulo 2 é constituído pelas UEP P-19, o FPSO P-33 (conversão do VLCC – Very Large Crude Carrier – Henrique Dias) e pela P-20 do Sistema Piloto que se incorpora ao sistema definitivo.

O módulo 3 teve seu início efetivo em março de 1998 com a entrada em produção da UEP P-26, que foi convertida a partir da semi-submersível Illiad.

O Módulo 4 de Marlim é integrado pelo FPSO P-35, convertido a partir do navio tanque José Bonifácio, ora em conversão e que iniciou a produção em agosto de 1999.

O Módulo 5 é constituído da UEP P-37, um FPSO convertido a partir do navio tanque Friendship, atualmente em fase de instalação na sua locação definitiva, o qual deverá entrar em produção em julho/2000.

As UEPs designadas para cada um dos módulos de Marlim e suas características são apresentadas na tabela a seguir:

Plataformas do Campo de Marlim

Platafor ma	F -18	F -32	F -19	F -20	F -33	F -26	P -35	P 37
Tipo	S	PSO	S	S	PSO	S	PSO	PSO
LDA** (m)	10	60	70	20	80	90	50	00
Início de Produção	un/94	un/98	ez/97	ul/92 (piloto)	ez/98	ar/98	go/99	aio/2000
Process	1	1	1	5	5	1	1	1

^{LVIII} Unidade Estacionária de Produção do tipo semi-submersível, também referida como "SS".

^{LIX} Unidade Estacionária de Produção do tipo Floating, Production, Storage and Offloading.

o (bopd)	00 mil	00 mil	00 mil	3 mil	0 mil	00 mil	00 mil	50 mil
Compr. Gás (MM m 3/d)	,95	,0	,85	,5	,0	,0	,0	4, 65
Injeção de água (bpd)	54 mil	90 mil	6,4 mil	50 mil	26 mil	00 mil		
Poços Produtores*	4 (+1R)	2 (+2R)	(+2R)	6 (+1R)	6 (+2R)	0 (+3R)		
Poços Injetores*	3 (+2R)	(+2R)	(+1R)	0 (+1R)	(+2R)	5 (+3R)		
Poços Horizontais*	(I)	(P)	(P)	(P) + 2 (I)	(P) + 4 (I)	3 (P) + 5 (I)		
Manifold s	ão	ão	ão	ão	ão	ão	2	4

Fonte: Companhia Petrolífera Marlim

OBS: Dados de Dezembro/1999

* : (P) - poço produtor; (I) - poço injetor; (R) - poço reserva

** : Lâmina d'água (Profundidade do mar no local em que se encontram os poços e/ou a plataforma)

Poços, Sistemas de Elevação Artificial e Coleta

Está previsto um total de 136 poços para o desenvolvimento de Marlim, sendo 87 produtores e 49 injetores. Os poços são todos de completção submarina utilizando ANM^{LX}. Do total de 136 poços, 39 serão horizontais, de alta produtividade, e os restantes verticais ou direcionais, alguns deles fazendo uso da técnica de perfuração conhecida como longo alcance com vistas à otimização do *lay-out* submarino e redução dos custos com linhas flexíveis e melhoria no escoamento.

Com o intuito de melhorar a eficiência de produção dos poços optou-se pela técnica de elevação artificial nos mesmos, sendo o sistema adotado o *gas-lift*. Este sistema consiste na injeção de gás na coluna de produção.

Todos os poços são satélites (ficam afastados da UEP), interligados às respectivas unidades de produção através de linhas flexíveis e *risers* individualizados para cada poço, com exceção das UEPs dos Módulos 4 e 5, onde além da interligação de poços individualmente também são usados sistemas de coleta submarinos (*manifolds*), os quais concentram a produção e/ou injeção de/para vários poços.

Os *risers* são os trechos verticais das linhas de escoamento, para subida até as unidades de produção, os quais têm constituição física diferenciada e mais robusta que as linhas e são dispostos em catenária livre.

Processamento e Sistemas Operacionais

As UEPs de Marlim possuem plantas para tratamento do óleo produzido, variando apenas a capacidade de processo, com exceção da P-18 e da P-20 cujo tratamento é complementado no FPSO P-32. O projeto também previu um sistema de recuperação secundária, que tem como objetivo evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação. No caso do Campo de Marlim, isto será realizado através da injeção de água em 53 poços.

A tabela a seguir mostra a vazão máxima de injeção de água para cada UEP de Marlim. Considerou-se uma pressão máxima de injeção de 150 kgf/cm² (14.807 kPa).

Sistemas de Exportação

A figura a seguir mostra o *layout* simplificado do sistema de escoamento de óleo e gás do Campo de Marlim, indicando as UEPs, manifolds, oleodutos e gasodutos de exportação.

Todo o óleo produzido no Campo de Marlim é acumulado em navios-cisterna ou nos próprios FPSOs. A cada seis dias, o óleo é transferido para navios aliviadores, que o transportam até os terminais marítimos da Petrobras.

Os navios aliviadores são do porte de 135.000 TDW, com capacidade de armazenar e transportar a produção de pico seis dias de uma UEP típica.

O óleo produzido na P-20 e P-18 é escoado e tratado no FPSO P-32, que poderá receber ainda produção advinda da P-19 e P-27. A P-32 operará no limite de sua capacidade de armazenamento desde o início da sua operação em 1998 até 2005. Durante este período, os volumes excedentes à sua capacidade serão

^{LX} Árvore de Natal Molhada (Conjunto de válvulas de controle na cabeça do poço, no fundo do

escoados pelas monobóias localizadas próximo ao PLEM^{LXI}, na porção norte do Campo, através de aliviadores, conforme pode ser depreendido a partir do *layout* de exportação da figura.

O FPSO P-33, além de receber a produção dos poços da sua área, recebe também a produção da P-26. Os FPSOs P-35 e P-37, dos Módulos 4 e 5 respectivamente, armazenarão suas próprias produções de óleo.

Anexo III

Empréstimos do Projeto Marlim

A seguir apresentam-se os empréstimos-ponte levantados pela Companhia Petrolífera Marlim no período de dezembro de 1998 a dezembro de 1999:

Contrato de Abertura de Crédito Rotativo – BNDES

- Montante: valor limite de US\$ 200 milhões (equivalente em reais em 15/11/98 a R\$ 247 milhões)
- Data da abertura de crédito: 14/12/1998
- Taxa de juros: cesta de moedas + 7% aa
- Comissão de reserva de crédito: 0,5% aa sobre saldo não utilizado do crédito
- Pagamento de juros: semestral
- Linha de crédito: principal pode ser sacado e/ou repago durante todo o prazo do empréstimo
- Prazo: até 4 anos ou quando da captação de US\$ 1,3 bilhão pela CPM

Notas Promissórias Nominativas Comerciais

1ª. Emissão

- Montante Nominal: R\$ 250 milhões (equivalente a US\$ 207 milhões).
- Montante Subscrito: R\$ 225 milhões
- Deságio: 10 %
- Data da emissão: 30/12/1998
- Prazo: 180 dias

2ª. Emissão

- Montante Nominal: R\$ 600 milhões (equivalente a US\$ 335 milhões)
- Montante Subscrito: R\$ 546 milhões
- Deságio: 9,1 %
- Data da emissão: 25/06/1999
- Número de séries: única
- Prazo: 180 dias

3ª. Emissão

- Montante Nominal: R\$ 600 milhões (equivalente a US\$ 329 milhões)

- Montante Subscrito: R\$ 558 milhões
- Deságio: 7 %
- Data da emissão: 21/12/1999
- Número de séries: única
- Prazo: 180 dias

4ª. Emissão

- Montante Nominal: R\$ 100 milhões (equivalente a US\$ 55 milhões)
- Montante Subscrito: R\$ 95 milhões
- Deságio: 5 %
- Data da emissão: 29/12/1999
- Número de séries: única
- Prazo: 180 dias

Medium Term Note Program (Project Bonds)

1ª. Emissão

- Montante Nominal: US\$ 200 milhões
- Montante Subscrito: R\$ 200 milhões
- Juros: 13,125% a.a.
- Coupom: 100%
- Data da emissão: 17/12/1999
- Prazo: 5 anos
- Série: 1
- Tranche: 1

2ª. Emissão

- Montante Nominal: R\$ 100 milhões
- Montante Subscrito: R\$ 101,5 milhões
- Juros: 13,125% a.a.
- Coupom: 101,5%
- Data da emissão: 01/02/2000
- Prazo: 5 anos
- Série: 1

- Tranche: 2

Anexo IV

**Análise Econômico-financeira do Projeto
Marlim**

Hipóteses Assumidas

Hipóteses Consideradas

Impostos

CSLL	8%
IRPJ	25%
PIS	0.65%
COFINS	2%
Royalties	10%
Participação Especial	40% (35% em 2021)

Produção

	1998	1999	2000	2001 em diante
Incremento na produção	0%	33%	54%	81%

Depreciação/Amortização

Período (anos)	10
----------------	----

Receita

Desconto do petróleo Marlim sobre o petróleo Brent	25%
--	-----

Obrigações Financeiras

Project Bonds

Custo médio das notas	12.25% a.a.
Prazo médio (anos)	4.5

Commercial Paper

Custo do empréstimo	30% a.a.
Prazo médio (anos)	0.5

Linha de crédito do BNDES

Custo do empréstimo	15.73% a.a.
---------------------	-------------

Índices Econômicos

Taxa de juros básica americana (Treasury Bills) 10 anos	5% a.a.
ANBID	30% a.a.
Cesta de Moedas do BNDES	8.73% a.a.
CDI	30% a.a.
Inflação Brasil	5% a.a.

	1998	1999	2000	2001	2002 em diante
Desvalorização Cambial (R\$/US\$)	3.43%	7.53%	7.53%	7.53%	3.43%

Determinação da Receita Incremental Líquida

Projeto Marlin
Análise Econômico-Financeira
Determinação da Receita Líquida Incremental

Produção Com Projeto	(barris/dia)	(1)	199.400	279.800	333.700	416.800	491.200	489.000	474.300	438.200	396.700	349.000	302.200	267.500
Produção Sem Projeto	(barris/dia)	(2)	199.400	299.700	218.905	229.130	264.716	269.280	280.866	241.890	218.185	191.400	166.210	147.125
Produção Incremental	(barris/dia)	(3) = (1)-(2)	0	80.900	114.795	187.670	216.586	220.320	213.436	197.640	178.515	158.600	135.990	120.375
Produção incremental	(mil barris/ano)	(4) = (3)*365	0	29.514	42.438	68.427	79.854	80.617	77.994	72.138	65.158	57.169	49.636	43.927
Preço Petróleo Brent	(US\$/baril)	(5)	13,2	14,9	15,9	16,2	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
Desconto	(US\$/baril)	(6)	3,3	3,7	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Preço Petróleo Marlin	(US\$/baril)	(7) = (5)-(6)	9,9	11,2	11,9	12,1	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
			1,5	1,3	1,3	1,2								
Receita Bruta Incremental	(US\$ M)	(8) = (4)*(7)	0	286.113	508.385	828.817	972.368	989.127	969.216	887.905	801.443	703.050	610.827	540.434
Custos Operacionais Incrementais	(US\$ M)	(9)	0	30.991	71.118	66.380	70.008	68.029	66.172	63.649	61.042	58.398	56.844	54.302
PS	(10)	0	1.863	3.304	5.367	6.320	6.429	6.228	5.767	5.209	4.570	3.958	3.513	
COFINS	(11)	0	5.702	10.187	16.578	19.447	19.783	19.184	17.746	16.029	14.061	12.211	10.908	
Royalties	(US\$ M)	(12)	0	28.811	50.636	82.862	97.238	98.913	96.822	89.730	80.144	70.308	61.053	54.042
Participação Especial	(US\$ M)	(13)	0	58.275	99.794	207.880	253.316	286.148	255.761	231.274	201.374	167.013	134.684	122.552
Receita Incremental Líquida	(US\$ M)	(14) = (8)-(9)-(13)	0	149.789	273.154	444.592	525.031	529.827	515.070	480.218	437.544	388.710	342.689	244.928
Depreciação	(US\$ M)	(15)	0	67.923	138.449	156.321	156.321	156.321	156.321	156.321	156.321	156.321	156.321	0
Amortização	(US\$ M)	(16)	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	0

Projeto Marlin
Análise Econômico-Financeira
Determinação da Receita Líquida Incremental

Produção Com Projeto	(barris/dia)	(1)	207.900	181.900	162.000	142.800	121.500	106.900	93.700	76.800	58.600	38.600	21.600	11.600
Produção Sem Projeto	(barris/dia)	(2)	114.345	100.046	89.100	78.540	66.826	58.795	51.536	42.246	26.830	12.230	5.725	1.725
Produção Incremental	(barris/dia)	(3) = (1)-(2)	93.555	81.854	72.900	64.260	54.674	48.105	42.164	34.564	31.770	26.370	15.875	9.875
Produção Incremental	(mil barris/ano)	(4) = (3)*365	34.146	29.877	26.609	23.456	19.858	17.568	15.399	12.614	11.599	9.635	5.774	3.574
Preço Petróleo Brent	(US\$/baril)	(5)	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
Desconto	(US\$/baril)	(6)	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Preço Petróleo Marlin	(US\$/baril)	(7) = (5)-(6)	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Receita Bruta Incremental	(US\$ M)	(8) = (4)*(7)	420.015	367.498	327.286	288.496	245.463	216.067	190.300	155.157	134.550	119.286	63.630	43.927
Custos Operacionais Incrementais	(US\$ M)	(9)	51.527	50.028	49.218	48.913	47.822	47.261	41.267	29.636	33.634	32.900	17.568	17.568
PS	(10)	2.730	2.389	2.127	1.875	1.596	1.404	1.230	1.009	875	770	414	219	119
COFINS	(11)	8.400	7.360	6.546	5.770	4.909	4.319	3.786	3.103	2.691	2.368	1.279	634	334
Royalties	(US\$ M)	(12)	42.002	36.749	32.728	28.860	24.546	21.597	18.930	15.616	13.466	11.829	6.364	3.364
Participação Especial	(US\$ M)	(13)	130.605	112.286	98.136	84.293	69.238	58.844	51.641	40.002	36.025	29.500	13.866	13.866
Receita Incremental Líquida	(US\$ M)	(14) = (8)-(9)-(13)	155.781	159.435	169.932	146.430	148.372	140.762	129.452	88.914	55.485	40.111	24.064	13.064
Depreciação	(US\$ M)	(15)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortização	(US\$ M)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Determinação das Obrigações Financeiras

Projeto Merlin
Análise Econômico-Financeira
Determinação das Obrigações Financeiras
(Valores em milhares de US\$)

Capital Desembolsado:		100.000	93.561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retorno do Capital	(1)	0	9.819	18.282	15.983	15.420	15.875	15.348	14.839	14.347	13.871	13.411	0	0	0	0	0
Retenução do Capital	(2)	0	48.339	42.365	34.912	29.329	24.213	19.338	14.784	10.465	6.439	2.598	0	0	0	0	0
Subtotal	(3) = (1)+(2)	0	58.157	60.648	50.895	44.739	40.088	34.686	29.623	24.812	20.310	16.079	0	0	0	0	0
Desembolso Realizado		0	1.050.000	250.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortização das Principais	(4)	0	0	93.137	150.868	150.868	150.868	150.868	150.868	150.868	150.868	150.868	0	0	0	0	0
Pagamentos de Juros	(5)	0	50.574	130.560	126.471	108.975	93.479	78.982	66.486	55.990	47.494	40.997	0	0	0	0	0
Imóvel Retido nas Remessas de Juros	(6)	0	6.206	18.163	15.289	12.531	11.501	9.470	7.440	5.409	3.378	1.348	0	0	0	0	0
Gastos com a Estruturação	(7)	0	7.875	1.875	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(8) = (4)+(5)+(6)+(7)	0	64.655	344.735	292.812	274.364	255,557	227,519	214,794	200,257	181,730	163,204	0	0	0	0	0
Desembolso Realizado		200.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repagamento do Principal	(9)	0	192.849	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagamentos de Juros	(10)	0	26.881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(11) = (9)+(10)	0	219.730	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desembolso Realizado		200.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repagamento do Principal	(12)	0	192.849	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagamentos de Juros	(13)	0	26.881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(14) = (12)+(13)	0	219.730	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos com Estruturação	(15) = (15) + (16)	3.310	1.140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Assessoria Financeira	(16)	2.126	1.126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Arquitetos	(17)	905	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consultores	(18)	233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Engenheiros Independentes	(19)	47	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos com a Operação de SPO	(20) = (20) + (21)	240	240	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	0	0	0
Agente Fiduciário	(21)	63	63	79	79	79	79	79	79	79	79	79	0	0	0	0	0
Contadores e Auditores	(22)	167	167	157	157	157	157	157	157	157	157	157	0	0	0	0	0
Subtotal	(23) = (15)+(20)+(21)+(22)	3.560	1.389	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	0	0	0
IRPJ	(24)	0	0	0	28.242	52.517	50.895	53.058	50.118	55.181	49.586	42.549	51.232	53.690	0	0	0
CSLL	(25)	0	0	0	8.037	18.806	19.488	20.178	19.238	17.658	15.547	13.648	19.584	17.179	0	0	0
Subtotal	(26) = (24)+(25)	0	0	0	36.279	71.323	70.383	73.236	69,356	72,839	65,133	56,197	70,826	70,869	0	0	0
Capital	(27)	0	58.157	60.648	50.895	44.739	40.088	34.686	29.623	24.812	20.310	16.079	0	0	0	0	0
Project Bonds	(28)	0	64.655	344.735	292.812	274.364	255.557	227.519	214.794	200.257	181.730	163.204	0	0	0	0	0
Comercial Paper	(29)	0	219.805	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linhas de crédito do BNDES	(30)	0	219.805	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quotas do Project Finance	(31)	3.560	1.389	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	0	0	0
Tributação sobre o Lucro Líquido	(32)	0	0	0	37.280	69.323	80.381	83.233	79.356	72.839	64.133	56.197	80.826	70.869	0	0	0
Total	(33) = (27)+(28)+(29)+(30)+(31)+(32)	3.560	583.546	305,816	382,023	389,741	375,541	355,488	327,878	298,143	266,408	235,816	80,826	70,869	0	0	0

Projeto Marlin
Análise Econômico-Financeira
Determinação das Obrigações Financeiras
(Valores em milhões de US\$)

Descrição	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Capital											
Capital Desembolsado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relevo do Capital	(1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remuneração do Capital	(2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(3) = (1)+(2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desembolsos											
Desembolso Realizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortização do Principal	(4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagamentos de Juros	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imposto Retido nas Remessas de Juros	(6)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos com a Estruturação	(7)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(8) = (4)+(5)+(6)+(7)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repagamentos											
Repagamento Realizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repagamento do Principal	(9)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagamentos de Juros	(10)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(11) = (9)+(10)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repagamentos em Dólar											
Repagamento Realizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repagamento do Principal	(12)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagamentos de Juros	(13)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(14) = (12)+(13)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos com a Estruturação											
Gastos com a Estruturação	(15) = (15)+(16)+(17)+(18)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avaliação Financeira	(15)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Advogados	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores	(17)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Engenheiros Independentes	(18)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos com a Operação da SPC	(22) = (20)+(21)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agente Fiduciário	(20)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores e Auditores	(21)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(23) = (15)+(22)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impostos											
IRPJ	(24)	46,190	39,672	34,633	29,699	24,336	20,636	16,111	13,973	12,243	10,278
CSLL	(25)	14,781	12,695	11,083	9,504	7,788	6,603	5,786	4,471	3,818	3,289
Subtotal	(26) = (24)+(25)	60,971	52,368	45,716	39,202	32,126	27,239	21,897	18,444	16,061	13,567
Capital											
Capital	(3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Project Bonds	(8)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Commercial Paper	(11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linha de crédito do BNDES	(14)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custas do Project Finance	(23)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tributação sobre o Lucro Líquido	(26)	60,971	52,368	45,716	39,202	32,126	27,239	21,897	18,444	16,061	13,567
Subtotal	(27) = (3)+(8)+(11)+(14)+(23)+(26)	60,971	52,368	45,716	39,202	32,126	27,239	21,897	18,444	16,061	13,567
Total		60,971	52,368	45,716	39,202	32,126	27,239	21,897	18,444	16,061	13,567

Determinação do Fluxo de Caixa Descontado

Projeto Marlim
Análise Econômico-Financeira
Fluxo de Caixa Descontado
(Valores em milhares de US\$)
Taxa de Desconto

10%

Entradas de Caixa														
Receita Líquida Incremental	(+)	0	148,780	273,154	446,062	530,031	528,827	515,070	480,218	437,544	365,710	342,038	244,926	214,744
Saídas de Caixa														
Capital	(-)	0	56,157	80,848	51,866	45,818	40,088	34,088	28,003	24,812	20,310	16,078	0	0
Project Bonds	(-)	0	64,855	244,736	292,612	274,384	256,637	237,310	218,784	200,257	181,730	163,304	0	0
Commercial Paper	(-)	0	219,805	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linha de crédito do BNDES	(-)	0	219,550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custos do Project Finance	(-)	3,550	1,380	206	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0
Tributos sobre o Lucro Líquido	(-)	0	0	0	37,280	69,323	80,381	83,233	79,355	72,839	64,135	56,297	80,628	70,865
Fluxo de Caixa Líquido	(=)	(3,550)	(413,746)	(32,466)	84,668	130,289	183,289	188,604	182,240	138,601	122,302	106,863	164,190	148,878

Valor Presente Líquido (1994) 148,333
Taxa Interna de Retorno 22%

Projeto Marlim
Análise Econômico-Financeira
Fluxo de Caixa Descontado
(Valores em milhares de US\$)
Taxa de Desconto

16%

Fluxo de Caixa	(Colações)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Entradas de Caixa												
Receita Líquida Incremental	(+)	184,782	158,990	138,531	118,794	97,352	82,543	72,445	55,892	48,971	41,113	24,064
Saídas de Caixa												
Capital	(-)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Project Bonds	(-)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Commercial Paper	(-)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linha de crédito do BNDES	(-)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custos do Project Finance	(-)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tributos sobre o Lucro Líquido	(-)	60,971	52,368	45,715	39,202	32,126	27,239	23,007	18,444	15,180	13,567	7,841
Fluxo de Caixa Líquido	(=)	123,790	106,322	92,816	79,592	65,226	55,304	48,538	37,447	32,811	27,546	16,123

Valor Presente Líquido (1994) 142,233
Taxa Interna de Retorno 22%

Anexo V

**Análise Econômico-financeira do Projeto
Confidencial**

Hipóteses Assumidas

Projeto Confidencial Hipóteses Consideradas

Receitas		2000	2001	2002	2003 em diante
Preço do petróleo Brent	(US\$/barril)	29.00	24.00	21.00	17.00
Desconto considerado para o petróleo dos Campos	(% preço Brent)	4%	4%	4%	4%
Preço do petróleo		27.84	23.04	20.16	16.32

Contribuição nos Investimentos

	Percentual	(M US\$)
Petrobras	0%	-
Operadora (70% do capital)	21%	260,783
Investidora Brasileira (30% do capital)	9%	118,538
Dívida	70%	885,080
	100%	1,284,400

Dívida

	Índice	Spread	Total	Tenor
Juros Médio Ponderado	LIBOR	2%	9%	5
Juros para capitalização no período de construção	LIBOR	2%	9%	

Informações Econômicas

Taxa de Câmbio R\$/US\$	1.90
LIBOR (6 meses - % p.a.)	7%

Impostos

Impostos sobre Receitas

PIS	(% p.a.)	0.65%
COFINS	(% p.a.)	3.00%

Impostos sobre Lucros

Imposto de Renda	(% p.a.)	25%
Contribuição Social	(% p.a.)	9%
	(% p.a.)	8%

Até Dezembro 2002
2003 em diante

Impostos Específicos para o Setor de Upstream

Royalties	(% p.a.)	10%
Aluguel	(US\$/km2)	1500

Outros Impostos

IRRF sobre Remessas de Juros	(% p.a.)	15%
CPMF	(% p.a.)	0.30%

Outras Informações Importantes

Início do Desenvolvimento	Janeiro/2001
Início da Produção	Janeiro/2003
Início do Repagamento da Dívida	Março/2003
Final do Serviço da Dívida	Dezembro/2007
Anos de Produção	20

Determinação do Custo de Capital Médio Ponderado (WACC)

WACC (Custo de Capital Médio Ponderado)

D = % Debt (Dívida)	(%)	70%
E = % Equity (Capital)	(%)	30%
Kd = Custo ponderado da dívida (Debt)	(% a.a.)	9%
Ke = Custo ponderado do capital (Equity)	(% a.a.)	18%
t = IR e CS sobre o LL	(%)	34%
WACC = $K_e \times E + K_d \times (1-t) \times D$	(% a.a.)	10%

O Fluxo de Caixa Livre

Fluxo de Caixa de Operação	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Operações								
(+) Receita dos Campos	US\$ Mil	-	-	322,084	646,370	582,254	463,499	342,825
(-) Imposto sobre a Receita - PIS	US\$ Mil	-	-	2,093	4,201	3,785	3,013	2,484
(-) Imposto sobre a Receita - COFINS	US\$ Mil	-	-	9,682	19,381	17,464	13,904	11,485
(-) Imposto Específico - Royalties	US\$ Mil	-	-	2,684	5,386	4,852	3,882	3,180
(-) Imposto Específico - Aluguéis	US\$ Mil	27	27	267	267	267	267	267
(-) Imposto Específico - Participação Especial	US\$ Mil	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto - CFM	US\$ Mil	-	-	968	1,939	1,747	1,390	1,148
(-) Custos e Despesas Operacionais	US\$ Mil	-	-	19,800	39,600	39,600	39,600	39,600
(-) Imposto de Renda	US\$ Mil	-	-	16,879	64,913	58,229	39,120	27,863
(-) Contribuição Social	US\$ Mil	-	-	5,401	20,772	17,993	12,519	8,818
Posição de Caixa Líquida das Operações	US\$ Mil	(27)	(27)	(27)	264,312	489,900	440,313	346,704

Total								
Investimentos								
(-) Investimentos de Capital	US\$ Mil	1,264,400	33,180	321,780	538,900	399,580	-	-
Posição de Caixa Líquida dos Investimentos	US\$ Mil	(1,264,400)	(33,180)	(321,780)	(538,900)	(399,580)	-	-

Fluxo de Caixa de Projeto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Operações								
(+) Receita dos Campos	US\$ Mil	332,967	292,395	258,791	225,815	198,287	174,324	153,207
(-) Imposto sobre a Receita - PIS	US\$ Mil	2,184	1,900	1,698	1,495	1,299	1,133	966
(-) Imposto sobre a Receita - COFINS	US\$ Mil	9,989	8,771	7,704	6,768	5,949	5,230	4,569
(-) Imposto Específico - Royalties	US\$ Mil	2,775	2,439	2,140	1,880	1,652	1,453	1,278
(-) Imposto Específico - Aluguéis	US\$ Mil	267	267	267	267	267	267	267
(-) Imposto Específico - Participação Especial	US\$ Mil	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto - CFM	US\$ Mil	999	877	770	677	595	523	456
(-) Custos e Despesas Operacionais	US\$ Mil	39,800	39,800	39,800	39,800	39,800	39,800	39,800
(-) Imposto de Renda	US\$ Mil	23,127	16,987	11,439	6,656	2,463	20,518	17,293
(-) Contribuição Social	US\$ Mil	7,401	5,407	3,890	2,130	788	8,566	5,534
Posição de Caixa Líquida das Operações	US\$ Mil	246,646	216,209	188,542	166,171	145,685	89,036	83,281

Total								
Investimentos								
(-) Investimentos de Capital	US\$ Mil	-	-	-	-	-	-	-
Posição de Caixa Líquida dos Investimentos	US\$ Mil	-	-	-	-	-	-	-

Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno		2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009
Fluxo de Caixa Livre	US\$ Mil	(33,187)	(321,787)	(539,927)	(106,268)	489,900	440,313	349,794	287,867
VPL (Descontado ao WACC)	US\$ Mil	573,196							
TIR	% a.a.	22%							

Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno		2006	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fluxo de Caixa Livre	US\$ Mil	248,848	218,209	188,542	166,171	145,685	98,036	83,281	68,459
VPL (Descontado ao WACC)	US\$ Mil								
TIR	% a.a.								

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

DSCR (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida)		2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009
Posição de Caixa Líquida das Operações	US\$ '000	(27)	(27)	(27)	264,312	489,900	440,313	349,794	287,867
(+) Imposto de Renda (IR)	US\$ '000	-	-	-	16,879	64,913	56,229	39,120	27,863
(+) Contribuição Social (CSLL)	US\$ '000	-	-	-	5,401	20,772	17,993	12,518	8,918
Caixa Disponível para Serviço da Dívida	US\$ Mil	(1)	(27)	(27)	286,692	575,686	514,536	401,433	324,647
Serviço da Dívida	US\$ Mil	(2)	-	-	236,883	229,738	222,694	216,460	208,306
DSCR (incluindo IRRF sobre os juros)	(1) dividido por (2)	n.a.	n.a.	n.a.	1.2	2.5	2.3	1.9	1.6

DSCR (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida)		2006	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Posição de Caixa Líquida das Operações	US\$ '000	248,848	218,209	188,542	166,171	145,685	98,036	83,281	68,459
(+) Imposto de Renda (IR)	US\$ '000	23,127	16,897	11,439	6,656	2,463	20,518	17,283	14,484
(+) Contribuição Social (CSLL)	US\$ '000	7,401	5,407	3,990	2,130	798	6,586	5,624	4,828
Caixa Disponível para Serviço da Dívida	US\$ Mil	(1)	277,173	238,813	204,841	174,967	148,936	126,119	106,108
Serviço da Dívida	US\$ Mil	(2)	-	-	-	-	-	-	-
DSCR (incluindo IRRF sobre os juros)	(1) dividido por (2)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Reservas Ainda Não Produzidas

Reservas Não Produzidas (Disponíveis para o Serviço da Dívida)		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
		Total									
Produção Total do Campo (Reservas Totais)	(M bbl)	-	-	-	22,966	46,223	41,707	33,806	27,451		
Reservas Restantes Depois do Serviço da Dívida	(M bbl)	158,848									
Reservas Disponíveis Depois do Serviço da Dívida (% das Reservas Totais)		48%									
Reservas Restantes Ano a Ano (% das Reservas Totais)		100.0%	100.0%	100.0%	93.0%	79.1%	66.4%	56.4%	48.1%		

Reservas Não Produzidas (Disponíveis para o Serviço da Dívida)		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Total									
Produção Total do Campo (Reservas Totais)	(M bbl)	330,806	23,988	20,981	18,404	16,171	14,214	12,486	10,802	9,871
Reservas Restantes Depois do Serviço da Dívida	(M bbl)	158,848	23,988	20,981	18,404	16,171	14,214	12,486	10,802	9,871
Reservas Disponíveis Depois do Serviço da Dívida (% das Reservas Totais)		48%								
Reservas Restantes Ano a Ano (% das Reservas Totais)		40.2%	34.8%	29.0%	26.1%	19.8%	16.0%	12.7%	9.7%	