



PROJECT FINANCE NA BACIA DE CAMPOS, A MAIOR REGIÃO PRODUTORA DE PETRÓLEO DO BRASIL

Albino Lopes D’Almeida
Maria Lucia Americano
Marcos Archer Salgado
Roberto Wagner Mendonça
(PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. – BRASIL)

RESUMO

Este trabalho apresenta os principais projetos estruturados (*project finance*) desenvolvidos pela Petrobras no segmento de Exploração e Produção (E&P) na região da Bacia de Campos. Tais projetos permitiram a captação de recursos superiores a US\$ 6 bilhões num intervalo de menos de cinco anos e o incremento da produção de 12 campos em mais de 80% em apenas oito anos, contribuindo para que o país atingisse a tão sonhada auto-suficiência na produção de petróleo. Cada projeto é apresentado mostrando sua estrutura, formas e fontes de captação de recursos, prazos e condições de amortização da dívida contraída, contratos firmados, garantias ofertadas aos financiadores, gestão das sociedades de propósito específico (SPE) criadas e relacionamento com entidades externas.

Palavras – chave : Projetos Estruturados, Petróleo, Bacia de Campos.

ABSTRACT

This paper examines the main project finance developed by the Petrobras E&P – Exploration and Production – segment in the Campos Basin, the biggest Brazilian oil region. These projects allowed Petrobras to invest more than US\$ 6 billions in a five year interval increasing production in 12 oilfields by 80% in an 8 years interval; and they enabled Petrobras to be self-sufficient in oil production in 2006. Each project is shown in details emphasizing various aspects such as financial structure, main agreements, guarantees to investors, management the special purpose companies (SPE) created and relationship with external agents.

Key Words : Project Finance, Oil, Campos Basin.

1 – Introdução

A atividade petrolífera no Brasil tem apresentado um intenso crescimento nos últimos 10 anos, representando quase 10% do Produto Interno Bruto (PIB) e permitindo que o país atingisse a tão sonhada auto-suficiência de petróleo e derivados. Parte significativa desse sucesso decorre da produção de campos na Bacia de Campos, a principal região produtora do país, responsável por mais de 80% do petróleo extraído no Brasil. Devido às grandes profundidades e aos desafios tecnológicos envolvidos a empresa estatal Petrobras foi obrigada a investir altos volumes de recursos no desenvolvimento desses campos, utilizando freqüentemente estruturas financeiras (*project finance*) e criando sociedades de propósito específico (SPE) para implementar os projetos.

A conquista da auto-suficiência de petróleo no Brasil passou por três grandes saltos. O primeiro ocorreu em novembro/1974 quando o navio-sonda NS-03 descobriu a Bacia de Campos, o que viria significar a redenção da atividade petrolífera no país. Era o poço 1-RJS-9A, no campo de Garoupa (D’Almeida, 2000).

Nos anos seguintes novos campos foram descobertos: em 1975, Pargo, Namorado, Bagre e Badejo; em 1976, Enchova e Bicudo; em 1977, Bonito, Cherne e Pampo; em 1978, Linguado, Viola e Corvina; em 1980 Parati e em 1983 Moréia.

O segundo grande salto foi tecnológico, dado a partir de meados da década de 80, com a descoberta de campos gigantes de Albacora (1984) e Marlim (1985), em lâminas d’água de até 1.050 metros. Com isso tornou-se necessária a obtenção da tecnologia para viabilizar a produção em águas profundas, um grande desafio naquele momento. O sucesso nessa empreitada proporcionou à Petrobras receber o prêmio da Offshore Technology Conference (OTC) em 1991 como a empresa que mais contribuiu para o desenvolvimento tecnológico da indústria de petróleo.

A partir do final dos anos 80 e na década de 90 novos campos foram descobertos, entre eles Albacora Leste, Barracuda, Caratinga, Marlim Leste, Marlim Sul e Roncador. O desenvolvimento deste último foi responsável pela obtenção de um novo prêmio na OTC em 2000.

O terceiro grande salto foi financeiro e surgiu em decorrência da necessidade de desenvolver os campos descobertos. A Agência Nacional do Petróleo (ANP), órgão regulador da atividade, criado a partir da extinção do monopólio do petróleo no Brasil por meio da Emenda Constitucional n. 9 de 9/11/1995 (autorização para a União contratar empresas estatais ou privadas para exercer atividade no setor petróleo) e da Lei 9478, de 6/8/1997 (revogação da Lei 2004 que instituía o monopólio), fixou prazos para o desenvolvimento das reservas, tornando o problema financeiro urgente.

O baixo preço do petróleo no mercado internacional na segunda metade da década de 90 reduzia os recursos próprios para investimento. Havia ainda a determinação do governo federal de construir o Gasoduto Brasil-Bolívia, o que consumia parte significativa do orçamento da Petrobras. Ao mesmo tempo, restrições orçamentárias aplicadas às empresas estatais por força dos acordos do país com o Fundo Monetário Internacional (FMI) impediam a empresa de realizar os investimentos necessários tornando o problema agudo. Adicionalmente não havia interesse de se firmar parcerias com outras empresas já que isso implicaria no compartilhamento dos direitos sobre a lavra, da propriedade do óleo e da operação do campo.

Assim a empresa tinha que decidir como levantar recursos da ordem de US\$ 6 bilhões para expandir a produção de campos já conhecidos e explorar outros recentemente descobertos. A solução encontrada foi o uso de *project finance*.

2 – Project Finance

Projeto estruturado, ou *project finance*, é um tipo de estruturação destinada a obter financiamento para um projeto ou ativo específico, no qual o pagamento da dívida é garantido pelo fluxo de caixa a ser gerado pelo projeto, dispensando o emprego de garantias reais, como geralmente ocorre em financiamentos corporativos. A garantia dos investidores se baseia nas receitas futuras do projeto e na propriedade dos ativos construídos ou transferidos ao projeto. Por isso é fundamental casar o cronograma do fluxo de caixa esperado com o da amortização da dívida.

A área de *project finance* tem tido um crescimento muito grande a partir dos anos 90 envolvendo valores anuais superiores a US\$ 100 bilhões em todo o mundo, mesmo sendo difícil computar operações em países periféricos ou setores com menor visibilidade. Têm sido desenvolvidos projetos principalmente nas áreas de energia, infra-estrutura (água, serviços sociais, rodovias), petróleo & gás, telecomunicações e lazer (estádios esportivos, parques temáticos, turismo).

Os valores captados flutuam no tempo em função de eventos macro-econômicos e especificidades dos setores. Na área de petróleo houve uma redução significativa em 1999 em função da queda dos preços do barril, elevando-se fortemente a partir de 2003 quando os preços se recuperaram. No setor energético, no início deste século, houve queda de mais de 50% nos valores estruturados após a crise da Califórnia. Na mesma época cresceu muito na área de telecomunicações com a disseminação do uso da telefonia celular (Tinsley, 2004).

Esse tipo de estruturação geralmente lança mão de uma unidade econômica independente, uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), em que os acionistas não são necessariamente os patrocinadores do projeto. É essa empresa que concentra os riscos e vai ao mercado captar os recursos necessários para a construção das instalações, endividando-se e assumindo a responsabilidade de repagar os investidores.

Como personalidade jurídica independente a SPE tem objeto social específico para atender o projeto, com disposições legais impondo limites às suas operações. Tem vida limitada e, ao final do projeto, é extinta ou incorporada pelos patrocinadores, que recebem os ativos constituídos.

O uso de uma SPE traz as seguintes vantagens (Finnerty, 1998):

- O empreendedor pode não comprometer seu balanço (*off-balance sheet*) com um alto endividamento por um longo prazo de maturação, melhorando suas demonstrações financeiras;
- O empreendedor preserva sua capacidade de alavancagem, evitando que fique impedido de desenvolver novos projetos até que as garantias empenhadas sejam novamente liberadas;
- Expansão da capacidade de endividamento dos parceiros possibilitando a concretização de projetos grandes demais para um único patrocinador;
- Afastamento de créditos privilegiados (trabalhistas e fiscais), sendo um *senior debt*, isto é, tem preferência de recebimento em caso de inadimplência (*default*);
- Obtenção de melhor classificação de risco, em geral.

Num *project finance* o grau de interferência por parte dos investidores é bem maior, com um acompanhamento rígido dos gastos dos valores desembolsados, através de inspeções ou relatórios. Da mesma forma que os recursos são destinados exclusivamente ao projeto e não ao restante da companhia empreendedora, as receitas e ativos são também segregados do risco do empreendedor, evitando-se o seu risco de insolvência ou que sejam desviados para outras



atividades fora do projeto. Presume maior risco para o financiador que exige remuneração maior e se preocupa bastante com o risco do projeto (qualidade dos créditos).

Na estruturação do projeto é ponto crítico a análise dos seus diferentes riscos, como os de: construção, operação, suprimento ou matéria-prima, produção e mercado. Também os fatores macro-econômicos como o impacto de inflação elevada, instabilidade da taxa de câmbio (quando a moeda da dívida é diferente da moeda de receita), taxa de juros e incerteza político-econômica. A liquidez do mercado em relação à emissão da dívida deve também ser levada em conta (Arndt & Maguire, 1999).

No Brasil cuidado especial deve ser tomado com a parte tributária já que a legislação é complexa, tem várias instâncias (federal, estadual e municipal), sofre freqüentes atualizações e engloba inúmeros tributos e incentivos fiscais; além de algumas atividades, como a de gás natural, não terem ainda um marco regulatório definido. Outro fator de risco é a obtenção de licenças ambientais, em geral um processo bastante moroso. Isso pode atrasar a conclusão da obra e o período de repagamento da dívida começar sem que o projeto esteja gerando receita.

O *project finance* envolve, em geral, vários contratos entre os diversos participantes da estrutura, com o objetivo de minimizar os riscos ou alocá-los a quem tiver melhor condição de os suportar. Isto significa que o risco será tomado por quem tem mais capacidade de reduzir sua freqüência ou severidade, maior acesso aos meios de mitigação e que possa gerar uma cobrança de prêmio de risco menor.

Pela necessidade de oferecer garantias em contrapartida à liberação de recursos e pela natureza da operação que leva a uma adequada mitigação de riscos, a estruturação de um *project finance* envolve a elaboração de muitos contratos entre patrocinadores, investidores, bancos, agentes fiduciários, seguradores, fornecedores, compradores etc, com a participação de advogados, contadores, auditores, engenheiros, analistas financeiros etc. As discussões entre as partes tendem a ser detalhadas, longas e, por vezes, cansativas.

Podem ser necessárias garantias adicionais como seguros, depósitos em contas garantidas, contratos de fornecimento de matéria-prima ou de compra dos produtos ou serviços a serem gerados no futuro. Desta forma, os prazos e custos de estruturação podem ser superiores aos de um financiamento corporativo e, em geral, são viáveis apenas para projetos longos e de porte elevado, intensivos em capital, em que os custos de *overhead* possam ser diluídos no valor da captação total. Exemplos típicos são os empreendimentos de infraestrutura e energia (Nevitt, 2000).

3– Project Finance na Bacia de Campos

Então a Petrobras optou por projetos estruturados para o desenvolvimento de vários campos da Bacia de Campos.

Várias instituições nacionais e internacionais têm participado destes projetos, seja como acionistas das empresas criadas (*equity*) ou como financiadores da dívida (*debt*). Entre os parceiros internacionais merece destaque o JBIC (Japan Bank for International Cooperation), além de *trading companies* e bancos japoneses, seguindo provavelmente uma estratégia de aproximação das fontes de matérias-primas para esse país. No mercado interno temos o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) no seu papel institucional, além de fundos de pensão, bancos e investidores qualificados.

Os projetos estruturados para a Bacia de Campos são os seguintes:

PROJETO	VALOR	CAMPOS
---------	-------	--------



	(US\$ milhão)	
Albacora Japão (AJPL)	173	Albacora
Albacora Petros	240	Albacora
Barracuda-Caratinga	2500	Barracuda, Caratinga
EVM	1077	Espadarte, Voador, Marimbá
Marlim	1500	Marlim
PCGC	86	Pampo, Cherne, Garoupa, Carapeba, Congro
NovaMarlim	834	Marlim

Foram utilizadas estruturas de consórcio não operacional (a Petrobras é sempre a única concessionária e operadora do campo) e de aluguel (*leasing* de equipamentos e *charter* de plataformas). Nesta modalidade os investidores não se expõem ao risco de *performance* do projeto, já que a SPE não tem participação na receita dos campos de petróleo, sendo sua única fonte de caixa a locação dos equipamentos para a Petrobras. A maior parte das SPE's foram criadas no país, mas há algumas no exterior (Holanda, Ilhas Cayman).

Em todos os projetos as SPC's detêm a posse dos ativos constituídos durante todo o projeto, mas no final há uma opção de compra e venda (*put and call*) para que a Petrobras retome a propriedade dos ativos por um valor simbólico

As principais garantias ofertadas aos investidores são:

- Penhor de Petróleo (parte da produção de um campo por um determinado período);
- Penhor de Ativos (transfere titularidade dos ativos até o encerramento do projeto);
- Caução de Ações (totalidade das ações representativas do capital social e direitos a elas relativas);
- Caução de Contas (penhor mercantil dos recursos depositados nas contas bancárias);
- Conta Garantia (valor mínimo que deve ser deixado em conta e que correspondente a parcela de amortização e juros a serem pagos num dado intervalo de tempo);
- Conta 2644 (conta aberta no Banco Central em US\$ para garantir pagamento que não pode ser remetido ao exterior);
- Seguro de risco político (garantia para o risco de moratória ou de proibição de remessa de recursos ao exterior).

3.1 – Projeto Marlim

Marlim é o maior campo petrolífero brasileiro representando quase ¼ da produção nacional (no passado já representou 40% do total), desenvolvido através da perfuração de 130 poços em lâminas d'água entre 650 e 1050 metros.

O projeto Marlim, de US\$ 1,5 bilhão, envolveu a criação de uma SPE brasileira, a Companhia Petrolífera Marlim (CPM), sediada em Macaé (RJ), com capital equivalente a US\$ 200 milhões (oriundo de acionistas nacionais não atuantes no setor de petróleo e energia) e que



foi ao mercado de capitais para tomar a dívida de US\$ 1,3 bilhão. A empresa foi constituída em novembro de 1998.

Foi constituído um consórcio não operacional, o Consórcio Marlim, entre a Petrobras e a CPM. Esta disponibiliza o capital obtido para o consórcio adquirir ativos e mantém a titularidade dos mesmos. A Petrobras contribui com serviços, operação e manutenção dos ativos; e comercializa o óleo produzido, repassando ao outro consorciado sua parte na receita.

A receita gerada pelo projeto é partilhada pelas duas empresas, sendo que a SPE recebe o suficiente para cumprir todas as suas obrigações (remuneração dos acionistas, pagamento dos investidores e de despesas administrativas e legais).

Em 1999 foi criada outra SPE, a Marlim Participações S.A. (MarlimPar), com estrutura de capital idêntica à da CPM original; e tendo esta como subsidiária integral da MarlimPar. A criação desta empresa e a abertura de seu capital objetivaram a participação de entidades de previdência complementar (fundos de pensão) no projeto, atendendo a legislação pertinente: tais entidades são impedidas de dar em caução as ações que detêm.

Os acionistas da CPM recebem a redução de capital da empresa (linear) e os dividendos em parcelas semestrais, até dezembro/2008. Os dividendos são calculados a partir da variação de um índice financeiro (taxa ANBID) e de um *spread* que é função do preço médio do barril do petróleo Brent no mercado internacional.

A primeira parcela da dívida da CPM foi contraída em dezembro/1998 através de um Contrato de Abertura de Crédito com o BNDES, pelo qual foi aberta uma linha de crédito rotativo (*bridge loan*), pelo prazo de quatro anos, no valor-limite equivalente em reais a US\$ 200 milhões. Os juros foram pagos conforme a variação da Unidade Monetária do BNDES, índice que representa a variação de uma cesta de moedas internacionais. O total devido foi pago integralmente em dezembro/2002.

A segunda parcela da dívida correspondeu a uma série de captações através de notas promissórias (*commercial papers*), títulos de empréstimo de curto prazo no mercado nacional, no valor equivalente a US\$ 600 milhões. Foram seis emissões sucessivas, com cada uma servindo para rolar (ou alterar) as anteriores. Estas captações, temporárias, de curto prazo aguardavam condições melhores do mercado em que pudessem ser obtidos recursos de mais longo prazo e a taxas mais atrativas.

Em substituição à última parcela de notas promissórias a CPM fez uma emissão de debêntures em dezembro/2005, em 2 séries, com valor total de R\$ 1 bilhão. A primeira série de R\$ 700 milhões, referenciada ao CDI e a segunda, de R\$ 300 milhões, indexada ao IGPM. O vencimento das duas séries, com amortização total da dívida, ocorreu em dezembro/2005. Foi feita, então, uma emissão de notas promissórias, no valor de R\$ 600 milhões, indexadas ao IGPM e com prazo de amortização final para dezembro/2011.

A terceira parcela da dívida (US\$ 500 milhões) obtida através de 2 captações em *Medium Term Notes*, notas (*bonds*) emitidas no mercado internacional com juros pré-fixados e um programa definido de amortização.

A primeira captação, no total US\$ 300 milhões, com amortização linear uniforme e pagamento de juros em 10 parcelas semestrais consecutivas, de junho/2000 a dezembro/2004. A segunda captação foi no valor de US\$ 200 milhões e melhores condições de custo e prazo: pagamento de juros semestrais entre março/2001 e setembro/2008, e carência de 4 anos para a amortização linear em 8 parcelas semestrais de março/2005 a setembro/2008.

As garantias oferecidas aos acionistas e investidores da CPM, são: penhor de petróleo, penhor de ativos, caução de ações, caução de contas e conta garantia (D'Almeida, 2005).

3.2 – Projeto Barracuda - Caratinga

Este projeto teve por objetivo desenvolver os 2 campos de petróleo, situados a aproximadamente 180 Km. do continente, com reservas da ordem de 1,1 bilhão boe (barris de óleo equivalente) e em lâminas d'água de 600 a 1100 metros (Barracuda) e 800 e 1350 metros (Caratinga). Para tanto foram perfurados 183 poços, sendo 54 horizontais.

O projeto envolveu a construção de 2 plataformas (conversão de navios em unidades tipo FPSO - Floating Production Storage Offloading), a P-43 (Barracuda) e a P-48 (Caratinga), além dos sistemas de produção que as conectam aos poços. Cada plataforma tem capacidade de produção de óleo de 150.000 bpd e 6 milhões m³/dia de gás.

A estruturação envolveu 2 SPE's constituídas na Holanda: a *holding* Barracuda Caratinga Holding Company (BCHC) e sua subsidiária Barracuda Caratinga Leasing Company (BCLC). Os acionistas da BCHC são *trading companies* japonesas, inicialmente Itochu e Mitsubishi e, posteriormente, também Marubeni e Mitsui.

Em junho/2000 foram assinados contratos de entre a Petrobras e a BCLC, que levantou recursos da ordem de US\$ 2,5 bilhões. US\$ 100 milhões foram obtidos através de uma dívida subordinada com os mesmos acionistas da BCHC. O restante foi captado junto ao JBIC (US\$ 1.140 milhões), BNDES (US\$ 760 milhões) e um sindicato de bancos privados internacionais (US\$ 500 milhões).

A construção dos ativos ficou a cargo da Kellogg, Brown & Root (KBR), empresa do grupo americano Halliburton, através de um contrato de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*). O desembolso dos recursos para a construção dos ativos estendeu-se até dezembro/2003.

O repagamento da dívida foi iniciado em janeiro/2004, em parcelas trimestrais com amortização uniforme e juros com taxa fixa para as *trading companies* e variação da Libor mais um *spread* para os demais financiadores. O projeto, que tem vida prevista de 10 anos, se encerrará em junho/2010 quando toda a dívida estará quitada.

As principais garantias oferecidas aos financiadores são: penhor de petróleo, penhor de ativos, conta garantia, conta 2644 e seguro de risco político e comercial junto a instituições internacionais: NEXI (Nippon Export and Investment Insurance) e MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency).

3.3 – Projeto EVM

Este projeto foi desenvolvido em paralelo ao de Barracuda – Caratinga, mantendo similaridades quanto a financiadores, controles e garantias. O projeto EVM teve por objetivo possibilitar o desenvolvimento complementar dos campos de Espadarte, Voador e Marimba, além de outros sete campos de menor porte. Ele foi estruturado em junho/2000 na forma de um arrendamento mercantil firmado entre a Petrobras e a EVM Leasing Corporation (EVMLC), SPE criada nas Ilhas Cayman, que captou recursos de US\$ 1,077 bilhão.

Os acionistas da EVMLC, que aportaram US\$ 123 milhões, são 5 *trading companies* japonesas: Itochu, Marubeni, Mitsubishi, Mitsui e Sumitomo. O principal financiador foi o JBIC, que contribuiu com US\$ 508 milhões, um sindicato de bancos internacionais, liderado pelo Banco Tokyo Mitsubishi (BoTM) forneceu mais US\$ 200 milhões; e posteriormente o BoTM adquiriu a participação dos demais. O BNDES, através de sua linha específica de crédito financiou o equivalente a US\$ 38 milhões. E completando o valor total do projeto, a Petrobras contribuiu com ativos orçados em US\$ 207 milhões.



Houve necessidade de incluir na estrutura outra entidade, a empresa de engenharia japonesa Toyo Engineering Corporation (TEC), que recebeu os ativos da Petrobras e os transferiu para a EVMLC que, por sua vez, os arrendou à Petrobras. Isto porque no caso de um arrendamento operacional (como é o Projeto EVM) a venda direta do ativo do arrendatário ao arrendador caracterizaria uma operação de arrendamento financeiro, o que geraria restrições fiscais e tributárias. É o valor do aluguel dos ativos que permite à SPE honrar seus compromissos.

Os desembolsos para o projeto ocorreram de agosto/2000 a dezembro/2002. O repagamento foi iniciado em dezembro/2000 e se estende até junho/2007, data prevista para a conclusão do projeto, quando a Petrobras poderá exercer uma opção de compra e venda negociada com a EVMLC e reaver os ativos. Os pagamentos são semestrais, com taxas fixas para os acionistas e indexados à variação da LIBOR mais um *spread* para os financiadores da dívida.

As principais garantias oferecidas aos financiadores são as mesmas que em Barracuda-Caratinga.

3.4 – Projeto Albacora Japão

O projeto teve por objetivo viabilizar o desenvolvimento e a expansão da produção do campo de Albacora, levantando recursos de US\$ 173 milhões. Para tanto, em novembro/2000, foi constituído um consórcio entre Petrobras, Albacora Japão Petróleo Ltda (AJPL), Nissho Iwai Corporation (NIC), atualmente Sojitz, e Indonésia Petroleum Corporation (INPEX). A duração do projeto é 10 anos.

A AJPL é uma SPE brasileira, sob a espécie de sociedade por cotas de responsabilidade limitada, constituída com capital social de US\$ 66,5 milhões, mediante aporte igual da *trading* japonesa NIC e da empresa petrolífera japonesa INPEX. Em contrapartida pelo valor captado a SPE recebe a propriedade dos ativos do projeto que são operados pela Petrobras para a produção do óleo. Os resultados do Consórcio são partilhados pelos parceiros segundo condições contratualmente estabelecidas.

Os financiadores do projeto foram o JBIC (US\$ 74,55 milhões e juros conforme variação da LIBOR + *spread*) e um sindicato de bancos privados formado pelo The Industrial Bank of Japan (IBJ) e The Bank of Tokyo-Mitsubichi, Ltd (BoTM) que aportaram US\$ 31,95 milhões com juros de LIBOR + *spread* (superior ao do JBIC).

3.5 – Projeto Albacora Petros

Originariamente o Projeto Albacora AJPL teria um valor superior e a participação da empresa japonesa JNOC (Japan National Oil Corporation). No desenrolar das negociações o JNOC acabou por sair da estrutura proposta, o que reduziu o valor captado junto às instituições japonesas e abriu espaço para novo projeto.

O Consórcio Albacora Petros foi formado em dezembro/2000 entre a Petrobras e o fundo de pensão Petros (Fundação Petrobras de Seguridade Social), para permitir o desenvolvimento complementar do campo de Albacora. Não houve a necessidade de constituir uma SPE, ou seja, a alavancagem foi infinita já que não houve *equity*. O financiador único foi a Petros, em um montante de R\$ 470 milhões, sendo R\$ 380 milhões em dinheiro e R\$ 90 milhões como compensação de parte do crédito que detinha junto à Petrobras, nos termos de Convênio celebrado entre ambas anteriormente.



Como contrapartida a Petros recebeu a titularidade dos ativos envolvidos no projeto e a Petrobras ficou responsável pela sua operação. Ao final de 10 anos a estrutura será concluída e os ativos voltarão a pertencer à Petrobras.

A partilha de resultado, realizada trimestralmente entre os consorciados, está baseada na produção projetada para o campo de Albacora, no preço estabelecido pela ANP para o óleo deste campo e no preço do petróleo Brent. E, anualmente, o fluxo de pagamentos à Petros, resultante da partilha de resultado, sofrer também correção pelo índice financeiro IGP-M.

3.6 – Projeto PCGC

O projeto de R\$ 205 milhões envolveu a criação da SPE Companhia de Recuperação Secundária (CRSec), criada em dezembro de 2001 com o objetivo de levantar recursos para adquirir e manter equipamentos para a recuperação secundária de petróleo nos campos maduros de Pargo, Carapeba, Garoupa, Cherne e Congro.

O *equity* da CRSec foi de R\$ 43,45 milhões, integralizado pelos acionistas: grupo paulista JPM Participações (50,1%), BNDES (30%) e a seguradora UNIBANCO AIG (19,9%); e remunerado pela variação do IGP-M mais um *spread* que varia com o preço do petróleo Brent. A dívida de R\$ 161,8 milhões corresponde à emissão de debêntures que são remuneradas pela variação do CDI + *spread*.

Com os recursos captados a CRSec arrenda os ativos à Petrobras através de um Contrato de Locação de equipamentos por um prazo de 8 anos (período do projeto), usando a receita do arrendamento para o pagamento de sua dívida. Este valor de aluguel é calculado anualmente para que a SPE possa honrar seus compromissos (despesas, remuneração do capital e retorno do capital) Se o aluguel não for suficiente a CRSec poderá sacar recursos de uma linha de liquidez fornecida pelo Unibanco, que foi o estruturador do projeto. As principais garantias oferecidas são o penhor de ativos e caução de contas

3.7 – Projeto NovaMarlim

Quando da estruturação do Projeto Marlim havia consciência de que para desenvolver o campo gigante de Marlim seriam necessários recursos adicionais, mas aquele não era o momento adequado para captações maiores, tanto pelas condições do mercado financeiro e de capitais, quanto pela dinâmica do desenvolvimento físico do campo, dividido em fases.

Assim foi iniciado o Projeto NovaMarlim, bastante semelhante ao anterior, mas aproveitando a experiência e a reputação adquiridas, o que possibilitou estruturação mais simples e custos menores. O projeto de R\$ 2,164 bilhões (equivalente a US\$ 834 milhões na época), integralmente captados no mercado doméstico em dezembro/2001, envolveu a criação de duas SPE's brasileiras sediadas em Macaé: a NovaMarlim Petróleo (NMPet) e sua *holding*, a NovaMarlim Participações.

Foi constituído um consórcio não operacional, o Consórcio NovaMarlim, entre a Petrobras e a NMPet, nos mesmos moldes do Consórcio Marlim. A duração do projeto é de 7,5 anos.

A NMPet recebeu *equity* equivalente a R\$ 128,7 milhões e fez captação de dívida subordinada (R\$ 235,3 milhões através de debêntures conversíveis em ações) e da dívida principal (R\$ 1,8 bilhão através de debêntures).

Os acionistas da CPM recebem a redução de capital da empresa (linear) e os dividendos em 8 parcelas semestrais, de dezembro/2005 a junho/2009. Os dividendos são calculados a partir da variação de um índice financeiro (taxa ANBID) e de um *spread* que é função do petróleo Brent (menor que no projeto Marlim).

A primeira parcela da dívida subordinada (R\$ 166,4 milhões) é amortizada em 15 parcelas semestrais iguais de junho/2002 a junho/2009 e os juros idênticos ao *equity*. A segunda parcela (R\$ 68,9 milhões) é repaga em 4 parcelas anuais iguais de julho/2006 a julho/2009.

A emissão de debêntures foi feita em 2 séries: a primeira de R\$ 1137 milhões, referenciada ao CDI e pagamento de juros anuais de 2002 a 2006; a segunda, de R\$ 663 milhões, indexada ao IGP-M, com pagamento de juros anuais de 2002 a 2008.

As garantias oferecidas aos acionistas e investidores são as mesmas do projeto Marlim (exceto a conta garantia): penhor de petróleo, penhor de ativos, caução de ações e caução de contas (D'Almeida, 2005).

4 – Conclusão

As estruturas via *project finance* para os campos da Bacia de Campos se configuraram como um sucesso, já que houve um aumento significativo nos valores produzidos, além de uma boa percepção dos potenciais investidores sobre as estruturas criadas. A produção dos 12 campos envolvidos aumentou mais de 80% no intervalo 1998-2006 (de 524.078 bpd para 951.231 bpd) e eles representaram 66,8% da produção de toda a bacia. 5 deles estão entre os 8 maiores campos brasileiros, contribuindo efetivamente para que o país alcançasse a auto-suficiência de petróleo em 2006.

A percepção dos investidores também vem sendo positiva. Foram utilizadas estruturas diversas como consórcios, *leasing* de equipamentos e de sondas. Foram feitas captações no país e exterior através de diferentes papéis e alcançando financiadores tradicionais como BNDES e JBIC, mas também instituições bancárias, fundos de pensão e até grupos financeiros de menor porte, além de debêntures e *bonds* bastante pulverizados no mercado doméstico e internacional, respectivamente.

A credibilidade também foi demonstrada na obtenção de taxas de juros menores, garantias menos rígidas e menor tempo para estruturar os projetos mais recentes. Na comparação de projetos semelhantes como Marlim e NovaMarlim se percebe que o segundo teve *spread* menor para acionistas e a eliminação de garantias como a Conta Garantia, que obriga a se manter um depósito equivalente a parte da dívida futura e a valores de juros a pagar num período determinado. E o projeto foi estruturado em menos de 5 meses.

Em alguns projetos ocorreram renegociações posteriores para adequar as taxas cobradas às novas condições de mercado e do *rating* da patrocinadora Petrobras. A curva de aprendizado permitiu estruturas posteriores mais rápidas e menos desgastantes, com a eliminação dos erros anteriormente ocorridos. Também os intervalos entre os repagamentos ficaram maiores, reduzindo o trabalho operacional da administração das estruturas e SPE's.

Além dos riscos habituais de qualquer *project finance*, os da Bacia de Campos contam com alguns mais específicos da atividade petrolífera, como o de reservas, construção e operação de unidades, comercialização da produção, legislação ambiental e influência governamental (preço de venda do petróleo e derivados, tributação, desregulamentação da indústria petrolífera, privatização da Petrobras) (D'Almeida, 2005).

No entanto vários desses riscos foram mitigados pela experiência da Petrobras no setor (líder mundial em exploração em águas profundas), pelo uso de tecnologia já provada, pelas estruturas já existentes de produção e distribuição de óleo, pela liquidez do produto no mercado internacional e pelo interesse do Estado em trazer novos atores para o mercado, garantindo regras estáveis e atrativas, além da busca pela auto-suficiência. A quantidade e as características das garantias foram suficientes para dar conforto a acionistas e investidores devido ao elevado índice de cobertura que torna desprezível o risco de *default*.



A Petrobras não detém participação acionária direta ou indireta nas SPE's, razão pelo qual as mesmas não integram o Sistema Petrobras. Entretanto, devido às suas atividades operacionais serem controladas, direta ou indiretamente pela Petrobras, o seu desempenho econômico e o conjunto de informações contábeis devem ser integrados às demonstrações contábeis consolidadas da estatal, em BR GAAP e US GAAP, conforme determinações constantes, respectivamente, na Instrução nº 408 da CVM e Interpretação FIN 46 do Financial Accounting Standards Board – FASB.

Há, ainda, que considerar as diferentes condições econômico-financeiras do país e da Petrobras entre o final do século passado a o momento atual. Depois de uma fase bastante complicada o Brasil apresenta hoje um cenário com vulnerabilidade externa reduzida, em virtude da estabilidade do real e a separação mantida com o volátil ambiente internacional. O país apresenta bons fundamentos econômicos como o elevado *superávit* comercial, as reservas internacionais em níveis até então inalcançados (permitindo a recompra de títulos emitidos no mercado externo), a melhora na composição da dívida pública, o controle inflacionário e a solvência fiscal.

E no caso da Petrobras a situação também é bem melhor. A alta produção, que permitiu atingir a auto-suficiência, e os elevados preços do barril de petróleo permitiram que a empresa mantivesse um caixa bem mais robusto, podendo desenvolver vários projetos com recursos próprios, reduzindo sua alavancagem (caiu de 53% para 17% em 2006) e obtendo taxas e prazos bem mais interessantes quando obtém financiamentos corporativos ou estruturados.

5 - Referências

- ARNDT, R, MAGUIRE, G., *Private Provision of Public Infrastructure: Risk Identification and Allocation Survey Report*, Department of Treasury and Finance, Melbourne, 1999.
- D'ALMEIDA, A.L., *Estruturação e Dimensionamento de Frota e Pessoal numa Empresa de Sondagem e Serviços Especiais em Petróleo*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2000.
- D'ALMEIDA, A.L., *Marlim – Project Finance of the Largest Brazilian Oil Field*. XL Asamblea Anual de Consejo Latinoamericano de Escuelas de Administración, Santiago, Chile, 2005.
- FINNERTY, J.D., *Project Finance: Engenharia Financeira Baseada em Ativos*, Rio de Janeiro, Qualitymark, 1998.
- NEVITT, P.K. & FABOZZI, F.J., *Project Financing*, London, Euromoney, 2000
- TINSLEY, R., *Project Finance: Project Finance Risks, Structures and Financeability*, London, Euromoney, 2004.