



O Pré-sal brasileiro e a legislação do novo marco regulatório: Uma Avaliação geoeconômica dos recursos energéticos do Pré-sal

Fábio Viana de Abreu

Recebido 10 de novembro de 2012/ Aceite em 04 de fevereiro de 2013

*Mestre em Engenharia pela UERJ. Endereço: Rua Rosa e Silva, nº 61 – apto 106 – Bloco B – Grajaú – RJ
[.fabio.viana.abreu@gmail.com](mailto:fabio.viana.abreu@gmail.com)*

Resumo

O pré-sal e as descobertas de petróleo nessa área trazem novas perspectivas para o setor petrolífero nacional. O objetivo desse trabalho é a realização de um estudo de viabilidade técnica e econômica dos recursos energéticos do pré-sal, utilizando indicadores como taxa interna de retorno e Taxa Mínima de Atratividade. Na área regulatória, o pré-sal trouxe alterações através da lei 12.315/2010. Atualmente o Brasil detém o sistema regulatório de Partilha na área do pré-sal e demais áreas estratégicas, a Cessão Onerosa e a Concessão. Os regimes fiscais são as regras do jogo para o governo e companhias de petróleo, regulando os direitos e obrigações das partes na realização de atividades de exploração e produção de petróleo. Enfim, o artigo busca fornecer subsídios aos técnicos e investidores do setor diante desse novo cenário regulatório brasileiro.

Palavras chaves: Pré-sal, Avaliação Geoeconômica e Marco Regulatório

Abstract

The pre-salt oil discoveries in this area bring new perspectives to the national oil industry. The aim of this study is to conduct a study of technical and economic feasibility of pre-salt energy resources, using indicators such as internal rate of return and Minimum Rate Attractiveness. In the regulatory area, the pre-salt changes brought by law 12.315/2010. Currently Brazil has the regulatory system of Sharing in the pre-salt and other strategic areas, the Assignment Agreement and the Concession. Tax regimes are the rules for the government and oil companies, regulating the rights and obligations of the parties in carrying out activities of exploration and production of oil. Anyway, the article seeks to provide grants to technical sector investors before this new Brazilian regulatory scenario.

Keywords: Pre-salt, Geoeconomic Evaluation, Regulation

1. Introdução

As novas descobertas de acumulações de óleo mediano a leve e gás natural no intervalo “Pré-sal” das bacias da margem continental Leste Meridional brasileira apontam para a existência de

de novas e excelentes perspectivas para o setor petrolífero brasileiro (Barbassa, 2007). Confirmando-se esses volumes recuperáveis, estaremos diante de uma nova fronteira exploratória, de grande potencial, principalmente na bacia de Santos. A Figura 1 apresenta a área do pré-sal, que

foi definido pela lei 12.351/2010. Ressalta-se que a área do pré-sal abrange o litoral do estado de Santa Catarina até o Espírito Santo.

1.1. O Pré-Sal

Conceitualmente, o termo “**Pré-sal**” que está presente na mídia em geral e em textos técnicos aproxima-se de uma definição de caráter geológico temporal, que significa o intervalo de rochas que foi depositado antes de camadas de sal.

A lei 12.351/2010 institui o modelo regulatório da Partilha no intervalo do Pré-sal, definido no inciso IV do artigo 2º da Lei n.º 12.351/2010, que contém a definição área do pré-sal.

“região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico”

O Anexo da lei supracitada delimita a área do pré-sal por meio de coordenadas geográficas, ou seja, não há uma definição geológica para a área do pré-sal na lei.

Derman e Melsheimer (2010) definem o pré-sal como uma série de rochas, localizadas abaixo da camada de sal, entre as Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, que se estende pela costa brasileira por 800 km de comprimento e até 200 km de largura. Segundo estes autores, a área total do pré-sal é cerca de 122.000 km². E no que se refere à profundidade das rochas, medida entre a distância da superfície do mar até os reservatórios de óleo abaixo da camada do sal, esta pode atingir mais de sete mil metros em locais em que a camada de sal alcança a espessura de até 2.000 metros.

1.2. O Novo Marco Regulatório

O termo pré-sal surgiu na mídia nacional, a partir do ano 2005, quando a Petrobras fez as primeiras perfurações exploratórias na seção rifte,

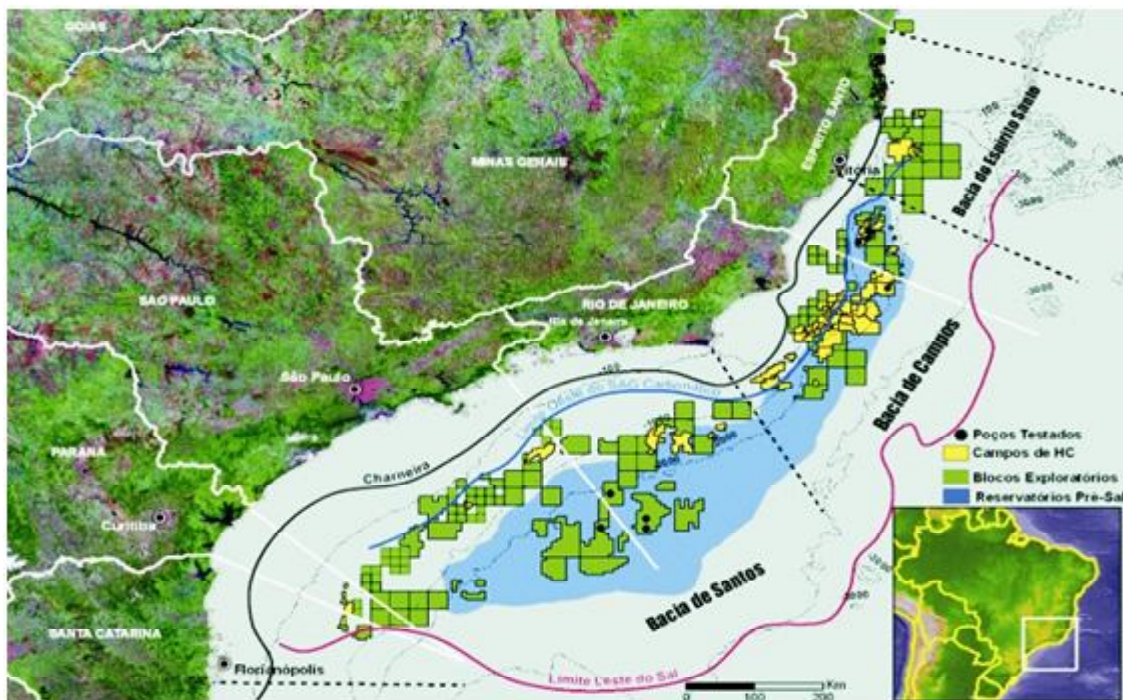


Fig. 1 - Mapa da Província do Pré-sal. Fonte: Estrela e Formigli 2008

em águas ultraprofundas da bacia de Santos (blocos exploratórios BM-S-10 e 11).

Com a confirmação dessas acumulações, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 6/2007, deliberando que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) deveria excluir 41 blocos exploratórios da 9ª Rodada de Licitações – blocos esses relacionados às prováveis acumulações em reservatórios do intervalo pré-sal. Essa resolução delibera que cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME) avaliar, em um prazo mais célere possível, as mudanças que julguem necessárias no marco legal para que contemplem um novo arcabouço normativo.

Em novembro de 2007, a Petrobras relatou a conclusão da análise dos testes de formação do segundo poço exploratório (1-RJS-646), perfurado no bloco BM-S-11, em águas ultraprofundas da bacia de Santos, numa área denominada de Tupi (Barbassa, 2007).

A Petrobras, na qualidade de operadora dos Blocos BMS-11 e BMS-9, apresenta a aprovação do afretamento de duas novas plataformas do tipo FPSO (unidade que produz, armazena e transfere petróleo e gás) destinadas aos projetos-pilotos da área de Guará-Norte e do campo de Cernambi (antiga área de Iracema), localizadas no pólo pré-sal da Bacia de Santos. Cada um dos FPSOs terá capacidade de produzir, diariamente, até 150.000 barris de óleo e 8 milhões de m³ de gás. A previsão é que entrem em operação em 2014, antecipando a produção das áreas anteriormente prevista para o período pós-2014 (Petrobras, 2011).

Diante dos fatos, a União realizou quatro

projetos de lei em 2009 para modificar a regulação do setor. Em 2010, foram publicadas as seguintes leis, que já estão em vigor, que abordam essa questão do marco regulatório de petróleo no Brasil conforme a tabela 1.

A legislação supracitada, em especial a Lei 12.351/2010 é inconstitucional, pois fere o princípio da livre concorrência e livre iniciativa ao determinar em 30% a participação mínima da empresa nacional de petróleo nos campos do Pré-sal e das áreas estratégicas. O fato da lei ser inconstitucional – ou seja, contraria a princípios basilares existentes na constituição federal brasileira - deve ser atentado, pois isso traz uma insegurança regulatória para o setor, visto que a lei pode ser questionada no Supremo Tribunal Federal, nos artigos das leis que são contrários a constituição federal.

No item 2, serão apresentados os sistemas regulatórios brasileiros. Até a lei 12.351/2010, o Brasil estava sendo regulado apenas pelo Sistema de Concessão. Atualmente, temos o sistema de Concessão, Partilha e Cessão Onerosa.

2. Sistemas Regulatórios

2.1. Sistema de Concessão

É o mais antigo adotado no mundo e se confunde com a história da exploração de petróleo e gás, que se iniciou no século 19 nos Estados Unidos e, no início do século passado, nos países do Oriente Médio. No entanto, existem outros modelos regulatórios que são apresentados na tabela 2, de forma sumarizada.

Tab. 1 - *Legislações do Novo Marco regulatório brasileiro*

Legislações do novo Marco Regulatório	Descrição da lei
Lei 12.276/2010	Lei da Capitalização da Petrobras
Lei 12.351/2010	Lei da Partilha de Produção e Fundo Social
Lei 12.304/2010	Lei que cria a Petro-sal.

Tab. 2 - Principais Modelos Regulatórios Fonte: Dourado, 2010

Sistemas	Modelos	Como funcionam os modelos	Direitos exclusivos de exploração e produção	Proprietário da Produção	
Concessão	Concessões (Concessions ou CA)	Empresas privadas adquirem, nos leilões de concessão, licenças que lhes dão o direito de explorar o petróleo por sua conta e risco. Todo o produto extraído é de propriedade das empresas, mas elas são obrigadas a pagar impostos e royalties.	Empresa	Empresa	
Contrato	Partilha de produção (Production-sharing contracts ou PSC)	A empresa estatal se associa a companhias privadas para cuidar da prospecção. É o investidor privado que assume o risco, e como remuneração, em caso de sucesso, ele recebe uma partilha do produto obtido.	Governo	Governo e Empresa	
	Contrato de Serviço (Service Contracts ou SC)	Simple	A empresa privada produz e o Estado indeniza ou paga por barril produzido.	Governo	Governo
		Contrato de Risco (Risk-service agreements)	Com ou sem risco para o concessionário. Este não possui qualquer título sobre o petróleo extraído.		

Constata-se através da figura 2, que os países que detém as principais reservas de petróleo e gás, em geral, adotam o regime de Partilha de produção.

2.2. Sistema de partilha de produção

O Contrato de Partilha de Produção (“PSA” ou “PSC”) atual foi desenvolvido na Indonésia no início da década de 1960, e ainda hoje é utilizado como modelo ou referência por diversos países produtores, dos quais destacamos Angola, China e Egito (Bain & Company, 2009).

Já no Brasil, o regime de partilha de

produção é estabelecido pela lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010 **que** dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. Além disso, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos. Por fim, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

No artigo 2º da lei nº 12.351/ 2010 são estabelecidas as definições técnicas do novo regime regulatório - a partilha de produção.

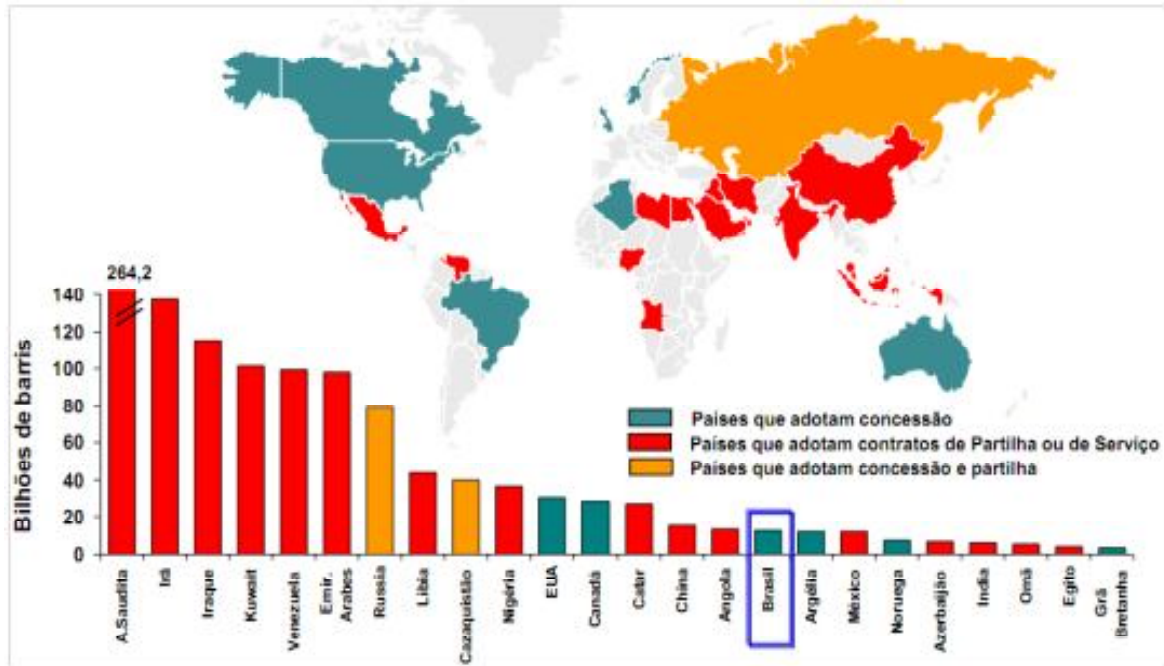


Fig. 2 - Modelos regulatórios e produção de petróleo Fonte: Adaptado de Teixeira, 2008

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

I - partilha de produção: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato;

II - custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato;

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43

3. Metodologia

De acordo com Gil (2002), as pesquisas podem ser classificadas de acordo com seus objetivos, da seguinte forma: pesquisas exploratória, descritiva ou explicativa.

Para Barros e Lehfel (2002), o estudo de caso é uma modalidade de estudo que se volta à coleta e ao registro de informações sobre um ou vários casos particularizados, elaborando relatórios críticos organizados e avaliados, dando margem a intervenções sobre o objeto escolhido para a investigação. Assim sendo, esta pesquisa pode ser tratada como um estudo de caso, por investigar o intervalo do pré-sal e seus aspectos econômicos.

3.1. Metodologia de Avaliação Geoeconômica

Para realizar as análises quantitativas, foram utilizados simuladores financeiros, com o desenho de quatro campos “simulados” de petróleo. Abaixo, lista-se as opções de desenho de campos de petróleo.

- Campo grande de petróleo em águas rasas
- Campo pequeno de petróleo em águas rasas
- Campo grande de petróleo em águas profundas
- Campo pequeno de petróleo em águas profundas

As duas dimensões estruturais dos campos “típicos” consideradas no estudo são: a profundidade da localização do recurso e o tamanho das reservas. Quanto à profundidade, tomam-se como “águas rasas” operações *offshore* cujo recurso está localizado a profundidades de até 400 metros, enquanto “águas profundas” referem-se a profundidades maiores, a partir de 400 metros. Quanto ao tamanho, o conceito de “grande” e “pequeno” considera o valor de km² dos campos citados. Um campo pequeno em águas rasas tem uma área de 60km². Já o grande tem uma área de 180 km² (Bain & Company, 2009).

3.2. Dados de entrada

Foram avaliadas diversas variáveis relativas à atividade de produção e comercialização de petróleo. Estas variáveis são as entradas de dados da simulação.

- Variáveis operacionais

As variáveis operacionais se relacionam com às dimensões de produção, custos e investimentos do campo de petróleo. Abaixo são listadas essas variáveis operacionais (barris de óleo=bbl):

- produção ano a ano (curva de produção) (milhões de bbl por ano);
- investimento ano a ano em exploração (US\$/ano);
- investimento ano a ano em desenvolvimento e produção (US\$/ano);
- custo operacional variável (medido em US\$/bbl);
- custo operacional fixo (medido em US\$/ano).

A essas variáveis de entrada foram atribuídos valores básicos para os quatro campos “típicos” descritos de acordo com as premissas de mercado do setor de petróleo e gás. Tais premissas consideram as peculiaridades das fases distintas do ciclo de vida de um campo de petróleo:

- Exploração;
- Desenvolvimento; e
- Produção.

- Variáveis financeiras

Foram definidos três cenários distintos de preço do barril de petróleo, descritos abaixo. As premissas de inflação e taxa de desconto que foram utilizadas também são apresentadas na tabela 3.

Tabela 3

- Taxa Interna de Retorno (TIR)

Considera os desembolsos da empresa - valores negativos - para fazer um projeto como um “empréstimo” a ser “pago” posteriormente com os embolsos ou receitas - valores positivos - proporcionados pelo mesmo projeto. Com essa metodologia, a TIR é a taxa de retorno implícita no fluxo de caixa, que só depende da relação entre os valores positivos e negativos, a qual iguala esses desembolsos aos embolsos com isso tornando o Valor Presente Líquido (VPL)=0 (Abreu, 2011).

A TIR é uma taxa média que considera toda a vida econômica do projeto e é expressa em termos anuais. Esta taxa é calculada obtendo-se as raízes da Eq. (1):

$$TIR: \sum_{K=0}^n \frac{E(CF_K)}{(1 + TIR)^{k+j}} = 0$$

Equação (1)

Gitman (2002) afirma que o critério de decisão, quando a TIR é usada para tomar decisões do tipo aceitar ou rejeitar um projeto é o seguinte: se a TIR for maior que o custo de capital, aceita-se o projeto; se for menor, rejeita-se o projeto. Com esse critério garante-se que a empresa esteja obtendo, pelo menos, sua taxa devida de retorno. Entretanto, apenas esse critério conceitual de decisão de Gitman sobre a TIR não basta para a tomada de decisão do investidor. Por isso, o projeto para ser realizado deve ter uma TIR positiva e maior rentabilidade que outras opções de investimentos em projetos e/ou no mercado financeiro.

- Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Para fazer a avaliação do fluxo de caixa líquido do projeto, considerando o valor do dinheiro no tempo, o risco e o retorno aceitável relativo ao segmento de negócio será peça fundamental determinar uma taxa de desconto, que será uma base para o cálculo dos indicadores econômicos do projeto.

A Taxa Mínima de Atratividade - TMA - é definida como a taxa de desconto que exige o retorno mínimo do projeto em análise, em função do seu risco de mercado, de modo a assegurar a remuneração do capital próprio e do capital de terceiros. Essa taxa é o Custo Médio Ponderado de Capital - CMPC ou WACC - Weighted Average Cost of Capital.

4. Resultados

Com relação à obtenção de uma Taxa Interna de Retorno mínima, a simulação de sensibilidade do preço sobre a TIR mostra resultados diferentes para os quatro cenários avaliados, conforme as premissas utilizadas de produção e custos. A figura 3 apresenta esses dados para um Campo Pequeno em Águas rasas, realizando um comparativo com a taxa mínima de atratividade, estimada em 10% ao ano.

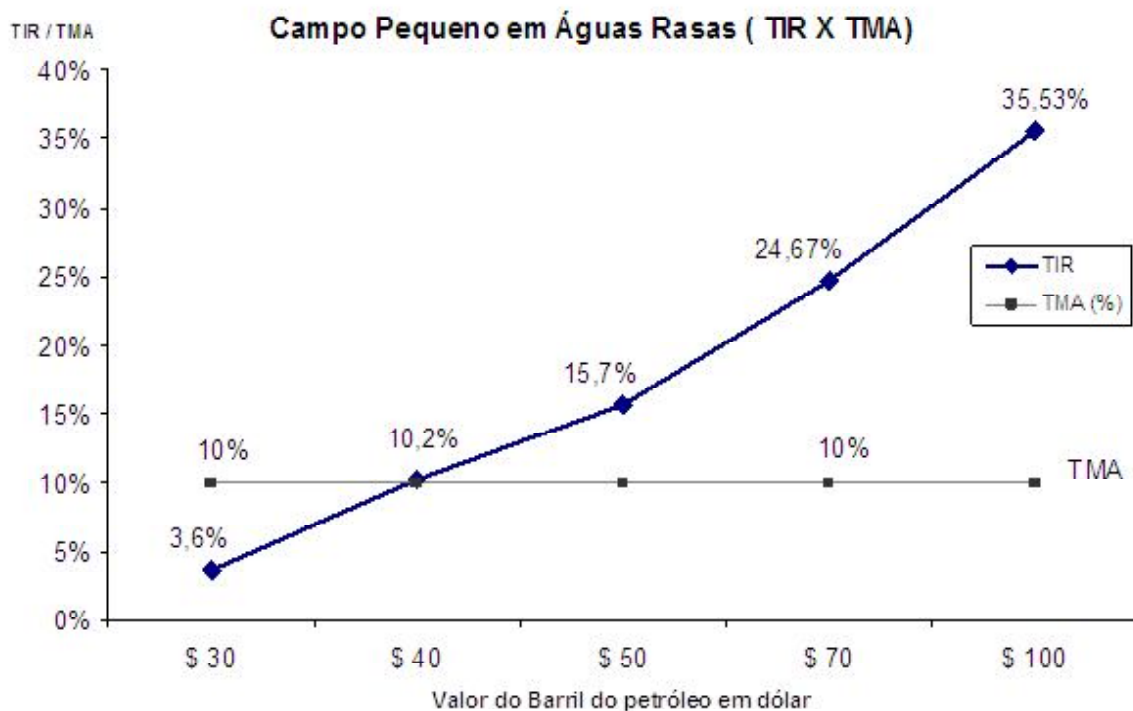


Fig. 3 - TIR / TMA de Campo Pequeno em águas rasas

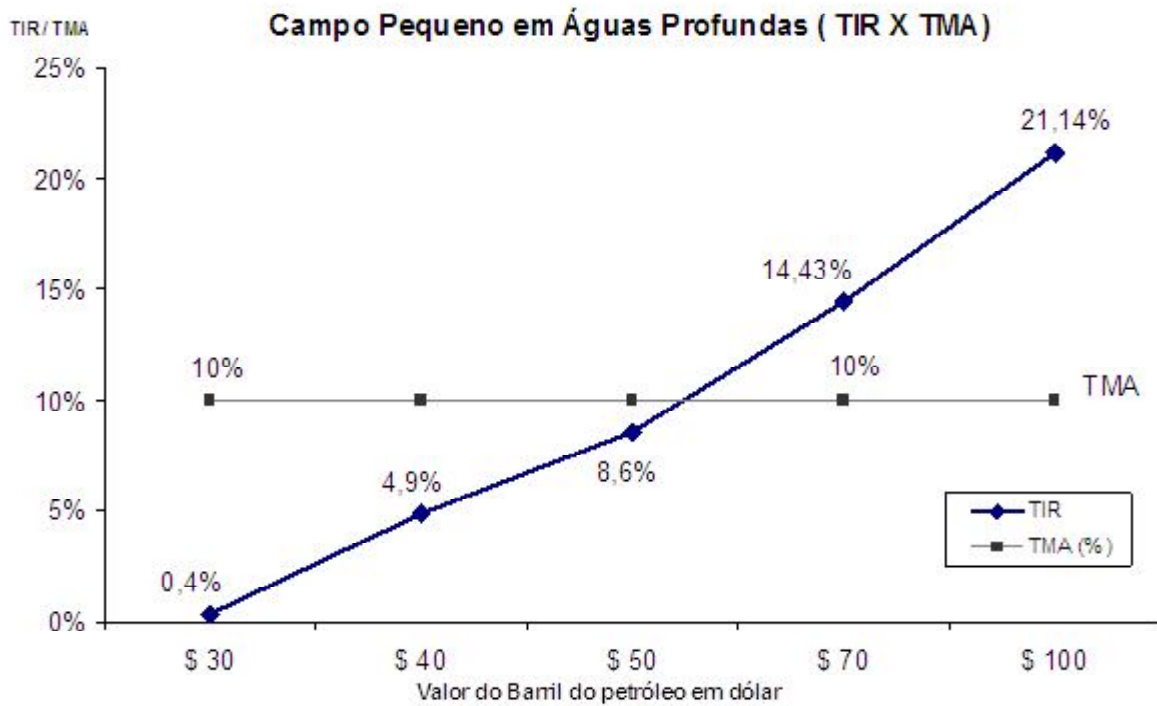


Fig. 4 - TIR / TMA de Campo Pequeno em águas profundas.

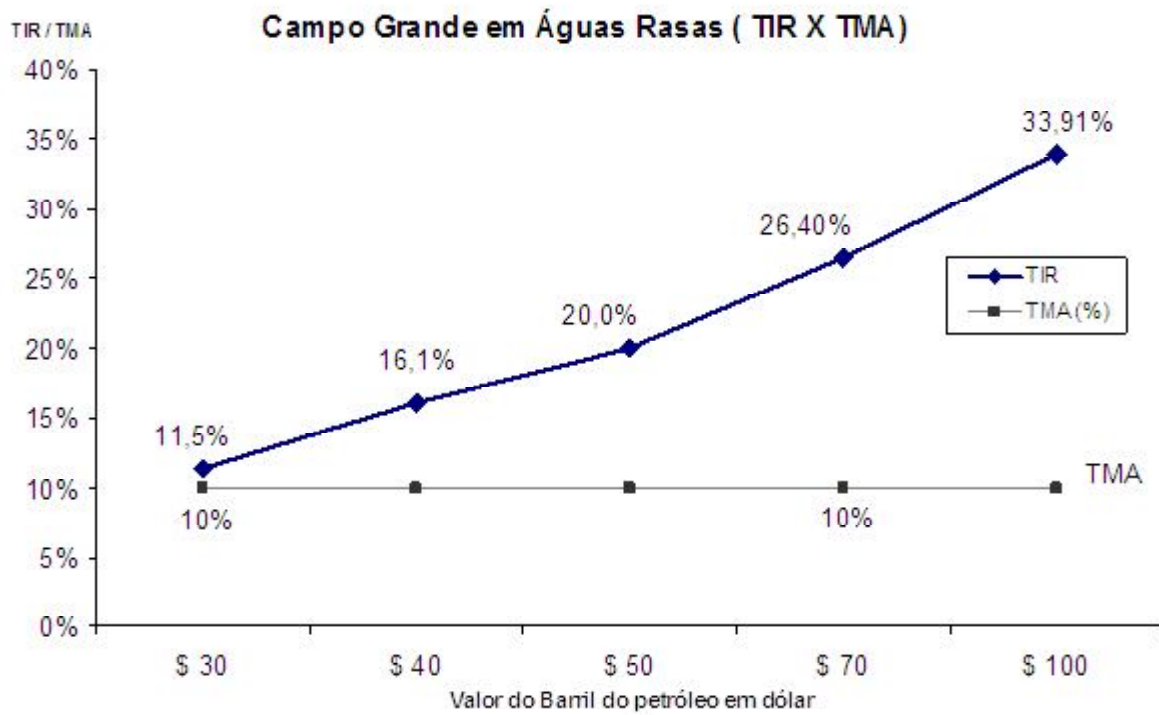


Fig. 5 - TIR / TMA de Campo Grande em águas rasas.

A figura 3, apresenta a Taxa Interna de Retorno de um Campo Pequeno em Águas Profundas, realizando um comparativo com a taxa mínima de atratividade, estimada em 10% ao ano.

A figura 4, apresenta a Taxa Interna de Retorno de um Campo Grande em Águas Rasas, realizando um comparativo com a taxa mínima de atratividade, estimada em 10% ao ano. Por fim, o gráfico da figura 5 apresenta a Taxa Interna de Retorno de um Campo Grande em Águas Profundas, realizando um comparativo com a taxa mínima de atratividade, estimada em 10% ao ano.

5. Conclusões

O Brasil detém após a lei 12.351/2010 três sistemas de regulação: Concessão, Cessão Onerosa e Partilha.

O sistema de concessão ou o de partilha pode causar os mesmos efeitos tributários, caso seja utilizado com estratégia e precisão técnica. Não obstante, o sistema de Partilha concede um maior poder para a União, que tem um maior controle do sistema produtivo direto de petróleo e gás e da sua cadeia de bens e serviços associada (conteúdo local), em geral.

A Taxa Interna de Retorno do estudo realizado com campos de petróleo simulados da área do pré-sal é viável, em geral, com o valor do barril de petróleo acima de cinquenta dólares. Com isso, caso o valor do barril sofra uma queda, o Brasil deverá explorar e produzir petróleo e gás preferencialmente no pós sal e estimular os investimentos em energias renováveis, em especial energias solar, biomassa e biogás de aterros sanitários.

A violação de princípios constitucionais no novo arcabouço normativo gera inseguranças jurídicas. Ações ao Supremo Tribunal Federal poderão ser impetradas retardando as novas rodadas de licitação da Agência Nacional de Petróleo das áreas do pré-sal, gerando prejuízos para a economia nacional.

...

Enfim, o artigo propõe-se a apresentar os principais questionamentos gerados devido ao novo marco regulatório brasileiro para exploração e produção de petróleo. Com os dados, espera-se que os tomadores de decisão da indústria nacional estejam preparados para os riscos apresentados oriundos desse novo arcabouço normativo.

Referências Bibliográficas

- Abreu, F. V. de, Biogás de Lixo em Aterros Sanitários. Blucher, 2011; 166p.
- Bain & Company, Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo. Disponível em <www.bain.com.br>. Acesso em: Jun. 2012.
- Barbassa, A. G. Fato relevante: Análise da área de TUPI. Comunicados, Rio de Janeiro, nov. 2007. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/ri/port/Comunicados/verComunicados.asp?id=3200&ano=2007>>. Acesso em: Jan. 2011.
- Barros, A. J. P.; Lehfeld, N. A. S. Projeto de Pesquisa: proposta metodológica. 13. ed. Petrópolis: Vozes, 2002.
- Brasil (1997) Lei nº 9.478/1997. Lei que regulamenta o setor de petróleo e gás natural. 1997.
- Brasil (2010) Lei nº 12.351/2010. Lei que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social. 2010.
- Brasil (2010) Lei nº 12.276/2010. Lei que http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Msg/VEP-366-10.htm Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural, 2010.
- Brasil (2010) Lei nº 12.304/2010. Lei que autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), 2010.

Derman, Andrew B.; Melsheimer, Andrew. Unitization agreements: a primer on the legal issues for unitization of the brazilian pre-salt. In: Rio Oil & Gas Conference 2010, Rio de Janeiro. Anais. Rio de Janeiro : Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2010.

Dourado, F. A influencia da descoberta do Pré-Sal na economia fluminense, Rio de Janeiro, (Tese) de Doutorado na Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 138 p., 2010.

Estrella, G. O. Pré-sal: conhecimento, estratégia e oportunidades. In: FÓRUM NACIONAL/INAE, 20., Edição Extraordinária, Rio de Janeiro, 3 dez. 2008.

Formigli, J. F. Santos Basin Pre-Salt Cluster : how to make production development technical and economically feasible. In: RIO OIL AND GAS, 14., 2008, Rio de Janeiro. Disponível em: < http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/RioOilGas_2008_Formigli.pdf> Acesso em : Jan. 2011.

Gil, A. C. Como elaborar projetos de pesquisas. São Paulo: Atlas, 2002.

Gitamn, L. J. Princípios de Administração Financeira. 7ª edição, São Paulo: editora Harbra, 2002.

Petrobras, Site da Petrobras – Estratégia Corporativa. Acesso em 22 de julho de 2010 <http://www.petrobras.com.br/pt/quem%2Dsomos/estrategia%2Dcorporativa/Dsomos/estrategia%2Dcorporativa/> >.

Teixeira, Alvaro. **Perspectivas do Setor Petróleo Pós-Descobertas do Pré-sal.** Rio de Janeiro: IBP, 2008. Disponível em www.fgv.br/...petroleoe.../Alvaro%20FGV%20-%20IBRE%2014%2004%2008%20sem%20slide%2021.pdf, acessado em 11 de setembro de 2008.

