Os processos de licitação de áreas exploratórias e áreas inativas com acumulações marginais no Brasil

Monica R. Rodriguez¹, Olavo Colela Jr.¹ & Saul B. Suslick²

Resumo Em consequência da mudança no ambiente regulatório da indústria de petróleo e gás natural no Brasil foram realizadas nove rodadas de licitações de áreas exploratórias e duas rodadas para licitar áreas inativas com acumulações marginais. O modelo de licitação pública adotado pela agência reguladora para conceder às companhias de petróleo os direitos de lavra das referidas áreas baseia-se em leilões competitivos selados pela primeira maior oferta. De acordo com os conceitos da teoria dos leilões, o presente trabalho objetiva analisar os requisitos para adquirir os direitos de exploração e produção comercial e as variáveis de ofertas como bônus e obrigações mínimas para avaliação do potencial de produção de hidrocarbonetos. Este trabalho discute também os resultados dos leilões de áreas inativas e exploratórias em termos de competitividade, revelação de informação e analisa alguns impactos desses resultados no cenário brasileiro de petróleo. Observa-se que, mesmo com algumas diferenças nas regras do processo licitatório, os onze leilões da ANP obtiveram sucesso e possibilitaram a criação de um ambiente competitivo no setor de exploração e produção no Brasil. Esse sucesso pode ser traduzido em parte pela participação de 71 empresas nacionais e internacionais, algumas delas já atuantes em outros segmentos da indústria do petróleo, e outras formadas a partir da flexibilização do monopólio exercido pela PETROBRAS e a criação de novas oportunidades para exploração e produção de petróleo.

Palavras-chave: Exploração de petróleo, leilão, oportunidades geológicas no Brasil.

Abstract *The brazilian bidding process for licensing exploration and mature petroleum areas.* According to the regulatory changes in Brazilian oil and gas industry, nine leasing sales for exploration areas and two licensing rounds for inactive areas with marginal oil pools were promoted since 1997. The licensing model elected by the regulatory agency to concede petroleum exploration rights for these areas is a competitive first-price sealed bid auction. This paper uses auction theory concepts to analyze rules, requirements for participation and acquisition, biddable factors such as signature bonus and minimum commitments for hydrocarbon potential production evaluation. This paper presents the results obtained with both exploration and inactive areas leasing systems, regarding competitiveness, information disclosure and analyze some impacts of these results in the Brazilian petroleum scenario. Besides the differences on the auction rules, the eleven licensing rounds promoted by ANP were a successful initiative by creating a competitive environment on the Brazilian exploration and production industry with more than 60 national and international companies and the creation of the new prospects for E&P activity in Brazil.

Keywords: Petroleum exploration, auctions, Brazilian geological opportunities.

INTRODUÇÃO Até 1997 as atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil foram conduzidas exclusivamente pela companhia estatal PETROBRAS¹, quando a Lei do Petróleo 9.478/97 foi aprovada encerrando um monopólio de mais de 40 anos exercido pela estatal. A União, detentora dos recursos minerais do subsolo, concede às empresas brasileiras o direito de explorar o petróleo sob o regime de concessão que também permite a livre comercialização da produção petrolífera. O mecanismo de transferência de direitos entre governo e empresa se dá através de licitações públicas promovidas anualmente pela agência reguladora de petróleo desde 1999, data do primeiro leilão.

Um modelo de licitação deve favorecer a expectativa do governo de maximizar as chances de obter um preço justo de mercado para conceder os direitos de prospectar e produzir óleo e gás em território nacional. Do ponto de vista do governo, os leilões de área para exploração e produção de petróleo servem como um mecanismo de alocação de recursos, sob uma perspectiva competitiva e equilibrada entre os participantes, bem como uma fonte de renda futura (*royalties*, taxas de aluguel de área) e uma forma de obter a percepção das companhias sobre o valor da área em oferta.

O modelo de licitação pública adotado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocom-

1- Petróleo Brasileiro S.A., Rio de Janeiro (RJ), Brasil. E-mails: monicarr@petrobras.com.br, olavo.colela@petrobras.com.br

2- Unicamp, Instituto de Geociências – Unicamp e CEPETRO, Campinas (SP), Brasil. E-mail: suslick@ige.unicamp.br

¹ Atualmente a Petrobras conta com uma participação significativa do setor privado (ADR's, Bovespa), detendo o governo aproximadamente 32,2% do capital e o BNDES 7,6%.

bustíveis (ANP) é o leilão competitivo selado de primeiro-preço na qual o vencedor é a empresa/consórcio que apresentar a maior oferta. Para as áreas exploratórias a ANP adotou como critério para definir a oferta vencedora o maior número de pontos contabilizados a partir de três variáveis: o bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo (PEM), e o conteúdo local (CL) - percentual de aquisições de bens e serviços nas fases de exploração e produção. Para as áreas inativas com acumulações marginais o critério é o mesmo, porém com valores mínimos e percentuais distintos tanto para o bônus de assinatura, como para o programa de trabalho inicial (PTI), e para o conteúdo local (CL) - percentual de investimentos locais nas fases de avaliação e produção (ANP 2008).

Com esse mecanismo a ANP visa alcançar os objetivos do governo de maximizar suas receitas, atender as expectativas da indústria proporcionando um preço justo pela aquisição da área de interesse, bem como aumentar a aquisição de informações (geológicas, geofísicas e de produção). Após um período de confidencialidade essas informações estarão disponíveis às companhias interessadas em participar de futuros leilões, permitindo que as mesmas façam uma melhor valoração das áreas, conferindo confiabilidade ao processo licitatório brasileiro.

Cerca de dez anos antes da quebra do monopólio, ou seja, em meados da década de 80, a PETROBRAS realizou uma série de descobertas de campos de petróleo gigantes na Bacia de Campos-RJ. Esses resultados atraíram o interesse da indústria internacional que, após a abertura do setor petróleo, passou a adquirir áreas para exploração de petróleo por meio dos leilões promovidos pela ANP. A crescente estabilidade econômica do Brasil, a redução do risco-país e o aumento contínuo dos preços do petróleo foram fatores cruciais na decisão do governo e da ANP em oferecer ao mercado blocos exploratórios com potencial de descobertas de novas jazidas e áreas inativas com acumulações marginais com vistas à revitalização de campos cuja produção não era considerada economicamente viável, até então. Os mecanismos de licitação adotados pela ANP para licitar essas áreas se mostraram eficientes atraindo o interesse de companhias internacionais estatais, independentes, *majors* e *super-majors*, além de pequenas companhias nacionais que participaram de forma competitiva nos leilões.

Desde 1999, a ANP já realizou nove leilões de áreas exploratórias onde 490.000 km² foram arrematados por um valor próximo aos R\$6,0 bilhões desembolsados por aproximadamente 165 companhias. Os leilões de áreas inativas com acumulações marginais apresentam números bem mais modestos, sendo que apenas duas licitações foram promovidas com um total de 83 companhias apresentando ofertas, 27 áreas inativas arrematadas e R\$14,0 milhões arrecadados a título de bônus de assinatura (ANP 2008).

O objetivo deste trabalho é fornecer ao leitor uma compreensão geral dos processos de licitação de áreas para exploração e produção e de áreas inativas

com acumulações marginais de petróleo no Brasil, adotados pela agência reguladora desde a quebra do monopólio exercido pela PETROBRAS, incluindo as estratégias e os resultados alcançados.

Esse artigo está organizado em cinco sessões principais. Na primeira sessão são apresentados um breve histórico sobre a abertura do setor petróleo. A segunda sessão apresenta um panorama da evolução do cenário exploratório no Brasil, enquanto as oportunidades de exploração e produção são apresentados na terceira sessão. Em seguida são descritos os diferentes tipos de modelos utilizados para licitar essas áreas e os consequentes resultados e as conclusões na quarta sessão e, na última sessão são apresentados os resultados e as discussões dos processos de licitações.

ABERTURA DO SETOR PETRÓLEO Por mais de 40 anos a PETROBRAS teve os direitos e as obrigações de promover a exploração, produção e comercialização do petróleo brasileiro sob a bandeira do monopólio estatal.

A Constituição Brasileira definiu que os recursos minerais em subsuperfície pertencem ao Estado (1937) e que a prospecção desses recursos deveria se dar sob um regime de concessão (1934). A promulgação do Código de Minas em 1934 formalizou o monopólio estatal do petróleo e, em 1938 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) para regular e conduzir todas as atividades relacionadas (Fig. 1). As atribuições do CNP, extinto em 1990, passaram a ser realizadas pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), segundo Ribeiro (2005). Em 1953, foi criada a companhia estatal PETROBRAS para exercer o monopólio do petróleo, extinto 42 anos depois pela Emenda Constitucional 09/95. Passados dois anos a Lei 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo, estabeleceu os princípios e as diretrizes da política energética nacional, criando a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), como reportado por Bucheb (2007).

As atividades de exploração de petróleo no Brasil foram motivadas pelas descobertas realizadas pela indústria do petróleo em todo o mundo. Após a Segunda Guerra Mundial, o desequilíbrio entre demanda e oferta de óleo e seus derivados aumentou progressivamente, estimulando os países a prospectar petróleo em seus territórios a fim de evitar a crescente dependência de importação desses produtos.

Nas décadas de 40 e 50, o cenário político e energético brasileiro apresentava duas perspectivas de desenvolvimento opostas. O país possuía um setor de negócios representado por grupos econômicos internacionais fortalecidos e interessados nos setores de refino e distribuição, e por um forte apelo nacionalista oriundo da histórica campanha popular intitulada – “O Petróleo é Nosso” – que defendia a garantia do suprimento do petróleo ao país.

Argumentos contra o movimento nacionalista eram as incertezas relacionadas a existência de um

Constituição de 1934: regime dominial	Constituição de 1937: fechamento aos capitais estrangeiros	Inserção de dispositivos específicos para atividades de E&P no Código de Minas	Criação do CNP	Novo Código de Minas	Código do Petróleo	Constituição de 1946: reabertura aos capitais estrangeiros	Lei 2004: regime de monopólio e criação da Petrobras	Constituição de 1988: Inserção do monopólio no contexto constitucional e vedação de qualquer contrato de risco	Emenda constitucional no 9 – “flexibilização” do monopólio	Lei 9.428 regime de concessão para as atividades de E&P
⇓	⇓	⇓	⇓	⇓	⇓	⇓	⇓	⇓	⇓	⇓
1934	1937	1938	1939	1940	1941	1946	1953	1988	1995	1997

Fonte: adaptado de Pedroso & Abdounur (2007).

Figura 1 - Resumo dos principais marcos regulatórios da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

sistema petrolífero ativo nas bacias sedimentares brasileiras, e a limitada capacidade tecnológica doméstica para explorar e produzir petróleo. No entanto, os argumentos favoráveis eram o alto nível de credibilidade do Conselho Nacional do Petróleo – CNP – e a sua forte influência política. Criado em 1938 pelo Decreto Lei 395/38, o CNP tinha um papel embrionário de uma agência reguladora fiscalizando e licenciando as atividades de exploração de petróleo até 1990, ano em que foi extinto (Machado 1989).

Durante a gestão do CNP dois eventos devem ser ressaltados: a primeira acumulação de óleo descoberta na cidade de Lobato (Bahia), em 1939, e a primeira acumulação de óleo comercial – o Campo de Candeias com um volume de 350 MM bbl de óleo *in situ*, descoberto em 1941 na Bacia do Recôncavo Baiano, e ainda em produção. Em 1953, o governo brasileiro decidiu criar a companhia estatal de petróleo pela Lei 2004 – PETROBRAS – responsável por prospectar, produzir e comercializar os recursos naturais de óleo e gás natural. Em 1954, o CNP transferiu para a PETROBRAS todo seu legado de acumulações de óleo terrestres, além do seu reconhecido acervo técnico de consultores (Mendonça *et al.* 2004).

A PETROBRAS herdou do CNP uma reserva de 15 MM bbl, uma produção diária de 2.700 bbl, e o desafio de suprir uma demanda nacional de 137.000 bbl/d. Em 1960, o CNP foi incorporado ao Ministério de Minas e Energia (MME), quando a produção doméstica atingiu 43.300 bbl/d, mas o consumo ultrapassava os 200.000 bbl/d. A primeira crise do petróleo ocorreu em 1973 (embargo da OPEC) implicando no aumento do preço do petróleo de US\$ 2/bbl para US\$ 14/bbl. Nesse momento o Brasil já contava com a produção diária de 170.000 bbl extraídos das bacias do Recôncavo Baiano, de Sergipe-Alagoas e do Espírito Santo. O se-

gundo choque do petróleo aconteceu seis anos depois (Revolução iraniana e a Guerra Irã-Iraque) elevando os preços do petróleo para valores superiores a US\$ 85/bbl (Fig. 2). Ainda em 1979, a crescente demanda de óleo que atingiu 1,13 milhão bbl/d, levou o governo a estabelecer uma meta de produção de 500.000 bbl/d a ser alcançada até o final de 1985². Durante esse período o governo federal decidiu implementar um programa nacional para produzir etanol a partir da cana de açúcar como um substituto para a gasolina. Essa decisão foi

Fonte: BP Statistical Review (2007) e PETROBRAS

Figura 2 - A evolução dos preços de petróleo por barril (valores reais) e a produção de petróleo da PETROBRAS de 1950 a 2006. Base de cálculo do preço do petróleo: 1953-1983 árabe leve (Ras Tannura), e de 1984-2006 Brent datado.

² Todos os números relativos aos preços, produção e consumo de petróleo foram obtidos do Platts and Statistical Review Full Report Workbook 2006.

motivada pelo desequilíbrio da balança comercial devido aos elevados preços das importações de petróleo, apesar de o programa requerer investimentos substanciais e elevados subsídios (Moreira & Esparta 2006).

Quando o monopólio estatal do petróleo exercido pela PETROBRAS terminou em 1995, o preço do petróleo era de US\$ 17/bbl, a produção brasileira atingia 807.000 bbl/d e o consumo de petróleo equivalia a 1.498.000 bbl/d, porém a auto-suficiência em petróleo veio a ser alcançada no final de 2005. Nessa época, a PETROBRAS produzia mais de 90% do consumo de 1.800.000 bbl/d e o cenário de preços era crescente com o petróleo do tipo *Brent* a valer US\$54/bbl e uma elevada previsão de volatilidade. A figura 2 apresenta a evolução do preço do petróleo e da produção de petróleo no Brasil em milhões de barris, desde dos anos 50 até os dias atuais.

Com a promulgação da Lei 9.478/97 ficou definido que todos os campos de óleo e gás em produção ou em desenvolvimento da produção gerenciados pela PETROBRAS deveriam ter um projeto de desenvolvimento da produção a ser aprovado pela ANP, para que então fossem outorgados à PETROBRAS os direitos de concessão. O resultado foi a concessão à estatal, de 282 campos em produção ou desenvolvimento, sendo que foi assegurado por 27 anos o direito de exploração sobre cada campo que se encontrasse em produção na data de início de vigência da lei, conhecida como Rodada Zero.

A EVOLUÇÃO DO CENÁRIO EXPLORATÓRIO NO BRASIL Apesar do sucesso exploratório na bacia do Recôncavo Baiano, no final de 1960 o gerente de exploração da PETROBRAS, Walter Link, reportou que se a PETROBRAS desejasse continuar nas atividades exploratórias de petróleo e competir no cenário internacional, deveria se dedicar aos países estrangeiros que apresentassem melhores oportunidades de encontrar óleo e gás do que o Brasil (Campos 2001).

Entretanto, em 1961 o grupo da PETROBRAS indicou diferentes *plays* e modelos para avaliar as bacias sedimentares brasileiras, o que resultou na descoberta dos campos de Carmópolis (1,15 bilhão de bbl de óleo *in situ*, em Sergipe-Alagoas) e Miranga (600 MM bbl de óleo *in situ*, no Recôncavo), provando que o Brasil possui um forte potencial para a prospecção de petróleo.

Com os avanços tecnológicos, levantamentos sísmicos e aeromagnéticos foram realizados na plataforma continental brasileira. O campo de Garoupa, descoberto em 1974, foi a primeira acumulação de óleo comercial em águas rasas da bacia de Campos. Seguindo o *trend* dessa descoberta, a exploração objetivou as rochas carbonáticas Albianas estruturadas em forma de casco de tartarugas (*roll-over*) devido às falhas lítricas resultantes da movimentação halocinética dos domos de sal Aptianos. Um número significativo de campos de petróleo foi descoberto em carbonatos de alta energia desse sistema petrolífero, bem como em arenitos Terciários e do Cretáceo Superior, e nas coquinas lacustres da sequência *rift*, na porção de águas

rasas da bacia de Campos (Mendonça *et al.* 2004). Feições estruturais e petrofísicas similares aos reservatórios carbonáticos de águas rasas da bacia de Campos foram mapeadas pela PETROBRAS nos carbonatos de alta energia (*grainstones oolíticos*) depositados em águas rasas da bacia de Santos. A presença de gás, condensado e óleo de alto grau API (superior a 36°) abriu uma nova fronteira exploratória nessa bacia sedimentar. Cabe lembrar que esta região foi avaliada por companhias estrangeiras sob a égide dos Contratos de Risco firmados em meados da década de 70, porém que não resultaram em nenhuma descoberta comercial, exceto o campo de Merluza descoberto pela empresa Pecten, do Grupo Shell, nessa bacia.

Uma primeira experiência na licitação de áreas exploratórias foi realizada através da assinatura desses Contratos de Risco que duraram 11 anos (1977 a 1988), período no qual 32 das maiores companhias petrolíferas do mundo aqui estiveram e dispuseram de 84% das áreas sedimentares. A diferença essencial entre os Contratos de Risco e as licitações brasileiras da ANP é que nos contratos a propriedade do petróleo sempre permaneceu sob o controle da União, por se tratar de um contrato de prestação de serviços. Nessa época, as companhias estrangeiras tomaram conhecimento da potencialidade da geologia do Brasil a partir das informações técnicas que a PETROBRAS reuniu sobre os blocos definidos nos 84% de área sedimentar. No total foram assinados 243 Contratos de Risco, dos quais 156 com 32 empresas estrangeiras e 87 com 11 empresas brasileiras. Os baixos valores de investimentos realizados pelas companhias estrangeiras (US\$ 1,8 bilhão em exploração e US\$ 400 milhões em desenvolvimento) quando comparados aos da PETROBRAS (US\$ 20 bilhões), não permitiram uma boa amostragem das bacias brasileiras que, aliado a falta de resposta das mesmas, levou as empresas ao baixo sucesso exploratório. Além do campo de Merluza na bacia de Santos, apenas quatro campos foram descobertos na bacia Potiguar pela empresa Azevedo & Travassos: Serra Vermelha, Redonda, Noroeste do Morro do Rosado e Ponta do Mel (Santos *et al.* inédito).

Ainda na década de 70 as atividades de exploração na plataforma continental da margem equatorial brasileira apontaram volumes moderados de óleo em reservatórios do Cretáceo nas bacias Potiguar e Ceará, bem como nas porções terrestres das bacias Potiguar, Sergipe-Alagoas e Recôncavo. Na porção terrestre da bacia do Espírito Santo os resultados foram positivos alcançando a produção diária de 2.500 bbl de óleo extraídos dos arenitos turbidíticos Eocênicos. Em meados de 1989, a porção terrestre da bacia Potiguar produzia elevados volumes de óleo e gás em comparação aos volumes das bacias maduras do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas.

Mendonça *et al.* (2004) destacaram que os extensivos trabalhos de interpretação, focando o modelo geológico e os estudos de anomalia de amplitude sísmica, revelaram reservatórios favoráveis com boas condições permo-porosas e feições do tipo *bright spots* – uma acumulação de arenito com gás, que levou a des-

coberta do campo de gás de Pirapema na bacia do Cone do Amazonas.

A bacia Paleozóica do Paraná foi pobremente amostrada devido a camada de basalto existente próxima a superfície que se intrude por camadas de baixa velocidade sísmica. Esses *sills* interferiam na aquisição sísmica gerando ruídos de baixa resolução e difíceis de ser interpretados, bem como oneravam os custos operacionais dado a sua resistência à perfuração. Entretanto, em 1997 a existência de indícios de gás aliada a localização estratégica dessa bacia – no coração do mercado consumidor do sudeste do Brasil – é que a intensificação dos trabalhos exploratórios resultou na descoberta do campo de Barra Bonita – uma acumulação comercial de gás de 17 km² (Campos *et al.* 1998). A bacia Paleozóica do Solimões, por sua vez, apresentou melhores resultados exploratórios para gás (campo de Juruá – arenito Carbonífero) e para óleo leve (campo de Urucu – arenitos eólico/fluvial do Devoniano produtores de 58.000 bbl/d).

Apesar da exploração de petróleo no Brasil ter revelado uma variedade de cenários geológicos para prospecção de óleo e gás natural em diferentes tipos de bacias sedimentares, o que definitivamente atraiu o interesse da indústria internacional do petróleo foram os resultados encontrados em áreas de águas profundas da bacia de Campos nas décadas de 80 e 90. Em 1983, os volumes *in situ* eram de 30 bilhões de boe e a reserva equivalia a 4 bilhões de bbl de óleo.

Os campos de petróleo descobertos na porção de águas rasas da bacia de Campos provaram a existência de um sistema petrolífero ativo e mostrou ser esta a região exploratória mais promissora. Na década de 80, os avanços tecnológicos tanto na aquisição sísmica quanto na perfuração de poços em lâminas d'água superiores a 400 m, permitiram a exploração de novas fronteiras em bacias marítimas. A interpretação dos dados sísmicos levantados em águas profundas da bacia de Campos identificou um conjunto de *canyons* submarinos cortando a plataforma continental. O detalhamento do modelo geológico levou a descoberta de acumulações gigantes de petróleo como o campo de Marlim – um sistema deposicional em forma de leque com um volume original de 6 bilhões de bbl de óleo *in situ*. Arenitos turbidíticos foram então mapeados, resultando nos campos gigantes de Albacora (4,5 bilhões de bbl de óleo *in situ*) e Barracuda (2,7 bilhões de bbl de óleo *in situ*). Informações sobre as feições geológicas e geofísicas, sobre as características dos reservatórios, e sobre os projetos de desenvolvimento e produção desses campos podem ser obtidas em Assis *et al.* (1998) e Luchesi & Gontijo (1998).

Os progressos exploratórios da PETROBRAS

levaram a descoberta do campo de Roncador, em 1996, a 1.500 m de lâmina d'água com um volume original de óleo *in situ* de 9 bilhões de bbl. A necessidade de avaliação desse campo com a perfuração de poços em lâminas d'água cada vez mais profundas garantiu à PETROBRAS um novo recorde de perfuração a 1.800 m (Assayag 1997). Esse desempenho foi reconhecido internacionalmente pela Offshore Technology Conference (OTC), que em 2001 premiou pela segunda vez a PETROBRAS pela qualidade do seu desempenho – o primeiro prêmio foi conferido em 1992 pelo recorde de perfuração no campo de Marlim. Com a perfuração de poços ultrapassando os 2.000 m de lâmina d'água, novos contextos geológicos foram mapeados, como por exemplo, aqueles localizados no setor norte da bacia de Campos que levou a descoberta do campo gigante de óleo, Jubarte, abrindo novas perspectivas exploratórias no Brasil (Da Silva *et al.* 2004).

Todos esses resultados positivos da década de 90 estimularam as companhias internacionais a participar dos leilões brasileiros a partir de 1999. Desde então, tais companhias obtiveram seus primeiros resultados de sucesso, levando-os a declarar a comercialidade de seis acumulações de óleo na bacia de Campos, a saber: Argonauta, Ostra, Abalone e Nautilus (Shell / PETROBRAS / ExxonMobil), Polvo (Devon / SK), Papa Terra (PETROBRAS / ChevronTexaco / Nexen), Peregrino (EnCana / Kerr McGee)³.

A figura 3 mostra a evolução das fases de exploração e suas conseqüentes descobertas com os volumes de óleo equivalente. Esse gráfico mostra que a contribuição dos avanços tecnológicos e do aperfeiçoamento dos modelos geológicos nas atividades de exploração possibilitou o aumento das reservas de óleo e gás do país de 1,5 bilhão de boe (volumes contidos em bacias terrestres) para valores superiores a 12 bilhões de boe (volumes que contabilizam as bacias terrestres e marítimas de águas rasas e profundas).

Os recentes resultados exploratórios obtidos nos blocos localizados em águas profundas da bacia de Santos sugerem uma nova província petrolífera que pode revolucionar a história da exploração no país. Em bacias como a de Santos, novas oportunidades devem ser investigadas na identificação de reservatórios mais profundos. Frequentemente esses *plays* dependem de sistemas petrolíferos novos, bem como de preservação do sistema permo-poroso (Rudolph & Halbouty 2007). As companhias de petróleo estão focando seus interesses para os horizontes do pré-sal localizados abaixo de uma camada de sal com 2000 m de espessura, que pode acumular elevados volumes de hidrocarbonetos devido ao tamanho da área mapeada com a sísmica 3D. Essas perspectivas estimularam a PETROBRAS a investigar

³ As denominações dos consórcios apresentados nesse parágrafo refletem o nome das companhias concessionárias desses campos em 2005. Em 2007, a ANP transferiu os direitos do campo de Peregrino para as companhias Anadarko e Hydro, atualmente 100% em posse da companhia StatoilHydro, a empresa Nexen se retirou do campo de Papa Terra, e os campos de Argonauta, Ostra, Abalone e Nautilus foram vendidos pela ExxonMobil para a estatal indiana ONGC.

Fonte: PETROBRAS

Figura 3 - A evolução das atividades exploratórias ao longo dos anos e os volumes de óleo equivalente produzidos nas diferentes fases de exploração de petróleo nas bacias sedimentares brasileiras.

plays de alto risco e alto prêmio em áreas geológicas remotas com base nos novos conceitos de modelos de bacias. O campo de Tupi, descoberto em 2007 em lâmina d'água superior a 2000 m e com volumes entre 5 e 8 bilhões boe, é o mais recente resultado dessas pesquisas no pré-sal, ainda que apresente elevado desafio tecnológico, econômico e logístico (Berman 2008).

OPORTUNIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO Os países desenvolvidos, de um modo geral, são dependentes de importação de petróleo, tendo em vista que as suas produções domésticas não atendem ao próprio consumo. Essa dependência é suprida por países com elevado risco político, principalmente aqueles localizados no Oriente Médio. Sendo assim, o Brasil se mostrou uma alternativa para a prospecção de novas jazidas, principalmente quando foram realizadas as descobertas significativas na Bacia de Campos na década de 80. A extensa costa marítima brasileira oferece, até o presente, boas perspectivas exploratórias para óleo leve e pesado e para gás natural, mesmo nas bacias consideradas de nova fronteira onde o alto risco exploratório está associado ao alto prêmio geológico. As bacias sedimentares terrestres, inclusive as paleozóicas, também apresentam potencial exploratório para prospecção de hidrocarbonetos (Fig. 4).

Apesar do Brasil apresentar uma cobertura sedimentar (terrestre e marítima) de cerca de 6,4 milhões de km², apenas 5,2% desse total (330.318 km²) se en-

contra sob a concessão de empresas de petróleo para exploração e produção de hidrocarbonetos (PETROBRAS 2008).

O Brasil tem sido alvo de significativos investimentos na atividade de E&P, em sua maior parte pela PETROBRAS na busca de novas descobertas e, sobretudo no desenvolvimento da produção de seus campos marítimos nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo. Além disso, deve-se destacar que os leilões realizados a partir de 1999 possibilitaram o ingresso de diversas empresas no mercado de petróleo brasileiro, que segundo a ANP (2008), já atingem 60 concessionárias, sendo 15 dessas operadoras de campos em produção.

Mais recentemente, foram divulgadas descobertas com grande potencial de produção de petróleo e gás natural, provenientes de reservatórios carbonáticos localizados nas camadas pré-sal em bacias marítimas. O volume dessas descobertas e sua localização podem significar uma mudança do paradigma vigente na atividade de E&P no Brasil. Caso sejam confirmadas as expectativas, o país, que sempre foi um importador de petróleo e gás natural e que recentemente atingiu uma produção de petróleo que garante seu próprio consumo, pode vir a se tornar um exportador na próxima década. Essa mudança no ambiente de negócio se tornou tão evidente que o Conselho Nacional de Política Energética, por meio da Resolução CNPE nº 6, de 8 de novembro de 2007, determinou a retirada de 41 blocos exploratórios da 9ª Rodada e no seu Art. 4º, "Determinar ao Ministério de Minas e

Fonte: PETROBRAS

Figura 4 - Mapa das bacias sedimentares brasileiras mostrando o potencial exploratório das principais províncias petrolíferas.

Energia que avalie, no prazo mais curto possível, as mudanças necessárias no marco legal que contemplem um novo paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera, respeitando os contratos em vigor”.

Um dos indicativos que estimulou a redação dessa resolução do CNPE e a decisão de retirada dos blocos foi o forte clima competitivo observado na 8ª Rodada, onde oito companhias de petróleo ofertaram elevados valores monetários (R\$560 milhões) para adquirir dez blocos na bacia de Santos. Com a suspensão da 8ª Rodada os contratos de concessão desses blocos arrematados não foram assinados. Tais contratos apresentam cláusulas que conferem às concessionárias o direito de exportar sua produção, salvo em caso de força maior onde devem preferencialmente abastecer o mercado nacional. Essa forte competição está aumentando a captura do custo de oportunidade criando um cenário conhecido por “maldição do vencedor”, ou seja, os investimentos significativos realizados com a aquisição e exploração da área podem não resultar em retorno econômico para o concessionário.

Assim, não está decidido o que será alterado na legislação vigente, porém o final do Art. 4º, anteriormente citado, indica que não se pretende nem reeditar o monopólio da PETROBRAS nem promover a renegociação de contratos. É razoável imaginar um aumento das participações governamentais nos campos com produção extraordinária, seja pela via dos tributos ou na retenção de parte da produção no País. Qualquer revisão do marco regulatório que seja ado-

tada, desde que guarde uma racionalidade econômica, em conjunto com a confirmação das expectativas de volumes descobertos, o Brasil continuará a oferecer boas oportunidades de negócio na indústria do petróleo e gás natural.

O SISTEMA DE LEILÕES DA ANP Visando explorar os recursos naturais de forma eficiente, as agências do governo podem optar entre várias formas de transferir os direitos de exploração para companhias que podem garantir uma atuação de acordo com as melhores práticas da indústria. Segundo Cramton (2007), existem dois métodos, a saber:

- Métodos informais - negociação direta entre governo e companhia que pode implicar na falta de transparência do processo, em preferências específicas, na corrupção e em maior vulnerabilidade a expropriação, reduzindo a competição entre as companhias e as receitas apuradas pelo governo;

- Métodos administrativos - os leilões que estabelecem regras claras antes do início do processo trazem benefícios ao governo e aos participantes, mitigando a potencial corrupção e encorajando a competição.

O leilão é um mecanismo que tem sido amplamente utilizado em diferentes países para distribuir de forma ótima as áreas exploratórias. O governo se preocupa com o crescimento prolongado do negócio e não com a maximização da receita esperada a partir de um único leilão. Para manter a dinâmica dos negócios, o leilão deve balancear os interesses do governo (vendedor) e das companhias (comprador). Isso ocorre quando há preços altos

o suficiente para que o vendedor continue colocando as áreas exploratórias à venda, e quando há preços baixos o suficiente para que as companhias participem de forma numerosa e voluntária (Rothkopf & Harstad 1994).

Outra característica de um modelo de leilão é que ele revela informação, ou seja, qual o valor da área licitada para as diferentes empresas participantes, e qual companhia a avaliou melhor. Essas informações são consideradas uma vantagem competitiva, pois as companhias não conhecem *a priori*, o real valor da área em oferta.

Por essas razões a ANP adotou o modelo de leilão competitivo selado pelo primeiro-preço tanto para as áreas exploratórias quanto para as áreas inativas com acumulações marginais. As principais etapas desse processo (Fig. 5) são:

- Anúncio – a ANP, ao anunciar uma rodada de licitação, revela as áreas selecionadas para oferta e seu preço mínimo. As áreas são selecionadas de acordo com a estratégia do governo para o desenvolvimento do país, como por exemplo, aumentar as atividades exploratórias em bacias de nova fronteira ou em uma específica província de gás, etc.

- Qualificação – as companhias interessadas em participar dos leilões devem comprovar sua capacidade técnica, financeira e jurídica de realizar tarefas de exploração de petróleo. Essa etapa de qualificação garante tanto para a ANP quanto para potenciais parceiros que uma companhia habilitada possui competência para executar todos os compromissos adquiridos com a agência reguladora. As companhias também devem manifestar seu interesse em ser operadoras de áreas terrestres (tipo C ou D), marítimas de águas rasas (tipo B) ou profundas (tipo A) – necessário comprovar mínima qualificação técnica e de patrimônio líquido;

- Pacote de Dados Técnicos – as companhias que manifestaram interesse pagam uma taxa de participação que lhes dá direito a obter um pacote de dados geológicos e geofísicos dos setores das bacias sedimentares selecionadas. Esse pacote contém informações de domínio público existentes sobre a área até a data em questão, tais como dados de sísmica, poços e de métodos potenciais (magnetometria e gravimetria). Para as áreas inativas, o pacote de dados possui ainda mapas de localização e infra-estrutura, relatórios, e dados de produção;

- Apresentação de Oferta – de acordo com regras e cronograma pré-estabelecidos, as companhias qualificadas estão aptas a apresentar ofertas sozinhas ou em consórcios para as áreas na qual manifestaram interesse. A proposta vencedora é aquela que apresenta a maior pontuação obtida considerando o total comprometido em bônus de assinatura, programa de trabalho e conteúdo local;

- Assinatura do Contrato de Concessão – a assinatura dos contratos de concessão entre a ANP e as companhias nacionais ou as afiliadas brasileiras de companhias estrangeiras, requer o pagamento do dinheiro referente ao bônus de assinatura ofertado e a apresentação de uma carta de garantia financeira para assegurar a realização do programa de trabalho comprometido nas

Figura 5 - Modelo esquemático das principais etapas do processo de licitação utilizado pela ANP.

ofertas. Os contratos para as áreas exploratórias têm a duração de 27 anos, caso haja declaração de descoberta economicamente viável, e podem ser renovados com a aprovação da ANP, caso a companhia deseje continuar com as atividades de produção de hidrocarbonetos. Para as áreas inativas com acumulações marginais, caso em 2 anos de avaliação seja declarado a comercialidade da área, a provisão do contrato de concessão é de 15 anos para a exploração da jazida (reabilitação e produção).

Nos leilões promovidos pela ANP, os fatores de oferta que definem a proposta vencedora tanto para as áreas exploratórias quanto para as áreas inativas com acumulações marginais são:

- Bônus de assinatura – significa o montante em dinheiro ofertado pelas companhias para obter o direito de realizar atividades de exploração das áreas em oferta. A ANP define o valor mínimo do bônus, sem entretanto, estipular um valor máximo. Esse valor é estimado de acordo com a localização e o potencial geológico da área, por exemplo, para as áreas inativas com cumulações marginais varia de R\$1.000,00 a R\$4.500,00 e nas áreas exploratórias pode alcançar cifras superiores a R\$200.000.000,00 (ANP 2008).

- Programa de trabalho – significa a quantidade de trabalho para explorar ou produzir petróleo comprometido nos leilões de áreas exploratórias como programa exploratório mínimo (PEM), ou nos leilões de áreas inativas como programa de trabalho inicial (PTI). É um compromisso assumido na oferta e reflete o grau de interesse das companhias nas áreas, ou seja, quanto maior os valores de PTI ou PEM ofertados, maior o potencial petrolífero percebido pelas companhias para a área. O valor é dado em Unidades de Trabalho (UT's) que serão convertidas em atividades exploratórias. Requer garantia financeira das empresas para respaldar o programa de trabalho comprometido;

- Conteúdo local – é um percentual que indica

o montante de bens e serviços nacionais que as companhias pretendem contratar nas fases de exploração e produção. É um compromisso de oferta nos leilões de áreas exploratórias voltado para estimular o crescimento da indústria brasileira. Por essa razão, não conta para a nota final nos leilões de áreas inativas com acumulações marginais, no qual tem um caráter compulsório limitando as companhias a contratarem um mínimo de 70% de bens e serviços nacionais na produção dessas áreas.

No Brasil, ao contrário de alguns países no mundo, os *royalties* não são um fator de oferta. O sistema fiscal que incide sobre a produção de petróleo considera o pagamento entre 5% e 10% sobre o volume total da produção a título de *royalties*, sendo que para todos os blocos exploratórios oferecidos nas licitações o *royalty* foi fixado em 10%. Existe ainda a taxa de participação especial (PE) que protege o governo de um pagamento a menor realizado pelas companhias que fizeram descobertas de grandes volumes de hidrocarbonetos. Essa taxa apresenta uma alíquota progressiva, variando de 10% a 40% sobre a receita líquida da produção, a depender do volume produzido, da lâmina d'água do campo e do tempo de produção. Parte da receita arrecadada pela agência com o pagamento de *royalties* e de PE é repassada aos estados produtores e municípios, beneficiando centenas de cidades, sendo o restante destinado ao Ministério de Ciência e Tecnologia (Siqueira 2006). A taxa de ocupação ou retenção de área paga pelas companhias concessionárias, aumenta conforme cresce a atratividade da área exploratória e possui um valor fixo para as áreas inativas com acumulações marginais (ANP 2008).

Esse modelo de leilão difere dos demais realizados no mundo (Sunnevåg 2000) por incluir, além do bônus de assinatura, o programa de trabalho e o percentual de conteúdo local mínimo como variáveis de oferta.

Os leilões de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos A partir da quebra do monopólio do petróleo as atividades de exploração e produção em solo brasileiro passaram a ser feitas sob um regime de concessão. Nesse regime a União é a detentora do recurso mineral no subsolo e as companhias que adquirirem os direitos de explorar e produzir petróleo serão detentoras desse recurso a partir do ponto de medição em superfície, ou seja, ponto definido pela ANP no qual os volumes recuperados de hidrocarboneto são apurados para recolhimento das participações governamentais e demais tributos devidos.

No período de transição entre o estabelecimento da nova legislação – Lei do Petróleo 9.478/97 – e o início das licitações públicas promovidas pela ANP, a participação da PETROBRAS no novo cenário foi definida em um conjunto de negociações conhecido por “Rodada Zero”, e que não se tratou de um leilão na sua essência. Consolidada em 1998 e, em consequência do Artigo 33 da referida lei, a Rodada Zero resultou na assinatura de 397 contratos de concessão entre PETROBRAS e ANP, sendo 115 para áreas exploratórias, 51 para áreas em desenvolvimento e 231 para campos em

produção. As demais áreas sedimentares, até então analisadas pela PETROBRAS, foram devolvidas a ANP (Furtado 2004).

Os direitos de explorar e produzir petróleo a partir de 1999 foram concedidos por licitações públicas anuais promovidas pela ANP, de acordo com o modelo supracitado. Num total de nove leilões realizados até abril de 2008, apenas a oitava licitação não foi concluída.

Entre 1999 e 2002 a ANP realizou quatro leilões de áreas exploratórias de forma sequencial com um bloco sendo ofertado após o outro e a proposta vencedora era composta de bônus de assinatura (85%) e conteúdo local (15%). O programa exploratório mínimo era obrigatório e definido pela ANP, em geral, como um levantamento sísmico 3D nos primeiros 3 anos da Fase de Exploração, e a perfuração de poços nos 2º e 3º Períodos Exploratórios (mais 3 anos de duração). Porém, em 2003 a ANP fez modificações nas regras do leilão que foram implementadas a partir da quinta licitação. Tais ajustes estão em vigor até a presente data destacando-se os seguintes aspectos:

- Forma de licitação dos blocos – os blocos, licitados um a um de forma sequencial, passaram a ser ofertados simultaneamente dentro de um setor, onde este sim, é ofertado de forma sequencial. Dessa forma cada envelope selado a ser apresentado para um setor específico, pode conter ofertas para um ou mais blocos daquele setor. Essa mudança torna o leilão mais fechado que nas rodadas 1 a 4, onde era possível conhecer, quando da abertura do bloco, quais companhias iriam apresentar oferta para o mesmo levando a possíveis modificações nas propostas dos competidores;

- Tamanho de área – os blocos possuíam tamanhos variados e suas coordenadas geográficas eram definidas pela agência reguladora. A adoção de um modelo de células permitiu a ANP definir um tamanho de área padrão por setor terrestre, marítimo de água rasa, água profunda e ultra-profunda, e para setores de novas fronteiras. Esse conceito facilitou a definição de blocos e permitiu a devolução de tamanhos regulares de áreas ao final de cada fase exploratória;

- Programa de trabalho – inicialmente a ANP determinava um programa exploratório obrigatório a ser cumprido pela companhia vencedora do bloco. Atualmente, o PEM é um fator de oferta determinado pelas companhias e é considerado programa exploratório mínimo a ser realizado na área adquirida. A vantagem de deixar o PEM como uma variável de oferta é que as companhias estão livres para ofertar o programa que desejarem e, obrigadas a cumpri-lo, gerarão dados de geologia e geofísica para uso da ANP, que após o período de confidencialidade, poderá torná-los públicos para os leilões futuros;

- Definição da proposta vencedora – antes definida como a maior pontuação calculada considerando um peso de 75% para o bônus de assinatura e 15% para o conteúdo local, hoje existe mais uma variável de oferta e os pesos foram modificados conforme a fórmula abaixo. Essa mudança impactou a avaliação dos blocos e o compromisso de desembolso nos processos de licitação, na qual a proposta

vencedora é definida da seguinte forma:

Proposta Vencedora = 40% Bônus + 40% PEM + 20% CL

A literatura reporta que as companhias oferecem para áreas exploratórias, em geral, cerca de 30% do valor monetário esperado (VME) estimado para a área, porém na prática podem oferecer até mais de 100% (Furtado & Suslick 2003).

Os leilões de áreas inativas com acumulações marginais Após a promulgação da Lei 9.478/97 a Petrobras concentrou seus esforços para obter a concessão das áreas de maior potencial exploratório e dos campos em fase de desenvolvimento ou em fase de produção. Um número equivalente a 62 campos que já haviam produzido ou que se encontravam na etapa de desenvolvimento não foram reivindicados pela empresa no prazo previsto, ficando à disposição da ANP. A PETROBRAS, no ano de 2001, já havia realizado uma oferta de campos de alto grau de exploração, onde foram vendidos 73 campos nas Bacias Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo Baiano e Espírito Santo (Brasil Energia 2000). De 1998 até 2005, a PETROBRAS devolveu outros 15 campos à agência reguladora, que ficaram conhecidos como “campos marginais da ANP” (Siqueira 2006).

Inicialmente, a ANP tentou incluir algumas dessas áreas inativas em blocos exploratórios ofertados nos leilões de exploração, o que não se revelou um modelo atrativo para os concessionários que optaram por devolver essas áreas. Devido a essa constatação, e visando agregar mais valor a esses recursos da União, a ANP, atendendo à Resolução nº 2/2004 do CNPE, incluiu na Sétima Rodada de Licitações parte dos 54 “campos marginais” em seu poder àquela época, promovendo então a 1ª Rodada de Licitações de Áreas

Inativas com Acumulações Marginais. A 2ª Rodada de Licitações dessas áreas ocorreu em acordo com a resolução supracitada em que os campos considerados marginais pelas grandes empresas podem despertar o interesse de empresas de menor porte (ANP 2008).

Devido ao porte das jazidas e sua localização em bacias maduras e terrestres, onde a infra-estrutura para tratamento e transporte do petróleo e do gás natural já estão instaladas, foi possível a formação de um mercado de pequenas empresas atraídas pela oportunidade de produzir petróleo no Brasil sem o risco do insucesso exploratório. Esse novo mercado promete aumentar os volumes de petróleo produzidos nas bacias terrestres e fomentar o retorno gradual da indústria de bens e serviços brasileira.

O que difere essencialmente um leilão de área exploratória para um leilão de áreas inativas com acumulações marginais é a fórmula utilizada no cálculo dos pontos que cada oferta totaliza. O bônus de assinatura tem um peso de 25% e o programa de trabalho inicial (PTI) 75%; o conteúdo local, entretanto, não é considerado uma variável de oferta sendo seu percentual compulsório em 70%. Deste modo, tem-se que:

Proposta Vencedora = 25% Bônus + 75% PTI

Para esse tipo de leilão foi criado o operador do tipo D, onde a empresa cujo patrimônio líquido é superior a R\$10.000,00, fica qualificada para trabalhar em terra nas áreas inativas com acumulações marginais. A dimensão em km² das áreas inativas é, em geral, menor que a dos blocos exploratórios terrestres (Fig. 6), isto porque são campos de petróleo já descobertos, onde toda a porção não considerada dentro das coordenadas que delimitam o campo, foi devolvida a agência reguladora.

Fonte: Brasil Rounds (ANP 2008)

Figura 6 - Mapa de localização de algumas áreas inativas com acumulações marginais na bacia do Recôncavo e Tucano. Sul. oferecidas na 1ª Rodada promovida pela ANP. Notar a diferença em termos de dimensão entre um bloco exploratório e as áreas inativas que são menores por se restringirem ao tamanho das acumulações de petróleo nelas contidas.

DISCUSSÃO E RESULTADOS Para analisar corretamente os resultados das licitações exploratórias apresentados na tabela 1, bem como nas **figuras 7 e 8**, que se seguem, é preciso lembrar que:

- No ano de 2003 (5ª Rodada) ocorreram várias alterações no sistema fiscal brasileiro (como por exemplo, a elaboração das Leis Noel e Valentim para o Estado do Rio de Janeiro, bem como a revisão do Repeito – regime aduaneiro especial de admissão temporária de bens importados para explorar e produzir petróleo), e no cenário regulatório (modelo de células para definição de áreas, cartilha do conteúdo local, redefinição das regras do leilão), afetando diretamente as atividades e os processos de licitação de áreas para exploração e produção de petróleo. O resultado dessas modificações potenciais e de fato, associadas aos inexpressivos resultados comerciais dos blocos adquiridos nos leilões precedentes, levaram as companhias a reduzir os investimentos na aquisição de novas áreas exploratórias na 5ª Rodada. Esse efeito pode ser visto na tabela 1 onde das 12 companhias qualificadas apenas 50% apresentou oferta. É importante ressaltar que a PETROBRAS adquiriu quase 80% do total dos blocos arrematados nesse leilão, porém apenas 3 blocos em parceria (Fig. 7), melhor comparando, apenas 200 km² de área adquirida

em parceria contra 20.900 km² de área adquirida exclusivamente pela PETROBRAS (Fig. 8);

- No ano de 2006, a 8ª Rodada foi paralisada devido a duas liminares impetradas contra a cláusula do edital que limitava – no mínimo em dois e no máximo em seis – o número de blocos que cada companhia poderia arrematar na condição de operadora em cada área. Como a cláusula restritiva não foi suprimida do edital, a 8ª Rodada foi suspensa quando apenas 58 dos 284 blocos previstos haviam sido licitados. É relevante reportar que essa cláusula restritiva, justificada como uma forma de proteger os interesses do país contra a aquisição de grandes áreas exploratórias por companhias estrangeiras, foi suprimida do edital da 9ª Rodada visando manter o ritmo das atividades de exploração e produção, importantes para a manutenção da auto-suficiência em petróleo e a redução das importações de gás natural. A ANP estuda a possibilidade de retomar a 8ª Rodada para não afetar a segurança jurídica e a previsibilidade do processo licitatório, mantendo a estabilidade regulatória do país e a alta qualificação alcançada pelo Brasil em rodadas anteriores (Lessa 2006). Os dados aqui apresentados são, portanto, parciais e referem-se aos 38 blocos que receberam ofertas até a suspensão do leilão, sendo que os mesmos ainda não pertencem

Tabela 1 - Quadro geral de resultados dos nove leilões de áreas exploratórias realizados pela ANP, contendo número de companhias participantes, total de bônus de assinatura pago e área arrematada.

(*) Os resultados da 8ª licitação são parciais, devido à suspensão temporária do leilão.

	Companhias de Petróleo			Bônus de Assinatura (R\$)	Área (km ²)	Preço do Brent (US\$/bbl)
	Qualificadas	Apresentaram Ofertas	Vencedoras			
1ª Rodada (jun/1999)	38	13	11	321.656.637,00	54.660	17,97
2ª Rodada (jun/2000)	44	27	16	468.259.069,00	48.079	28,50
3ª Rodada (jun/2001)	42	26	22	594.944.023,00	48.629	24,44
4ª Rodada (jun/2002)	29	17	14	92.377.971,00	24.351	25,02
5ª Rodada (ago/2003)	12	6	6	27.448.493,00	21.947	28,83
6ª Rodada (ago/2004)	24	21	19	665.196.028,00	39.657	38,27
7ª Rodada (out/2005)	46	32	30	1.085.802.800,00	194.631	54,52
8ª Rodada(*) (ago/2006)	43	27	23	587.372.561,00	11.887	65,14
9ª Rodada (nov/2007)	67	42	24	2.109.408.831,00	45.659	72,50

Fonte: Brasil Rounds (ANP 2008) e BP Statistical Review (2007)

Fonte: adaptado de Moraes Jr et al. (2004)

Figura 7 - Resultados das estratégias de competição e cooperação das rodadas exploratórias 1 a 9. O número de blocos adquiridos está dividido em quatro categorias: 100% PETROBRAS (verde escuro), PETROBRAS e parceiros (verde claro), 100% de outras companhias (laranja escuro) e parceria entre companhias que não a PETROBRAS (laranja claro).

Fonte: adaptado de Rodriguez & Suslick (2008)

Figura 8 - Total de área (1000 Km²) licitada nos leilões da ANP. A barra azul refere-se ao montante de área adquirida pela PETROBRAS com parceria e a barra verde sem parceria. A barra de cor amarela representa o total de área arrematado pelas companhias sozinhas ou em parcerias entre si.

Tabela 2 - Quadro geral de resultados dos dois leilões de áreas inativas com acumulações marginais realizados pela ANP, contendo número de companhias participantes, total de bônus de assinatura pago e número de campos arrematados e oferecidos.

	Companhias de Petróleo			Bônus de Assinatura (R\$)	Número de campos arrematados / ofertados	Investimentos Previstos (R\$)
	Qualificadas	Apresentaram Ofertas	Vencedoras			
1ª Rodada (out/2005)	91	53	16	3.045.804,00	16 / 17	62 milhões
2ª Rodada (jun/2006)	55	30	10	10.677.058,00	11 / 14	24 milhões

Fonte: Brasil Rounds (ANP 2008)

às companhias que apresentaram ofertas por não possuírem contrato de concessão assinados até a presente data. Vale ressaltar que essa foi a única licitação em que as áreas da bacia de Campos não foram ofertadas;

- Em termos de dinâmica de processo, a participação das empresas nos leilões de áreas marginais e nos leilões exploratórios será analisada conjuntamente, porém a discussão sobre os resultados e as estratégias adotadas pelas companhias em cada leilão será tratada de forma independente.

As tabelas 1 e 2 fornecem uma visão da dinâmica da participação das companhias por licitação de áreas exploratórias e de áreas inativas com acumulações marginais, respectivamente. Na tabela 1 observa-se que o número de companhias no processo de qualificação é em muito superior (63%) ao número de companhias que efetivamente participa do leilão apresentando oferta, exceto na 6ª Rodada onde 87.5% das companhias participaram ativamente. Nos leilões de áreas inativas com acumulações marginais há um grande número de pequenas firmas que se qualifica objetivando produzir petróleo sem ter os riscos do insucesso exploratório e contando com a existência de infra-estrutura próxima para escoamento da produção. A tabela 2 mostra que 18% dessas companhias qualificadas adquiriram áreas no leilão, e que mais de 55% das companhias participou apresentando oferta, o que pode ser tido como um indicativo de sucesso do leilão.

O atual ciclo de alta de preços do petróleo estimulou as companhias petrolíferas a produzir volumes consideráveis de hidrocarboneto, resultantes dos investimentos realizados na exploração de jazidas até então, não economicamente viáveis. Como a demanda mundial (30 Bilhões de barris anuais) está em muito superior às descobertas (4 Bilhões de barris) e as companhias estão com seu índice de reposição de reservas muito baixo, a combinação de elevados montantes em caixa com a oferta de áreas no mundo implicou na elevação da competição nos leilões de áreas exploratórias (Rodriguez *et al.* 2006). O efeito imediato do aumento da competição em um leilão pode ser notado pelo aumento dos valores pagos a título de bônus de assinatura para se ganhar o bloco de interesse. No Brasil, a partir de 2003 quando o

preço médio anual do petróleo *brent* passou de US\$28/bbl para US\$72/bbl em 2007, as empresas começaram a pagar maiores valores de bônus por área exploratória, culminando na Rodada 9 com o pagamento de cerca de R\$2,0 Bilhões para adquirir em torno de 45.500km², ou seja, a área exploratória passou a custar quatro vezes mais do que no ano de 2000 (Rodada 2), quando do início do ciclo de alta de preço do petróleo (Tab. 1).

Esse mesmo cenário também estimulou a entrada de novas companhias de pequeno e médio porte no mercado do petróleo. Percebendo o interesse dessas companhias em realizar investimentos para produzir petróleo em campos de baixa economicidade e sem o risco exploratório, a ANP vislumbrou a possibilidade de oferecer ao mercado áreas que estavam inativas, porém que continham acumulações marginais, ou seja, com volumes de petróleo que poderiam dar um retorno econômico aos investidores em um cenário de alta de preços de petróleo. A tabela 2 mostra o elevado número de empresas que se qualificaram nesse processo confirmando a motivação das pequenas e médias empresas de participar dessa fatia do mercado. As firmas pagaram bônus de cerca de R\$13,5 milhões para revitalizar 27 áreas inativas com uma previsão de investimentos equivalente a R\$86 milhões.

Alguns indicadores da dinâmica dos leilões podem ser traçados pelo elevado montante de dinheiro investido na indústria do petróleo. O sucesso de um leilão costuma ser medido por essa variável, e também pelo número de empresas participantes. A tabela 3 apresenta uma lista parcial dos nomes e procedência de companhias internacionais e nacionais que adquiriram direitos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo no Brasil, inclusive em áreas inativas com acumulações marginais. Essa lista é um retrato atual da diversidade de empresas que investem no país, porém não definitivo, dado a complexidade do jogo da indústria do petróleo que admite aquisições e fusões de companhias, bem como mudanças quase imprevisíveis nas estratégias internacionais que levam as companhias a participarem de licitações por todo o mundo. Atualmente, existem 28 empresas brasileiras e 36 empresas afiliadas de companhias estrangeiras atuando como concessio-

Tabela 3 - Lista parcial de companhias atuantes nas atividades de exploração e produção no Brasil, além da PETROBRAS.

Companhias na Atividade Petrolífera Brasileira		
Exploração	Desenvolvimento e Produção	Revitalização de Campos Marginais
ExxonMobil (EUA)	Shell (Holanda)	Koch (EUA)
Maersk Oil (Dinamarca)	Repsol (Espanha)	Egesa Engenharia (Brasil)
Statoil/Hydro (Noruega)	ChevronTexaco (EUA)	Proen (Brasil)
Petrolgal (Portugal)	El Paso (EUA)	Severo Villares (Brasil)
BG (Reino Unido)	Starfish Oil & Gas (Brasil)	Ral Engenharia (Brasil)
ENI (Itália)	Norse Energy (Noruega)	Alcom (Brasil)
Hess (EUA)	Queiroz Galvão (Brasil)	Rio Proerg Engenharia (Brasil)
Ecopetrol (Colômbia)	Devon Energy (EUA)	Vitória Ambiental (Brasil)
OGX (Brasil)	SK (Coreia)	Gênesis 2000 (Brasil)
BrazAlta (Canadá)	Petrosynergy	Chein Transportes (Brasil)
ONGC Videsh (Índia)	W Washington (Brasil)	Construtora Pioneira (Brasil)
Karoon Gas (Austrália)	Inpex Corp. (Japão)	Egesa (Brasil)

Fonte: Brasil Rounds (ANP 2008)

nárias no Brasil. Os valores reportados nas tabelas 1, 2 e 3 sugerem que se pode considerar os leilões brasileiros como um sucesso.

A dinâmica de participação das companhias nos leilões de áreas exploratórias variou ao longo das nove rodadas em função das diferentes condicionantes técnico-econômicas de cada licitação que levaram a adoção de estratégias distintas. A análise da figura 7 permite uma compreensão do processo e das atuações das companhias:

- Apesar de não ser uma licitação propriamente dita, os resultados da Rodada Zero são aqui apresentados para mostrar que a PETROBRAS optou por ceder parcialmente os direitos de exploração e produção em 20% das áreas que reteve após a quebra do monopólio. A estratégia adotada pela companhia visava tornar a empresa mais competitiva e ágil concentrando seus recursos técnicos e financeiros em 80% das suas áreas de maior potencial exploratório;

- As companhias qualificadas para participar nas licitações 1 a 4 optaram por formar parcerias com a PETROBRAS por razões como o seu elevado conhecimento das bacias sedimentares brasileiras e por deter sistemas de escoamento da produção. Por outro lado, a PETROBRAS teve que redefinir sua estratégia para a realização das atividades exploratórias em função da nova regulamentação que impôs um prazo curto e pré-determinado para as empresas explorarem e avaliarem os blocos adquiridos nos leilões. A oportunidade de partilhar recursos

críticos se tornou atrativa, e a PETROBRAS preferiu a estratégia de oferta em conjunto, através da formação de parcerias, do que a de realizar ofertas sozinha.

Considerando a tática adotada pelas companhias de dividir os investimentos e partilhar riscos e informações para juntas adquirirem o bloco de maior potencial do leilão, as Rodadas 6 e 7 mostraram estatísticas semelhantes as das Rodadas 1 a 4. Entretanto, a estratégia que levou a formação de consórcio nessas rodadas foi claramente distinta das demais. Após as mudanças implementadas no ano da Rodada 5 (2003), que tiveram como consequência a retração da participação das companhias naquela rodada, as empresas mostraram-se mais confiantes nas regras adotadas pela ANP, no regime fiscal brasileiro, e no potencial exploratório do país, devido aos resultados positivos que algumas companhias tiveram em blocos adquiridos em leilões anteriores. Consequentemente, a estratégia de formação de consórcio parece mais focada em diminuir a competição entre as firmas ou partilhar os investimentos do que dividir informações;

A Rodada 9 apresenta resultados significativamente diferentes das rodadas anteriores. A formação de parcerias entre companhias se tornou, portanto, uma forma de partilhar recursos críticos (sondas de perfuração, embarcações do tipo FPSO, dentre outros), que devido à escassez de oferta no mercado do petróleo alcançaram elevadas taxas diárias, impelindo as companhias a investir em conjunto. Outra razão para a formação de

parcerias é o aumento potencial de se ganhar a área de maior potencial geológico em uma licitação, e que pode resultar no aumento de reservas de petróleo das companhias caso ocorra o sucesso exploratório.

A aquisição de blocos depende de como uma companhia lida com o montante em dinheiro disponível para ofertar como bônus, sua percepção do potencial exploratório que resultará no programa de trabalho (PEM) comprometido e de suas expectativas no projeto de produção que refletirá nos percentuais de conteúdo local. Como a fórmula que computa as ofertas atribui pesos para essas variáveis existe uma gama de possibilidades para a composição de uma oferta. Furtado *et al.* (2008) apresentaram uma metodologia que considera o uso do PEM como um pagamento de longo-termo a ser adicionado ao bônus de assinatura que é um desembolso imediato para adquirir a área no sistema de leilão brasileiro. Furtado (*op.cit.*) observou que nas Rodadas 6 e 7 a estratégia das companhias para compor a proposta mais competitiva foi partilhar o montante de dinheiro disponível entre o bônus pago de imediato e o PEM, dado que essas variáveis apresentam o mesmo peso (40%) na fórmula da oferta. Ao invés de deixar quantias razoáveis de bônus sobre a mesa para ganhar a área específica, o que segundo Tavares (2000) não traz nenhum benefício ao vencedor, as companhias comprometem razoáveis programas de trabalho que serão realizados ao longo de toda a fase exploratória. Essa atitude traz vantagens a ANP que recebe além da quantia do bônus, uma quantidade segura de informações geológicas e geofísicas que se tornarão públicas após o período de confidencialidade, e poderão ser usadas nas próximas licitações tanto pela agência para uma melhor calibração dos valores de bônus mínimo, como pelas empresas para uma melhor avaliação técnica e valoração da área.

As regras dos quatro primeiros leilões estabeleciam que as companhias realizassem devoluções parciais de 50% da área no primeiro período exploratório, 25% da área remanescente do bloco ao final do segundo período e a totalidade da área no terceiro período ou, em caso de sucesso exploratório, declarasse a comercialidade da mesma. A consecutiva devolução de áreas afetou o portfólio exploratório da PETROBRAS que, por deter cerca de 400 mil km² de área concedidos na Rodada Zero, com prazo de apenas três anos, decidiu reduzir a aquisição de blocos nas Rodadas 1 a 4 (Fig. 8).

Com o avanço contínuo da devolução de áreas a PETROBRAS passou a investir na aquisição de áreas visando reconstruir seu portfólio exploratório, o que aconteceu nas Rodadas 5 a 7⁴. As demais companhias parecem manter um padrão estatístico de aquisição de área variando de 20 mil a 30 mil km². Na Rodada 9, entretanto, mesmo com a retirada dos blocos do pré-sal das bacias de Campos e Santos, o total de área adqui-

rida por essas companhias chegou a 35 mil km² retratando o elevado interesse das firmas pela exploração de petróleo no Brasil

Apesar da PETROBRAS ser uma das poucas companhias que participou de todas as licitações, assumindo por vezes um comportamento bastante ousado em termos de bônus pago, PEM ofertado e número de blocos arrematados, a figura 9 mostra que atualmente existe um equilíbrio na distribuição das áreas exploratórias. De fato, aproximadamente, 160.000km² das áreas concedidas a PETROBRAS atua sozinha e em parceria em 42% do total de área exploratória e as demais companhias atuam nos 58% restantes.

Quanto aos leilões de áreas inativas com acumulações marginais deve-se ressaltar que a PETROBRAS não participou em nenhum dos leilões apresentando oferta, apesar de ter se qualificado para as duas licitações.

No primeiro leilão de áreas inativas com acumulações marginais foram licitados 17 blocos, em um total de 95 km² distribuídos no Estado da Bahia (11 áreas inativas localizadas nas bacias de Tucano Sul, Recôncavo e Camamu-Almada), e no Estado de Sergipe (6 áreas inativas na bacia de Sergipe-Alagoas).

O leilão surpreendeu pelo nível de competição presenciada. Apenas uma área não recebeu oferta (Cural de Fora), porém a área de Bom Lugar recebeu 21 ofertas e outras áreas receberam em torno de 6 a 8 ofertas. Com relação ao nível de investimento realizado na aquisição, as empresas se manifestaram de forma muito tímida (R\$3 milhões de bônus), apesar de terem participado ativamente do leilão e de preverem investir R\$62 milhões na revitalização dessas áreas.

Dentre as novas empresas que se tornaram concessionárias das áreas inativas na 1ª Rodada destacam-se a Ral Oil & Gas que em 2007 já colocou em produção o campo de Foz do Vaza Barris (bacia de Sergipe)

Fonte: adaptado de Rodriguez & Suslick (2008)

Figura 9 - Distribuição de área em percentual entre as companhias, indicando um equilíbrio na distribuição de área licitada entre as companhias atuantes na exploração de petróleo no Brasil.

⁴ O valor total de área licitada na 7ª Rodada constante na tabela 1 (194.631 km²) difere do valor de 61.900 km² apresentado na figura 8. Essa diferença se deve ao fato de ter sido expurgado do gráfico o total de área arrematada nas bacias do Solimões e São Francisco. Essa diferença significativa comprometeria a análise pretendida do gráfico da figura 8 na escala apresentada.

e a Alcom com uma modesta produção na bacia do Recôncavo (Siqueira 2006).

O segundo leilão de áreas inativas com acumulações marginais aconteceu em 2006 e teve 14 blocos oferecidos, perfazendo um total de 305 km² distribuídos entre as Bacias terrestres do Espírito Santo (3 blocos), Potiguar (8 blocos) e na Bacia de Barreirinhas (3 blocos). Por restrições ambientais a ANP retirou da licitação 2 blocos na Bacia Potiguar (Riacho da Pedra e Diogo Lopes) e 5 na Bacia do Espírito Santo (Conceição da Barra, Jaó, Capela São Pedro, Foz do Rio Doce e Rio São Domingos) que haviam anteriormente sido selecionados para o leilão. No total foram 11 blocos arrematados pela quantia de R\$10.677.058, a título de bônus de assinatura, efetuada por 10 companhias das 30 que apresentaram ofertas. Estima-se que as companhias vencedoras irão investir R\$24 milhões em projetos que permitirão a revitalização desses campos e conseqüente produção.

O leilão pode ser considerado um sucesso no aspecto competitividade. Todos os blocos arrematados receberam mais de uma oferta, chegando a ter bloco com até 11 firmas fazendo proposta, como os blocos de Espigão na bacia de Barreirinhas, Rio Ipiranga na bacia do Espírito Santo (9 firmas) e São João na bacia do Maranhão (8 firmas). Apesar de o número de participantes ter sido menor na 2ª Rodada, o interesse das empresas de pequeno e médio porte parece ter crescido em função do pagamento de bônus três vezes maior para adquirir as áreas e pelo fato das companhias terem realizado ofertas preferencialmente sozinhas, não constituindo consórcios como no 1º leilão de áreas inativas.

Em resumo, nesse ambiente de abertura de mercado em torno de 65 companhias realizam atividades relacionadas a exploração e produção de petróleo no país, em áreas adquiridas nos leilões exploratórios e de áreas inativas com acumulações marginais da ANP, incluindo as áreas da Rodada Zero e da Licitação de Campos Maduros promovida pela PETROBRAS. Estima-se que 14 empresas, além da PETROBRAS, tiveram sucesso exploratório e declararam a comercialidade de acumulações localizadas em bacias terrestres e marítimas, e que hoje se encontram na fase de produção. A PETROBRAS responde por quase a totalidade do volume de óleo e de gás produzido. Além dessa, a Shell, a Repsol e a Devon produzem na bacia de Campos, Queiroz Galvão, Norse e Starfish em campos de terra e no mar, e ainda há a Petrosynergy, W. Washington, Aurizônia e Potióleo, dentre outras companhias de pequeno porte, que produzem na porção terrestre das bacias Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas. Apesar da presença marcante de novas companhias atuando no mercado de produção de petróleo do país, o volume por elas produzido ainda é pequeno.

CONCLUSÕES O processo de leilão de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil adota o modelo competitivo selado pela maior oferta. As vantagens desse modelo é ser transparente, ter regras claras e conhecidas com antecedência, e revelar as ofertas concorrentes de forma imediata, minimizando

possíveis controvérsias a respeito dos resultados. Esse fato tem propiciado a atração das empresas de grande, médio e pequeno portes, elevando o nível de competição e trazendo benefícios ao país nos recolhimento de participações governamentais e demais tributos e no desenvolvimento da indústria nacional.

Esse tipo de licitação vem seguindo uma tendência internacional e possui dinâmica semelhante tanto para licitar os blocos exploratórios quanto para as áreas inativas com acumulações marginais. Esses leilões diferem da maioria dos demais realizados no mundo por exigir um programa de trabalho e um percentual de conteúdo local mínimo como variáveis de oferta, além do bônus de assinatura. Esse procedimento gera informações de caráter geológico, propiciando um aumento da atividade exploratória e subsidiando o planejamento das futuras licitações.

O potencial geológico brasileiro vem se mostrando atrativo desde os anos 80 com descobertas de campos gigantes sobretudo nas bacias da plataforma continental. A partir desses resultados obtidos pela Petrobras e com a alteração da legislação, houve o despertar de interesse das empresas internacionais que vem participando ativamente em todos os leilões de blocos exploratórios. Atualmente o total de área exploratória em concessão das outras empresas já supera a área detida pela Petrobras.

Além da elevação do patamar dos preços do petróleo desde a primeira licitação, que estimulou o aumento dos investimentos no setor petrolífero, outro fator importante é a associação de uma política de incentivos e compromissos para a reativação das áreas inativas com acumulações marginais. Hoje, algumas dessas acumulações, adquiridas em leilões específicos, já se encontram em produção por empresas de pequeno e médio porte, inaugurando uma nova etapa na história exploratória das bacias terrestres maduras.

As recentes descobertas realizadas nas camadas pré-sal ainda estão em fase preliminar de conhecimento geológico, porém já indicam a existência de uma nova e promissora província petrolífera nas bacias marítimas. A alteração do risco geológico dessas descobertas pode significar uma mudança do paradigma vigente na atividade de exploração e produção no Brasil. Caso esse potencial confirme as expectativas e, conforme já indicado pelo CNPE, o governo brasileiro poderá analisar a legislação de forma a propor modificações no regime fiscal específico sem entretanto, alterar o regime de concessão das áreas para exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos por licitação pública. Independente de qualquer revisão no marco regulatório o Brasil continuará a oferecer boas oportunidades de negócio na indústria do petróleo e gás natural.

Agradecimentos Os autores agradecem a PETROBRAS/E&P, ao apoio do Instituto de Geociências e do Centro de Estudos do Petróleo da Unicamp, ao CNPq e ao editor-associado da RBG prof. Elvo Fassbinder aos ajustes finais ao manuscrito.

Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Rodada das Licitações*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br> 2008. Acessado em 09/04/2008
- Assayag M.I., Castro G., Minami K., Assayag S. 1997. Campos Basin: A real scale lab for deepwater technology development. In: Offshore Technology Conference, OTC 8492P, Houston, Texas, *Proceedings*, 17p.
- Assis O.C., Becker M.R., Melo J.R.C., Franz E.P., Alves R.R.P., Rodriguez M.R., Maciel W.B., Souza Junior O.G., Johann P.R.S. 1998. Barracuda and Caratinga giant oil fields, deep- water Campos Basin, Brazil. In: Annual Offshore Technology Conference, 30th, OTC 8879, Houston, Texas, 4-7 May, *Proceedings*, p.611-617.
- Berman A. 2008. Three super-giant fields discovered offshore Brazil. *World Oil*, **229**(2):23-24.
- BP Statistical Review of World Energy. *Oil Statistics*. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview/> January/2007. Acessado em 10/01/2008.
- Brasil Energia. 2000. Petrobras prepara-se para vender 73 projetos de pequena produção em cinco estados. Edição de Julho, **273**:34-37.
- Bucheb J.A. 2007. *Direito do Petróleo - A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Lumen Juris, 335p.
- Campos C.W.M. 2001. *Sumário da história da exploração de petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro, ABGP, 120p.
- Campos L., Milani E., Toledo M.A., Queiroz R.J.O., Catto A., Selke S. 1998. Barra Bonita: a primeira acumulação comercial de hidrocarboneto da Bacia do Paraná. In: Brazilian Petroleum Institute, Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, Brazil, IBP17198, *atas*, 7p.
- Cramtom P. 2007. How best to auction oil rights. In: Humphreys M., Sachs J.D., Stiglitz J.E. (eds.) *Escaping the Resource Curse*. New York: Columbia University Press, Chapter 5, p. 114-151.
- Da Silva H.T., Vieira R.A.B., Fontes T.F. 2004. Producing heavy oil in deep-waters: the success case of the Jubarte Oil Field, Campos Basin, Southeastern Brazil. In: AAPG Annual Meeting, Dallas, Texas, *Proceedings*, 4pg.
- Furtado R. 2004. *Modelo de valoração de áreas exploratórias com base nas Licitações Brasileiras*. Tese de Doutorado, Ciências e Engenharia de Petróleo, Instituto de Geociências/Faculdade de Eng. Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 199p.
- Furtado R. & Suslick S.B. 2003. Bidding as a proxy estimation of real block value in the new offshore frontiers: the Brazilian case. In: AAPG International Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, *Proceedings*, 6p.
- Furtado R., Suslick S.B., Rodriguez M.R. 2008. A method to estimate block values through competitive bidding. Handling Risk and Uncertainty in Petroleum Exploration and Asset Management. *AAPG Bulletin*, **92**(10):1293-1314.
- Lessa D. 2006. Oitava Rodada, curta mas rica. *TN Petróleo*, **51**:7.
- Luchesi C.F. & Gontijo J.E. 1998. Deep Water Reservoir Management: the Brazilian Experience. In: Annual Offshore Technology Conference, 30th, Houston, Texas, *Proceedings*, OTC 8881, 8p.
- Machado I.F., 1989. *Recursos Minerais, Política e Sociedade*. São Paulo: Edgard Blücher/CNPq/Pró-Minério, p.410.
- Mendonça P.M.M., Spadini A.R., Milami E.J. 2004. Exploração na PETROBRAS: 50 anos de sucesso. *Boletim de Geociências da Petrobras*, **12**(1):1-55.
- Moraes Jr J.J., Rodriguez M.R., Abdounur E.R. 2004. Petrobras Partnerships: Current Status and Future Perspectives. In: AAPG International Conference and Exhibition, Cancun, Mexico, *Proceedings*, 5p.
- Moreira J.M. & Esparta R. 2006. Energy Security. In: AIEA (ed) Brazil: A country profile on sustainable energy development. Vienna, International Atomic Energy Agency, p.153-174.
- Pedroso D.C. & Abdounur E.R. 2007. Elementos da regulação moderna de atividades de exploração e produção de petróleo no Código de Minas de 1934 e Decreto-Lei 336/1938. Congresso Brasileiro de Regulação, 5, Recife, PE, *anais*, 14p.
- Ribeiro M.R.S. 2005. *Estudos e Pareceres. Direito do Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 820p.
- Rodriguez M.R., Castro W.B.M., Pinto L.A.G. 2006. A inserção internacional da 7ª. Rodada de Licitações Brasileira. In: Rio Oil and Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, *atas*, IBP1772, 6p.
- Rodriguez M.R. & Suslick S.B. 2008. An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions. *Revista Terrae*, 3(1) (no prelo).
- Rothkopf M.H. & Harstad R.M. 1994. Modeling competitive bidding: a critical essay. *Management Science*, **40**(3):364-384.
- Rudolph K. & M. Halbouty 2007: Current Petroleum Exploration Trends: Prudent Investments or Irrational Exuberance? In: AAPG Conference, Long Beach, USA, *Proceedings*.
- Siqueira C. 2006. O muito ainda é pouco. *Brasil Energia*, **312**:16-24.
- Sunnevåg K.J. 2000. Designing auction for offshore petroleum lease allocation. *Resources Policy*, **26**:3-16.
- Tavares M. 2000. Bidding strategy: reducing the “money-left-on-the-table” in E&P licensing opportunity. In: SPE Annual Meeting Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, *Proceedings*, SPE 63059, 9p.

Manuscrito BR 20

Submetido em 29 de janeiro 2008

Aceito em 16 de abril de 2008