

LEILÕES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

APRESENTAÇÃO

CARLOS IVAN SIMONSEN LEAL

ORGANIZADOR

CARLOS OTAVIO DE VASCONCELLOS QUINTELLA

COORDENAÇÃO DE PESQUISA

LAVINIA HOLLANDA

ENTREVISTA

ALOÍSIO ARAÚJO

AUTORES

ANGELO POLYDORO

CLARA COSTELLINI

MAURÍCIO CANÊDO PINHEIRO

OTAVIO MIELNIK

WAGNER FREIRE



Primeiro Presidente Fundador
Luiz Simões Lopes

Presidente
Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes
Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e
Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque

CONSELHO DIRETOR

Presidente
Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes
Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e
Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque

Vogais
Armando Klabin, Carlos Alberto Pires de Carvalho e Albuquerque, Emrane
Galvêas, José Luiz Miranda, Lindolpho de Carvalho Dias, Marcílio Marques
Moreira e Roberto Paulo Cezar de Andrade

Suplentes
Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo
Baptista Vianna, Gilberto Duarte Prado, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de
Moraes Neto e Marcelo José Basílio de Souza Marinho.

CONSELHO CURADOR

Presidente
Carlos Alberto Lenz César Protásio

Vice-Presidente
João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos e Cia)

Vogais
Alexandre Koch Torres de Assis, Angélica Moreira da Silva (Federação Brasileira
de Bancos), Ary Oswaldo Mattos Filho (EDESP/FGV), Carlos Alberto Lenz Cesar
Protásio, Carlos Moacyr Gomes de Almeida, Eduardo M. Krieger, Fernando
Pinheiro e Fernando Bomfiglio (Souza Cruz S/A), Heitor Chagas de Oliveira,
Jaques Wagner (Estado da Bahia), João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos &
Cia), Leonardo André Paixão (IRB – Brasil Resseguros S.A.), Luiz Chor (Chozil
Engenharia Ltda.), Marcelo Serfaty, Marcio João de Andrade Fortes, Orlando
dos Santos Marques (Publicis Brasil Comunicação Ltda.), Pedro Henrique
Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A.), Raul Calfat (Votorantim Participações
S.A.), Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados,
de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito
Santo), Sandoval Carneiro Junior (DITV – Depto. Instituto de Tecnologia Vale) e
Tarso Genro (Estado do Rio Grande do Sul).

Suplentes
Aldo Floris, José Carlos Schmidt Murta Ribeiro, Luiz Ildefonso Simões Lopes
(Brookfield Brasil Ltda.), Luiz Roberto Nascimento Silva, Manoel Fernando
Thompson Motta Filho, Roberto Castello Branco (Vale S.A.), Nilson Teixeira
(Banco de Investimentos Crédit Suisse S.A.), Olavo Monteiro de Carvalho
(Monteiro Aranha Participações S.A.), Patrick de Larragoiti Lucas (Sul América
Companhia Nacional de Seguros), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A.),
Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A.) e Victório Carlos de Marchi
(AMBEV).

Sede
Praia de Botafogo, 190, Rio de Janeiro – RJ – CEP 22250-900 ou Caixa Postal
62.591 – CEP 22257-970 – Tel: (21) 3799-5498 – www.fgv.br

Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em
20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por
finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico,
com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia,
contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.



Diretor
Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa
Lavinia Hollanda

Coordenação Operacional
Paulo Márcio Garcia Jr

Coordenação de Comunicação e Marketing
Simone C. Lecques de Magalhães

EQUIPE TÉCNICA

Coordenação Editorial
Lavinia Hollanda

Autores
Angelo Polydoro
Clara Costellini
Maurício Canêdo Pinheiro
Otavio Mielnik
Wagner Freire
Professor Aloisio Araújo

Colaboração
Felipe Gonçalves

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação
Simone C. Lecques de Magalhães

Colaboração
FGV Projetos
DICOM

Diagramação
Simone C. Lecques de Magalhães

Revisão
Gabriela Costa

Transcrição
Lia Carneiro da Cunha

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO

5 Carlos Ivan Simonsen Leal

EDITORIAL

**9 Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella
Lavinia Hollanda**

ARTIGOS

12 Otavio Mielnik

Evolução dos leilões de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil

30 Angelo Polydoro

Introdução à Teoria de Leilões e sua aplicação aos Leilões de E&P

37 Maurício Canêdo Pinheiro

O que sabemos sobre os leilões de petróleo e gás no Brasil?

43 Clara Costellini

Leilões de Valor quase-comum e o regime de partilha de produção brasileiro

53 Wagner Freire

Os desafios do pré-sal: A importância das descobertas do pré-sal, a licitação de Libra no modelo de partilha da produção, obstáculos a serem vencidos

ENTREVISTA

63 Professor Aloísio Araújo

BIBLIOGRAFIA

69



APRESENTAÇÃO



Carlos Ivan Simonsen Leal

Presidente da Fundação Getúlio Vargas

Graduado em engenharia civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), é mestre em economia matemática pelo Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada (IMPA) do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e PhD em economia pela Princeton University, EUA. Foi professor da Escola de Pós-Graduação em Economia da Fundação Getúlio Vargas (EPGE/FGV) de 1986 a 1997, diretor do FGV-Business de 1992 a 1997, diretor-geral da EPGE de 1994 a 1997 e vice-presidente da FGV de setembro de 1997 a agosto de 2000. Atualmente, é presidente da FGV e membro de diversos conselhos empresariais.

Em janeiro de 2014, por iniciativa da presidência da Fundação Getúlio Vargas - FGV, foi criada a FGV Energia - Centro de Estudos de Energia, dedicado à área de energia.

O objetivo da FGV Energia é produzir, fomentar e disseminar pesquisa e conhecimento na área de Energia, contribuindo para a evolução do setor energético de forma coerente com um desenvolvimento sustentável. Dessa forma, a FGV Energia poderá fundamentar o posicionamento estratégico da FGV na área energética, permitindo que a FGV contribua de maneira consistente para a discussão e elaboração de políticas públicas e regulação voltadas para o setor.

A Fundação Getúlio Vargas é composta por escolas de nível superior e centros de pesquisa e documentação que são referência acadêmica em suas respectivas áreas. Como já é tradição entre as unidades da FGV – instituição que completa 70 anos em 2014 – a FGV Energia tem a missão de avançar nas fronteiras do conhecimento na área energética, atuando não apenas através de seu próprio corpo de pesquisadores, mas também construindo a partir do conhecimento gerado em suas unidades. Nesse sentido, a FGV Energia atuará como um ponto focal para os estudos sobre energia realizados na FGV, com a capacidade

de articular competências e capital humano já existentes nessa instituição, de modo a alcançar uma ação coordenada na área de energia.

A primeira edição do Caderno FGV Energia, dedicada ao tema de Leilões de Exploração e Produção de Petróleo e Gás no Brasil, reflete em sua estrutura essa missão. Em sua elaboração, além dos pesquisadores da FGV Energia, o Caderno contou com a valiosa contribuição da FGV Projetos, de pesquisadores do Instituto Brasileiro de Economia (FGV/IBRE) e da Escola de Pós-Graduação em Economia (FGV/EPGE). Em adição às parcerias internas à FGV, contamos ainda com a colaboração de pessoas renomadas da indústria de petróleo na escolha do tema para o primeiro caderno e na elaboração de um dos capítulos. Com isso, iniciamos nossas publicações consolidando e sistematizando conhecimento já existente na FGV e na indústria sobre o tema.

O Caderno FGV Energia será uma publicação regular da FGV Energia, e abordará em suas próximas edições outros temas de interesse do setor. Estamos em fase de construir uma agenda de pesquisa com temas de interesse do setor, e acreditamos que o trabalho conjunto e coordenado com parceiros internos e externos à FGV nos permitirá contribuir de maneira efetiva para o desenvolvimento e o fortalecimento do debate sobre esse setor no país.

Boa leitura!

Carlos Ivan Simonsen Leal





EDITORIAL

O primeiro Caderno FGV Energia reúne análises e estudos de especialistas da Fundação Getulio Vargas e da indústria sobre os leilões de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás no Brasil. Os capítulos apresentam as análises e os pontos de vista de seus respectivos autores sobre assuntos específicos relacionados ao tema principal.

No primeiro capítulo, Otávio Mielnik, coordenador de projetos da FGV Projetos e pesquisador associado da FGV Energia, discorre sobre a evolução histórica dos leilões de exploração e produção no Brasil – desde as primeiras rodadas de licitação de concessões, até a mudança do regime para o de partilha de produção. Em seu texto, Otávio pontua as principais diferenças entre os regimes e procura contextualizar as mudanças ocorridas em cada rodada de licitação.

No segundo capítulo, Angelo Polydoro, economista do Instituto Brasileiro de Economia (FGV/IBRE), introduz alguns conceitos básicos sobre a Teoria de Leilões. Essa breve explicação sobre conceitos importantes da teoria busca esclarecer e difundir o conhecimento econômico que é utilizado no estudo de questões práticas de leilões – além, claro, de facilitar a leitura dos capítulos seguintes.

No terceiro capítulo, Maurício Canêdo, pesquisador do FGV/IBRE, discute os principais resultados de um estudo empírico sobre leilões de concessões de E&P. No artigo, Maurício e seus coautores utilizam os dados das rodadas de licitação de concessões e avaliam os determinantes do lance vencedor nos leilões de E&P realizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) sob o regime de concessão. O autor identifica três características dos participantes e do recurso leiloadado que são importantes na definição do mecanismo adequado de leilão, a saber: o número de participantes, a assimetria de informações entre eles e a independência dos valores dos diferentes blocos a serem leiloados. A análise é feita a partir de metodologia empírica reconhecida academicamente e trazem resultados bastante interessantes.

No quarto capítulo, Clara Costellini, pesquisadora da FGV Energia e doutoranda pela Escola de Pós-Graduação em Economia (FGV/EPGE), traz uma análise dos leilões de partilha sob a ótica da teoria econômica. No texto, ela nos mostra os principais resultados de sua dissertação de Mestrado, orientada pelo professor Aloísio Araújo. Em sua dissertação, anterior à realização do Leilão de Libra, foi desenvolvido um modelo teórico de partilha de produção com assimetria de informações para analisar algumas características do modelo brasileiro. A autora analisa os resultados do modelo, fazendo uma avaliação das estratégias dos participantes e dos ganhos esperados.

O quinto capítulo, Wagner Freire, diretor de E&P da Petrobras, no período de 1985 a 1991, nos empresta sua vasta experiência na indústria de petróleo e discute a importância do pré-sal, a licitação de Libra e os principais obstáculos a serem vencidos. Freire, que é pesquisador associado da FGV Energia, aborda as questões e desafios a partir de sua experiência e prática na indústria.

Encerrando o Caderno, temos uma entrevista com o acadêmico Aloísio Araújo, professor titular e vice-diretor da FGV/EPGE. Aloísio, um dos maiores acadêmicos do país, é um estudioso do setor de energia, tendo desenvolvido diversas pesquisas, bem como orientação de teses no setor. Em sua entrevista, o professor apresenta sua opinião sobre o resultado do Leilão de Libra e discute as principais dificuldades a serem enfrentadas pelo consórcio vencedor do Leilão.

O Caderno FGV Energia faz parte de um conjunto de publicações regulares do FGV Energia. Em nossas próximas edições, continuaremos abordando as questões relevantes do setor, partindo de um conjunto de temas que vêm sendo definidos a partir dos nossos constantes diálogos com a academia, os agentes e os formuladores de política. Esperamos, assim, contribuir para ampliar o conhecimento e aprofundar o debate sobre o setor energético.

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella - Diretor da FGV Energia
Lavinia Hollanda - Coordenadora de Pesquisa da FGV Energia



EVOLUÇÃO DOS LEILÕES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL.

Otávio Mielnik



Otavio Mielnik

Doutor em Economia da Energia, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie (IEPE), Université de Grenoble. Ex-Associate Director, Southern Cone, Cambridge Energy Research Associates (CERA). Hoje é Consultor da FGV Projetos.

Uma licitação é o procedimento administrativo através do qual a administração pública contrata serviços ou produtos. Uma licitação de direitos de exploração e produção visa promover o desenvolvimento da oferta de petróleo e gás natural por meio da concorrência entre empresas petrolíferas, interessadas na ampliação de suas reservas, bem como em sua utilização e comercialização. Entre os efeitos do processo de licitação, cabe salientar o desenvolvimento de um conjunto de atividades econômicas, tecnológicas e sociais relacionadas à extração, processamento, transporte e comercialização de petróleo e gás natural.

O processo licitatório de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil ocorre principalmente através de leilões, que são desenhados no contexto do quadro regulatório vigente. Esse fato, aliado à concorrência de outras áreas produtoras no mundo, tanto no plano econômico (condições técnicas e custos de produção, condições de acesso e de comercialização do petróleo e do gás natural), quanto no plano regulatório (regimes com maior ou menor intervenção dos governos), podem comprometer o sucesso de um leilão de exploração e produção.

Um conjunto de fatores promove a atratividade de um leilão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, e o interesse de empresas petrolíferas em participar. Alguns desses fatores podem ser evidenciados, tais como: (1) as características da área a ser licitada; (2) as condições do regime (e do risco) regulatório de um país; (3) a evolução estimada do mercado internacional de petróleo e gás natural; (4) a necessidade para uma empresa petrolífera de repor suas reservas de petróleo e gás natural; (5) a importância do acesso ao petróleo pelas empresas estatais de países com demanda crescente; (6) o grau de informação sobre o potencial estimado em recursos de outras áreas disponíveis no país e em outros países; e (7) o próprio desenho do leilão.

A descoberta de petróleo na camada pré-sal do Brasil, em 2006, teve imenso impacto político, gerando um grande debate sobre o regime fiscal que deveria ser utilizado na exploração e produção do petróleo e do gás natural oriundo das novas jazidas. O tema assumiu proporções maiores antes mesmo que houvesse informação consolidada sobre as condições físicas e tecnológicas que viabilizassem sua exploração. A exemplo do que ocorreu ao longo da evolução das relações entre países produtores e empresas petrolíferas, desde logo tornou-se crucial determinar a distribuição da renda petrolífera entre remuneração das empresas pelo risco incorrido e participação governamental.

De modo geral, a renda petrolífera corresponde à diferença entre o preço de mercado do petróleo e do gás natural e seu custo de produção. Para as empresas petrolíferas, essa renda é um direcionador fundamental, porque remunera o risco pelo insucesso eventual na busca por novas jazidas de petróleo. Para os governos, parte da renda petrolífera deve ressarcir a sociedade pelo uso de um recurso relativamente escasso e valorizado no mercado, e ser convertida em investimentos capazes de gerar benefício social. O regime regulatório arbitra essa distribuição, estabelecendo as condições para a alocação da renda petrolífera entre governo e empresas petrolíferas.

A incerteza quanto à existência, extensão, produtividade e valor dos recursos em petróleo e gás natural torna ainda mais complexa e estratégica a definição das condições para a transferência dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Essa incerteza é inerente à atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, e envolve aspectos técnicos e econômicos. Durante a fase de exploração, as incertezas se referem aos recursos existentes e à viabilidade econômica do projeto, reduzindo-se o risco com mais acesso à informação em relação aos recursos. Durante a fase de desenvolvimento, as incertezas relativas ao fator de recuperação, desempenho do reservatório, custo de desenvolvimento do projeto, preço do petróleo e do gás natural e mudanças regulatórias tornam-se mais relevantes.

Um fator crítico na gestão dos direitos de exploração e produção é dado pelo ritmo de extração do petróleo e do gás natural. Esse ritmo tende a ser mais intenso quando se prioriza (1) a produção do petróleo e gás natural para atender a demanda energética do país e (2) a obtenção de recursos oriundos de sua comercialização para atender a necessidades sociais. O ritmo tende a ser menos intenso quando se prioriza sua disponibilidade futura, i.e., sua distribuição intergeracional. As condições de financiamento da exploração e produção podem requerer, também, um retorno mais rápido e determinar um ritmo mais intenso de extração dos recursos no início.

EVOLUÇÃO RECENTE DA OFERTA MUNDIAL DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL

A estrutura da oferta mundial de petróleo e de gás natural está sendo modificada com a inserção recente de novas áreas de produção e com a participação crescente de recursos não convencionais. Entre as novas áreas de produção, a importância da exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas tem sido marcante, especialmente pelo lugar que ocupa na estratégia de crescimento das principais empresas globais de petróleo e gás natural. Ao lado disso, cabe assinalar a parcela relevante que vêm ganhando os recursos não convencionais, principalmente o gás e o petróleo provenientes de folhelhos, inicialmente nos Estados Unidos.

A transformação gradual na estrutura da oferta mundial de petróleo e de gás natural tende a promover um reposicionamento, em termos econômicos, energéticos e geopolíticos dos principais participantes

do mercado internacional (produtores e consumidores) e a estabelecer um novo equilíbrio entre as forças existentes. As consequências geopolíticas desse processo são relevantes, determinando o deslocamento de parte dos fluxos de petróleo e gás natural do Oriente Médio para a Bacia do Atlântico. Essa transformação tem importância tanto na consolidação da oferta de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas do Brasil, quanto na redefinição dos fluxos de importação desses energéticos que atendem principalmente a demanda dos Estados Unidos. Nesse aspecto, a demanda crescente da China tende a redesenhar os fluxos de importação de petróleo e gás natural, determinando seu deslocamento para a Bacia do Pacífico.

Quadro 1 - Evolução das reservas provadas de petróleo

Apresentação da evolução das reservas provadas de petróleo de grandes produtores, permitindo uma comparação da posição relativa de países de OPEP, produtores fora da OPEP (Rússia e Casaquistão) e de países da OCDE (Estados Unidos e Canadá).

	EUA	Canadá	Brasil	Rússia	Casaquistão	Arábia Saudita	Irã	Iraque	Kuwait	OPEP	Não-OPEP	Mundo
1980	36.5	39.5	1.3	n/a	n/a	168.0	58.3	30.0	67.9	425.4	258.0	683.4
1981	36.5	40.2	1.5	n/a	n/a	167.9	57.0	32.0	67.7	429.3	267.2	696.5
1982	35.1	40.3	1.7	n/a	n/a	165.5	56.1	59.0	67.2	459.2	266.4	725.6
1983	35.6	40.5	1.8	n/a	n/a	168.8	55.3	65.0	67.0	467.8	269.5	737.3
1984	36.1	40.5	2.0	n/a	n/a	171.7	58.9	65.0	92.7	503.7	270.8	774.4
1985	36.4	40.9	2.2	n/a	n/a	171.5	59.0	65.0	92.5	529.8	272.8	802.6
1986	35.1	41.1	2.4	n/a	n/a	169.7	92.9	72.0	94.5	636.7	271.0	907.7
1987	35.4	41.2	2.6	n/a	n/a	169.6	92.9	100.0	94.5	668.6	270.3	938.9
1988	35.1	41.5	2.8	n/a	n/a	255.0	92.9	100.0	94.5	755.0	271.7	1,026.7
1989	34.3	41.3	2.8	n/a	n/a	260.0	92.9	100.0	97.1	763.2	264.0	1,027.3
1990	33.8	40.3	4.5	n/a	n/a	260.3	92.8	100.0	97.0	763.4	264.1	1,027.5
1991	32.1	40.1	4.8	n/a	n/a	260.9	92.9	100.0	96.5	769.0	263.7	1,032.7
1992	31.2	39.6	5.0	n/a	n/a	261.2	92.9	100.0	96.5	772.7	266.6	1,039.3
1993	30.2	39.5	5.0	n/a	n/a	261.4	92.9	100.0	96.5	774.9	266.5	1,041.4
1994	29.6	48.1	5.4	n/a	n/a	261.4	94.3	100.0	96.5	778.9	276.8	1,055.6
1995	29.8	48.4	6.2	n/a	n/a	261.5	93.7	100.0	96.5	786.6	279.3	1,065.9
1996	29.8	48.9	6.7	n/a	n/a	261.4	92.6	112.0	96.5	805.0	283.7	1,088.7
1997	30.5	48.8	7.1	n/a	n/a	261.5	92.6	112.5	96.5	817.5	289.9	1,107.4
1998	28.6	49.8	7.4	63.3	5.4	261.5	93.7	112.5	96.5	823.1	269.8	1,092.9
1999	29.7	181.6	8.2	67.9	5.4	262.8	93.1	112.5	96.5	831.9	406.0	1,237.9
2000	30.4	181.5	8.5	69.0	5.4	262.8	99.5	112.5	96.5	849.7	408.4	1,258.1
2001	30.4	180.9	8.5	72.5	5.4	262.7	99.1	115.0	96.5	855.5	411.3	1,266.8
2002	30.7	180.4	9.8	76.1	5.4	262.8	130.7	115.0	96.5	903.3	418.2	1,321.5
2003	29.4	180.4	10.6	79.0	9.0	262.7	133.3	115.0	99.0	912.1	422.1	1,334.1
2004	29.3	180.0	11.2	78.5	9.0	264.3	132.7	115.0	101.5	918.8	421.2	1,340.0
2005	29.9	180.5	11.8	81.5	9.0	264.2	137.5	115.0	101.5	927.8	424.5	1,352.3
2006	29.4	179.8	12.2	83.3	9.0	264.3	138.4	115.0	101.5	936.1	427.7	1,363.8
2007	30.5	178.8	12.6	84.5	30.0	264.2	138.2	115.0	101.5	949.5	448.0	1,397.5
2008	28.4	176.3	12.8	84.1	30.0	264.1	137.6	115.0	101.5	1,024.4	443.8	1,468.1
2009	30.9	175.9	12.9	85.2	30.0	264.6	137.0	115.0	101.5	1,064.6	445.5	1,510.1
2010	35.0	175.2	14.2	85.1	30.0	264.5	151.2	115.0	101.5	1,163.3	453.3	1,616.7
2011	35.0	174.6	15.0	87.1	30.0	265.4	154.6	143.1	101.5	1,199.0	455.2	1,654.1
2012	35.0	173.9	15.3	87.2	30.0	265.9	157.0	150.0	101.5	1,211.9	457.0	1,668.9

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2013

Quadro 2 - Evolução das reservas provadas de gás natural

Apresentação da evolução das reservas provadas de gás natural dos principais produtores no plano internacional, permitindo uma comparação da posição relativa de produtores da América do Sul (Brasil, Argentina e Bolívia) e da América do Norte (Estados Unidos e Canadá).

	EUA	Canadá	Brasil	Argentina	Bolívia	Rússia	Turkmenistan	Irã	Catar	Arábia Saudita	Mundo
1980	5.6	2.5	0.1	0.6	0.1	n/a	n/a	14.1	2.8	3.2	71.6
1981	5.7	2.6	0.1	0.6	0.2	n/a	n/a	14.1	2.8	3.3	74.6
1982	5.7	2.6	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	14.1	3.1	3.4	77.0
1983	5.7	2.6	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	14.0	3.4	3.5	78.6
1984	5.6	2.8	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	14.0	4.3	3.6	81.3
1985	5.5	2.8	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	14.0	4.4	3.7	83.6
1986	5.4	2.7	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	14.0	4.4	4.0	89.6
1987	5.3	2.7	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	13.9	4.4	4.2	92.2
1988	4.8	2.7	0.1	0.8	0.1	n/a	n/a	14.2	4.6	5.0	96.4
1989	4.7	2.7	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	17.0	4.6	5.2	107.1
1990	4.8	2.7	0.1	0.7	0.1	n/a	n/a	17.0	4.6	5.2	109.6
1991	4.7	2.7	0.1	0.6	0.1	n/a	n/a	19.8	6.4	5.2	115.1
1992	4.7	2.7	0.1	0.5	0.1	n/a	n/a	20.7	6.7	5.2	117.6
1993	4.6	2.2	0.1	0.5	0.1	n/a	n/a	20.7	7.1	5.2	118.9
1994	4.6	1.9	0.1	0.5	0.1	n/a	n/a	20.8	7.1	5.3	119.6
1995	4.7	1.9	0.2	0.6	0.1	n/a	n/a	19.4	8.5	5.5	120.4
1996	4.7	1.9	0.2	0.6	0.1	n/a	n/a	23.0	8.5	5.7	124.1
1997	4.7	1.8	0.2	0.7	0.1	30.7	2.4	23.0	8.5	5.9	127.3
1998	4.6	1.7	0.2	0.7	0.2	30.5	2.3	24.1	10.9	6.1	130.6
1999	4.7	1.7	0.2	0.7	0.5	29.8	2.3	25.0	11.2	6.1	134.0
2000	5.0	1.7	0.2	0.8	0.7	29.6	2.3	26.0	14.4	6.3	139.7
2001	5.2	1.7	0.2	0.8	0.8	29.7	2.3	26.1	25.8	6.5	153.9
2002	5.3	1.7	0.2	0.7	0.8	29.8	2.3	26.7	25.8	6.6	154.9
2003	5.4	1.6	0.2	0.6	0.8	30.5	2.3	27.6	25.3	6.8	156.3
2004	5.5	1.6	0.3	0.5	0.8	30.3	2.3	27.5	25.4	6.8	156.9
2005	5.8	1.6	0.3	0.4	0.8	30.3	2.3	27.6	25.6	6.8	157.4
2006	6.0	1.6	0.3	0.4	0.7	30.3	2.3	26.9	25.5	7.1	158.3
2007	6.7	1.6	0.4	0.4	0.7	30.4	2.3	28.1	25.5	7.3	161.5
2008	6.9	1.8	0.4	0.4	0.7	30.4	7.3	29.6	25.4	7.6	169.7
2009	7.7	1.7	0.4	0.4	0.3	31.1	7.3	29.6	25.3	7.9	170.0
2010	8.6	2.0	0.4	0.4	0.3	31.1	10.2	33.1	25.0	8.0	177.3
2011	8.8	2.0	0.5	0.3	0.3	32.9	17.5	33.6	25.0	8.2	187.8
2012	8.5	2.0	0.5	0.3	0.3	32.9	17.5	33.6	25.1	8.2	187.3

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2013

PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO DA OFERTA DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL DO BRASIL

A produção de petróleo no país, em 2013, foi de aproximadamente 2 milhões de barris/dia produzidos, essencialmente em campos situados em águas profundas¹. A Petrobras foi responsável por 92% desse total.

A Petrobras estima que sua produção de petróleo será de 4,2 milhões de barris/dia até 2020², enquanto a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia projeta uma produção de petróleo para o país de 5,1 milhões de barris/dia (em 2020). Já a *Energy Information Administration* (EIA), agência de informações ligada ao Departamento de Energia do governo dos Estados Unidos, estima, em seu cenário de referência, que a oferta de petróleo do Brasil será ampliada em mais de 5 milhões de barris/dia, no período 2010-2040, a partir de sua extração em águas profundas³. A *International Energy Agency* (IEA), por sua vez, prevê em seu cenário de referência (*New Policies Scenario*⁴) uma produção de petróleo no Brasil, em 2020, de 4 milhões de barris/dia, atingindo 6 milhões de barris/dia, em 2035 (90% em águas profundas).

Como a maior parte desse crescimento de produção virá de águas profundas, a participação de FPSOs (*Floating Production Storage and Offloading*) – navios com capacidade de abrigar as facilidades de processamento dos fluidos e armazenar o petróleo até sua descarga para outro navio – é considerada decisiva, por sua capacidade de armazenagem e de carregamento diretamente em petroleiros, sem a necessidade de oleodutos. O Brasil tende a ser a principal área de crescimento na utilização de FPSOs. Em 2013, havia 34 FPSOs em operação no Brasil, de um total de 160 FPSOs em operação no mundo. A IEA estima que mais de 70 FPSOs estejam em operação no Brasil até 2020.

As incertezas relativas ao aumento da produção no país referem-se ao ritmo em que serão vencidos os desafios tecnológicos, concluídos os equipamentos necessários, estabelecidos os novos processos de produção e superados os riscos de desenvolvimento da camada pré-sal. Outro fator de incerteza se refere ao volume de gás natural que será efetivamente produzido em 2035, considerando (1) a necessidade eventual de reinjetar parte do gás natural, para manter a pressão dos reservatórios de petróleo; (2) o impacto da produção de gás de folhelho sobre o desenvolvimento da produção de gás natural; e (3) condições de concorrência em relação a outros energéticos (a ser determinada pelo seu custo de produção). A IEA projeta um crescimento da demanda por gás natural de 60 bilhões de m³ (2011) para 90 bilhões de m³ (2035), a uma taxa anual de crescimento de 5,2%, sendo a maior parte resultante do crescimento da geração elétrica e do consumo industrial. O *United States Geological Survey*⁵ (USGS) estima que haja mais de 12 trilhões de m³ recuperáveis de gás natural convencional no Brasil, a maior parte no mar, e 52% na Bacia de Santos. A EIA estima que haja 6,9 trilhões de m³ recuperáveis de gás de folhelho nas bacias onshore do Paraná, Solimões e Amazonas. O Brasil tem ainda um potencial de petróleo não convencional, incluindo 5,4 bilhões de barris tecnicamente recuperáveis de petróleo de folhelho.

Em seu cenário de referência, a IEA estima que a demanda de petróleo no Brasil cresça 1,6% ao ano, chegando a 3,4 milhões de barris/dia em 2035. Essa demanda estará menos concentrada no setor de transporte (55% do total), em razão do crescimento da participação dos biocombustíveis (etanol 3,9% ao ano e biodiesel 5,8% ao ano). A estrutura de demanda se mantém, mas em proporções diferentes, com o diesel no transporte de carga, gasolina no consumo de veículos leves, a nafta como matéria-prima, especialmente para a indústria petroquímica, e o GLP para cocção e aquecimento, principalmente nas residências.

¹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, Empresa de Pesquisa Energética (em consulta pública, dezembro/2013).

² Plano de Negócios e Gestão 2013-2017, Petrobras (março/2013).

³ International Energy Outlook 2013, Energy Information Administration (julho/2013).

⁴ World Energy Outlook 2013, International Energy Agency (publicado em novembro/2013).

⁵ Agência científica do governo dos Estados Unidos que fornece informação, análises e estimativas relativas aos recursos naturais.

A IEA estima que as reservas do Brasil sejam de cerca de 120 bilhões de barris (petróleo e líquidos de gás natural), dos quais mais de 14 bilhões já foram produzidos até 2012, o que resultaria em um total de 106 bilhões de barris a serem descobertos. Desse modo, haveria 90% de reservas a serem descobertas no Brasil, a comparar com 75% no Oriente Médio, 65% na Rússia e 40% nos Estados Unidos.

PRINCIPAIS FRONTEIRAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL NO MUNDO E A CAMADA PRÉ-SAL

A descoberta de novas reservas de petróleo e gás natural tem expandido as fronteiras de seus sistemas de produção atuais em direção a novas áreas, que exigem, para sua exploração e produção, recursos financeiros crescentes e tecnologia avançada. Depois de um período de grandes avanços, nas décadas de 1980 e 1990, na descoberta e produção de petróleo e gás natural no mar em águas profundas (profundidade entre 500 e 1.500 metros), nos últimos anos, a nova fronteira de produção tem expandido a prospecção de novos recursos para as águas ultraprofundas, com profundidade entre 1.500 metros e 3.500 metros de lâmina d'água.

O acesso à tecnologia de ponta para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo tem sido essencial para encontrar, viabilizar e operar o potencial de recursos localizados em águas ultraprofundas, em reservatórios que estão a uma profundidade total que chega a 6.000 metros, na camada pré-sal do Brasil; 9.000 metros, no Golfo do México; e 6.000 metros, na África Ocidental. As três regiões produtoras apresentam características físicas e aplicação de técnicas semelhantes, além da proximidade dos grandes mercados consumidores de energia.

As três regiões oferecem melhores condições de segurança energética aos grandes mercados consumidores, por apresentarem baixo risco geopolítico, conterem enormes jazidas e oferecerem boas condições de operação, aspectos relevantes na decisão de investimento. No entanto, diante das vultosas somas necessárias, o regime regulatório adotado em cada uma das três regiões pode ser decisivo para a aplicação dos recursos financeiros destinados à exploração e ao desenvolvimento das novas jazidas de petróleo e gás natural.

Avanços tecnológicos recentes – que não teriam sido possíveis no início da década de 1980 – têm sido essenciais para a realização das descobertas em águas profundas e para a perfuração da camada pré-sal. Descoberto em 1985, pela Petrobras, o campo de Marlim, com profundidade de 1.000 metros, era o mais profundo do mundo. Perfurado por uma sonda com posicionamento dinâmico (sem necessidade de ancoragem), foi a primeira descoberta com esse tipo de equipamento em águas profundas. Os preparativos para início da produção desse campo – com plataforma semissubmersível e completações submarinas com árvores-de-natal molhadas, operadas por controle remoto – começaram alguns anos depois, e a produção teve início apenas em 1991. Os reservatórios eram arenitos acima da camada de sal.

Mais recentemente, o ano de 2006 inaugurou um novo marco com a descoberta quase simultânea de petróleo nos poços Jack-2, pela Chevron, a 8.600 metros de profundidade, no Golfo do México (com reservas estimadas entre 3 e 15 bilhões de barris), e Tupi (hoje Lula), pela Petrobras, a 5.900 metros de profundidade, na Bacia de Santos (com reservas estimadas de 5 a 8 bilhões de barris). Nos dois casos, os reservatórios com hidrocarbonetos foram atingidos depois de a perfuração atravessar espessa camada de sal.

A exploração e desenvolvimento em águas ultraprofundas estão consolidando um novo padrão tecnológico de produção de petróleo e gás natural. Sondagens de elevado desempenho, com capacidade de perfuração de até 10.000 metros de profundidade total, estão sendo disputadas pelas empresas que competem nas três regiões. Por outro lado, as tecnologias de produção em águas profundas têm evoluído progressivamente, desde o emprego das semissubmersíveis, utilizadas na década de 1980, até os FPSOs, que estão sendo utilizados pela Petrobras no Golfo do México e no Brasil. Em situações ambientais mais complexas, e para profundidades maiores dos reservatórios, têm sido utilizadas plataformas do tipo TLP (*Tension Leg Platform*, ou plataforma de pernas atirantadas) e plataformas SPAR⁶. Essas diferentes tecnologias enfrentam desafios para manter sua posição em águas ultraprofundas, complementadas com sistemas de *risers* (tubos que ligam o poço produtor de petróleo às plataformas de produção).

O volume de hidrocarbonetos recuperáveis existente nas jazidas recém-descobertas é uma informação crítica para avaliar a importância do esforço em exploração e desenvolvimento da produção, por parte das empresas, e seu interesse em participar de licitações nessas áreas. No entanto, cabe salientar que também devem ser levadas em consideração as descobertas em áreas contíguas e as estimativas iniciais em alguns campos. No Golfo do México, sete empresas participaram da realização de 15 descobertas, tendo como operadoras Chevron, Shell, Petrobras, Anadarko e BP. Na Bacia de Santos, houve 15 descobertas, tendo como operadoras Petrobras, ExxonMobil, Anadarko, BG e Repsol YPF (hoje Repsol-Sinopec). Na África Ocidental, algumas dessas empresas participaram da realização de 25 descobertas em águas ultraprofundas de Angola, sendo operadoras Total, BP e Marathon.

Nos quadros 3 e 4 a seguir, são apresentadas as principais descobertas de petróleo em águas ultraprofundas ocorridas na Camada Pré-Sal e no Golfo do México.

⁶ *Single Point Anchor Reservoir*, plataformas formadas por uma estrutura cilíndrica vertical, similar a uma grande boia, utilizadas como alternativa para exploração e desenvolvimento em águas ultraprofundas.

Quadro 3 - Descobertas relevantes de petróleo na Camada Pré-Sal, Brasil

Nome	Data	Bacia	Bloco	Operador	Participantes	Reservas Estimadas (barris)
Jubarte	Jan-2001	Campos	BC-60 (Parque das Baleias)		Petrobras (100%)	não disponível
Parati	2006	Santos	BM-S-9	Petrobras (65%)	BG (25%), Partex (10%)	não disponível
Tupi (Lula)	Jul-2006	Santos	BM-S-11	Petrobras (65%)	BG (25%), Galp Energia (10%)	5 a 8 bilhões
Carioca	Set-2007	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	2 a 6 bilhões
Caramba	Jan-2008	Santos	BM-S-21	Petrobras (80%)	Galp Energia (20%)	não disponível
Júpiter	Jan-2008	Santos	BM-S-24	Petrobras (80%)	Galp Energia (20%)	5 a 8 bilhões
Bem-te-vi	Mai-2008	Santos	BM-S-8	Petrobras (66%)	Shell (20%), Galp Energia (14%)	3 a 4 bilhões
Guará	Jun-2008	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	3 a 4 bilhões
Iara	Ago-2008	Santos	BM-S-11	Petrobras (65%)	BG (25%), Galp Energia (10%)	3 a 4 bilhões
Wahoo	Set-2008	Campos	BM-C-30	Anadarko (30%)	Devon (25%), EnCana (25%), SK (20%)	não disponível
Baleia Azul	Nov-2008	Espirito Santo	BC-60 (Parque das Baleias)		Petrobras (100%)	1,5 a 2 bilhões (inclui Baleia Franca)
Baleia Franca	Nov-2008	Espirito Santo	BC-60 (Parque das Baleias)		Petrobras (100%)	1,5 a 2 bilhões (inclui Baleia Azul)
Panoramix	Jan-2009	Santos	BM-S-48	Repsol YPF (40%)	Petrobras (35%), Woodside (12,5%), Vale (12,5%)	não disponível
Azulão	Jan-2009	Santos	BM-S-22	ExxonMobil (40%)	Hess (40%), Petrobras (20%)	não disponível
Corcovado	Abr-2009	Santos	BM-S-52	BG (40%)	Petrobras (60%)	não disponível
Iguaçu	Abr-2009	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	não disponível
Libra	Mai-2010	Santos	SS-AUP1	Petrobras (40%)	Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%), CNOOC (10%)	8 a 12 bilhões de barris
Franco	Jul-2010	Santos	BM-S-11		União	5,5 bilhões de barris

Fonte: Empresas

Quadro 4 - Descobertas relevantes de petróleo no Golfo do México

Nome	Data	Bloco	Operadora	Participantes	Lâmina D'água (metros)	Profundidade Total (metros)	Reservas Estimadas (barris)
Trident	2001	Alaminos Canyon 903	Chevron (100%)		2.953	6.250	200 milhões
Great White	2002	Alaminos Canyon 857	Shell (33,34%)	Chevron (33,33%), BP (33,33%)	2.441	6.068	não disponível
Cascade	2002	Walker Ridge 206	Petrobras (50%)	Devon (50%)	2.482	8.515	não disponível
St. Malo	2003	Walker Ridge 678	Chevron (41%)	Petrobras (25%), Devon (22,5%), StatoilHydro (6,25%), Exxon-Mobil (3,75%), ENI (1,25%)	2.145	8.559	não disponível
Chinook	2003	Walker Ridge 469	Petrobras (66,67%)	Total (33,33%)	2.692	8.230	não disponível
Tobago	2004	Alaminos Canyon 859	Chevron (57,5%)	Shell (32,5%), Nexen (10%)	2.934	5.642	não disponível
Silvertip	2004	Alaminos Canyon 815	Chevron (60%)	Shell (40%)	2.812	não disponível	não disponível
Jack	2004	Walker Ridge 759	Chevron (50%)	Devon (25%), StatoilHydro (25%)	2.123	não disponível	3 a 15 bilhões
Stones	2005	Walker Ridge 508	Shell (35%)	Petrobras (25%), Marathon (25%), ENI (15%)	2.919	8.960	não disponível
Kaskida	2006	Keathley Canyon 292	BP (73,33%)	Devon (26,67%)	1.786	9.906	não disponível
Caesar	2006	Green Canyon Block 683	Shell (62,5%)	Anadarko (20%), StatoilHydro (17,5%)	1.372	9.059	não disponível
West Tonga	2008	Green Canyon Block 726	Anadarko (37,5%)	StatoilHydro (25%), Chevron (20,5%), Shell (17%)	1.433	não disponível	200 a 400 milhões
Heidelberg	2009	Green Canyon Block 859	Anadarko (44,25%)	Mariner Energy (12,5%), ENI (12,5%), StatoilHydro (12%), ExxonMobil (9,375%), Cobalt International Energy (9,375%)	não disponível	não disponível	não disponível
Buckskin	2009	Keathley Canyon Block 872	Chevron (55%)	Maersk (20%), Repsol YPF (12,5%), Samson Offshore (12,5%)	não disponível	8.962	não disponível
Shenandoah	2009	Walker Ridge 52	Anadarko (30%)	ConocoPhillips (40%), Cobalt International Energy (20%), Marathon (10%)	1.753	9.144	não disponível

Fonte: Empresas

PRINCIPAIS MODELOS DE LEILÕES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MUNDO

Os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural podem ser concedidos a uma empresa petrolífera. Nos países em que a exploração e produção de petróleo e gás natural são monopólio do Estado, esses direitos são outorgados pelos governos, que os transferem, em nome do Estado⁷, a uma empresa petrolífera durante um período de tempo determinado. Os direitos e obrigações de cada parte – governos e empresas – definidos nessa transferência, bem como a gestão da exploração e produção dos recursos, dependem do regime regulatório de exploração e produção adotado pelo país, sendo os principais (1) o regime de concessão e (2) o regime de partilha da produção.

Os dois modelos estão instituídos nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas. No Golfo do México, o regime regulatório é o do contrato de concessão, enquanto na África Ocidental (Angola, Nigéria e Guiné Equatorial) vigora o regime de partilha da produção. No Brasil, desde 2010, foi implantado um regime misto, formado (1) pelo regime de partilha da produção para a exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas (camada pré-sal) e (2) pelo regime de concessão para as demais áreas.

Qualquer que seja o regime regulatório, há duas possibilidades para a escolha da empresa petrolífera à qual serão transferidos os direitos de exploração e produção: (1) um processo de licitação (em geral, um leilão), segundo critérios próprios a cada regime regulatório e estabelecidos em cada país; ou (2) uma negociação entre governo e empresa petrolífera (caso dos primeiros contratos de concessão dos países produtores de petróleo e gás natural e empresas petrolíferas). Como o leilão (seja sob o regime de concessão ou de partilha de produção) é o principal mecanismo utilizado nas licitações de exploração e produção de petróleo e gás no mundo, o capítulo 2 desse Caderno tratará especificamente desse tema, abordando os aspectos principais dos leilões à luz da Teoria Econômica.

O critério de decisão mais frequentemente utilizado nos leilões de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil é o chamado bônus de assinatura, que é uma das participações governamentais definidas na Lei do Petróleo. O bônus de assinatura é o valor pago pela empresa para a obtenção da concessão da área, sendo um critério comumente usado em outros países. Por esse critério, vence a empresa que oferecer o valor mais elevado.

No entanto, em alguns países, a satisfação de outros critérios pode tornar vencedora uma empresa que não tenha oferecido o maior bônus de assinatura. Outros possíveis critérios para a definição do vencedor do leilão podem incluir o Programa Exploratório Mínimo, o percentual de conteúdo nacional e, sob o regime de partilha, a parcela de lucro advinda da venda do petróleo que ficará com o governo.

O Programa Exploratório Mínimo é um compromisso assumido por uma empresa ou consórcio para desenvolver uma atividade exploratória em um bloco durante um determinado período de tempo, normalmente de 6 a 9 anos. Um conjunto mínimo de investimento em atividades exploratórias é determinado para garantir que haverá alguma atividade de exploração no bloco licitado.

O percentual de conteúdo local diz respeito à quantidade de bens e serviços de origem nacional que deverão ser utilizados em cada fase de investimento na área licitada. O conteúdo local passou a ser incluído entre os principais critérios de decisão dos leilões a partir da quinta rodada de licitação, com o objetivo de incentivar o desenvolvimento da indústria de bens e serviços ligada ao setor de petróleo e gás.

⁷ O monopólio é do Estado, enquanto os governos que se sucedem têm a atribuição transitória de delegá-lo a empresas petrolíferas.

Já a parcela de lucro é um parâmetro licitável próprio ao regime de partilha da produção, que torna vencedora a empresa que oferece a mais elevada parcela do lucro potencial ao governo.

Em cada país, o regime regulatório adotado descreve as regras a que estão submetidas as empresas de petróleo e gás. A definição de qual regime fiscal adotar é resultante das condições econômicas, sociais e político-institucionais vigentes em cada país. Aos governos interessa estabelecer um regime que, de um lado, incentive a produção pelas empresas petrolíferas, e, de outro, maximize a captura da renda por meio de tributação apropriada. As empresas, por sua vez, reagem aos incentivos econômicos presentes em cada regime fiscal, optando por diferentes estratégias operacionais, a depender do compartilhamento de risco inerente ao regime vigente.

Em princípio, governos procuram maximizar a renda para convertê-la em benefício social. Nesse sentido, devem considerar também o benefício intergeracional. As estimativas de evolução do mercado internacional do petróleo e do gás natural são cruciais para a determinação da política governamental.

O ritmo de produção é um segundo aspecto crítico no quadro da maximização da renda petrolífera. As condições de financiamento de exploração e produção das empresas petrolíferas podem incluir um nível de risco que implique uma taxa de desconto mais elevada, necessitando uma recuperação mais rápida do capital investido, e, com isso, uma taxa de extração mais rápida do petróleo e do gás natural. Isso pode atender ao interesse de governos que necessitem de receita no curto prazo, como é o caso de países produtores com elevada demanda social (e.g., Angola, Irã, Iraque, Nigéria, Venezuela). Por outro lado, um governo com preocupação em relação às gerações futuras terá uma política sustentável de extração dos recursos que maximizem/ampliem sua existência no longo prazo.

As condições político-institucionais existentes nos países produtores e a evolução da indústria de petróleo e gás natural têm marcado a relação entre governos e empresas petrolíferas, definindo a implantação de regimes regulatórios para a exploração e produção dos recursos, principalmente os regimes de Concessão e o de Partilha da Produção, cujas características principais detalharemos a seguir.

O REGIME DE CONCESSÃO

No regime de concessão, a utilização do petróleo e gás natural tem lugar no quadro de um contrato de concessão, por meio do qual o concessionário recebe o direito⁸ de produzir, exportar e comercializar petróleo e gás natural, com exclusividade, em troca de uma remuneração financeira paga ao país produtor. Os riscos e custos financeiros e operacionais da atividade de exploração e produção são assumidos pelo concessionário, que passa a ter a propriedade dos recursos extraídos.

O Contrato de Concessão tem a duração de 30 a 40 anos, e inclui uma Fase de Exploração e uma Fase de Desenvolvimento e Produção. Na Fase de Exploração, a empresa petrolífera desenvolve os trabalhos de prospecção da jazida. Com a descoberta de petróleo e de gás natural, a empresa avalia as condições de viabilidade comercial da jazida, determinada pelo custo de produção e produtividade em relação à evolução projetada dos preços do petróleo. Caso tenha interesse em desenvolver a área, a empresa faz uma declaração de comercialidade, e define um plano de desenvolvimento, que deve ser aprovado pelo regulador. Caso contrário, o concessionário devolve a área para o governo, que poderá licitá-la novamente para outros eventuais interessados.

⁸ No jargão jurídico, essa transferência de direitos é chamada de outorga.

No regime de concessão, uma parcela do valor gerado⁹ pela comercialização do petróleo e do gás natural é devida ao Estado na forma de participações governamentais, estabelecidas em percentuais do valor comercializado do barril de petróleo ou do barril equivalente em petróleo¹⁰ do gás natural.

As participações governamentais estabelecidas por lei para o regime de concessão são (1) bônus de assinatura, (2) *royalties*; (3) pagamento pela ocupação ou retenção da área; e (3) participação especial.

O bônus de assinatura, como indicado anteriormente, corresponde ao valor pago pela empresa vencedora da licitação da concessão e é pago no ato da assinatura do contrato. Os *royalties* incidem sobre o volume produzido de petróleo e gás natural e são uma compensação paga ao governo pela extração dos recursos naturais pertencentes ao país. Já a taxa de retenção da área funciona como um aluguel da área, e evita que o concessionário permaneça estrategicamente com a área em seu portfólio mesmo sem interesse imediato em explorá-la. Finalmente, a participação especial é uma participação paga trimestralmente em campos que atinjam volumes substanciais de produção.

O REGIME DE PARTILHA DA PRODUÇÃO

No regime de partilha da produção, o Estado (ou uma empresa petrolífera estatal) mantém a propriedade e o direito de produzir, exportar e comercializar petróleo e gás natural. No quadro de um Contrato de Partilha de Produção, a empresa petrolífera presta serviço ao governo, por um tempo determinado, para explorar e produzir petróleo e gás natural, fornecendo equipamento, tecnologia e pessoal. A escolha da empresa petrolífera pode ser feita por licitação ou por negociação direta entre governo e empresa. Na maior parte dos países, aplica-se um ou outro processo em função da jazida, da concorrência com outros países produtores, como também da situação do mercado internacional de petróleo.

Em caso de viabilidade comercial da descoberta, a produção obtida pertence ao Estado, e a comercialização de uma parcela da produção, chamada de custo em petróleo (óleo custo), servirá para recuperar os custos da empresa petrolífera. Ou seja, no regime de partilha, a empresa contratada é reembolsada pelo custo incorrido na produção de petróleo e gás naquela área. O restante da produção constitui o lucro em petróleo (óleo lucro) e será dividido entre o Estado e a empresa petrolífera, segundo proporções determinadas no contrato. De modo geral, nesse regime, a participação governamental não inclui o pagamento de *royalties*, mas o imposto de renda pode ser elevado (e.g., 50% em Angola).¹¹

Esse regime tem sido utilizado por países produtores preocupados em ampliar sua receita e manter o controle sobre a propriedade dos recursos. Tende a ser o regime preponderante para exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas na África Ocidental, sendo aplicado por Angola, Nigéria, Costa do Marfim e Guiné Equatorial.

⁹ Quantidade produzida multiplicada pelo preço.

¹⁰ O barril de equivalente em petróleo (bep) de gás natural corresponde ao conteúdo energético do gás natural comparado ao conteúdo energético do petróleo, i.e., 1 bep de gás natural = 164 m³ de gás natural.

¹¹ Freshfields Bruckhaus Deringer. Angola Oil and Gas Report, Eduardo Vera-Cruz Advogados e F Castelo Branco & Associados, 2013.

Quadro 5 – Principais Regimes Regulatórios de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

	Regime de Concessão	Regime de Partilha da Produção
Instrumento Jurídico	Contrato de Concessão	Contrato de Partilha da Produção
Propriedade do petróleo e do gás natural	Na jazida, pertence ao governo uma vez extraído, pertence à empresa petrolífera	Na jazida pertence ao governo parte da produção pertence ao governo e parte à empresa petrolífera
Regime Fiscal	<i>royalties</i> , deduções, impostos	<i>royalties</i> , recuperação do custo, profit oil e impostos

EVOLUÇÃO DOS LEILÕES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Em agosto de 1997, a Lei 9478 (Lei do Petróleo) determinou uma profunda transformação na indústria do petróleo no país, instituindo, entre outras medidas, o regime de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural. A mesma lei estabeleceu que uma licitação preceda à concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural. Além disso, a Lei do Petróleo criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), dando-lhe a atribuição de propor ao Presidente da República os blocos a serem objetos de concessão¹².

Em 2010, a Lei 12.351 (Lei do Pré-sal) instituiu o regime de partilha da produção para as jazidas localizadas na camada pré-sal e em áreas estratégicas. Com isso, o Brasil passou a ter um regime misto, no qual coexistem um regime de concessão para as áreas localizadas fora da camada pré-sal e um regime de partilha da produção para as áreas situadas na camada pré-sal e em áreas estratégicas. A mesma Lei do Petróleo deu à ANP a atribuição de elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução.

No regime de concessão, os direitos de exploração e produção são transferidos em um processo de licitação, no qual vence a empresa que, além de atender aos critérios técnicos e financeiros, obtém a melhor pontuação entre os critérios de decisão da licitação, que são definidos no edital da licitação.

Entre a Primeira (1999) e a Quarta Rodada (2002), o principal parâmetro de licitação era o valor do bônus de assinatura ofertado, que deveria ser superior ao “valor mínimo” fixado pela ANP no Edital de Licitação. Vencia a licitação a empresa cuja oferta obtivesse a maior nota, na qual o Bônus de Assinatura correspondia a 85% do total. Os 15% restantes da nota se distribuíam entre um compromisso de aquisição local de bens e serviços (conteúdo local), nas fases de exploração (3%) e de desenvolvimento (12%).

A partir da Quinta Rodada (2003), outros dois parâmetros passaram a ter maior peso para a avaliação das ofertas dos concorrentes: (1) a apresentação de um programa de investimentos na fase de exploração; e (2) o compromisso de um percentual mínimo de conteúdo local de bens e serviços.

O programa de investimentos inicial é denominado Programa Exploratório Mínimo (PEM) quando se trata dos blocos ainda não explorados, que apresentam maior risco exploratório. Por outro lado, o

¹² Em 2010, essa atribuição foi estendida aos blocos a serem objeto do regime de partilha da produção (Lei 12.351).

programa inicial é chamado Programa de Trabalho Inicial (PTI) quando se trata de áreas marginais (inativas), nas quais se pretende reabilitar a capacidade produtiva. Por fim, o compromisso de aquisição de bens e serviços na indústria brasileira ganhou a denominação genérica de Conteúdo Local.

O PEM compreende um conjunto de atividades de exploração, tais como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios, que permitam um maior conhecimento geológico e sísmico das bacias sedimentares do país, que são dimensionadas em unidades de trabalho (UTs). A empresa concorrente se compromete a executar tais atividades durante a Fase de Exploração, estabelecida em determinado período de tempo no Edital de Licitação para cada bloco ou setor. Nas Quinta e Sexta Rodadas, o PEM correspondia a 30% da nota final, passando a 40% da Sétima à Décima Rodada, quando teve seu peso equiparado ao Bônus de Assinatura.

Os estudos sísmicos têm importância fundamental no processo de decisão das empresas participantes da licitação. As equipes de sísmica permitem ampliar o conhecimento das bacias terrestres e marítimas. No início, os blocos em licitação dispunham de sísmica fornecida pela Petrobras, a partir da coleta de dados e informações técnicas das bacias sedimentares do país, durante o período em que exerceu o monopólio, em um total de aproximadamente 2,1 milhões de quilômetros de linhas sísmicas levantadas e dados e informações sobre 19.000 poços.

Depois das primeiras licitações, os blocos foram concedidos sem estudos sísmicos, trazendo um fator de incerteza para as empresas, que passaram a exigir um prêmio de risco na forma de uma redução de Unidades de Trabalho. As Unidades de Trabalho são multiplicadas pelos fatores determinados no edital de licitação. Desse modo, são estabelecidas alíquotas diferenciadas para cada setor e de acordo com a atividade que será desenvolvida. Caso não sejam cumpridas as atividades previstas no PEM, a empresa estará sujeita ao pagamento de percentuais fixados no contrato de concessão, relativos à diferença entre as atividades que se comprometeu e aquelas que efetivamente cumpriu. A ANP poderá executar a carta de crédito ou o seguro-garantia e, ainda, a garantia de performance entregues pelo concessionário quando da outorga da concessão.

A ANP criou, em maio de 2000, o Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) para que as empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural disponham de dados geofísicos e geológicos, além de outras informações sobre as bacias sedimentares do país.

O conteúdo local é o compromisso de aquisição de um determinado percentual de bens, sistemas e serviços de empresas brasileiras para a realização das atividades previstas nas fases de exploração, de desenvolvimento e de produção. Existente em vários países, a aquisição de bens e serviços de empresas locais tem por objetivo implantar uma indústria de equipamentos, bem como viabilizar e fortalecer a oferta de serviços que atendam a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Neste caso, há um equilíbrio estratégico a ser estabelecido pela agência reguladora ao determinar as regras a serem seguidas pelas empresas concorrentes entre (1) cronograma e custo da produção e comercialização de petróleo e gás natural e (2) evolução dos percentuais requeridos para a aquisição local de bens e serviços.

Na Quinta e na Sexta Rodadas, não havia um limite superior para o compromisso com o conteúdo local dos bens e serviços, fazendo com que as ofertas atingissem percentuais difíceis de serem cumpridos. Nos Editais de Licitação, a ANP estabeleceu apenas limites mínimos a serem observados pelas empresas concorrentes em relação ao conteúdo nacional dos bens e serviços a serem adquiridos, atribuindo um

peso a esse item que passou a compor, juntamente com o Bônus de Assinatura e o Programa Exploratório Mínimo, a avaliação das ofertas apresentadas. Os limites mínimos variaram a cada Rodada de Licitação.

Quadro 6 - Faixas de conteúdo local ao longo das Rodadas

O quadro abaixo apresenta as faixas de conteúdo local dos bens e serviços na fase de Exploração e na fase de Desenvolvimento e Produção, alcançadas em cada uma das 12 rodadas e na Rodada Pré-Sal.

Etapa	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	Rodada Pré-Sal
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	maio 2013	novembro 2013	outubro 2013
Exploração	25%	42%	28%	39%	79%	86%	74%	69%	79%	62%	72%	35%
Desenvolvimento e Produção	27%	48%	40%	54%	86%	89%	81%	77%	84%	76%	84%	55-59%

Fonte: ANP

A partir da Sétima Rodada (2005), foi estabelecido novamente um teto para o percentual de conteúdo local, devendo as empresas apresentar suas ofertas entre o limite mínimo e o teto, fixados pela ANP no Edital das Rodadas de Licitação. Além disso, a partir desta Rodada, visando maior controle na aplicação da regra de conteúdo local, as ofertas passaram a ser divididas por operações (e.g., operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica, perfuração, completação e avaliação de poços). A partir desta Rodada, as empresas concorrentes passaram a preencher uma planilha atribuindo pesos e percentuais mínimos ao conteúdo local de cada bem e serviço utilizado, nas fases de exploração e desenvolvimento da produção. A soma dos itens assim determinados (i.e., multiplicando pesos e percentuais a cada bem e serviço utilizado) estabelece a pontuação de cada concorrente em relação ao conteúdo local.

Na Licitação do campo de Libra, por exemplo, que foi a primeira licitação na área do pré-sal, sob o regime de partilha de produção, foi estabelecido o limite mínimo de 55% para o conteúdo local dos bens e serviços na fase de exploração. Para a fase de desenvolvimento, fixou-se um limite mínimo de 55%, para os módulos com primeiro óleo, até 2021, e de 59% para os módulos com primeiro óleo, a partir de 2022.

A Oitava Rodada (2006), interrompida judicialmente, acabou sendo cancelada pela ANP, em 2009.

Em 2007, alguns dias antes da realização da Nona Rodada, o CNPE – que tem, entre suas atribuições, o poder de determinar os blocos que compõem uma licitação de direitos de exploração de petróleo e gás natural – decidiu retirar 41 blocos exploratórios que haviam sido incluídos pela ANP para aquela licitação¹³. A decisão foi determinada pelo anúncio, pela Petrobras, da descoberta do campo de Tupi (hoje Lula) (5 bilhões de barris), que havia sido arrematado por R\$15 milhões pelo consórcio formado pela Petrobras (operadora, 65%), BG (25%) e Petrogal (10%). Os blocos excluídos da Nona Rodada encontram-se contíguos ao campo de Tupi nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Essa decisão acabou afastando da licitação grandes empresas petrolíferas internacionais.

¹³ Resolução CNPE OO6/2007.



INTRODUÇÃO À TEORIA DE LEILÕES E SUA APLICAÇÃO AOS LEILÕES DE E&P

Angelo Polydoro



Angelo Polydoro

Formado em economia pela FGV- RJ, com Ph.D em economia pela Universidade de Rochester, atualmente é economista do Instituto Brasileiro de Economia da FGV e professor do Mestrado em Economia e Finanças da EPGE-FGV.

Embora leilões sejam utilizados há centenas de anos na compra e venda de diversas mercadorias, desde flores, na Holanda, até obras de arte, em casas renomadas como a *Sotheby's*, em Nova Iorque, mais recentemente o seu uso por parte de governos tornou-os muito popular.

Governos ao redor do mundo têm utilizado leilões para a negociação de diversos ativos, como licença de sinais de celular, para operacionalizar a compra de energia elétrica, para privatizar companhias e para a compra de materiais de consumo. No Brasil, leilões vêm sendo utilizados em diversos setores: para a concessão de aeroportos para a iniciativa privada, para a terceira etapa de concessões rodoviárias federais e para a licitação de áreas de Exploração e Produção de petróleo e gás.

O tema de leilões tem atraído a atenção de economistas há muitos anos. O economista ganhador do Nobel Ronald Coase (1959) foi o primeiro a defender um mecanismo de venda das licenças de espectro de radiofrequência utilizando leilões nos EUA.

O estudo de leilões tem como base a teoria de jogos com informação incompleta¹⁴. Nessa literatura, um leilão é descrito como um jogo, onde se dá a interação estratégica entre os seus participantes, e caracterizado pelas regras desse jogo. As regras do leilão especificam quem fica com o objeto, em função do lance submetido por cada participante, e o pagamento de cada um.

Nessa interação estratégica, o valor que cada um atribui ao objeto que está sendo leiloadado é uma informação privada. Ou seja, cada participante do leilão conhece apenas o valor que ele próprio atribui ao objeto ou o custo de prover o serviço ou bem - em leilões de compra (*procurement*), por exemplo.

¹⁴ Um jogo é dito de informação incompleta quando algum dos agentes econômicos possui uma informação que não é de conhecimento comum de outros agentes na interação estratégica. Avaliar o impacto dessa informação é importante, pois altera a ação que será utilizada pelo agente.

TIPOS DE LEILÕES E O COMPORTAMENTO DOS PARTICIPANTES

Quando nos concentramos em leilões de objetos únicos, em que apenas um objeto é leiloado¹⁵, são quatro os tipos de mecanismos principais: (1) Leilões selados de primeiro preço; (2) Leilões selados de segundo preço; (3) Leilão aberto ascendente (Leilão Inglês); e (4) Leilão aberto descendente (Leilão Holandês).

Nos leilões selados, cada participante submete um lance sem o conhecimento dos seus competidores, e o participante com maior lance vence o leilão. A diferença entre o leilão selado de primeiro e de segundo preço se dá sobre o valor a ser pago pelo vencedor. No leilão selado de primeiro preço, o vencedor paga o maior lance submetido - ou seja, o seu próprio lance. Já no leilão selado de segundo preço, o vencedor paga o maior lance perdedor - ou seja, o segundo maior lance.

O leilão aberto ascendente é talvez o tipo de leilão mais conhecido. Nele, as ofertas são feitas abertamente pelos participantes, e o preço do objeto vai aumentando até existir apenas um participante disposto a adquirir o objeto. O preço pago pelo vencedor é igual ao preço vigente no momento da desistência do penúltimo participante. No leilão aberto descendente, ou leilão holandês, o preço inicia em um valor determinado, e, caso nenhum participante se mostre disposto a adquirir o objeto ao preço vigente, este é reduzido até o primeiro participante manifestar seu interesse em comprá-lo. O valor pago pelo participante vencedor é o preço vigente no momento em que ele informou sua intenção de compra.

Conhecidas as regras do leilão, o passo seguinte é identificar como os participantes farão seus lances, ou como eles se comportarão para cada um dos valores privados possíveis, ou seja, prever o que acontecerá no leilão formado por participantes racionais, que estão interessados em obter os maiores ganhos possíveis no processo, sabendo que seus oponentes possuem os mesmos objetivos. A previsão sobre o comportamento dos participantes do leilão é, do ponto de vista de jogos com informação incompleta, um equilíbrio de Nash Bayesiano do leilão. Um equilíbrio é formado por um conjunto de estratégias tais que nenhum dos competidores consegue aumentar o seu lucro esperado agindo de outra forma.

Sob certas hipóteses - supondo que os participantes não são avessos ao risco e que o valor privado que cada um atribui ao objeto é sorteado da mesma distribuição de valor de forma independente - a teoria de leilões permite fazer afirmações bastante precisas sobre como os quatro leilões descritos acima se comparam do ponto da estratégia adotada por cada participante na hora de colocar os seus lances no leilão.

No leilão inglês, a melhor estratégia de cada participante é permanecer no leilão até o momento em que o preço corrente do objeto igualar ao valor que este competidor atribuiu ao objeto. Para preços maiores, o participante corre o risco de vencer e pagar mais do que o bem vale para si, incorrendo em uma perda. Da mesma forma, caso decida deixar o leilão antes que os lances atinjam o valor que o competidor atribuiu ao objeto, o participante abre mão de ganhos potenciais, caso o seu lance fosse o vencedor.

O leilão selado de segundo preço segue a mesma lógica, ou seja, é estrategicamente equivalente ao leilão inglês. Também no leilão selado de segundo preço, a melhor estratégia para cada participante é submeter lances com o valor máximo que atribuiu ao objeto. Um lance maior que o próprio valor aumenta a chance de vitória, mas, caso o competidor vença e o segundo maior lance superar o valor máximo que ele atribuiu ao objeto, o resultado final é um prejuízo. Da mesma forma que no leilão inglês.

¹⁵ Há também leilões de múltiplos objetos. Nesse tipo de leilão, a estratégia empregada pelos competidores pode mudar, por exemplo, em função de sinergias resultantes da aquisição de mais de um dos objetos disponíveis.

Nos leilões holandeses (abertos descendentes) e selados de primeiro preço, no entanto, ocorrerá o fenômeno conhecido como *bid shading*. Nesses casos, não é a melhor estratégia para o participante submeter um lance igual ao próprio valor, pois, caso o participante submeta um lance igual ao próprio valor, o ganho em caso de vitória é nulo. O competidor paga pelo objeto o mesmo valor que ele atribui, resultando em lucro zero.

Dessa forma, o lance ótimo de cada participante será algo inferior ao valor que cada um desses agentes atribui ao objeto. O tamanho do desconto ao valor que cada agente atribui ao objeto depende, dentre outras coisas, do nível de competitividade do leilão. À medida que o leilão se torna mais competitivo, ou seja, com um número maior de participantes, o valor absoluto do desconto cai.

Em resumo, no ambiente descrito acima, do ponto de vista da estratégia adotada por cada participante, o leilão inglês e selado de segundo preço são equivalentes. O mesmo ocorre com o leilão holandês e selado de primeiro preço.

No entanto, outra questão igualmente importante a ser respondida diz respeito à receita que cada tipo de leilão deve gerar para o leiloeiro, ou o vendedor do objeto – no caso dos leilões de E&P, o governo. A resposta da teoria de leilões a essa pergunta é surpreendente para muitos: a expectativa de receita que o leiloeiro deve ter com qualquer dos tipos de leilão citados acima é a mesma! Esse resultado é uma aplicação do chamado Teorema de Equivalência de Receita.

Em outras palavras, o teorema afirma que qualquer leilão onde os valores de cada participante neutro ao risco são sorteados de forma independente da mesma distribuição, e sem taxa de participação, gera a mesma receita esperada para o vendedor.

O teorema de equivalência de receita não informa qual o tipo de leilão, dentre todas as regras possíveis que definem um leilão, que maximiza a receita no ambiente descrito acima, mas apenas que esse conjunto de tipos de leilão gera a mesma expectativa de receita para o leiloeiro. A questão de qual tipo de leilão maximiza a receita esperada pelo leiloeiro foi investigada pelo ganhador do prêmio Nobel Roger Myerson (1981). No ambiente descrito acima, valores privados independentes, sorteados de uma mesma distribuição, ao adicionarem o preço de reserva (ou lance mínimo) apropriado, cada um dos quatro tipos de leilão acima maximiza a receita esperada do leiloeiro. O problema, então, é que o leilão pode não ser eficiente, ou seja, que o objeto pode não ser vendido, mesmo havendo participantes dispostos a comprá-lo. Isso ocorreria se todos os participantes atribuíssem ao objeto valor menor do que o preço de reserva. Nesse caso, seria ótimo vender o objeto, mas as regras do leilão fazem com que o leiloeiro não realize o leilão.

Embora surpreendente, esse resultado fornece poucas indicações de como um governo deveria organizar seus leilões na prática. O fato de que nesse tipo de ambiente vários tipos de leilão geram a mesma receita explica em parte a utilização bem-sucedida de vários tipos de leilão na alocação de bens e serviços ao longo da história.

VIOLAÇÕES DO TEOREMA DE EQUIVALÊNCIA DE RECEITA

O teorema de equivalência é válido quando os agentes são neutros ao risco, e os valores são sorteados de forma independente de uma mesma distribuição de valores. Além disso, o participante que atribui valor zero ao objeto não paga nada por ele.

A hipótese de que as firmas são neutras ao risco é razoável, dado que estas possuem acesso ao mercado de crédito. O problema principal da aplicação imediata do teorema é quanto à independência dos valores atribuídos pelos competidores.

Os produtos tipicamente negociados em leilões pelo governo possuem valor de mercado, ou seja, o valor do objeto é determinado pela capacidade de venda do produto (como no petróleo ou jazidas de outros recursos minerais), pela utilização futura dos serviços (em leilões de concessões de aeroportos ou estradas) ou pela demanda futura desses produtos (por exemplo, em leilões de licenças para faixas de radiofrequência). Do ponto de vista de teoria, chamamos esses leilões de Leilões de valor comum.

De maneira mais geral, um leilão de valor comum ocorre quando o bem a ser negociado tem o mesmo valor para todos os competidores. No entanto, no momento do leilão, nenhum participante sabe exatamente qual o valor exato do bem. Ou seja, existe uma incerteza com relação ao valor real do bem em questão no momento do leilão, e cada competidor tem uma estimativa diferente sobre o valor do objeto. Desse modo, o valor do lance de cada participante é informativo para os demais participantes sobre o valor que esse participante atribui ao objeto. Isso faz com que o valor que cada competidor atribui ao objeto seja correlacionado, violando uma das hipóteses do teorema de equivalência de receita. Esse é o caso dos leilões de recursos naturais, como os leilões de Exploração e Produção no setor de petróleo e gás.

TEORIA E PRÁTICA NO DESENHO DE LEILÕES E O PAPEL DOS EXPERIMENTOS

A pesquisa teórica sobre leilões estuda as propriedades de diversos leilões para ambientes mais gerais, investigando o impacto da aversão ao risco, correlação da informação que cada participante possui, complementariedade entre os objetos sendo leiloados, limites na capacidade de pagamento dos participantes, entre outros aspectos dos leilões.

Todavia, essas questões são de segunda ordem para o desenho de leilões na prática. O que realmente importa na elaboração do conjunto de regras de um leilão é o mesmo conjunto de questões que o regulador de um setor industrial reconheceria como as questões vitais: desencorajar conluíus, comportamento predatório e táticas que limitem a entrada de novos competidores.

Um exemplo de limitação prática de um tipo de leilão comumente utilizado, o leilão com preços ascendentes, é a **possibilidade de organização de um conluio**. Na versão com múltiplos objetos, os participantes podem sinalizar nos *rounds* iniciais quais objetos cada um deseja comprar e, tacitamente, evitar que o preço aumente. Isso ocorreu no leilão de espectro, em 1996-1997, nos EUA. Nele, duas empresas U.S. West e McLeod estavam competindo vigorosamente por um lote número 378, em Rochester-Minnesota. Embora os lances desse bloco tivessem sido até o momento em milhares de dólares, U.S. West submeteu dois lances de \$313,378 e \$62,378, para duas licenças em que não tinha demonstrado interesse anteriormente em Iowa, e que McLeod era o competidor com maior lance até o momento sem ser ameaçado. A empresa McLeod entendeu a mensagem e retirou seu lance em Rochester e, subsequentemente, aumentou suas ofertas nas duas licenças em Iowa, tornando o custo da punição zero para a U.S. West.

Esse tipo de conluio tácito é mais fácil ainda em ambientes onde existe uma interação repetida entre as empresas, como, por exemplo, no setor elétrico. O regulador do setor, no Reino Unido, reconhece que

provavelmente sofre desse tipo de problema. A melhor solução nesse caso é investir em uma melhor elaboração das regras do leilão.

O segundo tipo de problema mais comum na prática de elaborar um leilão é a restrição à **entrada de novos participantes e o comportamento predatório de algumas empresas.**

A elaboração das regras de um leilão é bastante complexa, e o resultado do leilão depende, em última instância, de como os participantes se comportam e de como preveem o comportamento dos seus competidores. Esse componente humano da avaliação dos leilões é de suma importância e impossível de ser realizado somente com base na introspecção e análise crítica dos técnicos envolvidos. Para isso, cada vez mais os responsáveis pela elaboração das regras do leilão têm utilizado as ferramentas da economia experimental através da aplicação dos diferentes tipos de mecanismos em condições controladas.

Em um leilão experimental, e, de forma geral, em um experimento econômico, um grupo de participantes (tipicamente alunos de graduação e pós-graduação) é recrutado anonimamente e convidado para a sessão experimental. Ao chegarem na sessão, os participantes são informados das regras de funcionamento do leilão, realizam tarefas-teste para avaliar o seu entendimento, e participam de sessões cujo resultado não conta para o pagamento ao final da sessão. A ideia desse tipo de metodologia é que, ao ser remunerado pelo sucesso no leilão, os participantes são levados a pensar de forma séria sobre as regras deste e o comportamento dos participantes. Dessa forma, o comportamento dos participantes fornece observações independentes sobre o resultado do leilão em termos de eficiência, receita gerada para o leiloeiro e lucro dos participantes.

Como esse ambiente é flexível, diversos tipos de leilão podem ser administrados, e as estatísticas-sínteses comparadas para elaborar um *ranking* dos modelos de leilão testados. Além disso, a aplicação de um questionário ao final da sessão ajuda a identificar possíveis regras do leilão que não tenham ficado claras, bem como a validar os resultados obtidos na sessão.

A elaboração de leilões com regras claras que incentivem a competição entre participantes, e coíbam o comportamento predatório e barreiras à entrada de novos competidores, é fundamental para uma economia de mercado. Leilões bem elaborados contribuem para a geração de recursos para a sociedade e para dar os incentivos corretos na utilização de recursos escassos. A teoria econômica é uma grande parceira nesse processo, e uma maior interação entre pesquisadores e formuladores de políticas públicas é fundamental para o sucesso dos leilões na prática.



O QUE SABEMOS SOBRE OS LEILÕES DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL?

Maurício Canêdo Pinheiro



Maurício Canêdo Pinheiro

Doutor em Economia pela Escola de Pós-Graduação em Economia da Fundação Getúlio Vargas (EPGE/FGV). Atualmente é pesquisador do Instituto Brasileiro de Economia (IBRE/FGV) e professor da Escola Brasileira de Economia (EBEF/FGV).

Diferentes países adotam mecanismos distintos para definir direitos de exploração de reservas de petróleo e gás. Boa parte deles o faz por meio de leilões. No Brasil, não tem sido diferente: desde 1999, a ANP tem realizado rodadas de licitações. Nesse sentido, os resultados apresentados nesta nota dizem respeito ao período que termina com a realização da 10ª Rodada (em 2008), ao longo do qual foram vendidos mais de 800 blocos sob o regime de concessão.¹⁶

Saliente-se que as características dos participantes e do recurso leiloado são fundamentais para definir adequadamente os detalhes do mecanismo de leilão. No caso de blocos de petróleo e gás, pelo menos três características chamam a atenção e serão exploradas a seguir.

RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS SÃO RECURSOS DE VALOR COMUM

Primeiramente, as reservas de petróleo e gás possuem o mesmo valor para todas as empresas, mas este é desconhecido no momento do leilão por conta da incerteza geológica. Desse modo, trata-se do que se convencionou chamar de leilão de um recurso de valor comum.¹⁷

Sendo assim, os participantes estão sujeitos a um fenômeno conhecido como “maldição do vencedor”. Intuitivamente, ganhar o leilão tende a ser uma má notícia para o ganhador a respeito do verdadeiro valor do objeto, pois indica que nenhum outro participante estaria disposto a ofertar um lance tão alto. Nesse caso, é bastante provável que a estimativa do valor do objeto feita pelo vencedor do leilão esteja superestimada. Desse modo, participantes que não condicionarem seus lances à possibilidade de ocorrência da “maldição do vencedor” tendem a pagar muito mais pelo objeto do que ele realmente vale.

¹⁶ Salvo menção em contrário, os resultados apresentados ao longo desta nota dizem respeito a Moura, Canêdo-Pinheiro & Daitx (2012).

¹⁷ Mais detalhes sobre leilões de valor comum, ver o capítulo anterior, que introduz os conceitos econômicos básicos de teoria dos leilões.

Do ponto de vista da teoria econômica, no leilão selado de primeiro preço, dois fatores atuam em direções opostas. Por um lado, o aumento no número de participantes implica que o jogador deve ofertar um lance maior para ganhar. Por outro lado, quanto mais concorrentes, maior a chance de ocorrer a “maldição do vencedor”, fazendo com que os participantes reduzam seus lances para evitar que isso ocorra.

A evidência internacional sugere que, de fato, os participantes de leilões de petróleo (nos Estados Unidos) levam em consideração o fenômeno da “maldição do vencedor” em seus lances, e se comportam de acordo com a previsão da teoria.

Mas, e no Brasil? A esse respeito, a evidência indica que, até quatro ou cinco participantes, o lance vencedor se eleva com o incremento do número de consórcios no leilão. A partir desse ponto, o lance tende a se reduzir. Ou seja, também no caso brasileiro há evidências de que os participantes levam em consideração a possibilidade de ocorrência da “maldição do vencedor” na definição de suas estratégias.

Além disso, do ponto de vista da teoria econômica, mais variância nas estimativas do valor de um determinado bloco tende a reduzir o valor dos lances. Por esse motivo, diversos tipos de informações geológicas sobre os blocos são tornados públicos pela ANP, auxiliando na formação das expectativas sobre o seu valor e reduzindo os efeitos negativos da “maldição do vencedor”, nas receitas obtidas nos leilões.

Novamente, as evidências empíricas confirmam as previsões teóricas para o caso brasileiro. Há evidências de que o aumento da informação pública disponível aos participantes do leilão tem efeito positivo no valor dos lances. Desse modo, em termos de arrecadação de receita, mostra-se acertada a estratégia de divulgar informações dos blocos licitados a todos os interessados antes dos leilões promovidos pela ANP.

INCERTEZA GEOLÓGICA INDUZ ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO

Em segundo lugar, a incerteza geológica pode gerar assimetria de informação. Mesmo que tenham acesso às mesmas informações geológicas sobre o bloco, as empresas podem ter interpretações muito diferentes quanto ao seu valor. Em particular, empresas com um histórico de produção em blocos próximos tendem a prever com maior exatidão o potencial de uma determinada reserva. Esse é tipicamente o caso da Petrobras no Brasil, pois durante muitos anos ela foi a única a ter o direito de explorar petróleo em território brasileiro.

Nesse sentido, a presença de agentes informados acentua o fenômeno da “maldição do vencedor”. A teoria econômica indica que, condicionado a toda informação pública disponível, os participantes informados tendem ofertar lances com maior frequência, mas de magnitude inferior ao dos participantes não informados, em leilões selados de primeiro preço.

Nesse caso, a evidência empírica para o caso brasileiro contradiz a previsão da teoria econômica. A participação da Petrobras, tipicamente uma empresa mais bem informada que as demais, tende a elevar os lances vencedores. Nesse sentido, trata-se de evidência que contraria a previsão da teoria econômica. Pela teoria, condicional a toda informação pública disponível, os participantes informados tenderiam a ofertar lances menores (e não maiores).

Entretanto, esse resultado deve ser encarado com reserva. Mais do que um fracasso da teoria, ele pode indicar que nem todo conjunto de informação pública disponível aos participantes é passível de ser capturado pelos modelos estatísticos.

Ademais, a incerteza geológica tende a induzir a formação de consórcios para a exploração e produção de petróleo e gás.¹⁸ Trata-se de estratégia bastante comum no setor para mitigar os riscos associados à atividade. No Brasil não é diferente. Em particular, muitas empresas procuram formar consórcios com a Petrobras para exploração de petróleo e gás em território brasileiro.

No entanto, as autoridades de defesa da concorrência de alguns países já manifestaram preocupação com a potencial redução na competição advinda desses consórcios. Nos Estados Unidos, por exemplo, as maiores empresas do setor chegaram a ser proibidas de fazerem consórcios entre si para evitar a colusão entre elas. Entretanto, as evidências para aquele país sugerem que a formação de consórcios é consistente com comportamento mais competitivo e não com práticas anticompetitivas.

O mesmo acontece no caso brasileiro. Os resultados indicam que consórcios entre empresas grandes tendem a oferecer lances maiores do que empresas grandes sozinhas. Desse modo, assim como no norte-americano, a formação de consórcios entre grandes empresas parece ser compatível com a manutenção da competição nos leilões de blocos de petróleo e gás.

VALORES DOS BLOCOS DE EXPLORAÇÃO PODEM NÃO SER INDEPENDENTES

Por último, os valores de diferentes blocos podem não ser independentes. A soma dos valores de blocos próximos sob a mesma propriedade pode ser diferente da soma desses mesmos valores sob a propriedade de empresas distintas.

Se o valor do pacote de blocos é menor do que a soma dos valores individuais, diz-se que os valores são subaditivos. Blocos adicionais têm menos valor para as empresas, por exemplo, se elas não têm recursos suficientes para explorá-lo de forma eficiente. Se o valor do pacote é maior do que as somas dos valores individuais, diz-se que os valores são superaditivos. Nesse caso, há sinergias em explorar blocos na mesma região. Essas sinergias podem ser resultado de compartilhamento de infraestrutura, da possibilidade de se evitar os custos associados à unitização de blocos contíguos ou de externalidades informacionais por conta da proximidade entre os blocos. Por fim, em caso de igualdade, diz-se que os valores são aditivos.

Um aspecto da teoria relacionado às externalidades informacionais de blocos próximos é que o regulador deve estipular prazos e regras na fase de exploração do bloco para que o consórcio vencedor efetivamente busque por petróleo. Caso contrário, o bloco servirá apenas como uma opção de *hedge* contra incertezas econômicas e flutuações do preço do petróleo. Os atrasos nas perfurações ocorrem, por exemplo, quando dois ou mais grupos de empresas dividem o mesmo depósito petrolífero, na medida em que cada firma tende a deixar a outra incorrer no custo de perfuração do poço. Assim, o regulador deve especificar o prazo máximo de exploração, com multas em caso de descumprimento. Esse é o caso da ANP.

No entanto, o arremate de blocos vizinhos em rodadas distintas gera um componente estratégico adicional a ser considerado na formação do lance de cada participante. Blocos adjacentes já vendidos

¹⁸ Além da incerteza geológica, outros fatores como riscos de mercado e o grande requerimento de capital para explorar e produzir petróleo e gás também explicam a formação de consórcios.

em rodadas anteriores podem valorizar os blocos objeto de leilão, mesmo que ainda não tenha sido declarada a sua comercialidade.

A esse respeito, os resultados empíricos encontrados parecem indicar que não há sinergias significativas na exploração de blocos próximos entre si. Este resultado tem implicações importantes em termos do desenho dos leilões de blocos de petróleo e gás no Brasil. Na ausência de sinergias entre os valores dos blocos, as vantagens dos leilões abertos em termos de revelação da informação e, portanto, do aumento de receita, são dissipadas. O mesmo pode ser dito sobre leilões que permitem a oferta de lances distintos para diferentes pacotes de blocos.

Sendo assim, embora haja espaço para melhora no desenho dos leilões promovidos pela ANP, o desempenho dos leilões selados de primeiro preço (sem a possibilidade de lances por pacotes de blocos) não tende a ser muito inferior às alternativas possíveis. Esta conclusão é reforçada quando se leva em consideração as vantagens desses leilões em termos de simplicidade e em termos de evitar colusão entre os participantes.

O QUE NÃO SABEMOS?

É necessária alguma cautela no uso dos resultados encontrados na avaliação do desenho dos leilões de petróleo e gás no Brasil. Embora tenham sido utilizadas técnicas estatísticas que permitem a estimação estrutural dos parâmetros do modelo em um contexto de valores comuns, o método não é capaz de tratar adequadamente algumas particularidades desses leilões, especialmente com relação à endogeneidade do número de participantes. Nesse sentido, os resultados descritos nesta nota devem ser encarados como uma primeira abordagem do tema.

Além disso, os resultados encontrados não trazem nenhuma informação sobre os leilões que foram ou serão realizados sob o modelo de partilha, com regras significativamente diferentes daqueles realizados sob o modelo de concessão. A esse respeito, sugere-se consultar os capítulos subsequentes.

MAIS SOBRE A LITERATURA QUE ANALISA O CASO BRASILEIRO

Se o caso norte-americano tem sido bastante explorado pela literatura, somente recentemente a experiência brasileira tem recebido maior atenção. Nesse sentido, têm sido investigados desde aspectos relacionados à participação de empresas estrangeiras [Costa & Lopes (2008)] até temas associados à presença e ao impacto de assimetrias entre as empresas que participam do leilão, em particular entre a Petrobras e as demais [Matoso (2009), Matoso & Rezende (2011) e Brasil & Postali (2013)].¹⁹

Para artigos que também investigam os determinantes do lance vencedor em leilões de bloco de petróleo e gás no Brasil, ver Furtado, Suslick & Rodriguez (2008), Matoso (2009), Motta & Ribeiro (2010) e Hernandez-Perez (2011).

¹⁹ Ver Rodriguez, Colela Jr & Suslick (2008) para uma análise mais geral dos resultados dos leilões.



LEILÕES DE VALOR QUASE-COMUM E O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO BRASILEIRO

Clara Costellini



Clara Costellini

Doutoranda em Economia pela FGV/EPGE, possui mestrado em Economia pela FGV/EPGE e Bacharelado em Matemática pela UFRJ.

O novo marco regulatório suscitou diversas questões a respeito dos leilões de petróleo. As novas regras para a exploração da camada pré-sal incluem o modelo de partilha de produção nunca utilizado no Brasil. Sendo assim, surge a necessidade de ampliar o conhecimento na área. O trabalho que segue traz os principais resultados teóricos já encontrados na literatura de leilões e também um novo modelo teórico capaz de analisar algumas das características peculiares do modelo brasileiro.

A LITERATURA DE LEILÕES

Apesar de os leilões de recursos minerais serem encarados do ponto de vista teórico como leilões de valor comum, sabe-se que, na prática, alguma assimetria entre os participantes de um leilão é muito frequente. É razoável acreditar que determinados participantes têm interesse maior sobre o objeto a ser leiloadado. É o caso, por exemplo, de empresas incumbentes no setor onde ocorre o leilão, uma vez que elas já possuem a infraestrutura e o conhecimento na área. Ou ainda, em leilões de E&P, países que possuem alta demanda de energia e podem querer garantir suas reservas de petróleo e gás. A literatura que analisa esse caso é chamada leilões de valor quase-comum.

Embora não seja óbvio que uma pequena assimetria na valoração do objeto tenha grande impacto no resultado dos leilões, encontramos na literatura vários trabalhos mostrando que, sob certas condições, elas são cruciais para determinar o preço e o vencedor do leilão.

Por trás desse efeito está a maldição do vencedor. Como explicitado nos capítulos anteriores, participantes que ingenuamente baseiam seus lances na esperança incondicional do valor do objeto, ou seja, apenas na sua própria estimativa, acabam por ignorar o fato de que só será vencedor se sua estimativa sobre

o valor do objeto for a maior. Ou seja, condicional ao evento de ganhar, o participante estará sobreestimando o valor do item. A menos que a estratégia de lances considere esse efeito adverso inerente a ganhar o leilão de um objeto de valor desconhecido, o lance vencedor produzirá lucro menor, ou até mesmo negativo.

Esta característica é mais problemática em leilões de segundo preço, já que neste modelo o vencedor paga o segundo maior lance. O participante que dá mais valor ao bem está disposto a dar um lance maior por ele. Sabendo disso, os outros participantes dão lances menores, já que, neste caso, ganhar o leilão significa pagar pelo bem mais do que ele vale para o participante que mais o deseja. Assim, o segundo maior lance é pequeno e a receita do leiloeiro é menor. Muitos artigos mostram que, neste caso, o participante cuja valoração é maior sempre ganha o leilão e que a receita do governo reduz drasticamente. Entre eles, temos Bikhchandani (1988), Avery e Kagel (1997) e Klemperer (1998).

Nos leilões de primeiro preço, que é o caso brasileiro, o efeito dessa assimetria na determinação do vencedor do leilão é mais incerto. Como veremos adiante, o participante com vantagem privada tem maior probabilidade de vencer, mas não pode adotar a estratégia de dar lances muito agressivos, uma vez que o lance vencedor determina o preço. Assim, os lances menos agressivos do participante com vantagem privada reduz a maldição do vencedor para o participante regular, o que o encoraja a dar lances mais altos, aumentando sua probabilidade de vencer.

Para leilões de primeiro preço, De Frutos e Jarque (2007) traz alguns resultados interessantes. Eles encontram que para pequenas assimetrias:

- O participante com vantagem privada tem maior probabilidade de ganhar;
- A probabilidade de ganhar é proporcional ao tamanho da vantagem comparativa; e
- Quanto maior a vantagem comparativa, mais agressivos são os lances do participante com vantagem privada.

Para grandes assimetrias, eles encontraram que o participante com vantagem ganha sempre.

MODELO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Embora a literatura não trate a questão da assimetria na valoração do bem leiloadado como um problema relevante em leilões de primeiro preço, outras características do modelo brasileiro podem mudar essa análise. A participação obrigatória da Petrobras no leilão e, mais ainda, a participação em contratos em caso de derrota pode agravar a situação em que um participante é muito agressivo.

A Petrobras pode ser obrigada a explorar uma área que não julga interessante em um contrato que não busca lucratividade e entrega parte substancial do óleo lucro ao governo.

Para analisar mais especificamente o leilão proposto pelo novo marco regulatório, foi desenvolvido um modelo de partilha de produção que nos permitirá estabelecer as consequências da presença de um participante estratégico nesse ambiente.

No modelo proposto, há duas firmas competindo em um leilão de partilha de primeiro preço de uma

área cujo valor real é desconhecido a priori. As firmas possuem apenas uma estimativa desse valor, que chamaremos de sinal. Cada firma deve dar um lance que representa a fração do lucro destinada ao leiloeiro (governo). O vencedor do leilão será a firma que destina ao governo a maior fração do lucro e cabe a ela o pagamento de um bônus de assinatura, determinado previamente pelo leiloeiro.

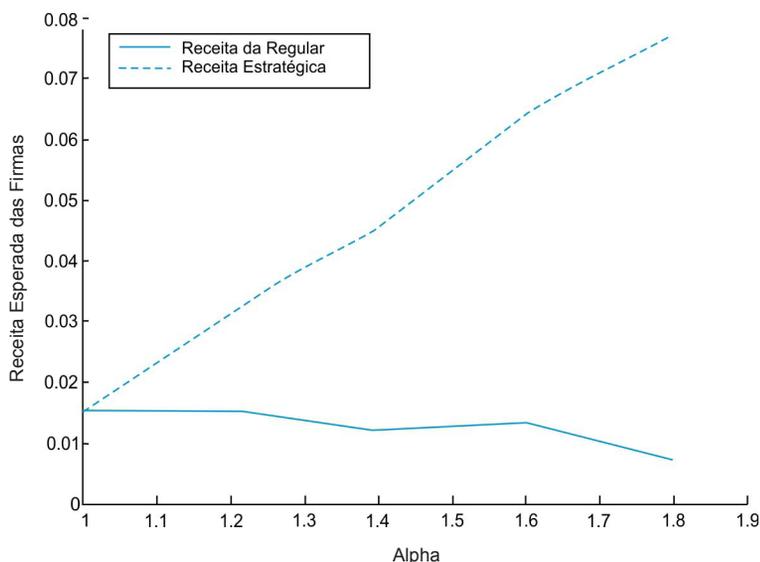
Uma das firmas é considerada uma participante estratégica e possui vantagem privada sobre a outra participante, a regular. Ou seja, apesar de se tratar de um objeto de valor comum – uma jazida de petróleo –, para a firma considerada participante estratégica, seu ganho (ou sua utilidade, no jargão da teoria econômica) é maior em caso de vitória no leilão.

Os primeiros resultados trazem os sinais mínimos a partir dos quais os participantes decidem participar do leilão. Temos que, quando os participantes são idênticos, o sinal mínimo é igual para os dois. À medida que a assimetria se acentua, o sinal mínimo do participante estratégico diminui, enquanto o sinal mínimo do participante regular aumenta. Ou seja, sua vantagem na utilidade sobre o bem torna o participante estratégico mais agressivo, fazendo com que ele esteja disposto a participar do leilão mesmo que seu sinal não seja tão otimista.

O participante regular, por sua vez, torna-se cada vez mais cauteloso, exigindo sinais maiores para participar do leilão. Além disso, o modelo determina que o participante estratégico é mais agressivo no sentido de que, para o mesmo valor do sinal, seu lance é maior que o lance do participante regular.

Outro efeito que podemos observar é que, dado um sinal, o participante favorecido dá lances cada vez maiores quanto maior for sua vantagem privada. O participante regular, por sua vez, dá lances cada vez mais baixos conforme a vantagem do outro participante aumenta.

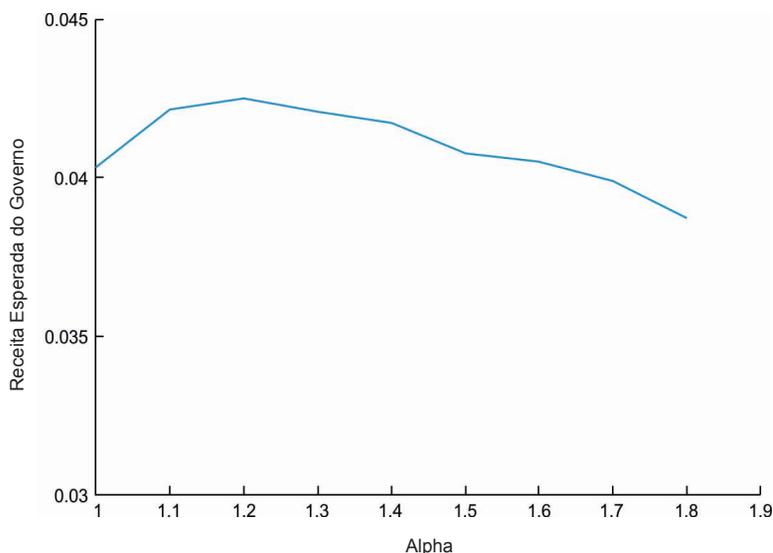
No que diz respeito à receita esperada das firmas, o gráfico abaixo ilustra a nossa intuição. De fato, quanto maior a vantagem do participante estratégico, maior sua receita esperada. O inverso ocorre com o participante regular²⁰.



²⁰ No gráfico, alpha é um parâmetro do modelo teórico que representa a vantagem do participante estratégico. Neste caso, quando maior o Alpha, maior a vantagem.

Resta-nos analisar o que essas mudanças nas estratégias acarretam em termos de receita esperada para o governo.

Vemos no gráfico a seguir que, para pequenas assimetrias, a receita aumenta em relação ao caso sem vantagem privada ($\alpha = 1$). Embora seja um pouco contra intuitivo, encontramos resultado semelhante na literatura como, por exemplo, em De Frutos e Jarque (2007). Não descartamos, porém, a possibilidade de um erro de aproximação do método numérico utilizado. Conforme a assimetria continua aumentando, a receita esperada do governo diminui.



Concluimos no nosso modelo que todas as previsões teóricas se mantêm quando analisamos o leilão de partilha de produção, ou seja, o participante estratégico é mais agressivo quanto maior for sua vantagem, o participante regular é mais cauteloso e o movimento das receitas esperadas é proporcional ao tamanho da assimetria.

O VALOR DA INFORMAÇÃO

Outro aspecto relevante a ser abordado é a questão da assimetria de informação em relação ao valor do objeto leiloadado. No que diz respeito ao novo marco regulatório, podemos dizer que um dos participantes, a Petrobras, possui maior conhecimento sobre as áreas a serem leiloadas e possui, portanto, mais informação a respeito do potencial lucrativo. De fato, além de atuar há mais de cinco décadas no território brasileiro e de ser considerada líder mundial em tecnologia de produção de petróleo em águas profundas, a Petrobras foi a principal responsável pela descoberta de potenciais reservas de petróleo sob a crosta de sal no Brasil.

Para inserir tal característica no modelo descrito acima, faremos a hipótese de que um dos agentes recebe um sinal mais preciso sobre o verdadeiro valor do objeto leiloadado (ou seja, com menor variância), o que torna sua estimativa de lucro futuro mais precisa. Esta assimetria deverá provocar mudanças nas

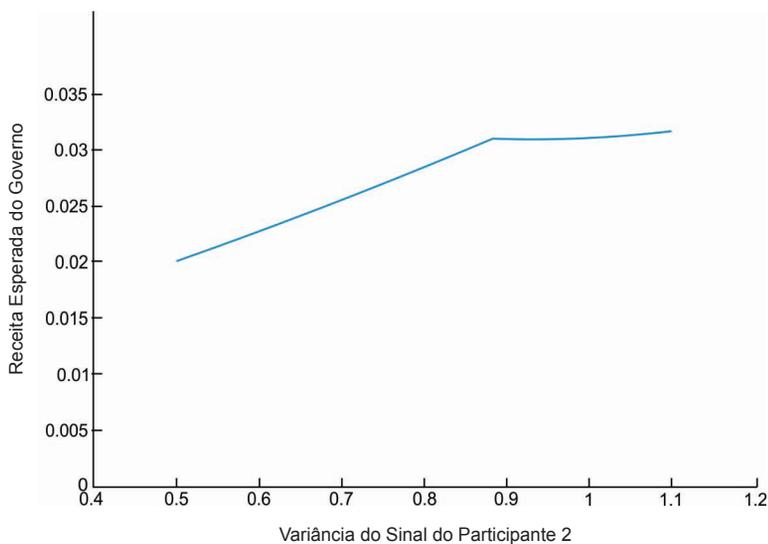
estratégias dos participantes, alterando o equilíbrio do jogo e, conseqüentemente, os *payoffs* esperados. A fim de isolar os efeitos da assimetria, consideramos inicialmente o modelo descrito acima sem a vantagem privada. Consideraremos a presença de um participante estratégico nesse ambiente mais adiante.

Novamente, temos um objeto sendo disputado por dois agentes mediante um leilão de partilha. Cada participante oferece um lance selado e o autor do maior lance vence o leilão.

Analisando os sinais mínimos necessários para que os participantes participem do leilão, encontramos um efeito análogo ao encontrado anteriormente. Novamente vemos que, conforme a variância do sinal de um dos participantes diminui, ou seja, quando um dos participantes se torna mais bem informado, este exige um sinal menos otimista para que ele participe. O outro participante, por sua vez, precisa de sinais cada vez mais otimistas.

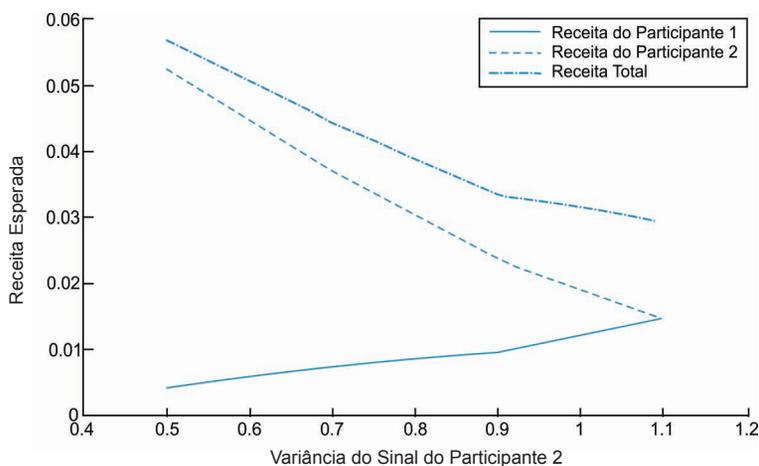
Novamente, o participante mais informado se mostra mais agressivo, dando lances maiores que os do participante menos informado para o mesmo valor do sinal. Intuitivamente, tendo os dois participantes recebido o mesmo sinal, temos que, quanto menor a variância do sinal, mais confiável é a estimativa. Sabendo que a probabilidade de o lucro ser muito inferior ao sinal recebido é pequena, o participante mais informado está disposto a dar um lance maior.

Em termos de receita esperada do leiloeiro, vemos no gráfico a seguir que, quanto mais informado um participante é em relação ao outro, menor a receita esperada do governo²¹.



Vemos, ainda, no gráfico abaixo, que a receita esperada do participante mais bem informado aumenta conforme a variância da distribuição de seu sinal diminui. Ou seja, quanto mais bem informado relativamente ao outro participante, maior sua receita esperada. O inverso ocorre com o outro participante. A disparidade entre a qualidade da sua informação e a de seu oponente faz com que sua receita esperada seja menor. Além disso, olhando para a receita agregada das firmas, temos que ela aumenta quanto maior for a assimetria.

²¹ Note que, neste caso, quanto menor a variância do participante 2, mais bem informado ele é, e, portanto, maior é a sua vantagem.

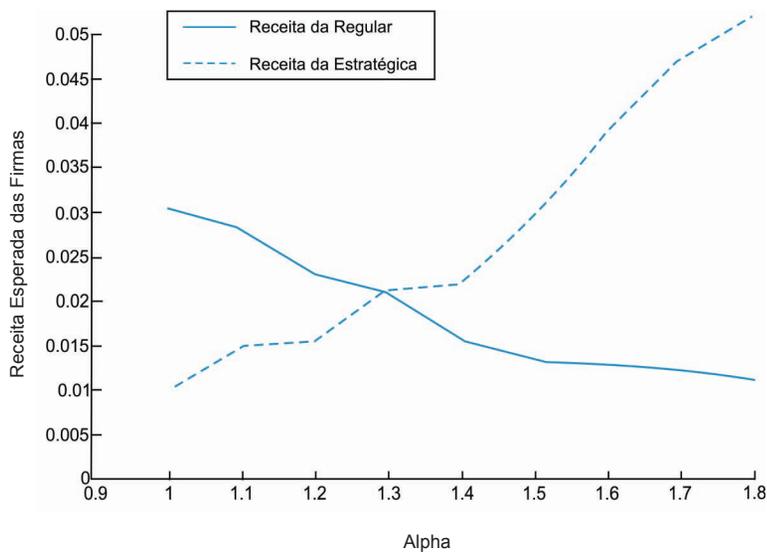
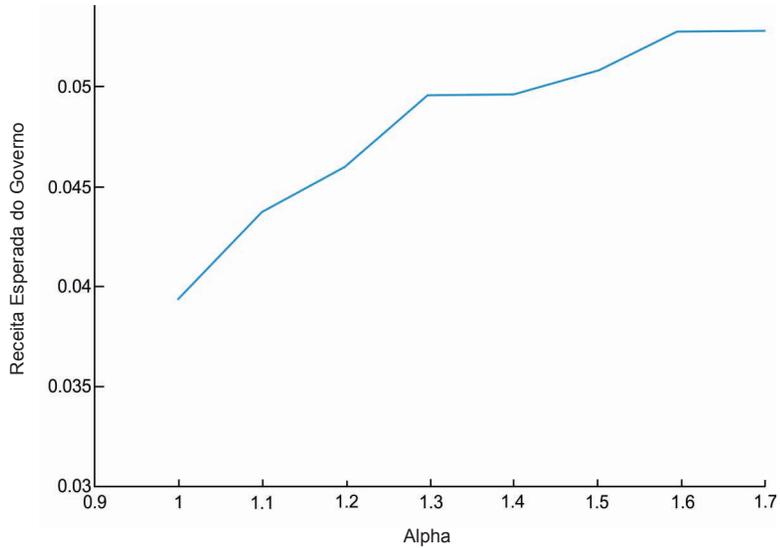


Interagindo as duas assimetrias descritas acima, ou seja, permitindo no modelo que um agente seja estratégico, porém o outro seja mais bem informado (a Petrobras, no caso do Brasil), temos que um efeito pode se sobressair em relação ao outro. Assim, basta que um participante seja suficientemente mais informado que o outro para que a vantagem passe a ser sua.

Como dito anteriormente, o participante regular, mais informado que o estratégico, exige sinais menores para participar, desde que a vantagem do seu oponente seja pequena. Uma vez que a vantagem do participante estratégico aumenta, a assimetria de informação não é capaz de compensá-la. O mesmo ocorre com os lances. É possível termos um caso onde a assimetria de informação é grande o suficiente para que o participante regular seja mais agressivo. Aumentando a vantagem do participante estratégico, temos a análise inversa, de forma que o participante regular volta a ser mais cauteloso nos lances.

As receitas esperadas, do governo e das firmas, são dadas pelos gráficos abaixo. Temos que, ao contrário do caso sem assimetria de informação, a receita do governo aumenta conforme a vantagem do participante estratégico aumenta.

Quanto à receita esperada das firmas, temos que a receita da firma regular mais informada diminui conforme a vantagem privada da firma estratégica aumenta. No entanto, diferentemente do modelo anterior, temos que a receita da firma regular pode ser maior do que a receita da firma estratégica, desde que a vantagem privada não seja muito alta.



Podemos concluir que a posição da Petrobras como líder mundial e atuante no território brasileiro lhe confere informações a respeito das áreas a serem exploradas que podem ser suficientes para anular a agressividade de um participante estratégico, que visa não só o lucro, mas também as reservas de petróleo como discutido anteriormente. Como a Petrobras está apta a participar dos leilões, uma vez que cumpre todas as exigências, talvez essa seja uma forma do governo se proteger de possíveis perdas geradas pela presença desses participantes. Além disso, as outras empresas participantes podem optar por investir mais em pesquisas que irão lhes garantir maior competitividade no processo, já que estarão mais bem informadas a respeito das reservas.

OS RESULTADOS DO LEILÃO DE LIBRA

O leilão do campo de Libra, a maior reserva de petróleo do Brasil, foi o primeiro teste do novo regime de exploração e produção, que sofreu muitas críticas e foi alvo de previsões pessimistas. Algumas delas foram confirmadas, outras minimizadas com a primeira rodada.

Analistas especulavam uma participação mais agressiva das estatais chinesas que, visando suprir sua demanda por petróleo, estariam dispostas a dar lances mais altos, colocando a Petrobras em uma posição financeira complicada. A previsão não se confirmou e o consórcio saiu vencedor com o lance mínimo firmado em edital.

O lance vencedor também gerou opiniões divergentes. Do ponto de vista do governo, não se pode dizer que o lance mínimo foi um sucesso. Por outro lado, é um alívio para a Petrobras que, ficando com uma parcela maior dos lucros, pode ter seus problemas de caixa amenizados, além de aumentar sua capacidade de investimento, já que precisa estar apta a operar os campos, atividade que realizará com exclusividade.

A exclusividade das operações é apontada como um dos motivos da baixa participação das maiores empresas do setor, que incluem também a possibilidade de forte intervenção do Estado através da criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), além das regras de conteúdo local, exigência que pode gerar uma ineficiência, caso o mercado interno não consiga suprir a demanda, cumprir os prazos e, com isso, aumentar os custos.

Ainda assim, o consórcio vencedor conta com duas grandes empresas privadas europeias, além de duas estatais chinesas. Dessa forma, a preocupação com um domínio chinês se mostrou infundado e, por ora, o receio de que a Petrobras tenha sócios indesejáveis ficou em segundo plano. De certa forma, a ausência das gigantes do setor era esperada, dadas as incertezas a respeito de um modelo com peculiaridades nunca testadas anteriormente.

O sucesso do leilão de Libra está distante de ser um consenso geral, assim como o seu fracasso. O certo é que o governo se vê diante de uma questão importante em relação às regras que definirão as próximas rodadas. É bastante clara a necessidade de atrair as grandes petroleiras que, às vésperas do prazo limite para o pagamento da taxa de participação, decidiram não concorrer. Por outro lado, a alteração das regras para os próximos leilões do pré-sal pode enfraquecer o marco regulatório e gerar uma desconfiança por parte dos investidores.

O governo precisa lidar, ainda, com questões como a opinião pública, que critica a parceria com empresas estrangeiras, os problemas de caixa enfrentados pela Petrobras, que, como operadora, precisa investir e, como sócia, deve cumprir com sua parte no contrato, além de contar com o otimismo a respeito dos próximos campos a serem leiloados.

Analizamos alguns aspectos do contrato brasileiro de partilha de produção sob a luz da teoria de leilões e encontramos resultados que corroboram as primeiras intuições a respeito do inédito modelo. Diversos aspectos interessantes e possivelmente determinantes não foram abordados ainda e podem ser objetos de estudos que nos aproximem de um melhor entendimento das questões técnicas e práticas envolvidas.



OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL:

A importância das descobertas do pré-sal, a licitação de Libra no modelo de partilha da produção, obstáculos a serem vencidos

Wagner Freire



Wagner Freire

Graduado em Engenharia Civil pela Escola Nacional de Engenharia da Universidade do Brasil, pós-graduado em Engenharia Nuclear pelo CBPF e em Geologia de Petróleo pela Universidade da Bahia, em convênio com a University of Stanford and Petrobras. Em 1980 foi designado Diretor de Exploração e Produção (E&P) da Petrobras Internacionale e, pouco depois, Presidente. Em 1991/1992 atuou como Presidente da Petrobras América em Houston. Em 1999 fundou a Starfish Oil & Gas, sendo seu Presidente até 2005. De 2007 a 2009 foi Presidente da Associação Brasileira dos Produtores Independentes. Em 1987 foi agraciado com o título de Eminente Engenheiro do Ano pelo Instituto de Engenharia, sediado em São Paulo; em 1995 com a Special Commendation Award da Society of Exploration Geophysicists, sediada em Denver; e em 2011 com o título de Offshore Industry Pioneer, concedido pelo Offshore Energy Center, sediado em Houston. Atualmente atua como Consultor da FGV Energia.

A descoberta de petróleo pela Petrobras e companhias associadas, na Bacia de Santos, no poço batizado de "Parati", em agosto de 2005, seguida da descoberta de "Tupi", em julho de 2006, nos blocos BM-S-10 e BM-S-11, respectivamente, tiveram grande repercussão no mercado pela sua relevância. Foram descobertas em reservatórios carbonáticos, a cerca de seis mil metros de profundidade, abaixo de espessa camada de sal, de idade Aptiana, logo popularizados como "pré-sal", por terem sido, do ponto de vista geológico, depositados antes do sal que os recobrem. Muito embora ocorrências dessa natureza estejam presentes no mundo inteiro, e mesmo no Brasil, como no Campo de Carmópolis, descoberto em 1963, na parte terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas, e em diversos campos na Bacia de Campos, nos anos 70. A espessura do reservatório – *net pay*²² – de "Tupi" e os testes de produção realizados, enfatizaram a importância da descoberta. Seguiram-se várias outras, nos anos seguintes, no chamado *cluster* de Santos: "Carioca", "Caramba", "Júpiter", "Bem-te-vi", "Guará", "Iara", "Azulão", "Corcovado", com a participação da Petrobras, quase sempre operadora, e de diversas companhias estrangeiras.

Essas descobertas motivaram a mobilização progressiva do governo para mudança do Marco Regulatório, embasado na Lei 9478/1998, a chamada Lei do Petróleo. Na verdade, houve uma precipitada e descuidada avaliação das descobertas. Os volumes recuperáveis divulgados para "Tupi" (atualmente

²² *Net pay* refere-se ao intervalo do reservatório com capacidade de produzir hidrocarbonetos em quantidades comerciais. (fonte: Duarte, O.O. - "Dicionário enciclopédico inglês-português de Geofísica e Geologia". Petrobras, 1997).

Lula), “Iara” e “Guará” (atualmente Sapinhoá) foram estimados entre 9 e 14 bilhões de barris de óleo-equivalente (boe). Em um confronto com as reservas (provadas) brasileiras de 14,7 bilhões boe, tais estimativas ilustrariam a expectativa da importância atribuída às descobertas, com um detalhe pouco lembrado: o país consome quase um bilhão de boe por ano de suas reservas – que precisam ser repostas – e volumes estimados de descobertas levam anos para serem contabilizadas como reservas (provadas), não necessariamente nos níveis estimados. Nesse ambiente, o governo enviou ao Congresso, em 1º de setembro de 2009, em regime de urgência, os projetos de alteração na Lei do Petróleo, com viés claramente estatizante.

Esses projetos originaram três leis, sancionadas pelo Presidente Lula, no último semestre de seu governo, em 2010. Uma delas (Lei 12.276, de 30/06/2010) autorizava a União a ceder *onerosamente* à Petrobras, dispensada licitação, blocos por ela selecionados *na área do pré-sal*, onde poderia, com investimentos de exploração e desenvolvimento, produzir até cinco bilhões de boe. Essa cessão estava sujeita ao pagamento pela Petrobras, de um montante a ser estabelecido pelo governo, com base em laudo técnico elaborado por entidades certificadoras.

Outra lei (Lei 12.351, de 22/12/2010) instituía o regime de Partilha da Produção em áreas do pré-sal (com coordenadas geográficas definidas em Anexo da lei) ou outras áreas consideradas estratégicas pelo governo, que podem ser concedidas diretamente à Petrobras ou, mediante licitações, a parcerias onde a Petrobras terá percentual mínimo de 30% nos consórcios vencedores e sempre com *Operadora*. A gestão dos contratos será conduzida por empresa pública (definida com mais detalhes na Lei 12.304 de 02/08/2010) criada para esse fim que, entretanto, não será responsável pelos custos e investimentos desses contratos.

A área do pré-sal foi definida por um polígono com 149 mil km², que se estende do litoral do Estado de São Paulo ao do Estado do Espírito Santo, cobrindo grande parte das bacias de Santos e de Campos, que respondem por 90% da produção atual de petróleo e gás natural do país.

AS CARACTERÍSTICAS E OS DESAFIOS DOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL

Os reservatórios que acumulam reservas de petróleo e gás, relacionados ou não com depósitos salinos, são constituídos ora por arenitos, ora por carbonatos,²³ ou mesmo pela variada combinação desses sedimentos. Os reservatórios de arenitos têm, quase sempre, uma previsibilidade de comportamento muito melhor do que os de carbonatos, devido às características de porosidade e permeabilidade mais uniforme ao longo desses reservatórios.²⁴

A primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos deu-se com o Campo de Garoupa, em carbonatos (pós-sal), do Albiano, identificados pelo pioneiro 1-RJS-9A, o décimo poço perfurado na bacia. O primeiro poço de avaliação da descoberta, para consternação geral, foi seco nesse reservatório. Os carbonatos (pós-sal) dos campos de Coral, Estrela do Mar e Cavalinho, na parte sul da Bacia de Santos, apresentaram um volume de petróleo *in place* expressivo, mas com fator de recuperação de 1 a 5%, apenas. Carbonatos equivalentes (pós-sal) no Campo de Marlim Leste, na Bacia de Campos, apresentaram em um dos poços completados nesses reservatórios produção superior a 40 mil b/d.

O Campo de Lula, que produz em carbonatos do pré-sal, tem poços com vazão de 30 mil b/d, e outros

²³ Agora temos que incluir também os folhelhos, por conta dos depósitos não convencionais de óleo/gás, que estão revolucionando o mercado americano.

²⁴ O campo gigante de Asmari, no Irã, produz a partir de reservatórios de carbonatos de baixa porosidade e permeabilidade, mas, por terem sido altamente fraturados por fenômenos naturais, apresentam enorme produtividade por poço.

com apenas metade disso. A produção média dos poços do Campo de Baleia Azul, nos carbonatos do pré-sal, ao norte da Bacia de Campos, já no Estado do Espírito Santo, é de “apenas” 10 mil b/d. Assim, a previsibilidade de produção dos carbonatos é muito incerta. Ainda bem que a produção dos maiores campos em produção no Brasil (Roncador, Marlim Sul, Marlim), provém de arenitos.

Há outros problemas com os carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos: a presença de CO₂ e H₂S, com variada contribuição em muitos poços. O poço descobridor de “Júpiter” apresentou concentração de 79% de CO₂ no reservatório. Esses gases - além de poluentes - são altamente corrosivos. Em consequência, as instalações onde circulam no processo de produção precisam utilizar aços especiais, muito mais caros. Isso é mais crítico particularmente com relação ao CO₂, que após sua separação da corrente de produção precisa ser reinjetado, podendo, nesse particular, ser também utilizado para aumentar o fator de recuperação.

E quanto à recuperação, em si, do petróleo *in situ*, há vários processos em consideração: injeção de água, de gás ou alternância desses fluidos, aparentemente não definidas ainda, apesar do grande número de poços perfurados, e do grande volume de produção, já há algum tempo, por exemplo, no Campo de Lula.

A produção de óleo e gás de reservatórios de carbonatos, pelas propriedades muito variadas – e os folhelhos portadores de óleo e gás não convencional, também! –, se comporta com melhor desempenho com perfuração horizontal, uma tecnologia já bastante dominada, mas de custos elevados no Brasil. No cluster de Santos, como o reservatório está logo abaixo de espessa camada de sal, pela instabilidade desse sedimento, há dificuldades para se prosseguir com a perfuração desviada nessa camada, antes de se tomar seu curso horizontal. Aliás, o primeiro poço perfurado no prospecto de Libra foi perdido justamente por essa peculiaridade. Há outra dificuldade, decorrente da profundidade do mar, cerca de dois mil metros, onde predomina baixa temperatura, que favorece a precipitação de hidratos, responsáveis pela obstrução das colunas de escoamento de fluidos e que requerem aquecimento. Essas e outras dificuldades precisarão ser superadas nos prospectos do pré-sal, particularmente no Bloco de Libra.

DOS CONTRATOS DE CESSÃO ONEROSA AO PRIMEIRO CONTRATO DE PARTILHA

Os entendimentos da Petrobras com o MME e MF para acertos dos termos do contrato de Cessão Onerosa progrediram rapidamente. Em cumprimento a disposições legais, a ANP e a Petrobras contrataram a Gaffney, Cline & Associates (GC&A) e a DeGoyler and MacNaughton, respectivamente, para fazerem pormenorizada avaliação econômica dos blocos em processo de escolha pela Petrobras, objetivando, basicamente, a avaliação dos volumes recuperáveis de cada bloco e o valor presente de tais blocos.

Os relatórios preparados pelos consultores foram disponibilizados para o público, via internet, em 01/09/2010. Naturalmente, como é normal nessas avaliações, elas divergem em alguns aspectos, tendo o MME e o MF assumido a posição final sobre os parâmetros básicos relativos a cada bloco escolhido pela Petrobras, e que integraram o Contrato de Cessão Onerosa entre a União e a Petrobras, celebrado em 03/09/2010. Pelo referido contrato, foram concedidos à Petrobras sete blocos no *cluster* de Santos, com área total de 3.865km², pelo valor de R\$74,81 bilhões equivalentes, na ocasião, a US\$42,53 bilhões, relativos aos direitos a cinco bilhões de boe ou US\$8,51/boe, a ser pago pela Petrobras até 30/09/2010, com Letras Financeiras do Tesouro Nacional e/ou moeda corrente, em reais.

O bloco com melhor avaliação foi o de Franco, com 1.225 km² de área, com volume recuperável contratual estimado em 3,06B boe, valorado a US\$9,04/boe. É interessante observar as incertezas dessas estimativas expressas em termos probabilísticos: as empresas avaliaram o volume C2²⁵, o mais provável, em 5,44B boe e 1,63B boe. O bloco já havia sido perfurado pela ANP/Petrobras com um poço descobridor de petróleo, impropriamente batizado de estratigráfico. Cabe acrescentar que, na condução do programa exploratório, a Petrobras adquiriu dados sísmicos 3D e perfurou oito poços exploratórios no bloco, com resultados positivos. Em consequência, em 19.12.2013, a Petrobras apresentou à ANP a declaração de comercialidade do campo, que passou a ser designado Búzios.

A Agência promoveu no Bloco de Libra a perfuração de um poço do tipo conduzido em Franco que, entretanto, foi abandonado antes de atingir os objetivos, por problema mecânicos. Aparentemente, por essa razão, não houve tempo de incluir o bloco nas opções de escolha da Petrobras.

A propósito, os relatórios apresentaram dados muito importantes sobre os blocos do *cluster*, nunca antes divulgados pelos concessionários. A GC&A também manifestou sua avaliação, de caráter geral, sobre os prospectos de todo pré-sal que teriam volumes recuperáveis de 15 a 20B boe.

O regime de Partilha da Produção, objeto da Lei 12.351/2010, foi introduzido no Brasil, em contrapartida ao regime de Concessão da Lei do Petróleo estabelecido para regular as atividades de E&P, nos contratos a serem celebrados para blocos na área do pré-sal, no pressuposto de que tal regime seria mais adequado para exploração dos recursos petrolíferos dessa área por conferir melhores ganhos e controle da atividade, particularmente da produção, pelo governo. O regime de Concessão é típico, entre outros países, dos EUA, Canadá, Austrália, Reino Unido, Noruega e, mais recentemente, da Colômbia. O regime de Partilha da Produção é utilizado em muitos países, notadamente, Nigéria, Angola, Argélia, Líbia, Cazaquistão, Índia, e, mais recentemente e de forma limitada, na Rússia e na China.

A rigor, do ponto de vista de resultados para o governo, não há muita diferença entre os dois regimes. A principal diferença reside na natureza da participação governamental, que nas concessões se concentra em taxas e impostos, enquanto na partilha a parcela mais significativa (parte do óleo-lucro) confere ao governo a propriedade de uma parte dos hidrocarbonetos.

Por outro lado, o regime de concessão que vigora no Brasil tem uma peculiaridade importante que é a parcela da Participação Especial, aplicável a campos com grande volume de produção ou de grande produtividade, regulamentada por decreto presidencial, calculada por percentual que incide sobre a receita líquida desses campos. Disposição semelhante – *Petroleum Revenue Tax* – prevaleceu no Reino Unido para campos desenvolvidos até 1991, e também nos EUA, a *Wind-fall Profit Tax*, descontinuada nos anos 90. O modelo brasileiro de concessão favorece e viabiliza a produção de campos de pequeno porte.

O argumento de que o modelo de partilha propicia melhor controle da produção pelo governo não procede. Na verdade, faz parte das boas práticas da indústria que os campos em produção sigam o perfil ditado pela Engenharia de Reservatórios. Acelerar a produção significa diminuir o fator de recuperação do petróleo in place, e a Lei do Petróleo (Art. 44, alínea VI), seguindo as melhores práticas da indústria internacional do petróleo, coíbe esse procedimento.

Por outro lado, obrigar o concessionário a diminuir a produção prejudica a rentabilidade do projeto. A melhor estratégia dos governos é acelerar os processos licitatórios, para em médio e longo prazos

²⁵ As siglas C1, C2 e C3 referem-se a recursos contingentes ou prospectivos que podem ser considerados para recuperação de volumes de hidrocarbonetos, em termos probabilísticos, com 90%, 50% e 10% de nível de confiança. (fonte: Definition of Oil and Gas Resources and Reserves. Section 5, vol.1, of the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, 2002).

umentar a produção, ou diminuir esse ritmo, se o objetivo é diminuir o potencial de produção, o que, de certo modo, foi o que o governo brasileiro fez ao suspender a continuidade das Rodadas, a partir de 2006 - embora, certamente, essa não fosse sua intenção.

O modelo brasileiro de partilha apresenta algumas peculiaridades que fogem dos padrões da indústria internacional: (1) a obrigatoriedade de ter um único operador para todos os contratos que vierem a ser celebrados para blocos na área do pré-sal, a Petrobras; (2) a obrigatoriedade de a Petrobras estar presente em todos os contratos com o mínimo de 30% de participação; e (3) a designação de uma companhia pública para gerir os contratos de concessão em nome da União, com poderes não usuais na gestão desses contratos, sem que aporte quaisquer recursos financeiros para as obrigações contratuais.

A obrigatoriedade de estar presente em todos os contratos como operador fere a diretriz usual das companhias na avaliação das oportunidades em E&P, em que as empresas procuram estar presentes no maior número de contratos, com percentual variável, como operador ou não. Com isso, as empresas visam a melhor distribuição dos riscos e buscam oportunidades diversificadas, com aumento ou diminuição de participação, conforme suas disponibilidades financeiras e gerenciais.

Vale recordar que a Statoil, quando criada em 1972, com as operações no Mar do Norte em franca expansão, foi obrigada pelo governo a participar de todos os blocos concedidos nas licitações. Cedo ela convenceu o governo que, do ponto de vista empresarial, com qualificação para a adequada avaliação dos blocos oferecidos, tal decisão deveria ficar a critério da companhia. Passados 40 anos, voltamos a uma antiga prática, em boa hora abandonada pelos noruegueses.

Tal obrigação inibe o desenvolvimento de um mercado competitivo, particularmente num tipo de prospecto complexo como o pré-sal brasileiro, carente de inovações tecnológicas. Também as companhias de serviços especializados passam, praticamente, a ter um único cliente: ruim para a competição, ruim para a inovação.

A questão da participação mínima de 30% segue praticamente as mesmas dificuldades discutidas acima. Sujeitas às suas condições financeiras e avaliações técnicas, cada companhia gostaria de participar ou não, e com percentuais diferentes do previsto na lei.

A companhia pública, PPSA - por sinal já em funcionamento - tem atribuições definidas em duas leis distintas: (1) a Lei 12.351/2010, que instituiu o regime de partilha da produção e define no seu art. 8º, § 1º que "a gestão dos contratos caberá à empresa a ser criada com esse propósito" e, no Art. 22, que a administração do consórcio (formado pela empresa pública, a Petrobras e demais vencedoras da licitação) caberá ao seu comitê de operações; e (2) a Lei 12.304/2010, que cria a empresa pública para gestão dos contratos de partilha da produção, define em seu Art. 4, que compete à PPSA praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos de partilha da produção e representar a União nos consórcios já referidos.

Cabe ainda observar que, enquanto os contratos de concessão são celebrados entre a ANP e os membros do consórcio, os de partilha são celebrados entre a União e os membros do consórcio. Ora, na indústria, tanto nos contratos de concessão como nos de partilha, a gestão dos contratos compete a um Comitê de Operações, com atribuições detalhadas no consagrado *Joint Operating Agreement* (JOA). Basicamente, o coordenador do Comitê de Operações é gerente de companhia de petróleo operadora, com larga experiência na gestão desses contratos, cujas decisões são tomadas por maioria dos representantes das

companhias de petróleo participantes do consórcio, com votos proporcionais à participação de cada companhia no contrato.

No modelo brasileiro, a PPSA “indicará (Art. 1º, Par. Único) metade dos integrantes do Comitê, inclusive seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes do Comitê”. Por outro lado, o presidente do Comitê, “tem poder de veto e voto de qualidade.” Isto tudo foge às clássicas regras do JOA e dos padrões de E&P da indústria.

Outra dificuldade do contrato de partilha brasileiro, é que o percentual da participação governamental é definido por ocasião do edital da concorrência. Se o campo que vier a ser descoberto for de médio ou de pequeno porte, é possível que não possa ser devolvido por não sustentar comercialidade com esse percentual. Como já mencionamos, no modelo brasileiro de concessão, a incidência ou não da Participação Especial é função da natureza do campo descoberto, não interferindo na opção do concessionário de desenvolvê-lo.

LICITAÇÃO PARA O BLOCO DE LIBRA

Depois de um longo período sem licitações para concessões de blocos para E&P de petróleo – quase seis anos, se considerarmos a última que incluiu blocos marítimos – a ANP realizou, com pleno êxito, em maio de 2013, a 11ª Rodada, no regime de Concessões, cobrindo áreas na margem equatorial brasileira, em águas profundas da Bacia do Espírito Santo, nas bacias maduras terrestres e na bacia de fronteira de Parnaíba.

Nada menos do que 30 empresas, 18 estrangeiras, associadas ou não, sagraram-se vencedoras de um grande número de blocos que disputaram. Os compromissos em termos de Programa Exploratório Mínimo e Bônus alcançaram US\$4,84B, o mais elevado já observado em todas as licitações conduzidas até então pela ANP.

Essa situação deve ter inspirado o governo a antecipar os planos para a primeira licitação no regime de Partilha da Produção, certamente na expectativa de apreciável arrecadação de Bônus, que iria diretamente para o caixa do governo.

A decisão recaiu pela oferta de um único bloco, no *cluster* de Santos, conhecido por Libra, com 1,550 km² de área, situado a nordeste do Campo de Búzios (ex-“Franco”), a 170 km do litoral do Estado do Rio de Janeiro, em águas de 1600 a 2200 metros.

Nesse bloco, foi perfurado pela ANP/Petrobras, em 2012, o poço 2-ANP-2A-RJS, na extremidade noroeste de uma grande estrutura de cerca de 500 km², que revelou a presença de óleo de 27º API, em reservatório de carbonatos com 326m de net pay a 5550m abaixo do nível do mar. A área tem cobertura de sísmica 2D e, parcialmente, de sísmica 3D. As estimativas de volumes recuperáveis procedidas pela GC&A, para C1, C2 e C3 são de, respectivamente, 3,65, 7,91 e 15,07B boe - embora a ANP, por ocasião do anúncio do leilão, tenha informado volumes recuperáveis de 8 a 12B boe.

Ainda de acordo com estimativas da GC&A, o desenvolvimento do campo para os volumes C2 iria requerer nove FPSOs e a perfuração de 92 poços de produção e 92 de injeção, com CAPEX de US\$56B. O Valor Presente Líquido, sem risco e com taxa de desconto de 10%, seria US\$75,85B.

A licitação, com leilão marcado para 21/10/2013, estabeleceu a participação mínima da Petrobras em

30%, o Programa Exploratório Mínimo de US\$270 milhões, incluindo a aquisição de sísmica 3D cobrindo o bloco e a perfuração de dois poços exploratórios, a serem executados em quatro anos. O Bônus foi fixado em US\$6,64B, a ser pago por ocasião da assinatura do contrato. Os *royalties*, aplicáveis nesta e nas futuras próximas rodadas de partilha da produção no polígono do pré-sal, é de 15%, de acordo com a Lei 12.734/2012. O percentual mínimo do excedente em óleo para a União, único fator de concorrência, foi fixado em 41,65%.

Foram qualificadas pela ANP apenas 11 companhias, e na categoria A apenas sete: CNOOC, CNPC (PetroChina), ONGC, Petrobras, Petronas e Shell, um indicador do pouco interesse do mercado pela licitação.

Como amplamente divulgado, só houve uma proposta, o consórcio formado pela Petrobras, com 40%, Shell e Total com 20% cada e duas (das quatro chinesas de controle estatal que não estavam presentes no Brasil ainda), a CNPC e a CNOOC, com 10% cada uma. Sem concorrentes, o consórcio venceu a licitação com o percentual mínimo do excedente em óleo da União.

Houve uma grande diferença em relação à receptividade da indústria à 11ª Rodada, como mencionado anteriormente. Dentre as possíveis razões, podemos citar: o modelo de participação da produção brasileiro, com destaque para a obrigação da Petrobras de participar sempre como operador, a complexa governança do Comitê de Operações, questões de natureza genérica, como o custo Brasil e a política do conteúdo local, e questões ligadas à licitação em si: Bônus muito elevado, um gasto inicial não ressarcível, num projeto de longa maturação, a instabilidade regulatória – traduzida no longo período sem licitações e na mudança do marco regulatória – e, naturalmente, as incertezas e os riscos ligados aos prospectos em carbonatos.

CONSIDERAÇÕES COMPLEMENTARES

As descobertas significativas de petróleo ocorridas nos prospectos do pré-sal no cluster de Santos, em 2006 e nos anos seguintes, motivaram uma avaliação precipitada e excessivamente otimista por parte do governo, e o entendimento de que se faziam necessárias imprescindíveis mudanças no marco regulatório da atividade de E&P no Brasil. Talvez aí resida o principal equívoco do encaminhamento da questão, porque o controle da atividade e a maior ou menor participação do governo nos resultados positivos não estão ligados ao modelo de contrato adotado.

Paralelamente, o governo iniciou um movimento de reestatização da atividade, via Petrobras, empresa por ele controlada, transferindo recursos potenciais para a empresa. Adicionalmente, o governo determinou que os preços dos principais derivados vendidos pela Petrobras não acompanhassem as flutuações dos preços de mercado, o que certamente vem prejudicando a geração de caixa da companhia.

Mas, por conta da mudança do marco regulatório orientada para o pré-sal, as rodadas de licitações para outras áreas foram suspensas, provocando progressiva paralisação na atividade de exploração no país. Cabe recordar que, caso houvesse o entendimento de que a participação do governo precisaria ser melhorada, bastaria o governo proceder aos ajustes que se fizessem necessários no mecanismo da participação especial, via decreto presidencial.

Por outro lado, ao optar pelo modelo de partilha para o pré-sal, o governo introduziu disposições que fogem bastante aos padrões internacionais habituais, afastando as companhias de petróleo do mercado brasileiro e, em última instância, potencialmente prejudicando a própria Petrobras.

Recentemente, foram retomadas as licitações no modelo de concessões, com a Rodada 11^a, em maio de 2013, que motivou excelente receptividade do mercado. Entretanto, a primeira licitação para um bloco do pré-sal, com reservas descobertas, no modelo de partilha, atraiu apenas um consórcio que, sem competidores, arrematou o bloco pelo valor mínimo estabelecido.

Restam, entretanto, algumas indagações. Como vão os progressos na área do pré-sal? Temos mesmo reservas substanciais a serem descobertas e avaliadas? Podemos fazer alguma estimativa preliminar, comparando a situação há alguns anos, quando havia um grande número de blocos em processo de exploração na área do polígono do pré-sal na bacia de Campos e de Santos, com a situação de hoje, observando-se as descobertas que originaram declarações de comercialidade de campos com reservatórios do pré-sal e do pós-sal, e os blocos que foram devolvidos por não terem apresentado descobertas comerciais.

Vale à pena prosseguir com o modelo de partilha? Devemos fazer ajustes nesse modelo? Devemos manter os investimentos via contratos de concessão banidos do polígono do pré-sal? A única certeza que temos é que só há uma maneira de se descobrir petróleo e viabilizar sua utilização: perfurando poços. A perfuração não pode parar. Como fazer para que as perfurações prossigam e aumentem de ritmo?



ENTREVISTA

Professor Aloísio Araújo (EPGE)



FGV ENERGIA:

Professor Aloísio, o leilão de Libra, que ocorreu dia 21 de outubro de 2013, foi o primeiro leilão na área do pré-sal sob o modelo de partilha. Houve apenas um consórcio concorrente, composto pelas empresas europeias Total e Shell, com vinte por cento de participação cada, e as chinesas CNOOC e CNPC com dez por cento cada, além, claro, da Petrobras, que ficou com a participação de quarenta por cento, e será a operadora, conforme requerido pela lei. Esse leilão saiu pelo valor mínimo estabelecido para a parcela de óleo lucro da União, 41,65%. Como o senhor avalia o resultado desse leilão sob a ótica da teoria econômica?

PROF. ALOÍSIO ARAÚJO: Sob a ótica da teoria econômica, o leilão foi bastante medíocre, porque todo o objetivo é aumentar a participação, aumentar a concorrência. Os casos de sucesso do Binmore e do Klemperer²⁶, por exemplo, na Inglaterra, que usaram a teoria moderna de leilões para fazer leilão de espectro de telefonia, que foi considerado um sucesso, porque eles, justamente, conseguiram aumentar bastante a participação, a concorrência entre os interessados, levando a um resultado muito acima do esperado. Aqui, acabou por sair pelo valor mínimo, já é um sinal indicativo, e só tivemos um concorrente. Então, eu acho que nós não desenhamos muito bem o leilão.

Agora, era tão complexo o leilão, eu acho que ele tinha tantas dificuldades, que só o fato de ter um consórcio também bastante diversificado, grupos que têm poder econômico, que dão credibilidade à realização dessa exploração tão importante, num campo tão grande, que é o primeiro, não deixa de ser também alguma vitória. Por isso que eu escrevi um artigo, "Podia ser pior". Tinha muita gente que tinha medo de só a Petrobras ficar, obrigatoriamente e sem credibilidade. Participantes importantes, como a Shell, os chineses, que têm uma capacidade muito grande, a Total, que já tem experiência na África e em outros lugares, e também tem uma capacidade financeira muito boa, de certa forma, trazem um conforto a esse título que eu usei: "Podia ser pior".

Mas eu acho que nós temos de levar mais seriamente o desenho de leilões, porque os interesses são muito grandes. E sair pelo menor valor, quer dizer, a menor participação do governo, é preocupante. Eu acho que existem indicadores de que números muito mais elevados podiam ter sido conseguidos se a gente não tivesse tantas exigências, como nós tivemos, de participação mínima de trinta por cento da Petrobras, um leilão de partilha que se conhece pouco, a incerteza causada pelo pré-sal, o conteúdo nacional etc.

FGV ENERGIA: Finalizado então o leilão, o consórcio terá que, agora, iniciar os investimentos exploratórios na área de Libra. Como parte das regras do edital, o consórcio terá que contratar um mínimo de trinta e sete por cento de bens e serviços em conteúdo nacional, na fase de exploração, e cinquenta e nove por cento na fase de desenvolvimento, com detalhamento de percentuais por bem ou serviço de até noventa por cento por item. O objetivo do governo com essa política é o de desenvolver a indústria nacional de bens e serviços ligados à indústria de petróleo. Qual o impacto que esse tipo de política pode, efetivamente, vir a ter no desenvolvimento da indústria nacional e também no cronograma da produção de Libra?

PROF. ALOÍSIO – Eu acho um contrassenso terem aumentado ainda mais as participações de conteúdo nacional para o pré-sal. Deixe-me explicar o porquê. Porque a indústria nacional já estava tendo

²⁶ Binmore, Ken and Paul D. Klemperer. 2002. "The Biggest Auction Ever: The Sale of the British 3G Telecom Licences." The Economic Journal, 2002.

dificuldade de atingir aquele conteúdo mínimo já exigido. Agora o pré-sal, por si mesmo, vai ser mais difícil do ponto de vista técnico; vai-se operar em profundidades muito maiores e também em volumes muito maiores. Então, é de se esperar que seja muito mais difícil ainda. E têm ocorrido, realmente, atrasos na entrega de plataformas. Como se tem a preocupação, como não poderia deixar de ser, com o meio ambiente, muito grande, obviamente vai exigir um rigor maior ainda. Então, botar essa responsabilidade na indústria nacional, eu acho que é muito além do razoável.

Isso aí é um problema que, aliás, afeta muito o Brasil hoje, essa obsessão de integração vertical produtiva. Tem sido muito custosa para a gente. Um exemplo grande é a Embraer, que usa muito conteúdo importado, de sucesso, justamente na direção oposta. E onde a gente tem procurado integrar demais, a indústria automobilística, a gente está exportando pouco. Então acho que é uma obsessão nacional que está sendo muito custosa. No passado, nós já fizemos isso, esse tipo de erro. Por exemplo, a indústria naval teve certo sucesso na década de 70, e depois, como o Brasil teve choques de dívida externa e de escassez de recursos devido à crise do petróleo, nós optamos por aumentar os conteúdos nacionais. Naquela ocasião, acabou por inviabilizar a própria indústria naval.

Não estou dizendo inviabilizando, mas acho que estamos tornando muito mais difícil a exploração de petróleo, devido a esse alto conteúdo nacional. Tem-se falado muito que a Petrobras está muito atrasada nos cronogramas de produção, atrapalhando as próprias finanças da Petrobras e também a balança comercial brasileira. Uma grande culpa disso é, sem dúvida nenhuma, o não acompanhamento pleno, digamos assim, um atraso nos reajustes da gasolina. Outra culpada desses atrasos na produção, que tem havido na Petrobras, que agravam o caixa da Petrobras mais ainda –, porque ela faz investimento, mas não chega a ser concluído, não tira o petróleo, então fica aquele investimento sem retorno –, é o próprio alto conteúdo nacional; que tem muitas plataformas atrasadas, grandes plataformas, de bilhões e bilhões de dólares.

Eu acho que sem dúvida nenhuma está já prejudicando e dá medo que vá prejudicar mais ainda. Isso daí também retrai investidores. Eu acho que devia ser revisto isso, para valores mais razoáveis. Mesmo mantendo os valores anteriores, e já é muito mais difícil, porque o volume é muito maior, o risco ambiental é muito maior, e já não estava sendo cumprido. Então, eu acho que devíamos revisar esse item como um todo. Aliás, essa observação vale para outros setores do Brasil também. O setor industrial tenta se proteger fazendo a integração vertical, e acaba tornando obsoletos certos setores importantes da indústria.

FGV ENERGIA: *De modo geral, no modelo de partilha, uma vez iniciada a produção, as empresas participantes do consórcio são ressarcidas pelo custo incorrido na exploração e produção, através da própria produção de petróleo. Com isso, é fundamental a contabilização correta dos custos incorridos pelas consorciadas. O que pode ser de difícil monitoramento pelo governo. No modelo brasileiro, foi criada a figura da PPSA, empresa estatal que representa a União na gestão do contrato de partilha, e deverá monitorar e interferir na operação do consórcio, além de ter o poder de veto na aprovação das atividades e custos para fins de reembolso. O senhor acredita que essa solução possa mitigar o problema do monitoramento e aferição dos custos inerentes ao modelo de partilha?*

PROF. ALOÍSIO – Não. Eu acho que é o próprio modelo de partilha que leva à criação dessa empresa. Eu acho que isso é um dos problemas graves do modelo de partilha. O modelo de partilha, diga-se a

bem da verdade, ele tem certas vantagens, porque, para volumes muito grandes de petróleo, ele diminui a chamada maldição do vencedor. Porque os participantes não sabem a quantidade de petróleo que vai ter ali. Se estiver em jogo, sei lá, cinquenta ou cem milhões de barris, é uma coisa, mas se estiver em jogo dez ou quatorze bilhões de barris, é outra. Então, o modelo de concessão traz muito risco de você apostar muito, e depois não ter tanto petróleo assim. A chamada maldição do vencedor faz com que as empresas, então, se retraiam na hora de fazer os seus lances, e acaba sendo prejudicial para o governo, que quer vender por valor maior possível. O modelo de partilha, ele evita um pouco isso, porque ele está fazendo os lances sobre os lucros. Então, é uma vantagem, você pode se sentir atraído por um modelo desses.

O problema é que ele tem como contrapartida o monitoramento de custo, porque é sobre o lucro, então existe o perigo das empresas ganhadoras inflarem seus custos. Então, essa empresa tem que ser criada, justamente, para monitorar esse custo que venha do modelo de partilha. Agora, ela cria entraves óbvios, porque ela tem que autorizar. As pessoas que vão estar ali, por mais bem intencionadas que estejam, e parece que, pelo menos inicialmente, foram boas as escolhas, mas também não é tão importante... quer dizer, é importante, mas não é determinante que sejam boas escolhas iniciais, porque ninguém sabe como é que vai ser no futuro, daqui a cinco anos ou três anos. Isso aí são processos que vão demorar vinte, trinta anos. Então, as incertezas são muito grandes. Agora, por mais que sejam competentes –, e, inicialmente, parece que foi o caso –, vai haver certa hesitação natural, porque é muita responsabilidade, são dezenas de bilhões de reais envolvidos. E hesitações promovem atrasos na produção; ou então irresponsabilidades.

Enfim, é uma situação muito difícil. Eu acho que a decisão empresarial devia caber à empresa ganhadora. Então, nós devíamos pensar em outros modelos que não sejam essa PPSA, visto que a tendência desse modelo é, de novo, inibir possíveis participantes. É um dos principais entraves que acaba, então, diminuindo a competição e saindo pelo valor mínimo, em consórcios um pouco artificiais.

FGV ENERGIA: *Um dos aspectos mais comentados pelas empresas de petróleo na época da audiência pública do contrato de partilha conduzida pela ANP foi que havia um risco econômico muito grande em um contrato de partilha com contabilização em reais dos investimentos a serem recuperados em até trinta anos sem correção monetária. Como o senhor vê essa questão, tanto do ponto de vista das empresas investidoras como do ponto de vista do governo?*

PROF. ALOÍSIO – É. De novo, isso vem do modelo de partilha, partilha de lucros, no qual você tem que saber o custo; e um dos problemas que tem é de conversão: você gasta em reais, vai converter em dólar. Esse é um dos muitos riscos que tem. Os investidores estão certos em ter esse medo desse risco adicional. O risco já é muito grande: a quantidade de petróleo que vai ser encontrada, os riscos ambientais, a variação dos preços –, e você tem mais outro, que é: como compatibilizar o que eles gastaram, na hora de calcular o lucro, para dividir então depois disso. Se eles inflarem os custos, os lucros vão ser menores do que o esperado. Então, eu concordo que isso daí seja outro fator de risco. E não foi sem razão que os interessados protestaram.

FGV ENERGIA: *Quem assina o contrato de partilha pelo lado do governo é o Ministério de Minas e Energia, tendo a ANP como interveniente, com a função de fiscalizadora*

técnica, e a PPSA como gestora do contrato. Além disso, haverá necessidade de aprovação de investimentos por parte dos cinco investidores do consórcio e da PPSA. Como essa complexidade de governança poderia afetar os resultados para os consorciados de Libra?

PROF. ALOÍSIO – Realmente, esse é outro problema desse modelo. É uma complexidade enorme. E tem outra, que acho que não foi mencionada aqui, que é a própria Petrobras ser a operadora; se outro consórcio ganhasse, a governança seria mais complexa ainda, porque ia ter uma operadora distinta; ela já teria participação de trinta por cento, mas talvez tivesse outro participante maior que ela, e ela seria a operadora. E não outra que fosse de melhor agrado de um possível majoritário no consórcio. Então, isso aí foi até um pouco “menos pior” do que poderia ser.

Agora, é obviamente uma complexidade enorme. A PPSA, de novo, intervindo aí... Suponha que não houvesse a PPSA. Você já teria a ANP fiscalizando, todos os problemas ambientais, teria o governo, através do Ministério de Minas e Energia, como parte interessada no pagamento, na determinação da participação dele no lucro. Consórcio em si, que pode ter problemas de desacordo empresarial. Agora você tem uma operadora que não é necessariamente do consórcio, possivelmente, ainda tem uma PPSA que vai autorizar os gastos. A chance de haver atrasos nessa exploração é muito grande, de haver disputas judiciais. Sem, por exemplo, mencionar outro problema, o da unitização, que nem está mencionado aqui. Quer dizer, suponha-se que se descubra um campo de petróleo naquela área de concessão que seja já de propriedade de outro participante. Haverá disputas ali. E suponha-se que seja de outro modelo que não seja o de partilha. É uma administração muito complexa, que se tornará mais complexa ainda. Eu acho que a gente tem que simplificar esse modelo.

FGV ENERGIA: O bônus de assinatura pago pelas consorciadas no leilão de Libra foi de quinze bilhões, dos quais a Petrobras arcou com quarenta por cento. Além disso, a exploração do desenvolvimento de Libra, nos próximos trinta e cinco anos, deverá requerer investimentos vultosos, da ordem de duzentos bilhões de dólares, que também deverão contar com a participação da Petrobras em quarenta por cento. Dada a alta necessidade de investimento nas áreas do pré-sal, e considerando a obrigatoriedade legal da participação da Petrobras nessas áreas, qual a sua expectativa para a participação da Petrobras nos próximos leilões de áreas do pré-sal?

PROF. ALOÍSIO – A Petrobras é obrigada a ter trinta por cento, então ela vai ser uma participante. E, mais ainda, nesse caso, ela foi além dos trinta por cento, porque houve dificuldade de se fechar um consórcio, como nós todos sabemos. Então, ela vai ser obrigada a participar e talvez até a aumentar. Uma possível solução para isso, que a própria Shell já usou, é repassar outros campos que ela tenha para terceiros. Porque, assim, a desonera de tantos investimentos. Ela já fez um pouco disso em relação a algumas áreas. Então, tem formas de mitigar. Mas vão ser muito grandes os investimentos da Petrobras. Nesse modelo atual, ela terá que ter uma participação muito grande.



BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 1

AGALLIU, Irena. Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal Systems. U.S. Department of the Interior. Bureau of Ocean Energy Management, Herndon, VA. OCS Study, 2011.

ANP. Resultado das Rodadas de Licitações. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Sítio das Rodadas de Licitações. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br>. Acesso em nov/2013.

BOEM. Proposed Outer Continental Shelf Oil & Gas Leasing Program 2012-2017. U.S. Department of the Interior. Bureau of Ocean Energy Management, Herndon, VA, nov/2011.

CRAMTON, Peter. How Best to Auction Oil Rights in Macartan Humphreys, Jeffrey D. Sachs & Joseph E. Stiglitz, eds, Escaping the Resource Curse, Columbia University Press, 2007.

DECC. Oil and gas: licensing rounds. UK Department of Energy & Climate Change. Disponível em: <https://www.gov.uk/oil-and-gas-licensing-rounds>. Acesso em nov/2013.

EIA. International Energy Outlook 2013. Energy Information Administration. Washington, DC, jul/2013.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro (em consulta pública), dez/2013.

HAILE, Philip; HENDRICKS, Kenneth e PORTER, Robert (2010). Recent U.S. Offshore Oil and Gas Lease Bidding: A Progress Report.

HUMPHRIES, Marc. U.S. Crude Oil and Natural Gas Production in Federal and Non-Federal Áreas. Congressional Research Service. Washington, DC, 2013.

IEA. World Energy Outlook 2013. International Energy Agency. Paris, nov/2013.

PETROBRAS. Plano de Negócios e Gestão 2013-2017, Petrobras, mar/2013.

BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 2

COASE, R. The Federal Communications Commission. Journal of Law and Economics, V. 2, 1-44, 1959.

MYERSON, R. Optimal Auction Design. Mathematics of Operations Research, V. 6, No. 1, 58-73, 1981.

KLEMPERER, P. What Really Matters in Auction Design. *Journal of Economic Perspectives*, 2002.

MENEZES, F.M., MONTEIRO, P.K. *An Introduction to Auction Theory*, Oxford University Press, 2005.

KRISNA, V. *Auction Theory*, Academic Press, 2002.

BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 3

BRASIL, E. U. R., POSTALI, F. A. S. Assimetrias entre os competidores nos leilões da ANP. *Economia Aplicada*, 17(3), 215-241, 2013.

COSTA, A. R., LOPES, F. D. Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil. *Revista de Administração Contemporânea*, 5(2), 798-817, 2008.

FURTADO, R., SUSLICK, S. B., RODRIGUEZ, M. R. A method to estimate block values through competitive bidding. *AAPG Bulletin*, 92(10), 1293-1314, 2008.

HERNANDEZ-PEREZ, A. Oil and Gas Bidding with a Dominant Incumbent: Evidence from the Brazilian Oil Block Auctions. *Texto para Discussão (IBRE)*, n. 12, 2011.

MATOSO, R., REZENDE, M. Asymmetric Information in Oil and Gas Lease Auctions with a National Company. Disponível em <http://ssrn.com/abstract=1868976>. Acesso em xxx/2011.

MATOSO, R. S. Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil: Estudo do Papel da Petrobras. *Dissertação de Mestrado*. IBMEC, Rio de Janeiro, 2009.

MOTTA, P. H. C., RIBEIRO, E. P. Estimando o Valor de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás Natural: O Caso dos Leilões Brasileiros. *Anais do XXXVIII Encontro Nacional de Economia (ANPEC)*, 2010.

MOURA, R. L., CANÊDO-PINHEIRO, M., DAITX, F. Determinantes do Lance Vencedor em Leilões de Petróleo e Gás: Avaliando o Caso Brasileiro. *Revista Brasileira de Economia*, 66(4), 429-444, 2012.

RODRIGUEZ, M. R., COLELA Jr., O., Suslik, S. B. Os processos de licitação de áreas exploratórias e áreas inativas com acumulações marginais no Brasil. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2), 63-79, 2008.

BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 4

AVERY, C. e KAGEL, J.: "Second-Price Auctions with Asymmetric Payoffs: An Experimental Investigation," *Journal of Economics & Management Strategy*, 6(3), 573 – 603, 1997.

BIKHCHANDANI, S.: "Reputation in Repeated Second-Price Auctions," *Journal of Economic Theory*, 46(1), 97 – 119, 1988.

De FRUTOS, M. e JARQUE, X.: "Auctions with Asymmetric Common Values: The First – price Format," *Journal of Mathematical Economics*, 43(7-8), 795 – 817, 2007.

KLEMPERER, P.: "Auctions with Almost Common Values: The Wallet Game and Its Applications," *European Economic Review*, 42(3-5), 757 – 769, 1988.

REECE, D.K.: "An Analysis of Alternative Bidding Systems for Leasing Offshore Oil," *Bell Journal of Economics*, 10(2), 659 – 669, 1979.

BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 5

FREIRE, W. "A proposta do governo de um novo marco regulatório para o pré-sal." *Conjuntura Econômica-FGV*, vol. 64, nº 3, 2010.

_____. "Petrobras: das origens até os anos 1990" in Giambiagi. F. e Velloso Lucas, L. (orgs.), *Reforma e Contra Reforma do Setor Petrolífero Brasileiro*. Campus, 2012.

_____. "Production sharing bidding round for the Libra block", in *IBP Oil and Gas Monitor*, Oct/2013.

_____. "A importância e necessidade de retorno ao modelo de concessões", *Brasil Energia*, Ano32, nº 397, 2013.

PIRES, A., GIAMBIAGI, F., VELLOZO LUCAS, P., SCHECHTMAN, R. *Conclusões e propostas para o setor*" in Giambiagi. F. e Velloso Lucas, L. (orgs.), *Reforma e Contra Reforma do Setor Petrolífero Brasileiro*. Campus, 2012.

PONTE, C.F., REIS FONSECA, J. e GAMARRA MORALES, J. "Petroleum Geology of Eastern Brazilian Continental Margin." *AAPG Bull.* V. 61, nº 9, 1977.

VITTO, W. e HOCHSTELER, R. "Perspectivas para investimetos petrolíferos no Brasil" in Giambiagi. F. e Velloso Lucas, L. (orgs.), *Reforma e Contra Reforma do Setor Petrolífero Brasileiro*. Campus, 2012.

WEBSTER, M., SZATMARI, P. e COUTO ANJOS, S. "Sal, Geologia e Tectônica", *Beca Edições*, 2008.

