Maria Regina Macchione de Arruda Zamith

A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil

Texto apresentado ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo para a obtenção de título de Doutor em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

São Paulo

2005

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Zamith, M. Regina M. A.
A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil / Maria Regina Macchione de Arruda Zamith; orientador Edmilson Moutinho dos Santos.
São Paulo, 2005 – 299p.

Tese de doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PIPGE – USP).

1. Campos Petrolíferos – Brasil 2. Petróleo e Gás Natural - aspecto econômico 3. Petróleo e Gás Natural – regulação - Brasil 4. Petróleo e Gás Natural – exploração – produção I. Título.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

aos meus familiares,

pelo apoio recebido durante

a realização desta pesquisa.

"Mas Deus escolheu as coisas loucas
deste mundo para confundir as sábias;
e Deus escolheu as coisas fracas
deste mundo para confundir as fortes."
I CO 1:27

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PIPGE) e ao meu orientador Professor Dr. Edmilson Moutinho dos Santos pelo apoio e oportunidade de poder realizar este trabalho junto a esta importante instituição de pesquisa.

Sou grata aos professores que me acolheram nas duas universidades que estive no Texas e aos órgãos reguladores que visitei: ao professor Dr. Richard Startzman, do *Harold Vance Department of Petroleum Engineering da Texas A&M University (TAMU)* e a professora Dr. Michelle Foss e sua equipe do *Institute for Energy, Law & Enterprise (IELE) da University of Houston Law Center,* em especial, ao Fisoye Delano que me acompanhou a reuniões no TRC e no General Land Office (GLO), em Austin. Ao Michael Dyer da *IHS Energy,* agradeço suas proveitosas sugestões.

Ao Engenheiro Anabal dos Santos Jr. que me proporcionou a visita aos campos maduros da PetroRecôncavo, no Recôncavo Baiano, e pela sua valorosa contribuição a esta pesquisa. Aos alunos e professores da UNIFACS, em especial ao professor Eledir Vitor Sobrinho, que me receberam na Bahia.

A FAPESP pela bolsa de estudos a mim concedida. E, também, ao British Council, que através do programa de cooperação conjunta entre o PIPGE e o *Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy (CEPMLP),* da Universidade de Dundee, na Grã-Bretanha, me proporcionou o intercâmbio com pesquisadores dessa instituição.

Fica meu agradecimento a todos os professores e profissionais que colaboraram para a realização deste trabalho, em especial ao Engenheiro Newton Monteiro, diretor da ANP, que tem se dedicado à questão dos campos maduros e marginais de petróleo no país.

RESUMO

ZAMITH, R. **A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil**. 2005. 299p. Tese de doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Adotando os conceitos da Nova Economia Institucional (NEI) e de sua vertente, a teoria da Economia dos Custos de Transação (ECT), apresenta-se, neste trabalho, uma discussão sobre o ambiente institucional brasileiro para o setor de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, sua regulação e caracterização. Discute-se as especificidades relativas às condições de desenvolvimento das atividades em campos de petróleo considerados maduros e/ou marginais, que constituem a maior parte das bacias brasileiras conhecidas em terra. O trabalho defende que este segmento de atividades de E&P requer um tratamento diferenciado em termos de regulação e outras políticas públicas, visando privilegiar a entrada de novos agentes e aumentar seu dinamismo no longo prazo. Contrapondo ao ambiente institucional nacional, optou-se por estudar o desenvolvimento das atividades onshore no Texas. Assim, estabelece-se comparações entre as duas realidades com relação à sua regulamentação, programas de incentivos, estrutura industrial, histórico de atividades e, principalmente, em relação à ação dos respectivos órgãos reguladores, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pelo Brasil, e a Texas Railroad Commission (TRC), pelo Texas. A experiência da TRC no setor petroleiro texano, cujas características presentes, por se tratar de campos produtores de petróleo maduros, possuem certa similaridade com os campos em terra no Brasil, revela uma série de direções para o aprimoramento da regulação petroleira brasileira no sentido de promover suas atividades onshore.

Palavras-chave: Campos Petrolíferos – Brasil. Petróleo e Gás Natural – aspecto econômico. Petróleo e Gás Natural – regulação – Brasil. Petróleo e Gás Natural – exploração – produção.

ABSTRACT

ZAMITH, R. **The New Institutional Economics and the Onshore Oil and Natural Gas Exploration and Production Activities in Mature Fields in Brazil**. 2005. 299p. Thesis. Program of Post-Graduation in Energy, Universidade de São Paulo.

By Adopting the New Institutional Economics (NIE), and the theory of Transaction Cost Economics (TCE), this work discuss about the Brazilian institutional environment for oil and natural gas exploration and production (E&P), the regulation and main features. This study discusses the specificities related to the development of onshore activities on mature and/or marginal oil and gas fields. These areas are the majority on the Brazilian developed onshore segment. The Thesis sustains that such a segment of E&P activities needs a special treatment in terms of regulation and other public policies, aiming at to improving the entrance of new players in the sector and its long-term growing. For a comparative analysis, the study of the onshore activities development in Texas provides important insights to understand and criticize de Brazilian situation. The Thesis compares both realities in terms of the regulation and incentives programs, industrial structure, history of activities as well as the main role players by the respective Oil and Gas Regulator, the National Petroleum Agency (ANP) in Brazil, and the Texas Railroad Commission (TRC) in Texas. TRC's long experience in regulating Texas' onshore oil and gas activities, whose present situation has similarities regarding to the Brazilian onshore areas (by their maturity), reveals a series of paths to improve Brazil's oil and gas regulation and boost its onshore activities.

Keywords: Oil Fiels – Brazil. Oil and Natural Gas – economic aspects. Oil an Natural Gas – regulation – Brazil. Oil and Natural Gas – exploration – production.

LISTA DE QUADROS

CAPÍTULO 2

2.1- Demonstração da geração da quase-renda em um contrato de aluguel de equipamento específico 35

2.2- Fases da Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural 51

2.3- Riscos e Ganhos entre Diferentes tipos de contratos 57

CAPÍTULO 3

3.1- Agências Reguladoras Americanas e suas competências 72

3.2- Áreas Terrestres Adquiridas por Empresas Nacionais 1999 – 2004 92

3.3- Campos Marginais Brasilleiros 103

3.4- Concessões Terrestres sem Operação 104

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

2.1- Os atributos das transações 33

2.2- A Renda de Hotelling - Componentes da renda mineral..... 46

2.3- Fluxo de caixa típico de um projeto de E&P 53

CAPÍTULO 3

3.1- Poços Produtores de Petróleo no Texas em 2003 68

3.2- Poços Produtores de Gás no Texas em 2003 69

3.3- Produção de Petróleo no Texas (1992-2003) 75

3.4- Nível de Empregos x Número Sondas em Operação – EUA 82

3.5- Evolução das Reservas Provadas de Petróleo Brasileiras: 1994-2003..... 87

3.6- Bacias Maduras Brasileiras 88

3.7- A Bacia do Recôncavo 94

3.8- Reservas provadas na Bahia x país 95

3.9- Produção de petróleo na Bahia x país 95

3.10- Produção de gás natural na Bahia x país 96

3.11- Curvas de Hubbert - A Produção de Petróleo em Terra no Brasil 100

CAPÍTULO 6

6.1- A Evolução do preço do petróleo 146

6.2- Evolução do número de licenças para perfuração de poços no Texas 147

6.3- Evolução do número de sondas trabalhando no Texas 147

SIGLAS E GLOSSÁRIO

Acre – equivale a 4.047 m²

Ambiente Institucional – Conjunto de macroinstituições, tais como legislação, definição de direitos de propriedade e códigos de ética, que estabelecem as bases para as interações entre os seres humanos.

Assimetria de Informações – Situação em que uma das partes envolvidas em uma transação possui uma informação relevante que a(s) outra (demais) não possui (possuem).

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API – American Petroleum Institute

B/D – Barris por dia

BBL - Barrel

BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção (de Petróleo e Gás)

BLM - Bureau of Land Management

Bloco – É parte da bacia sedimentar onde são desenvolvidas as atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural

Campo – conjunto de um ou mais reservatórios produtores de petróleo e/ou gás, onde foram perfurados poços que se revelaram comerciais. O campo também abrange as instalações e equipamentos destinados à produção.

CF – Cubic foot (um pé cúbico é igual a 0,000178 barril de óleo)

Compromisso Confiável – Um contrato em que as promessas acordadas são garantidas por mecanismos de incentivo e controle, de tal modo que as partes não identificam motivações econômicas para o rompimento contratual ou, mais simplesmente, para a quebra das promessas previamente estabelecidas.

CNP – Conselho Nacional do Petróleo

CTPETRO – Plano Nacional de Ciência e Tecnologia para o setor de Petróleo e Gás Natural

Custos de transação – Os custos *ex-ante* de esboçar, negociar e salvaguardar um acordo e, sobretudo, os custos *ex-post* decorrentes de problemas de adaptação que surgem quando a execução de um contrato é imprecisa como resultado de atrasos, erros ou omissões.

Desativação e Abandono – quando as atividades de E&P de uma área se encerram há necessidade de um processo que inclui várias atividades de reabilitação dos danos ambientais causados *ex-post*.

Downstream – Compreende as atividades de refino, distribuição e comercialização do setor de petróleo e gás natural.

ECT – Economia dos Custos de Transação

EIA – Energy Information Administration (US Department of Energy – DOE)

E&P – Exploração e Produção (upstream)

Estrutura de Governança – Conjunto de regras, tais como contratos ou normas internas às organizações, que governam uma determinada transação (vide Forma Organizacional).

Farm-in – Compra de participações em ativos

Farm-out - Venda de participações em ativos

Forma Organizacional – Um determinado modo de se organizar a produção, tendo como exemplos mais freqüentemente utilizados a hierarquia (integração vertical), contratos de longo prazo e mercado. Um conjunto de formas organizacionais que governa uma determinada transação pode, portanto, ser denominado uma Estrutura de Governança.

GLO – General Land Office (órgão estadual que administra as terras pertencentes ao governo do Texas).

IBAMA – Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

IOC – International Oil Company

IPAA – Independent Petroleum Association of America

NOC – National Oil Company

MCF = Thousand Cubic Feet (mil metros cúbicos)

MMS – Minerals Management Service (órgão federal, USA)

NEI – Nova Economia Institucional

NLP – Nova Lei do Petróleo

Offshore – No mar

Onshore – Em terra

OPEP – Organização dos países exportadores de petróleo

OCS - Outer Continental Shelf

P&D - Pesquisa e desenvolvimento

P&GN – Petróleo e Gás Natural

Poço – é o segmento ligando o(s) reservatório(s) de petróleo, ou gás natural ou água, à superfície.

REPETRO – Regime aduaneiro especial para o setor de exploração e produção de petróleo vigente até 2020.

Ship-or-pay – Termo típico dos contratos de transporte de gás natural através de gasodutos de alta pressão, indicando a obrigação de pagamento por uma capacidade mínima de transporte contratada, mesmo que não utilizada.

Stripper Well – Poço Marginal de petróleo e/ou gás natural

TA – Teoria da Agência

TRC – Texas Railroad Commission (órgão regulador do setor de petróleo e gás)

Upstream – Compreende as atividades de exploração e produção de petróleo bruto e gás natural (do poço à refinaria).

US$/b – Dólar por barril

SUMÁRIO

1. Introdução 14
1.1 Motivações 14
1.2 Campos Marginais e/ou Maduros 20
1.3 Plano da tese 23

2. Metodologia 26
2.1 Introdução ao Referencial Teórico: A Nova Economia Institucional (NEI) 26
2.2 A Teoria da Agência e a Economia dos Custos de Transação 28
2.2.1- Teoria da Agência (TA): a formatação dos contratos 28
2.2.2- A Economia dos Custos de Transação (ECT) 31
2.3 Modelo Analítico na Definição das Transações 33
2.3.1- A especificidade dos ativos 34
2.3.2- A questão da incerteza e dos riscos 39
2.3.3- A freqüência das transações 41
2.4 Outros Aspectos Específicos das Transações e da Regulação no Setor de Petróleo e Gás Natural 42
2.4.1- A renda no setor mineral 45
2.4.2- A especificidade do fluxo de caixa da exploração & produção de petróleo e gás natural 51
2.4.3- Formas contratuais para a exploração dos recursos minerais 54
2.4.4- Tipos contratuais usuais na exploração de petróleo e gás natural 55
2.4.5- Participação governamental ou *Government Take* nas atividades de E&P 59
2.4.6- As participações governamentais no Brasil 60
2.4.7- Os pagamentos aos proprietários de terra 63
2.5 Conclusão do Capítulo 63

3. História e Cenário das Atividades Onshore no Brasil e no Texas 65
3.1 Introdução ao Capítulo 65
3.2 Histórico das Atividades Onshore no Texas 67

3.2.1- Caracterização das empresas independentes nos Estados Unidos 80
3.3 Histórico das Atividades Onshore no Brasil..... 83
3.3.1- Campos marginais no Brasil – a Região do Recôncavo Baiano 93
3.3.2- Caracterização das empresas independentes no Brasil 97
3.4 Cenário Futuro e Presente para Atividades Onshore no Brasil 99
3.5 Conclusão do Capítulo 105

4. A Especificidade dos Ativos na E&P de Petróleo e Gás Natural 106
4.1 Introdução ao Capítulo 106
4.2 A Especificidade dos Ativos na E&P Onshore em Campos Maduros no Texas e no Brasil 106
4.3 Conclusão do Capítulo 123

5. Incertezas e Riscos das Transações na E&P de Petróleo e Gás Natural 125
5.1 Introdução ao Capítulo 125
5.2 A Incerteza das Transações na E&P Onshore em Campos Maduros no Texas e no Brasil 125
5.3 Conclusão do Capítulo 138

6. A Freqüência das Transações na E&P de Petróleo e Gás Natural 140
6.1 Introdução ao Capítulo 140
6.2 A Freqüência das Transações na E&P Onshore em Campos Maduros no Texas e no Brasil 140
6.3 Conclusão do Capítulo 149

7. Conclusões e Aspectos Finais sobre o Papel da Nova Economia Institucional na Análise das Questões Petroleiras e Gasíferas 150
7.1 Visão Crítica sobre a Modelagem Adotada 150
7.2 Sugestões e Críticas de Estratégias e Políticas para Incentivar Atividades de E&P Onshore em Campos Maduros no Brasil 152
7.3 Conclusões 159

Referências Bibliográficas 161

Anexo I – A Modelo de *lease* do GLO 171
Anexo I – B Modelo de *lease privada* (e tradução) 172
Anexo II Reservas Brasileiras 173
Anexo III Bacias Maduras Onshore Brasileiras 174
Anexo IV Contrato de Concessão 175
Anexo V Regiões Petrolíferas Onshore Brasileiras 176

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivações

Este estudo surgiu da preocupação com a falta de dinamismo e competitividade das atividades onshore para a exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil[1]. A trajetória de desenvolvimento dessas atividades tem sido limitada ao longo dos anos, devido ao fato da Petrobras, que deteve o monopólio do setor até 1997, ter direcionado grande parte de seus investimentos para as atividades mais promissoras offshore da bacia de Campos (vide MOUTINHO DOS SANTOS, 2001).

O setor de petróleo e gás natural no Brasil ficou, assim, caracterizado pelas atividades em águas profundas, que requerem maiores investimentos de capital e tecnologia, nicho de mercado apenas para as grandes empresas do setor. Por outro lado, as atividades onshore tornaram-se quase irrelevantes para o esforço do país de atingir sua meta de auto-suficiência em petróleo. Ao longo da história, foram gradualmente negligenciadas, tornando-se atividades secundárias e saindo do foco das atenções, tanto da empresa Petrobras, como das autoridades federais responsáveis pela política energética e petroleira do país.

As atividades onshore no Brasil somente se perpetuaram até os dias de hoje, porque a maior parte dos investimentos foram herdados do passado. Continuaram em sua vida produtiva retirando aqueles barris marginais possíveis de serem extraídos dos campos já exauridos.

Ao mesmo tempo, o *status* da Petrobras, de empresa estatal e gestora de um monopólio nacional, a torna vulnerável às forças políticas regionais, desejosas de fazer perpetuar o mínimo de investimentos e empregos em locais normalmente muito carentes. Aliado a isso, forças corporativas da própria empresa nutrem o mesmo processo, independente de qualquer lógica econômica.

---

[1] Sendo uma indústria complexa, que se caracteriza por uma série de atividades que separam a área de exploração e produção (E&P) do petróleo bruto e gás natural e o consumo final de produtos refinados de petróleo, torna-se genérico demais falar-se de "atividades petroleiras". Neste trabalho, em geral, tais "atividades" referem-se à E&P, que pode ser realizada onshore ou offshore.

Porém, com freqüência, ao afastar-se de sua lógica econômica, as atividades onshore caem, ainda mais, no ostracismo, recebendo da Petrobras apenas investimentos mínimos para sua sobrevivência e sem um reconhecimento amplo de alguns efeitos multiplicadores que poderiam ser explorados. No mundo, atividades similares, com níveis de maturação muitas vezes superiores àqueles registrados no Brasil, costumam sobreviver durante longas décadas, mesmo depois de iniciada sua fase de declínio de produção. No entanto, procura-se preservar a lógica econômica de tais atividades através de continuado processo de reestruturação institucional. Os campos produtores são gradualmente transferidos das grandes empresas, que procuram focar em outras oportunidades de investimento com maior potencialidade, porém, em geral, associadas a maiores riscos, dando-se, então, origem a uma constelação de pequenas e médias empresas, que se especializam naqueles campos de baixa produção, garantindo sua vitalidade.

Desde a "flexibilização do monopólio" do petróleo no Brasil[2], a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombutíveis (ANP), órgão que assumiu a atribuição de promover, gerir e regular o setor de petróleo e gás natural no país, já realizou seis rodadas de licitações para a concessão de áreas exploratórias. O interesse, tanto da Petrobras, como de uma série de novas empresas entrantes, continua sendo, predominantemente, voltado às bacias marítimas, que chegam a corresponder a 70% do total de áreas negociadas (vide ZAMITH; MOUTINHO DOS SANTOS, 2003b).

A partir desse cenário, o que se pretende averiguar neste trabalho é qual o potencial competitivo do País para as atividades onshore. Para chegar-se a tal entendimento, esta tese tem como contribuição teórica original, analisar a problemática da competitividade das atividades onshore por uma ótica da Nova Economia Institucional (NEI). Assim, estuda-se a atratividade das atividades onshore no Brasil à luz da Economia dos Custos de Transação (ECT), que adota como objetivo principal de estudo as relações contratuais e institucionais entre os diferentes agentes econômicos.

A pertinência deste trabalho se justifica pela ausência de estudos voltados à competitividade das atividades onshore no Brasil. Além disso, a literatura é escassa no uso da NEI como ferramenta de análise das condições contratuais do setor de petróleo. Com relação ao

[2] Em novembro de 1995, a Emenda Constitucional n° 9 "flexibilizou o monopólio" do petróleo

setor petroleiro brasileiro, nenhuma iniciativa similar parece ter sido realizada. Portanto, o trabalho atende ao critério da originalidade exigido de uma Tese de Doutorado.

Do ponto de vista conceitual, há vários elementos que justificam a escolha metodológica. Antes de tudo, a indústria do petróleo é caracterizada por investimentos, em geral, inflexíveis, dedicados e de baixa mobilidade. Além disso, há um elevado grau de risco nas atividades de E&P, que afeta principalmente as empresas menos capitalizadas. Mesmo em campos antigos, cujo risco geológico já foi parcialmente eliminado através de extensiva prospecção, as empresas atuantes ainda enfrentam grandes riscos associados às oscilações dos preços do petróleo ou à incapacidade de poder prever com exatidão o comportamento do campo[3] em relação a investimentos específicos de modernização e revitalização da produção.

Em seguida, também devem ser adicionados outros aspectos de risco do Brasil, como incertezas fiscais, regulatórias ou problemas de infra-estrutura. Por fim, a freqüência das transações e a necessidade de se prevenir atitudes oportunistas estão sempre presentes no mundo do petróleo. Contudo, tais dimensões deverão ser melhor contextualizadas quando se analisarem as especificidades das atividades onshore e offshore desenvolvidas no Brasil.

Conforme descrevem (FARINA et at., 1997), os conceitos de especificidade de ativos, riscos e freqüência, são as principais dimensões das transações, que são discutidas no seio da NEI. As transações são regidas por contratos que procuram disciplinar o comportamento dos agentes econômicos. Porém, os mecanismos contratuais impõem custos de transação. Com freqüência, dadas as condições das atividades onshore e sua peculiaridade de estarem associadas a empresas de menor porte, custos de transação adicionais, impostos por contratos demasiadamente sofisticados e/ou ineficientes, podem constituir barreiras intransponíveis, que inviabilizariam os investimentos[4].

---

[3] O campo é a área produtora de petróleo e/ou gás natural (P&GN), abrangendo uma área geográfica que cobre um trecho de bacia sedimentar, cujo direito exclusivo de E&P é cedido através de um contrato de concessão estabelecido entre os investidores e o Estado, representado, no Brasil, pela ANP. O campo também abrange as instalações e equipamentos destinados a produção. Como será visto ao longo do texto, tal abrangência é explicada pela baixa mobilidade desses ativos, mas também por possíveis regulamentações, que exigem a reversão dos ativos às concessões nas quais foram, primeiramente, instalados.

[4] A rigor, comete-se aqui um erro de caracterização. No mundo, a produção total de petróleo vem, principalmente, de bacias onshore, apenas cerca de 30% a 40% da produção mundial de petróleo origina-se de campos offshore

Há, portanto, uma ótica contratualista que permite discutir sobre a competitividade das atividades onshore no Brasil. Esta discussão é desenvolvida com os instrumentos da NEI e particularmente a partir da teoria ECT.

Por outro lado, há uma dimensão social que explica o esforço a ser aqui desenvolvido. Como, quando se fala em atividades onshore no Brasil, consideram-se aquelas bacias mais maduras, deve-se resgatar que essas bacias costumam situar-se naqueles locais onde nasceu a indústria petrolífera nacional. (SOUZA, 1997) descreve sobre a história das descobertas de petróleo no Brasil, que teve início em 1858. O interesse pela procura do petróleo se estendeu através de atividades privadas pioneiras ao longo das últimas décadas da monarquia e os primeiros anos da República. Porém, somente a partir de 1930 é que o país vivência seus primeiros ciclos de E&P, sempre com a participação do Estado, inicialmente liderado pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), criado por Getúlio Vargas em 1938, e depois pela Petrobras, também criada por Getúlio em 1953. Tais ciclos desenvolveram-se, principalmente, na Região do Recôncavo Bahiano, em Sergipe-Alagoas, no norte do Espírito Santo e sul da Bahia, ou no Rio Grande do Norte. Todas essas áreas são ainda hoje marcadas pela pobreza e baixo dinamismo econômico. Portanto, garantir-lhes sobrevida competitiva para suas atividades petrolíferas tem elevado conteúdo social.

Muitos investimentos específicos foram realizados nessas regiões ao longo da história, porém tais inversões não têm qualquer outra serventia. Portanto, trata-se de política pública extremamente positiva procurar extrair desses ativos o máximo de valor econômico que ainda pode ser conseguido, permitindo, também, o máximo aproveitamento dos recursos naturais, que serão perdidos para sempre caso a infra-estrutura existente desapareça ou perca sua capacidade de produção (PRINDLE, 1981, p.200).

Finalmente, a modernização e revitalização dessas atividades onshore exige investimentos e tecnologias específicas, mas de menor monta, sendo, portanto, apropriado para

---

(YERGIN,1994). Em muitos países como Arábia Saudita, México, Irã, Venezuela ou Iraque, as atividades onshore são dominantes, envolvendo grandes projetos, associados a grandes empresas. Portanto, a realidade brasileira de atividades onshore, maduras e de pequeno porte, e offshore de fronteira e de grande porte, representa uma particularidade que se repete também em alguns outros países, inclusive, de certa maneira, nos Estados Unidos, que serão utilizados como caso comparativo ao longo deste trabalho. Para efeito de conveniência, "atividades onshore" serão sempre entendidas neste trabalho referindo-se ao contexto brasileiro.

pequenas e médias empresas. Em geral, os volumes de produção não são viáveis para as grandes empresas petroleiras[5], que possuem estruturas maiores. Assim, surgem oportunidades de criação de empresas locais, que poderão empregar, provavelmente, na própria região, gerando um pólo de dinamismo econômico.

A importância das atividades onshore para o Brasil, em sua busca da auto-suficiência de petróleo, continuará pouco expressiva. Porém, sua revitalização contribuirá para a diversificação do setor e o surgimento de novos atores, ainda inexistente na cena petroleira brasileira. Para estes novos atores, as atividades onshore podem tornar-se prioritárias, concentrando seus investimentos em recursos humanos e melhores esforços tecnológicos. O efeito multiplicador desses investimentos, em áreas, geralmente, menos desenvolvidas não pode ser desprezado.

Da mesma forma, a busca pela maximização do aproveitamento dos recursos naturais do país tem igualmente um apelo nobre nos dias atuais quando são propostas diferentes visões de sustentabilidade. Tais recursos naturais poderão ser perdidos para sempre se houver ruptura das atividades existentes, deixando de atender as necessidades, tanto das gerações presentes, como das futuras. Além disso, rendas minerais,[6] que poderiam ser coletadas por diferentes setores do governo, transformando-se, por exemplo, em investimentos sociais contra a pobreza, também serão perdidos irremediavelmente, tornando muitas comunidades pobres ainda menos sustentáveis.

Como produto final desta pesquisa, espera-se desenvolver uma abordagem teórica mais refinada que permita um melhor entendimento das atividades onshore no Brasil. Trata-se de um desafio metodológico complexo que visa uma nova linha de pesquisa, associando questões relacionadas ao petróleo e ao gás natural e a NEI. Não se pretende, em momento algum, esgotar

[5] Áreas maduras são aquelas que já ultrapassaram o pico de produção. Ainda neste capítulo, procurar-se-á caracterizar com maior precisão o conceito de campos maduros. Na indústria do petróleo no mundo, as majors, ou as grandes empresas, que tendem trabalhar com taxas de produção e margens muito elevadas, costumam abandonar as áreas maduras, abrindo-se oportunidades para uma série de empresas de pequeno e médio porte. Como será visto ao longo do texto, os custos de transação para a gestão de campos maduros através de grandes empresas tendem a aumentar rapidamente, inviabilizando sua operação, enquanto empresas menores encontram-se em melhor situação para gerir tal escalada de custos.

[6] O conceito de rendas minerais associadas ao petróleo e suas formas de coleta pelo Estado são apresentados em Postali (2002), e serão tratadas com maior profundidade no capítulo dois.

essa temática, abordando todos seus aspectos. No entanto, espera-se gerar subsídios que sustentem uma reflexão sobre o modelo atualmente utilizado pela ANP, que tem tido pouco sucesso em atrair o pequeno investidor. Realça-se a importância de se tentar modificar o enfoque da política governamental para o desenvolvimento do setor de petróleo e gás nacional, abandonando-se abordagens demasiadamente padronizadas e adotando-se modelos mais flexíveis e em sintonia com as particularidades das diferentes situações que podem ser encontradas no país.

Este estudo contou com a realização de duas pesquisas de campo. A primeira foi internacional, na região do Texas, conhecida por ser um bom exemplo de desenvolvimento dinâmico e diversificado de campos maduros, os quais ainda impulsionam a economia daquele estado norte-americano. Ainda que o Texas continue sendo a capital da indústria de petróleo dos Estados Unidos, gerando empresas, capital humano e tecnologias, que são exportados para o resto do mundo, o estado encontra-se em um processo irreversível de declínio de produção. Para os Estados Unidos, as zonas de fronteira de produção de petróleo encontram-se, principalmente, em atividades offshore, de águas profundas, do Golfo do México e nas terras geladas do Alasca.

A segunda pesquisa foi executada na região do Recôncavo Baiano, que foi a primeira bacia onde se conseguiu produção econômica de petróleo no Brasil. Apesar de ainda ser responsável pela quase totalidade da produção de petróleo realizada no estado da Bahia, hoje a Bacia do Recôncavo apresenta uma produção declinante, como mostra o capítulo três. Porém, mesmo levando em consideração as devidas proporções, a região do Recôncavo embora prolífica por ser de pequena extensão territorial está distante de apresentar o mesmo vigor e diversificação encontrados no Texas, sua produção é bem menor, merecendo, portanto, uma reflexão que permita uma melhor compreensão desse fenômeno.

Esses exemplos, aliados à teoria, serão o embasamento deste estudo. Não há qualquer ilusão de imaginar que o Texas possa servir de comparação como um modelo ideal a ser seguido pelo Brasil. Inicialmente, porque, como destaca (FERREIRA, 2003) a indústria de petróleo nos Estados Unidos pode ser tudo, menos ideal, tendo historicamente, sido adotadas práticas, principalmente na esfera ambiental, que seriam inaceitáveis na atualidade, inclusive no Brasil. Além disso, o contexto histórico da indústria petrolífera texana foi único e sua replicação em qualquer outra região do planeta seria muito difícil, ou mesmo impossível.

No entanto, ao analisar-se duas situações diferentes através do mesmo esquema teórico, coloca-se em relevo os aspectos positivos desta abordagem metodológica, ressaltando-se as principais contradições. O efeito das principais variáveis torna-se mais explícito e enriquece a compreensão da realidade brasileira. Há, portanto, um efeito didático importante a ser aprendido da comparação do Texas com o Brasil. Se for, provavelmente, verdade que jamais haverá um "Texas Brasileiro", espera-se, contudo, salientar que existem outras rotas e políticas, que podem ser exploradas, e conquistas que podem ser alcançadas pelo país.

1.2 Campos Marginais e/ou Maduros

Finalmente, cabe aqui uma pequena discussão sobre a difícil classificação de campos de petróleo e gás natural em "marginais e/ou maduros". Ambos os termos têm sido usados indiscriminadamente, o que traz uma certa confusão quanto a sua caracterização. O Brasil possui campos em fase de declínio de produção existentes nas bacias sedimentares terrestres do Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Rio Grande do Norte-Ceará, Espírito Santo e em faixas de águas rasas do Nordeste e mesmo da bacia de Campos, além de alguns campos em águas mais profundas, que já foram de grande porte, mas que já se encontram em declínio de produção, como Marlim e Albacora. A maioria dessas bacias tem sido classificada como "madura" nos editais de licitação de áreas da ANP. Sendo que, para a Sétima Rodada de licitações em 2005, a Agência definiu os "campos marginais" como "áreas com acumulações marginais inativas".

(SCHIOZER, 2002), no seu modelo de alívio de *royalties* para campos maduros de petróleo no Brasil, definiu campo maduro em termos de volume "tecnicamente recuperável" não superior a três milhões de barris de óleo equivalente, e que esteja produzindo a pelo menos 10 anos, tanto onshore como em águas rasas, de lâmina d'água de no máximo 50m[7].

[7]Revela-se, aqui, na verdade, uma outra dificuldade de caracterizar-se campos maduros. Ao definir-se políticas de incentivos e/ou subsídios a esses campos, torna-se necessário estabelecer uma definição mais precisa que determine a fronteira de atuação do incentivo/subsídio. Porém, tais definições tendem a ser arbitrárias e nem sempre totalmente respaldadas pela visão teórica do termo.

Por outro lado, em 2001, quando a Petrobras licitou campos ditos maduros nas bacias descritas acima, através de leilão conjunto com a ANP, denominaram-se, tais campos como sendo marginais. Através da Portaria nº 279 de 31 de outubro de 2003, a ANP propôs-se regulamentar o procedimento para futura "cessão de direitos inerentes a Contratos de Concessão de campos marginais de petróleo e gás natural", sendo que a definição da Agência baseou-se na "produção do campo"[8].

Segundo a revista *Oil & Gas Journal* (2004), "campo maduro" é aquele cujo reservatório de petróleo e gás natural, após a explotação (produção) primária, ainda detenha 40-60% de seus recursos *in situ*. Para se alcançar essas reservas remanescentes serão necessários mais investimentos em tecnologias e perfurações, porém tais poços envolverão baixo risco, pois não se tratam mais de poços pioneiros visando a busca de óleo e gás ainda desconhecido. Por outro lado, a definição de "campo marginal" não está associada ao tamanho de suas reservas, mas à sua viabilidade econômica, diante da relação entre os custo da extração dos recursos e a taxa de retorno esperada frente às regras vigentes, em termos de legislação e estrutura fiscal.

(LUCZYNSKI, 2002) descreve três critérios relevantes para a definição de campos marginais: geológico, econômico e tecnológico. Campos marginais, sob "critérios geológicos", são aqueles cuja estrutura geológica dificulta a sua exploração. Os campos marginais definidos com base em "critérios econômicos" são aqueles cuja viabilidade econômica é muito dependente do preço do petróleo ao longo da vida produtiva. Este fato é tão marcante que, em 1998 e 1999, quando o preço do petróleo caiu para cerca de 10 a 15 US$/b, as operadoras independentes americanas se mobilizaram em suas associações, principalmente, a *Independent Petroleum Association of América (IPAA),* a nível nacional, e a *Texas Independent Producers and Royalty*

---

[8] Assim definiu a ANP:
Campos marginais de petróleo são aqueles campos que produzem, predominantemente, petróleo, cuja produção à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 500 barris de petróleo diários e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite.

Campos marginais de gás natural são aqueles campos que produzem predominantemente gás natural não associado, cuja produção de gás natural à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 70.000 metros cúbicos diários de gás e cuja previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. Caso não haja infra-estrutura próxima (até 10 quilômetros de distância) para o escoamento do gás produzido, o limite para efeito da definição de campo marginal de gás natural passará de 70.000 para 150.000 metros cúbicos diários de gás-não associado.

Owners Association (TIPRO), no Texas, para fazer apologia da importância de se manter os "poços marginais" operando, dada sua importância como fator gerador de renda, impostos, mão-de-obra e suprimento de energia (IPAA, 1998). Finalmente, quanto aos "critérios tecnológicos", são campos marginais aqueles que possuem um tipo de óleo difícil de recuperar, considerando as condições tecnológicas vigentes.

De certa forma, essas três dimensões aparecem interligadas na grande maioria das vezes, porém, com freqüência, elas também geram confusões, possibilitando interpretações nem sempre convergentes. Não caberá a esta Tese de Doutorado assumir a difícil tarefa de definir com precisão os campos maduros e/ou marginais. Aqui, prevalece, apenas, o desejo de se definir, ainda que de forma fluida, o escopo da discussão e seu alcance entre os diferentes segmentos de atividades de E&P realizadas no Brasil.

Assim, resumindo, os campos considerados "maduros" são aqueles que se encontram em estágio avançado de explotação, e para aumentar sua produção necessitam da aplicação de diferentes técnicas de recuperação de petróleo. O conceito de campos maduros muitas vezes sobrepõe-se ao conceito de campos marginais, que se refere a áreas que apresentam baixa produtividade ou custos operacionais elevados, independentes de serem maduros ou não, e cuja produção é considerada marginal para as grandes empresas que atuam no setor. Em geral, esses campos só se tornam economicamente viáveis sob determinadas condições, geralmente relacionadas ao aporte de algum tipo de incentivo e a utilização de novas soluções técnicas que possibilitem uma redução dos custos operacionais para os produtores.

De acordo com o trabalho de (CÂMARA, 2002)[9] um modesto incremento de 1% no fator de recuperação dos campos maduros brasileiros tem o potencial de incorporar volumes de até 150 milhões de barris nas reservas de petróleo. Admitindo-se que essas reservas sejam vendidas a 30 US$/b tais reservas equivalem um faturamento bruto nominal de US$ 4,5 bilhões. Esses números confirmam a importância da continuidade produtiva desses campos, onde o petróleo já está praticamente todo descoberto e a infra-estrutura de produção implantada.

[9] O estudo de (CÂMARA, 2002) também contribui para a discussão sobre a melhor definição de campos maduros ou marginais. O autor fala, por exemplo, que as universidades nordestinas estão inseridas na região dos campos maduros, devendo dar destaque ao estudo do desenvolvimento de tecnologias de recuperação de campos maduros.

Cabe destacar, que nesta Tese, será usado o termo campos maduros, que são aqueles cuja produção está em declínio, necessitando de recuperação secundária ou de técnicas avançadas para recuperar o petróleo e gás natural[10]. As grandes empresas de petróleo, ao reavaliarem a economicidade desses campos, tendem a abandoná-los diante de uma carteira muito mais vasta de grandes oportunidades em outras partes do mundo. Surgem, assim, ocasiões interessantes para pequenas e médias empresas. Como, em geral, tratam-se de áreas que já dispõem de toda a infra-estrutura: estradas de acesso, dutos de escoamento, estações coletoras e de transferência e plantas de processamento de gás; as oportunidades aumentam à entrada de pequenos produtores, pois os investimentos fixos de entrada serão reduzidos. Além disso, os pequenos e médios atores possuem custos de produção e *overhead* menores em relação às grandes empresas de petróleo. Assim, seus custos de gestão tendem a ser mais compatíveis com o potencial dos campos.

1.3 Plano da Tese

O presente trabalho está dividido em sete capítulos:

No primeiro capítulo, justifica-se o interesse pelo tema a ser discutido e apresentam-se os objetivos deste trabalho. O que se pretende é estudar a competitividade das atividades onshore em campos maduros no Brasil, através do referencial teórico da Nova Economia Institucional (NEI) e, particularmente, da teoria da Economia dos Custos de Transação (ECT). Faz-se referência às duas pesquisas de campo realizadas no âmbito deste estudo, uma no Texas e outra na bacia do Recôncavo, que são províncias petrolíferas maduras e foram modelos importantes em termos de caracterização e comparação da pesquisa. Finalmente, introduz-se uma pequena discussão sobre a difícil classificação de campos de petróleo e gás natural em marginais ou maduros.

[10] A revitalização desses campos em geral é precedida por um estudo detalhado de caracterização geológica, seguido de um estudo de engenharia de reservatórios e um projeto piloto. Caso seja bem sucedido se faz a injeção de água ou gás, quando se utilizam técnicas de recuperação secundária, ou mesmo através de tecnologias mais sofisticadas de recuperação terciária, conhecidas na Literatura Internacional como *Enhanced Oil Recovery (EOR).* De forma muito genérica, pois cada campo tem características muito particulares, a recuperação primária consegue uma recuperação de até 20 % do total de óleo *in situ*. A recuperação secundária acrescenta entre 10% e 30% à recuperação final, enquanto a terciária pode agregar outros 5% a 10%.

No segundo capítulo, apresenta-se a metodologia escolhida para o desenvolvimento da análise. Adotando-se o arcabouço teórico da NEI, que trata das transações, dos contratos e incentivos, e focando-se nas teorias da Economia dos Custos de Transação (ECT) e Teoria da Agência (TA), analisa-se o ambiente institucional do setor de exploração de petróleo e gás natural no Brasil e no Texas. Verifica-se que, nos dois diferentes cenários, os três atributos das transações, que são: a especificidade dos ativos, a incerteza e a freqüência apresentam características distintas, que implicam em maiores ou menores custos das transações. A questão da apropriação das rendas no setor mineral é importante fator de determinação das formas contratuais e das participações governamentais nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Descreve-se o conceito de renda mineral para, em seguida, apresentar-se as principais fórmulas contratuais e instrumentos fiscais vigentes na indústria do petróleo.

No terceiro capítulo, sumariza-se a história e o desenvolvimentoo das atividades onshore no Brasil e no Texas, bem como um cenário do potencial brasileiro. Essa caracterização é relevante para que se possa analisar, nos próximos capítulos, as principais dimensões teóricas dessas duas realidades, adotando-se os parâmetros da NEI e da ECT. Apesar de existir um patrimônio de recursos naturais a ser explorado, a realidade brasileira encontra-se distante em relação ao dinamismo encontrado no Texas, cujas origens históricas e potencial doméstico são totalmente distintos.

No quarto capítulo, analisa-se o papel da especificidade dos ativos no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural em campos maduros e/ou marginais do Brasil e do Texas. A alta especificidade dos ativos no setor de E&P de petróleo e gás natural deve-se à longa maturidade dos projetos e aos altos investimentos em ativos irreversíveis (*sunk costs*). Porém, em atividades de áreas maduras, os ativos tendem a ser menos específicos por tratar-se de investimentos de menor envergadura e que requerem uma tecnologia menos sofisticada. A redução dessa especificidade só é obtida em ambientes concorrenciais mais abertos, com um número muito grande de agentes econômicos, garantindo liquidez aos ativos e novos arranjos da organização industrial.

No quinto capítulo, o papel da incerteza das transações nas atividades de E&P onshore em campos maduros no Texas e no Brasil é analisado. Em áreas maduras, os riscos exploratórios, tão

presentes no setor de petróleo e gás natural, tendem a ser menores. No entanto, o risco econômico e os riscos regulatórios da região em que as mesmas estão inseridas podem ser determinantes, explicando o sucesso ou fracasso das atividades onshore. Ao comparar-se o Texas com o Brasil, depreende-se que, quanto maior a incerteza, maiores serão os custos de transação que acabam repercutindo em baixa atratividade do setor. Assim, a experiência do órgão regulador em lidar com esse segmento específico da indústria do petróleo torna-se fundamental.

No sexto capítulo, a comparação entre o Brasil e o Texas se dará em relação ao terceiro atributo das transações, ou seja, verifica-se o papel da freqüência no estabelecimento de compromissos mais estáveis nas atividades de E&P onshore em campos maduros. Tem-se que, quanto maior for a freqüência da transação, maiores serão os ganhos potenciais envolvidos, em especial se a transação envolver ativos específicos. Verifica-se que, no Texas, as atividades onshore sempre estiveram abertas ao pequeno investidor. Isso permitiu criar uma reputação na indústria entre os agentes envolvidos. Em sentido contrário, as mesmas atividades no Brasil continuam relativamente fechadas ao investidor independente e de pequeno porte, mesmo após a recente abertura ocorrida na indústria petrolífera a partir de 1995-97. A freqüência de transação é escassa, a reputação da indústria ainda não foi consolidada e isso tudo reverte em custos de transação adicionais.

O sétimo capítulo traz os aspectos finais deste trabalho, apresentando uma visão integrada da análise e procurando combinar os efeitos da especificidade dos ativos, da incerteza e da freqüência das transações nas atividades de E&P onshore em campos maduros no Brasil e no Texas. Salienta-se que, para tornar essas atividades mais atrativas no setor de campos maduros no Brasil, há necessidade de se desenhar um novo modelo de estrutura de governança, que reduza os custos de transação e traga maior competitividade ao setor. O exemplo do Texas mostra que, privilegiando a inserção de pequenas e médias empresas, gera-se um maior dinamismo mesmo em regiões bastante maduras. Além do efeito de maximizar-se o aproveitamento dos recursos naturais existentes e de uma infra-estrutura já disponível, o foco das políticas deve ultrapassar a dimensão puramente petroleira para poder considerar os efeitos multiplicadores dessa no restante da economia regional e nacional, principalmente no Brasil, que tem seus campos maduros e/ou marginais em áreas mais carentes do Nordeste. A revitalização das atividades onshore pode contribuir para uma maior vitalidade econômica regional.

2. METODOLOGIA

2.1 Introdução ao Referencial Teórico: A Nova Economia Institucional (NEI)

Dentro da economia, tem-se destacado a importância do papel das instituições e dos contratos no desempenho econômico. Teóricos como (COASE, 1937), (WILLIAMSON, 1985,1991) e (NORTH, 1991,1994) enriqueceram a literatura da NEI com estudos a este respeito. Segundo esses autores, as diferenças apresentadas nos resultados econômicos entre as diversas nações no mundo podem ser explicadas justamente pelas formas em que as suas instituições são constituídas e relacionam-se entre si. Em economias em desenvolvimento, encontram-se, muitas vezes, instituições ineficientes em seu sistema legal, nos contratos, nos sistemas de informação, nas relações entre público e privado ou no sistema judiciário, criando um ambiente dominado por riscos e incertezas que poderiam ser evitados.

Além disso, a tendência, em muitos países, é que a mudança institucional seja muito lenta e acabe servindo de entrave para o desenvolvimento econômico (ESPINO, 2000). A introdução de reformas de mercado ou de Estado, que podem garantir a continuidade do desenvolvimento, tais como a desregulamentação, a abertura comercial, a privatização ou a liberação financeira, devem ser acompanhadas de reformas nas regras institucionais, que definem o contexto econômico, político e social da sociedade, para se tornarem efetivas. Quando introduzidas sem tais reformas, surgem, com freqüência, situações de instabilidade e riscos, que reduzem a atratividade aos investimentos. Por outro lado, quando a não-introdução de tais reformas impede a reestruturação dos mercados ou do Estado, o desenvolvimento também tende a paralisar-se, com os agentes econômicos bloqueados em suas iniciativas ou simplesmente desviando investimentos para outras regiões do planeta.

Adotando os conceitos da NEI, apresenta-se neste trabalho uma discussão sobre o ambiente institucional brasileiro para o setor de petróleo e gás natural, sua regulamentação e caracterização do desenvolvimento das bacias offshore versus onshore. Discute-se as especificidades relativas às condições de exploração e produção de petróleo em campos considerados maduros, que constituem a maior parte das bacias brasileiras conhecidas em terra,

os quais requerem um tratamento diferenciado em termos de regulação de forma a privilegiar a entrada de novos agentes neste setor.

Contrapondo o ambiente institucional nacional, optou-se em estudar o desenvolvimento das atividades onshore no Texas, estabelecendo comparações à sua regulamentação e programas de incentivos, devido, principalmente, à sua conhecida experiência no setor, cujas características, por se tratar de bacias maduras, possuem certa similaridade com as bacias em terra no Brasil.

Na discussão que se estabelecerá ao longo deste trabalho, procurando entender o processo de desenvolvimento bem sucedido da exploração e produção de petróleo onshore no Texas em relação às atividades em terra no Brasil, verificar-se-á que muito tem a ver com a forma como a sociedade se organiza e como operam seus mercados, suas instituições e as expectativas dos indivíduos em relação ao risco e à incerteza.

A NEI se preocupa com a análise das estruturas de poder e o papel do Estado na formação e influência dos diferentes mercados. A teoria institucionalista se preocupa, principalmente, com o lado empírico dos mercados, procurando imprimir um maior realismo às análises econômicas através de melhor caracterização das transações que ocorrem nos mercados. Assim, procura-se dar importância a fatores significativos inerentes às instituições como: a questão da informação incompleta e assimétrica, os custos envolvidos na transação, a questão da definição dos direitos de propriedade, as diversas formas contratuais, o processo de regulação dos mercados, ou a definição de políticas públicas. É sobre a égide de tais estruturas institucionais que os agentes econômicos tomarão suas decisões.

A riqueza de análise das teorias neo-institucionais tem contribuído ao estudo de um conjunto de temas e enfoques relativos ao entendimento de diferentes formas de arranjos contratuais na sociedade. Pode-se estudar, através da teoria dos contratos, os problemas do "Agente-Principal" e a forma de como introduzir incentivos através da regulação econômica para que os agentes ajam de acordo com o esperado. Também pode-se entender, através da Economia dos Custos de Transação, qual o tipo de contrato que se ajusta melhor aos resultados esperados.

Neste capítulo, são introduzidos os principais elementos teóricos que serão utilizados ao longo do trabalho. Trata-se de uma rápida revisão da literatura, principalmente para familiarizar o

leitor não habituado com os conceitos da NEI. Em seguida, são apresentados alguns elementos genéricos que constituem a prática institucional e contratual da indústria do petróleo mundial, incluindo algumas particularidades brasileiras.

2.2 A Teoria da Agência e a Economia dos Custos de Transação

A análise da temática deste trabalho será desenvolvida através dos autores que situam a discussão da competitividade das relações institucionais governadas por arranjos contratuais específicos. A questão central de nossa análise está nos contratos de concessão para atividades de E&P. As teorias econômicas dos contratos constituirão o instrumental básico de análise.

A Economia dos Custos de Transação (ECT) e a Teoria da Agência (TA) têm em comum a hipótese de que a escolha da estrutura de governança, compreendendo desde as formas puras de transação de mercado até as totalmente hierarquizadas (integração vertical), objetiva a busca de eficiência econômica. A TA se concentra no lado *ex-ante* do contrato, priorizando os esforços para superar as deficiências dos incentivos das formas tradicionais de contratação e de definição de direitos de propriedade. A ECT dedica-se, com maior atenção, à etapa de execução do contrato, admitindo que as instituições *ex-post* de apoio ao contrato são importantes. Esta reconhece a necessidade de se desenhar estruturas de governança que, além de solucionar os problemas durante o andamento dos contratos, visem impedir que tais problemas em potencial aflorem. Porém, ao fazê-lo, introduzem custos adicionais de transação, os quais podem, eventualmente, inviabilizar a competitividade da transação.

2.2.1- Teoria da Agência (TA): a formatação dos contratos

A preocupação com a formulação do contrato, para que se evite o comportamento oportunista é o principal enfoque da TA.

A Teoria da Agência focaliza as relações que surgem quando existem tarefas que, por serem complicadas ou custosas, não podem ser realizadas por uma só pessoa (ou instituição),

denominada de “principal”. Este é obrigado a contratar um “agente”, com habilidade ou conhecimento especializado, para desempenhar a tarefa em questão. O cerne da preocupação da TA é como o principal pode melhor motivar o agente a desempenhar a função designada, levando em conta as dificuldades de monitoramento das ações do agente.

Se a TA nasceu para tratar das relações entre empresas, ocupando diferentes funções em uma transação, sua extensão acabou sendo imediata para também discutir sobre as relações entre agentes públicos e privados. Assim, com o desenvolvimento de estruturas regulatórias cada vez mais sofisticadas e especializadas, a TA encontrou campo fértil para analisar os contratos a serem estabelecidos entre agentes reguladores, muitas vezes representando o Estado, operando como principal, e as firmas, operando como agentes e desempenhando funções específicas.

A possibilidade de ações oportunistas do agente resulta no problema de *moral hazard*. Tal problema ocorre quando há interesses conflitantes entre o agente e o principal, e não se consegue determinar, sem custos, se as ações do agente estão alinhadas com as do principal. Além disso, o problema de *moral hazard* torna-se ainda mais importante em situações de assimetria de informação, quando agente e principal, ao longo das várias etapas que constituem uma transação, dispõem de informações assimétricas, utilizando-se dessas informações no processo de negociação.

De acordo com (MILGROM; ROBERTS, 1992), o *moral hazard* decorre de três situações principais: (i) divergência de interesses entre as partes; (ii) existência de condições para uma transação vantajosa a uma das partes que pode levar a interesses divergentes; (iii) impossibilidade de provar que os termos do contrato estão ou não sendo cumpridos.

Em razão da assimetria de informação, (JENSEN; MECKING, 1976) admitem que, a custo zero, é praticamente impossível garantir que o agente agirá sempre de acordo com o interesse do principal. Estes custos são definidos como custo de agenciamento (*agency cost)* e decorrem da necessidade de estruturar, administrar e fazer cumprir os contratos que regerão as transações. Os custos de agenciamento podem ser divididos em três componentes: (i) gastos do principal com o monitoramento do agente; (ii) gastos do agente para assegurar voluntariamente que não causará danos que poderiam conduzir a indenizações a serem pagas ao principal; (iii) gastos atribuídos as perdas residuais.

Os gastos residuais equivalem à perda do "bem-estar" do principal dado os conflitos de interesses. A busca de informação é um processo oneroso para o órgão regulador e, na maior parte dos casos, não é do interesse dos regulados. Desta forma, o regulador deve ser capaz de arbitrar sobre as questões de sua competência, sem dispor do mesmo conjunto de informações do regulado, sendo obrigado a recorrer a outras estratégias para obter informações que não seja através deste, para evitar "o risco de captura", perdendo-se a credibilidade e eficácia da regulação.

Os custos de agenciamento podem ser minimizados conforme a formatação dos contratos. Nestes podem ser introduzidos importantes instrumentos de criação de incentivos e controles que busquem o alinhamento de interesses. Em geral, o monitoramento das ações do agente determinará penalidades e prêmios para que este cumpra as cláusulas contratuais segundo um comportamento requerido. A escolha do agente também pode condicionar os resultados. Firmar contratos com firmas reconhecidas e que necessitam manter sua boa reputação, pode ser uma forma eficiente de minimizar os gastos de monitoramento. Quando o monitoramento é por demais complexo, um sistema de incentivos, que divida a responsabilidade entre agente e principal no desempenho da atividade, pode motivar o agente a agir conforme o interesse do principal.

Todas essas questões estarão presentes nas discussões que seguem. No Brasil, entre atividades onshore e offshore, as condições de eventual surgimento de comportamentos oportunistas ou casos de *moral hazard* são muito distintas. Suas possíveis conseqüências e riscos de gastos residuais por parte do principal também não são comparáveis. Assim, ao analisar-se a formatação dos contratos de concessão da ANP, deve-se discutir sobre a conveniência da agência reguladora em vislumbrar cláusulas contratuais alternativas que possibilitem a criação de um ambiente contratual e regulatório mais propício ao investimento para a exploração e produção de suas bacias onshore maduras.

2.2.2 - A Economia dos Custos de Transação (ECT)

A teoria da Economia dos Custos de Transação, fundamentada no trabalho de (COASE, 1937), foi desenvolvida por (WILLIAMSON, 1985) e referenciada por diversos autores em pesquisas sobre a análise contratual da firma. É uma abordagem interdisciplinar que engloba as áreas de direito, economia e organização aplicada ao estudo das formas de organização da empresa capitalista, com referência especial às firmas, ao mercado e às relações contratuais.

Os custos de transação são definidos como aqueles envolvidos na elaboração, negociação e salvaguarda de um contrato, bem como os custos decorrentes de questões relativas à execução do contrato tais como erros, atrasos e omissões. Esses custos também podem ser entendidos como as ações de se mensurar e fiscalizar os direitos de propriedade, a organização e o monitoramento de atividades, e os problemas decorrentes da adaptação das atividades na fase de execução do contrato.

Segundo a ECT, os custos de transação mais comuns nas relações contratuais são:

(a) Os custos da informação sobre as reais oportunidades envolvidas no negócio, pois segundo Simon (1988), a informação costuma ser incompleta e não-gratuita.

(b) Os custos atribuídos à negociação, referidos por (CHEUNG, 1990), os quais, muitas vezes, podem superar os próprios lucros do negócio.

(c) Os custos atribuídos à execução do negócio, que se originam nas várias transações que devem ocorrer em diferentes momentos, até a concretização final do objetivo do contrato. Sempre podem surgir problemas no cumprimento do estabelecido à priori, ou porque uma das partes falhou ou porque foram mudadas as regras iniciais no meio da execução do contrato. São os custos *ex-post,* segundo (WILLIAMSON, 1985), advindos de resoluções de conflitos e readaptações necessárias.

Os exemplos citados acima de custos de transação são muito importantes e, como será visto no curso deste trabalho, estão freqüentemente presentes na realidade da indústria do petróleo. Portanto, opta-se por valer-se dos conceitos da ECT para identificar e discutir os diferentes mecanismos envolvidos nos acordos contratuais para E&P onshore. Ao comparar-se os

diferentes ambientes institucionais encontrados no Brasil e no Texas (Estados Unidos), poder-se-ão observar esquemas contratuais distintos, que estarão associados a respectivos instrumentos regulatórios, que visarão fazer cumprir os acordos firmados entre as partes envolvidas. Os contratos e a regulação servem como instrumentos de controle das transações comerciais a serem definidas. Geram-se, porém, custos de transação distintos que podem comprometer a competitividade das atividades.

Para os institucionalistas, as regras do jogo de cada sociedade influenciam as decisões de seus agentes. Essas regras são estabelecidas pela cultura, suas convenções, suas instituições e pelo sistema legal e seus princípios éticos. São esses os parâmetros que regem o sistema econômico das sociedades os quais poderão penalizar ou recompensar a conduta de seus indivíduos.

Portanto, a ECT agrega a idéia da eficiência econômica em termos dos custos inerentes às transações. Como será observado, tais custos são reflexos dos seguintes atributos: *incerteza do ambiente (risco); especificidade dos ativos* envolvidos; e *freqüência* com que as *transações* são efetuadas.

A ECT também confere especial atenção aos agentes econômicos que efetuam as transações, sobretudo ao comportamento dos indivíduos, destacando-se a discussão sobre a "racionalidade limitada" e o "oportunismo pós-contratual". O primeiro considera a intenção dos agentes em serem racionais, contudo estes só podem sê-lo parcialmente visto que as contingências futuras não podem ser previstas totalmente, o que se reflete na celebração de "contratos incompletos". E, justamente, essas brechas contratuais dão margem para que as partes atuem de forma oportunista, em proveito próprio. Essa ação oportunista surge como um elemento de grande importância na composição dos custos de transação.

2.3 Modelo Analítico na Definição das Transações

As transações diferem umas das outras. Por esse motivo, existem distintas estruturas de governança para regê-las. Os contratos são partes importantes dessas estruturas e serão desenhados de acordo com as características das transações. De acordo com (WILLIAMSON, 1985), a diversidade contratual é explicada principalmente pelas diferenças nos atributos das transações, os quais são apresentados resumidamente na *Figura 2.1*. Tais atributos têm impactos distintos nos custos de transação.

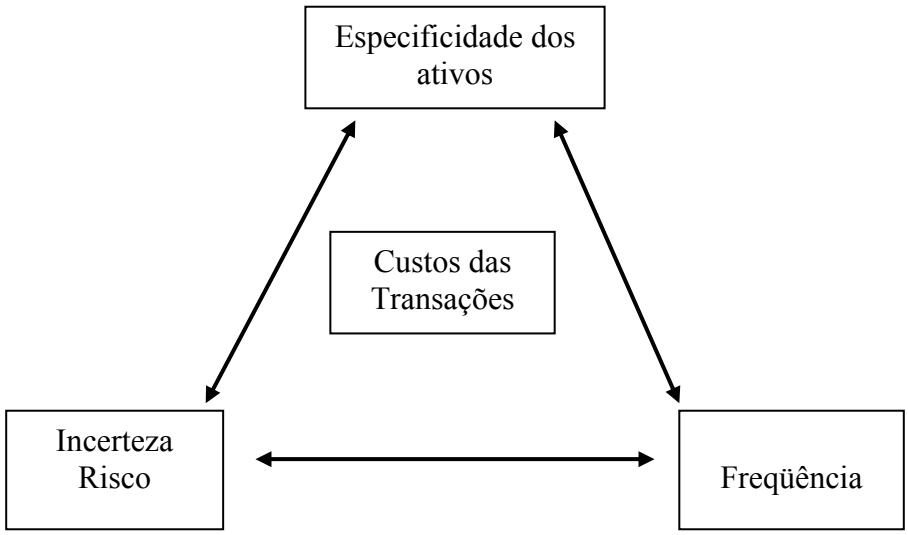

Figura 2.1 - Os atributos das transações

Fonte: (WILLIAMSON, 1985).

2.3.1- A especificidade dos ativos

A especificidade dos ativos é o atributo que assume o papel principal na ECT. Os ativos específicos são aqueles que não são reempregáveis, a não ser com perdas de valor. Essa característica, juntamente com os pressupostos de oportunismo e a incompletude dos contratos, torna o investimento nesses ativos sujeito a riscos e problemas de adaptação, gerando custos de transação.

Por outro lado, uma vez que os ativos específicos possuem maior valor quando empregados na transação à qual são dedicados, gera-se uma "quase-renda" na transação em questão. Essa "quase-renda" é definida como a diferença entre o retorno de um ativo empregado em uma transação específica e seu retorno em outro emprego alternativo. A porção potencialmente apropriável da "quase-renda" é aquela que excede a encontrada no segundo uso alternativo de mais valor.

Por exemplo, no Q*uadro 2.1*, adaptado de Klein et al.(1978), ilustra-se a tese da apropriação das "quase-rendas" associadas a ativos específicos.

No exemplo, a "quase-renda" é a diferença entre o rendimento conseguido na locação para **B** ($5,5 - $1,5 - $1,0 = $3,0) e o rendimento alternativo conseguido com a locação para **C** ($3,5-$1,5-$1,0 = $1,0). Ao barganhar a redução do aluguel do equipamento para níveis próximos a $3,5, que é o segundo melhor rendimento para o aluguel, o locador **B** tentará se apropriar de parte da diferença ($3,0 - $1,0 = $2,0); ou seja, da "quase-renda" de $2,0. O proprietário **A** ainda manteria uma "quase-renda" de $1,0, pois, no caso de uso alternativo do equipamento, o rendimento a ser obtido (c=$1,00), não permitiria cobrir os custos de operação ($1,5). Portanto, **A** deixaria de fornecer o equipamento para o fim a que foi constituído caso **B** ou **C** ainda tentassem extrair-lhe essa "quase-renda".

Quadro 2.1 – Demonstração da geração da "quase-renda" em um contrato de aluguel de equipamento específico

Indivíduo	B	C
Equipamento alugado por A	Locador (contrato vigente)	Locador alternativo
(a) Valor diário do aluguel	$5,50	$3,50
(b) Custos de operação	($1,50)	($1,50)
(c) Valor de uso alternativo	($1,00)	($1,00)
(d) Quase-renda apropriável por A (a-b-c)	$3,00	$1,00
(e) Quase-renda apropriável por B (B-C)	$2,00	-

Fonte: adaptado de (KLEIN et al., 1978).

Assim, o montante correspondente à "quase-renda" é objeto de barganha entre as partes envolvidas em uma transação. Sua geração depende da continuidade do negócio, enquanto a forma de realizar sua partilha dependerá de vários parâmetros, incluindo a disponibilidade de informações referentes ao mercado e as respectivas alternativas de cada agente. O fato da existência de "quase-renda" depender da continuidade da transação coloca as partes envolvidas em uma posição particularmente estratégica nesse processo de barganha. Porém, o conflito que se estabelece pode acabar criando problemas de adaptação e gerando custos de transação.

Na indústria de petróleo esse atributo é realmente muito importante. A exploração e produção de petróleo requerem investimentos vultosos, apresentando uma alta especificidade dos ativos. Antes de tudo, o fato dos recursos minerais não serem renováveis, gera uma "quase-renda" a ser disputada pelas empresas e pelo proprietário dos recursos, que pode ser o Estado. A descrição sobre essa "quase-renda" é encontrada em (POSTALI, 2002) e será resumida em parágrafos que seguem. Há, também um elevado grau de especificidade na caracterização de um recurso natural. O potencial de reservas e os custos associados para sua descoberta e produção dependem da eficiência e eficácia das empresas, mas, sobretudo, dependem de uma certa "dádiva da natureza" que escolheu aquele e, eventualmente, só aquele local para brindar com sua riqueza.

Portanto, os mesmos equipamentos e as mesmas competências técnicas utilizadas pela empresa em outra área poderão não proporcionar os mesmos rendimentos.

Há, igualmente, custos fixos e irrecuperáveis, também chamados de *sunk costs*, que ocorrem nas diferentes etapas das atividades de E&P. O direito de exploração de uma área é exclusivo e necessita ser adquirido junto ao proprietário dos recursos. Freqüentemente, tal aquisição é realizada mediante o pagamento de um "bônus de assinatura" ou um "pedágio de entrada". Trata-se de um *up-front cost* que necessita ser realizado antes que qualquer análise sobre potencial possa ser desenvolvida.

A análise de dados geológicos e geofísicos também requer a compra prévia da informação. Tais dados são específicos e sua comercialização em mercados secundários nem sempre é autorizada ou factível. Além disso, a base de conhecimento que permite a geração e/ou a melhor interpretação desses dados tem, igualmente, alto grau de especificidade. Como descreve (MOUTINHO DOS SANTOS, 1997), o conhecimento na indústria do petróleo é normalmente cumulativo e obtido de forma gradual. Geólogos podem necessitar anos de experiência em uma determinada área antes de adquirir um bom conhecimento da mesma. A transferência desse conhecimento não é trivial, sendo, muitas vezes, necessário a transferência de toda uma equipe de trabalho.

Muitos serviços associados às atividades de E&P foram, recentemente, terceirizados pelas empresas de petróleo, surgindo uma gama de prestadores de serviços de levantamento de linhas sísmicas; perfuradores de poços; *workovers* de poços ou serviços de testes hidrostáticos de avaliação. Tal reestruturação da indústria tem reduzido a especificidade de muitas dessas atividades.

Contudo, a mobilidade dos ativos ainda é precária em muitas situações. Poços são sempre ativos fixos e específicos. A incorporação de instrumentos *hi-tech* torna tais investimentos mais sofisticados e caros. Certos equipamentos para E&P também apresentam alto grau de inflexibilidade. Em geral, países como o Brasil, onde só existia um grande empreendedor estatal no setor, não se criou um verdadeiro mercado global para tais equipamentos.

Além disso, todo o sistema de dutos que permite o escoamento da produção de petróleo e gás, bem como estações de separação e tratamento, sistema de bombeamento e/ou compressão, são específicos e transformam-se em custos afundados quando as operações tornam-se inviáveis. As empresas são obrigadas a proceder seu descomissionamento, envolvendo custos adicionais de transação.

Quanto maior a especificidade dos ativos, maiores serão os riscos e problemas de adaptação e, portanto, maiores serão os custos de transação. A literatura sobre a ECT propõe uma distinção entre os vários tipos de ativos específicos, o que facilita o estudo empírico e explica grande parte dos problemas de dependência bilateral nos contratos e suas conseqüências sobre os custos de transação. As seis principais categorias são apresentadas como segue.

a. A especificidade locacional: A decisão de investimento leva em consideração a localização próxima de firmas de mesma cadeia produtiva visando a economia de custos de transporte e armazenagem, significando retornos específicos a essas unidades produtivas. A quebra contratual põe a perder tais vantagens, aumentando os custos de transação no estabelecimento de novos acordos.

Na indústria do petróleo, é muito importante para o investidor considerar a proximidade da infra-estrutura de escoamento da produção, tanto por dutos, como por outros meios, garantindo o transporte desses produtos do poço até as estações coletoras e parques de armazenamento, e daí até as unidades de refino, terminais de exportação ou consumidores finais, no caso do gás natural. A especificidade locacional é uma variável muito mais importante para o gás do que para o petróleo, pois os custos de transporte e logística representam, por unidade de energia transacionada, muito mais para o gás. Os custos de transação associados ao gás podem inviabilizar as pequenas atividades onshore (CARVALHINHO, 2001).

b. A especificidade de ativos físicos: Neste caso, a indústria do petróleo apresenta exemplos marcantes. Empresas de petróleo e seus prestadores de serviço investem em equipamentos e maquinários cujas características físicas são específicas para o propósito da relação contratual e teriam baixo valor em usos alternativos.

Investimentos em bases de produção e sistemas de escoamento de petróleo e gás também são específicos, permitindo usos alternativos muitas vezes limitados. Contudo, a própria existência desses ativos pode viabilizar a revitalização de campos maduros, tornando-se, portanto, uma utilização alternativa em relação ao seu puro abandono.

c. A especificidade dos ativos humanos: Esse tipo de ativo também se aplica às atividades petrolíferas, pois os investimentos em qualificação de pessoal e o processo de aprendizagem contínuo referente às atividades do setor tornam o capital humano dotado de habilidades específicas ao interesse das partes envolvidas no acordo.

d. Ativos dedicados: Referem-se a um montante de investimento cujo retorno depende de um agente específico. Por exemplo, uma empresa aumenta sua capacidade produtiva com o propósito de responder ao incremento na quantidade demandada pela outra parte. Caso o contrato seja cancelado, a empresa terá problema de excesso de capacidade de produção, gerando ociosidade dos ativos.

Na indústria do petróleo, muitos investimentos são dedicados. Dutos somente serão construídos havendo reservas a serem explotadas e mercados a serem atendidos. Por outro lado, para que poços possam ser perfurados há necessidade da disponibilidade de dutos para o escoamento da produção. Inclusive, aspectos regulatórios de acesso à infra-estrutura de transporte e de processamento podem ser decisivos para a viabilização de projetos de E&P, principalmente no caso do gás.

e. A especificidade temporal: O valor da transação depende, sobretudo, do tempo em que ela se processa. Por exemplo, observa-se a importância do tempo na assinatura de revistas específicas, dada a importância de informações recentes. Na negociação de flores e produtos alimentícios, devido a pericibilidade destes, o tempo também é essencial; ou ainda, em projetos de construção, devido ao caráter seqüencial da produção. Em função desta característica, quanto maior a especificidade de tempo dos ativos envolvidos nas trocas, maior a probabilidade de integração ou de aproximação física entre as partes.

No caso de projetos para exploração e produção de petróleo, a especificidade temporal é muito importante. Equipamentos específicos, como sondas de perfuração, ou serviços

especializados como levantamentos sísmicos ou perfuração de poços, são contratados por períodos determinados, sendo que atrasos representam custos substanciais. Em épocas de mercado aquecido, ou em áreas menos desenvolvidas, poderá surgir excesso de demanda em relação à oferta local de tais equipamentos e serviços, fazendo com que a perda de um prazo possa representar o fechamento de uma janela de oportunidade. Investimentos poderão ficar estacionados durante anos.

Além disso, os projetos de E&P apresentam um perfil temporal de longo prazo, ou seja, as fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção incorrem em vários anos, de modo que chegam a ultrapassar os mandatos governamentais. Essa peculiaridade faz emergir o risco de que os governos seguintes não respeitem os contratos firmados, criando um ambiente de instabilidade que pode obstruir potenciais investimentos.

f. A especificidade de marca: Esse tipo de especificidade refere-se ao capital investido na marca de uma empresa, sendo muito relevante no caso de franquias de produtos. No caso da indústria petrolífera, as grandes empresas petroleiras como a Shell, BP, Petrobras ou Exxon-Mobil, prezam muito sua marca, difundindo-a mundialmente. É, principalmente, nas atividades *downstream,* que compreendem as etapas de distribuição e comercialização dos derivados de petróleo, que as marcas tornam-se mais reconhecidas pelo público. No entanto, nas atividades *upstream*, de exploração e produção, empresas que constroem má imagem, por exemplo, apresentando comportamentos ambientais e/ou sociais inadequados, tornam-se conhecidas por governos e órgãos reguladores, aumentando seus custos de operação.

2.3.2- A questão da incerteza e dos riscos

(NORTH, 1990) dá um tratamento abrangente à incerteza. Para ele, a incerteza corresponde ao desconhecimento dos possíveis eventos futuros. Já (MILGRO; ROBERTS, 1992) enfatizam o aspecto informacional da incerteza, ou seja, há incerteza quanto ao reconhecimento das informações relevantes ao contrato. (WILLIAMSON, 1991) trata a incerteza baseada na variância dos eventos, que difere do tratamento que a teoria da escolha em condições

de risco dá ao tema (MACHINA, 1987), no qual o comportamento dos agentes é balizado por atitudes frente ao risco (FARINA et al., 1997).

Na indústria do petróleo, as fontes de incerteza são decorrentes, predominantemente, de três tipos de riscos descritos a seguir:

a. O risco de Mercado: É derivado do funcionamento da economia e está presente em todos os setores. Este risco expressa a incerteza em relação aos níveis de custo e às variações de mercado, tanto da demanda como dos preços, sendo o preço do petróleo uma variável muito importante para a definição dos investimentos. Mais específico é o risco de mercado associado a incertezas regulatórias que podem comprometer a competitividade de ativos dedicados ou conduzirem a atrasos que geram custos de transação.

b. O risco Exploratório e Explotatório: É relativo à atividade extrativa, caracterizada pela incerteza quanto ao tamanho, à localização, à qualidade e à viabilidade das jazidas. Parte inerente deste risco encontra-se na possibilidade de se deparar com poços secos, ou seja, não se encontrar petróleo no campo onde se investiu em pesquisas exploratórias ou explotatórias.

Apesar de todo o conhecimento adquirido através dos trabalhos exploratórios, como em levantamentos sísmicos, o índice de sucesso, isto é, o número de poços que confirmam a existência de hidrocarbonetos recuperáveis de forma economicamente viável, é muito imprevisível. Existe, inclusive, um jargão que é muito utilizado pelos profissionais desta área que diz “quem acha petróleo é a broca”.

Em campos maduros em operação, o risco geológico associado às descobertas encontra-se bastante mitigado. Porém, persistem várias incertezas em relação ao comportamento dos reservatórios aos investimentos de revitalização.

Além de ser a atividade de exploração e produção um investimento de alto risco, esta convive também com os riscos inerentes a todo projeto de P&GN, como a dificuldade de se prever os parâmetros futuros de preço, taxa de juros do mercado, demanda e custos, entre outros, os quais influenciam também o resultado do retorno dos projetos de E&P.

c. O risco Político: Este risco está associado a possíveis ações arbitrárias do governo, por isso é também chamado de risco soberano *(sovereing risk).* Tais ações podem resultar em expropriações de ativos ou nacionalizações sem as devidas compensações. Também fazem parte desse risco, a instabilidade política do país e a falta de confiança na manutenção de regras estabelecidas. Alterações nas regras do jogo podem comprometer investimentos dedicados, gerar atrasos ou destruir valor de ativos fixos de baixa mobilidade locacional.

2.3.3- A freqüência das transações

As transações apresentam diferentes níveis de freqüência. Algumas se resolvem em um único momento, enquanto outras são recorrentes. A repetição de uma mesma espécie de transação é um dos elementos relevantes para a escolha da estrutura de governança adequada, visando à diminuição dos custos das transações e também a criação de reputação por parte dos agentes envolvidos (KREPS,1990). Ou seja, é importante o papel da freqüência no estabelecimento de um compromisso confiável entre as partes envolvidas nas transações.

Além da reputação, a freqüência das transações também garante maior flexibilidade e liquidez a ativos e serviços específicos, principalmente quando há limitações locacionais importantes. Aumentam as oportunidades de utilização alternativa de vários investimentos quando há uma maior diversidade de agentes, multiplicando a freqüência de transações.

No Brasil, desde 1999, a freqüência com que as áreas de exploração e produção têm sido oferecidas à indústria é anual. Ou seja, o mercado ainda está se habituando às regras da ANP, que inclusive estabeleceu algumas mudanças relevantes nos dois últimos leilões de 2003 e 2004, comentadas no capítulo três. Por outro lado, no Texas os leilões de áreas federais e estaduais são feitos com maior freqüência, enquanto que na esfera privada essas relações são ainda mais freqüentes e habituais, realizando-se há muito mais tempo, desde os primórdios da indústria do petróleo, valendo-se, portanto, de regras e procedimentos já consolidados e assimilados pelas partes envolvidas.

Ao mesmo tempo em que existem relações contratuais para a aquisição de áreas de E&P, têm-se as transações entre os operadores e a indústria fornecedora de equipamentos e serviços. No Brasil, até o fim do monopólio da companhia estatal Petrobras, em 1995, estas relações eram estabelecidas entre a Petrobras e as empresas fornecedoras. Antes de assinar os contratos, a estatal se certificava da capacidade técnica e gerencial da empresa a ser contratada e fornecia orientações sobre as especificidades de suas necessidades. Na tentativa de reduzir tempo e custos adicionais, a Petrobras mantinha o monitoramento da qualidade no desenvolvimento do que foi contratado. Através de contratos pioneiros, também procurou capacitar tecnicamente as empresas nacionais com novas tecnologias (ZAMITH, 2001).

Após a abertura do setor e a entrada de novas operadoras, este cenário tem mudado. A Petrobras já não é a única compradora no mercado e, apesar do aumento da competição, a estatal continua incorporando os custos de qualificar seus fornecedores. A tendência é de que a empresa encomende um material e deixe a produção inteiramente na mão do fornecedor com a certeza de que o produto será entregue nos prazos e nas especificações técnicas exigidas.

Caberá a poucos grandes fornecedores interagir diretamente com a Petrobras. Estes serão responsáveis pela entrega de grandes sistemas ou blocos, devendo ocupar-se da gestão de todas as demais relações contratuais de compra de sub-sistemas e serviços especializados. Assim, o perfil dos fornecedores e o relacionamento destes com as empresas petroleiras tende a seguir padrões mundiais com o estabelecimento de uma maior freqüência das relações.

2.4 Outros Aspectos Específicos das Transações e da Regulação no Setor de Petróleo e Gás Natural

O desenvolvimento do setor mineral requer investimentos de longo prazo, devendo ser considerado dentro da estratégia global da economia de um país. Existem vários fatores a serem considerados dentro da política de desenvolvimento dos recursos minerais, incluindo, entre outros, a questão da soberania, do crescimento econômico, da preservação do meio ambiente, da otimização da explotação e do uso dos recursos minerais, a satisfação da demanda interna

presente e aquela das gerações futuras, a criação de empregos diretos e indiretos e a acumulação de conhecimentos e tecnologias.

Segundo (BOSSON; VARON, 1977 apud BINDERMANN, 1999) em estudo do Banco Mundial sobre a indústria da mineração nos países em desenvolvimento, pode-se citar dez parâmetros que são os mais importantes para o sucesso do desenvolvimento dos recursos minerais. Seguem versões adaptadas desses parâmetros.

a) Os termos e condições dos contratos têm que ser definidos claramente

b) Os custos e benefícios dos processos de extração dos recursos, bem como aqueles de sua utilização doméstica e/ou da exportação da matéria-prima devem ser calculados para decidir sobre sua melhor valorização econômica

c) O controle da indústria e a propriedade dos recursos devem ser estabelecidos

d) Medidas de conservação dos recursos minerais devem ser consideradas no plano de política mineral do país, inclusive para preservar os interesses das gerações futuras

e) Estratégias de obtenção e disseminação de dados geológicos e geofísicos, que permitam identificar novos recursos naturais, devem ser implementadas, preferencialmente às custas dos investidores, mas também visando o interesse público

f) Controle ambiental das atividades

g) Alocação dos custos das externalidades negativas, procurando distribuí-los entre investidores e consumidores, desonerando contribuintes

h) Deve-se privilegiar o uso eficiente das minas, promovendo-se, sempre que possível, sinergias e evitando-se investimentos duplicados e/ou ociosos

i) Devem ser considerados não apenas as atividades upstream, mas também os investimentos em infra-estrutura, capital humano, tecnologia, bens de capital associados à atividade mineral

j) A distribuição eqüitativa da renda mineral a ser obtida e dos riscos a serem incorridos é elemento fundamental no processo de regulação

O desenvolvimento de uma política de recursos minerais deve estar embasado em uma estrutura legal, através de um código de mineração que determine, entre outros, os direitos do investidor, a propriedade sobre ativos de produção e recursos naturais, regimes especiais de tributos e principais condições de desenvolvimento das atividades.

A estrutura legal mineral deverá ancorar-se, preferencialmente, na Constituição Nacional, definindo a soberania do Estado para negociar com investidores sobre atividades minerais. Tal definição é importante, pois o estado deve representar os interesses das gerações presentes e futuras da nação. Por outro lado, o código de mineração deverá ser a base legal para o estabelecimento dos contratos entre o governo e as empresas. Além disso, o código de minas deve definir os principais princípios para a ação do Estado regulador.

A atividade petroleira e gasífera é, antes de tudo, uma atividade mineral. O fato do "minério" a ser extraído apresentar-se em estado líquido ou gasoso introduz importantes particularidades ao petróleo e gás natural, distinguindo-os de outros minerais sólidos[1]. A importância energética e estratégica faz com que petróleo e gás natural adquiram um contexto totalmente diferenciado em relação a qualquer outro mineral, surgindo agentes econômicos específicos, que adquirem tecnologias e conhecimentos de mercado próprios, e desenvolvem relações igualmente únicas com os governos.

Além do seu caráter estratégico, o principal elemento a distinguir o petróleo e o gás natural é a magnitude das rendas minerais a serem coletadas e distribuídas. Portanto, discutir sobre a regulação e as relações contratuais na indústria petroleira e/ou gasífera é mormente um problema de partilha de rendas minerais, considerando diferentes níveis de riscos associados às atividades.

[1] Curiosamente, migrando-se para minerais energéticos sólidos como o carvão, mas também o xisto betuminoso ou as areias asfálticas, aproxima-se rapidamente da mineração convencional, afastando-se do mundo do petróleo ou do gás.

2.4.1 – A renda no setor mineral

A existência de "renda econômica" na atividade mineradora deve-se, inicialmente, à peculiaridade da produção de recursos minerais (minérios, petróleo e gás natural) apresentar produtividade decrescente. (RICARDO, 1996), quando escreveu sobre os "Princípios de Economia Política e Tributação", fez referência aos recursos minerais em analogia com a renda da terra. O desenvolvimento econômico exige a exploração de jazidas cada vez menos produtivas, a um custo cada vez maior, de modo que os proprietários de minas com recursos mais abundantes, ou menos custosos, seriam premiados com um benefício decorrente da diferença entre os preços e seus custos de produção menores. Os preços deverão ser suficientemente altos para remunerar as minas marginais mais custosas[2].

Diferente do uso renovável da terra, em (RICARDO, 1996), quando se trata da produção de recursos minerais não-renováveis, o conceito de renda econômica também deve ser aplicado em um período de análise corresponde ao longo prazo, pois a finitude de seus estoques implica que a extração dos recursos, em determinado período, torna-os indisponíveis para períodos posteriores. Mais precisamente, a extração de um recurso não-renovável no presente acarreta um "custo de oportunidade" de extraí-lo amanhã.

(POSTALI, 2002) faz uma ampla revisão teórica sobre o tratamento econômico a ser dado às rendas minerais. Utilizando-se da *Figura 2.2*, o autor mostra que, ao avançar na produção da mina, os custos marginais serão crescentes. Para cada barril de petróleo extraído de um campo, maior será o custo de extração do barril seguinte, pois o campo se despressuriza, reduzindo sua capacidade de recuperação primária, enquanto a introdução de técnicas de recuperação secundária ou terciária só pode ser realizada a custos marginais crescentes. Assim, em um dado instante t_0, para uma quantidade total extraída Q_x, o preço do mineral deveria ser P^0_x, equivalente ao seu custo marginal no mesmo instante. Porém, o autor demonstra que, na verdade, o preço deverá ser $P_x > P^0_x$ e maior do que o custo marginal de extração no instante t_0.

[2] Ainda que o conceito de "renda ricardiana" na atividade mineral continue válido, sua aplicação e qualificação é complexa. A descoberta de um novo recurso mineral é aleatória e pode-se imaginar, temporariamente, mudanças de tendências na evolução da produtividade. Como mostrado em (YERGIN, 1994), nas décadas iniciais da história do petróleo, quando os preços refletiam um mercado competitivo, uma grande nova descoberta quase sempre conduzia a quedas brutas de preços, eliminando-se todos os produtores de maior custo. O desaparecimento súbito de "rendas ricardianas" permitia que apenas os mais produtivos permanecessem operando.

Denomina-se “custo pelo uso” à diferença entre o preço do recurso, P_x e seu custo marginal de produção em um determinado momento, P^0_x. Tal custo faz parte da renda mineral, sendo uma compensação ao proprietário da jazida pela sua redução de valor devido à extração dos recursos. Este “custo de uso” é conhecido como “Renda de Hotelling” (nome do autor que a sistematizou, em 1931).

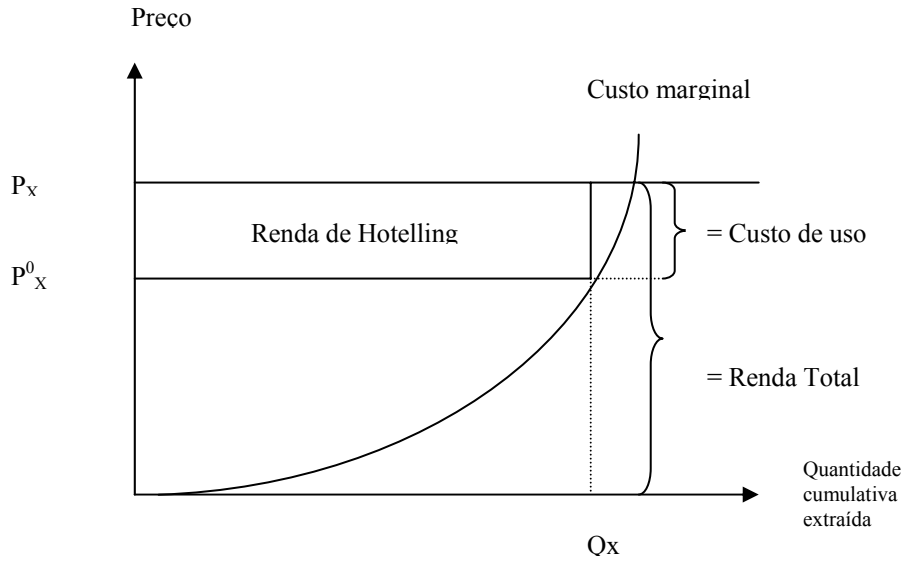

Figura 2.2 – A Renda de Hotelling - Componentes da renda mineral
Fonte: (POSTALI, 2002).

Evidentemente, sendo o minério a ser produzido, quase sempre, uma “commodity”, o preço será único internacionalmente, apenas variando de acordo com a qualidade do minério. A renda de *Hotelling* deverá compensar adequadamente o “custo de uso” do minerador marginal. Enquanto isso, as minas mais produtivas se beneficiarão, igualmente, de rendas ricardianas.

A junção de rendas ricardianas e de *Hotelling* conduzem à super exploração das minas mais produtivas, procurando antecipar a captura de tais rendas. Como conseqüência, os preços tendem a cair, inviabilizando o investidor marginal de maior custo que garantirá o suprimento futuro do bem. No entanto, a descontinuidade da produção em uma mina marginal poderá inviabilizá-la para sempre, tornando-a indisponível para o futuro. Ao mesmo tempo, a produção desenfreada das minas mais produtivas pode conduzir a práticas não-adequadas de produção,

gerando externalidades adicionais à sociedade, além de reduzir a capacidade de recuperação dos recursos da mina.

Como conseqüência, haverá um possível ganho das gerações presentes em detrimento das gerações futuras, que também teriam direito de usufruir os benefícios das minas mais produtivas. A super exploração de uma mina, particularmente quando se trata de petróleo e gás, pode levar ao esgotamento precoce da mesma, reduzindo-se substancialmente a quantidade de recursos que poderá ser recuperada e disponibilizada para as gerações presentes e futuras. Haverá, portanto, uma perda, inclusive para as gerações presentes. Isso torna-se ainda mais grave quando os países detentores das minas mais produtivas são incapazes de absorver as grandes quantidades de riquezas geradas em curtos espaços de tempo.

Todos esses argumentos conduzem à introdução na regulação da indústria de cláusulas contratuais que garantam a "conservação dos recursos minerais", ou seja, que induzam os investidores a produzirem segundo as "melhores práticas" geológicas, e de engenharia de reservatórios que maximizem o total de recursos a serem recuperados no longo prazo.

Historicamente, a ausência de tais cláusulas comprovou-se extremamente danosa, sendo a experiência norte-americana, em particular, aquela do Texas, bastante ilustrativa. A super exploração e esgotamento precoce dos campos de petróleo foram particularmente dramáticos nos Estados Unidos até a década de 1930. Cada nova descoberta gerava uma "corrida ao ouro negro", com um número muito grande de produtores partilhando uma mesma área geográfica, e, freqüentemente, um mesmo campo petrolífero, que estendia-se por terras de diferentes donos.

Como descreve (LOWE, 1995), isso acontecia de forma corriqueira no início da indústria do petróleo nos Estados Unidos e particularmente no estado do Texas. O ordenamento jurídico americano, diferentemente da quase totalidade dos outros países, prevê a propriedade privada sobre os recursos minerais e o petróleo. De acordo com a doutrina *ad coelum* americana, o proprietário da terra tem direitos de propriedade sobre tudo que existe acima e abaixo da superfície de seu terreno, do céu até o interior da terra abaixo dele.

Porém, como o petróleo e o gás, diferentemente dos outros minerais sólidos, são fluidos e movem-se no interior das rochas sedimentares, fica difícil definir de que parcela de terra o

mesmo foi extraído quando as áreas são contíguas. Assim, no princípio, a E&P americana fundamentou-se na chamada "regra da captura", que privilegia a propriedade sobre todos os recursos que possam ser produzidos por qualquer poço situado em uma propriedade. Ou seja, a cada investidor ficava assegurado o direito ao petróleo, independente se a origem deste estivesse situada fora de sua área de reservatório, em propriedade vizinha. A aplicação estrita da regra da captura conduzia ao esgotamento precoce dos reservatórios e a uma baixa recuperação dos recursos, pois todos produtores tentavam extrair petróleo o mais rapidamente possível antes que outro o "capturasse", ultrapassando-se, assim, as condições ideais de produção de cada campo.

Para se restringir a prática descrita e o desperdício dos recursos, foi estabelecida, posteriormente, a doutrina dos "direitos correlatos". Esta prevê que cada proprietário de minerais tem o direito de produzir petróleo e gás de um determinado reservatório, em proporção à quantidade do petróleo e gás inicialmente recuperável e disponível na parte do reservatório sob sua propriedade.

Na década de 1930, após a crise financeira de 1929 e a recessão generalizada, os preços do petróleo colapsaram e muitos produtores procuraram recompor suas rendas com aumentos de produção. Canibalizaram, ainda mais, os preços e os próprios campos, com sérios prejuízos para o fator de recuperação final das jazidas. Neste momento, o governo do Texas resolveu atuar, designando a Texas Railroad Commission (TRC) para regular o setor[3].

Foram introduzidas regras de "conservação dos recursos" para disciplinar os produtores. A TRC estabelece volumes e taxas de produção máximos permitidos na extração de petróleo e gás dos campos[4]. Mais, ainda, a TRC estabeleceu regras e procedimentos para perfuração de poços e regulamentação visando a segurança operacional dos dutos.

---

[3] Curiosamente, a TRC, uma das mais antigas agências reguladoras americanas, foi criada em 1891 para estabelecer as regras do setor ferroviário do estado (PRINDLE, 1981). Somente em 1930 é que a agência também passou a ocupar-se da regulamentação de petróleo e gás, podendo ser caracterizada como a primeira agência reguladora relevante para o setor. Atualmente, a agência é denominada como Railroad Commission of Texas, sob as siglas RRC ou RCT. Contudo, neste trabalho, serão utilizadas a denominação e sigla que entraram para a história (Texas Railroad Commission – TRC)

[4] Até hoje, na regulamentação do Oil and Gas Division publicada pela TRC, existe uma série de regras denominadas *'Allocation of production within fields'* (são as regras*:* 38, 41, 42, 43, 45 e 52 do TRC) estabelecendo os limites da produção por campo de acordo com a densidade por área e a profundidade de cada poço. Por exemplo, segundo a

Consolidaram-se, assim, princípios de "boa prática da indústria do petróleo", por exemplo, estabelecendo a localização e o espaçamento ótimo entre os poços produtores. Conceituou-se, também, o princípio de campo comum, *common pool* [5], com a configuração de cada campo maximizando, então, a utilização da pressão natural do reservatório e evitando uma queda precoce da produção. A lei de *unitização* foi aprovada no Texas em 1949, com o objetivo de propiciar imunidade perante as leis antitrustes aos operadores que queriam fazer acordos de cooperação para as operações de produção e recuperação dos poços. Porém, as dificuldades em criar uma mentalidade favorável à prática dos acordos de unitização foram muitas, sobretudo por parte de pequenos produtores[6].

Apesar das dificuldades de generalização da experiência norte-americana, regras de conservação, mais ou menos formalizadas, encontram-se presentes em todas as regulações de petróleo do mundo. O conceito de "conservação dos recursos" (*conservation*), aplicado especificamente à produção de óleo e gás, passou, em seguida, a ser regulamentado no âmbito dos demais estados americanos. Além disso, criou-se referência obrigatória para todas as leis e/ou sistemas regulatórios de petróleo no mundo. São ali contidas disposições técnicas como espaçamento de poços, MER (*maximum efficiency recovery rate*, ou vazão ótima de produção) e outros princípios de interesse coletivo, com conteúdo eminentemente técnico, mas com repercussão de natureza econômica e jurídica. Salienta-se, também, a riqueza da jurisprudência desenvolvida nos Estados Unidos quanto às questões petrolíferas, mas que não tem necessariamente aplicação geral porque a quase totalidade dos outros países não prevê a

---

regra 45, se o campo está localizado a 5.000 pés de profundidade e numa área de 40 acres, cada poço poderá produzir um máximo de 102 b/d de petróleo.

[5] Com o objetivo de reduzir o desperdício econômico e a perfuração desnecessária de poços, estabeleceu-se a regra do *pooling*, que é o processo de combinação de pequenos blocos de área exploratória numa extensão de tamanho suficiente para fazer jus à permissão para a perfuração de um poço, de acordo com a regra de espaçamento de poços *(spacing well)*. Esta regra que visa a conservação dos recursos, impede que se tenham muitas perfurações numa mesma área. Sendo a TRC o órgão regulador do setor no Texas, ela tem a competência de forçar a união (*pool*) de duas ou mais propriedades (de proprietários distintos), quando solicitado pelo detentor do direito de perfurar.

[6] Apesar do aumento das taxas de recuperação dos campos unitizados, e, portanto, da riqueza total a ser extraída do subsolo, sempre houve muita dificuldade na concepção de uma fórmula eqüitativa para a partilha dos benefícios. Além disso, entre agentes econômicos privados, sempre há uma falta de desejo de repartir a operação e renunciar a um direito de controle. Na eventual ocorrência de um número excessivo de partes envolvidas, aumentava-se, substancialmente, as incertezas decorrentes da operação coletiva e os respectivos custos de transação associados à unitização.

propriedade privada sobre os minerais e o petróleo (RIBEIRO, 1997). A partir da ação da TRC, tais práticas se difundiram pelo mercado.

Porém, a TRC também deixou outro legado importante para o mundo do petróleo. Entre a regulação técnica e o desejo de exercer algum tipo de poder de mercado, a fronteira sempre foi muito tênue. Assim, a TRC, em 1930, passou a exercer o papel de regulador do mercado, procurando suprimir forças concorrenciais consideradas "canibalistas e maléficas" para a indústria.

O poder da TRC de gerir parcialmente os preços do petróleo só foi reduzido a partir do final da Segunda Guerra Mundial, quando a indústria do petróleo internacionalizou-se definitivamente. Contudo, como descreve (YERGIN, 1994), a TRC foi substituída pelas *Sete Irmãs* e depois pela OPEP[7]. Ambos tentaram manter os preços do petróleo "artificialmente" altos, gerando-se rendas de oligopólio que superam qualquer conceito razoável de rendas ricardianas e/ou *hotellianas.* Em torno das partilhas dessas rendas é que a indústria se debate, colocando em conflito governos e empresas.

Portanto, toda a lógica contratual petroleira é fortemente influenciada pela questão da partilha das rendas entre os proprietários dos recursos, privados ou representados pelo Estado e os agentes econômicos que exercem as atividades de E&P, as companhias de petróleo, que também podem ser privadas ou estatais.

[7] O grupo das Sete Irmãs constituía-se das empresas: Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Royal Dutch/Shell, Gulf e British Petroleum (BP). Em meados dos anos 1980, a Gulf foi incorporada pela Chevron, enquanto, em 1999, a Exxon incorporou a Mobil. Em 2000, houve a fusão entre as americanas Chevron e Texaco. Ao mesmo tempo, o mundo do petróleo diversificou-se de tal forma que o conceito das Sete Irmãs perdeu qualquer sentido. Por outro lado, a OPEP é a Organização dos Países Exportadores de Petróleo, que foi criada em 1960, por 11 grandes países exportadores de petróleo. Nos anos de 1970 e 1980, a OPEP cresceu e tornou-se muito influente no comando da regulação dos preços do petróleo. A literatura é extensa sobre o papel da OPEP no mundo petroleiro (vide YERGIN, 1994).

2.4.2 – A especificidade do fluxo de caixa da exploração & produção de petróleo e gás natural

A atividade de E&P de petróleo e gás natural é compreendida por diferentes fases: a fase de Exploração e Avaliação da área, a fase do Desenvolvimento da jazida e a fase de Produção dos recursos existentes. No *Quadro 2.2,* procura-se caracterizar essas fases de acordo com o tempo de desenvolvimento, os riscos, os investimentos envolvidos e seus impactos no fluxo de caixa total do projeto. Tais características não são necessariamente idênticas em grandes projetos (em áreas de fronteira) e em campos maduros, mas servem sempre como referência básica. Destaca-se que, na fase de Exploração, são necessários grandes investimentos para a obtenção de informações sobre a localização de possíveis reservas de petróleo. Tais investimentos têm elevada probabilidade de serem quase totalmente perdidos[8].

Quadro 2.2 – Fases da exploração e produção de petróleo e Gás Natural

Fase	Tempo (anos)	Risco comparado	Investimento	Fluxo de caixa
Exploração	2-8	Elevado	Elevado	Negativo
Avaliação	1-3	Moderado/Baixo	Médio	Negativo
Desenv.	3-7	Baixo	Muito Elevado	Muito Negativo
Produção	15-60	Baixo/Nulo*	Encargos produção	Positivo

Fonte: ANP e RAYMOND JAMES & ASSOCIATES (2000). * Depende do preço do petróleo e de outros fatores.

Na fase de exploração, há um risco muito elevado, pois a chance de se encontrar petróleo e gás natural é remota. Na maioria dos poços perfurados não se encontram esses recursos em volumes que justifiquem o aproveitamento comercial das jazidas e, em muitos casos, nada é

[8] O grau de acerto na atividade exploratória é muito variável, dependendo da empresa, do grau de maturidade das bacias e do histórico de descobertas passadas. Porém, em atividades onshore de menor porte, as probabilidades de acerto serão maiores em áreas de campos maduros, mas o potencial de ganho com novos poços também será menor.

encontrado. Uma vez localizada uma jazida explorável comercialmente, o risco diminui, mas o volume de recursos para o desenvolvimento do campo é elevado[9].

A etapa de *exploração* de petróleo envolve os levantamentos geológicos, sísmicos, perfurações exploratórias e instalações de sondas, sendo que, muitos desses investimentos representam custos fixos e irrecuperáveis (*sunk costs*), caso a viabilidade da jazida não se confirme. Primeiramente, são necessárias pesquisas geológicas e geofísicas para se definir as condições de formação e acumulação de petróleo. Na eventualidade dos dados sísmicos indicarem a probabilidade de existência de petróleo e gás, a ocorrência destes somente será confirmada com a perfuração de poços exploratórios. Com a avaliação dos dados da exploração, decide-se se o campo é viável para o seu desenvolvimento. Porém, ainda existe o risco das reservas serem inferiores às estimadas ou optar-se em não desenvolver um campo viável, porque os resultados da sondagem não foram promissores, concluindo-se durante a fase de avaliação das jazidas que estas não eram econômicas.

Ao optar-se pelo aproveitamento de uma jazida, tem início a perfuração de poços de desenvolvimento, bem como a instalação da infra-estrutura que permitirá a produção, sendo igualmente necessário construir-se os sistemas de escoamento e transporte, muitas vezes por dutos. Após essa fase de desenvolvimento, que pode envolver milhões ou bilhões de dólares em investimentos, quase sempre em ativos específicos, é iniciada a extração do petróleo e gás do subsolo em escala comercial. Na medida em que o petróleo é retirado, a produtividade tende a declinar. Para manter-se um nível estável de produção durante alguns anos, constituindo o chamado platô de produção, é necessário investir-se na manutenção da produção do campo e, portanto, o custo marginal do petróleo a ser extraído aumenta. Após o platô de produção, a produção começa seu declínio e o campo torna-se crescentemente maduro. Inicia-se, então, o chamado "ciclo de revitalização". Para obter-se uma produção extra, deve-se investir previamente em sistemas de revitalização do campo.

[9] Outro fator importante é a qualidade do óleo encontrado, pois, quanto mais leve o óleo, menor o custo de refino e maior a valoração do petróleo. Por exemplo, a descoberta na bacia terrestre de Potiguar, no Rio Grande do Norte, pela companhia nacional Aurizônia, em dezembro de 2004, é de óleo leve, com mais de 40º API (tabela internacional usada para medir o nível de qualidade do petróleo). Enquanto isso, na bacia de Campos, o petróleo produzido, apesar de volumoso, é pesado, em torno de 18º API, sendo as refinarias da Petrobras pouco adaptadas para processar este tipo de óleo. Assim, a Petrobras transforma-se rapidamente em um grande exportador de petróleo pesado, devendo importar óleos mais leves e mais caros, porém mais adequados às refinarias nacionais.

Quando o campo deixa de ser economicamente viável, procedem-se a sua desativação e abandono (descomissionamento), que consiste na retirada dos equipamentos e instalações, e reversão de bens com o fechamento definitivo seguido de arrasamento de poços e restauração do meio ambiente.

Na *Figura 2.3,* ilustra-se o fluxo de caixa típico da atividade de E&P. Pode-se observar, na fase de declínio da produção, o "ciclo de revitalização do campo maduro" que, através de investimentos em recuperação secundária e terciária *(EOR – Enhanced Oil Recovery),* permite prolongar a vida útil do campo, obtendo-se uma produção adicional. Há sempre o problema do que fazer com o custo do abandono, que será mostrado nos capítulos seguintes, quando se discute as características das transações.

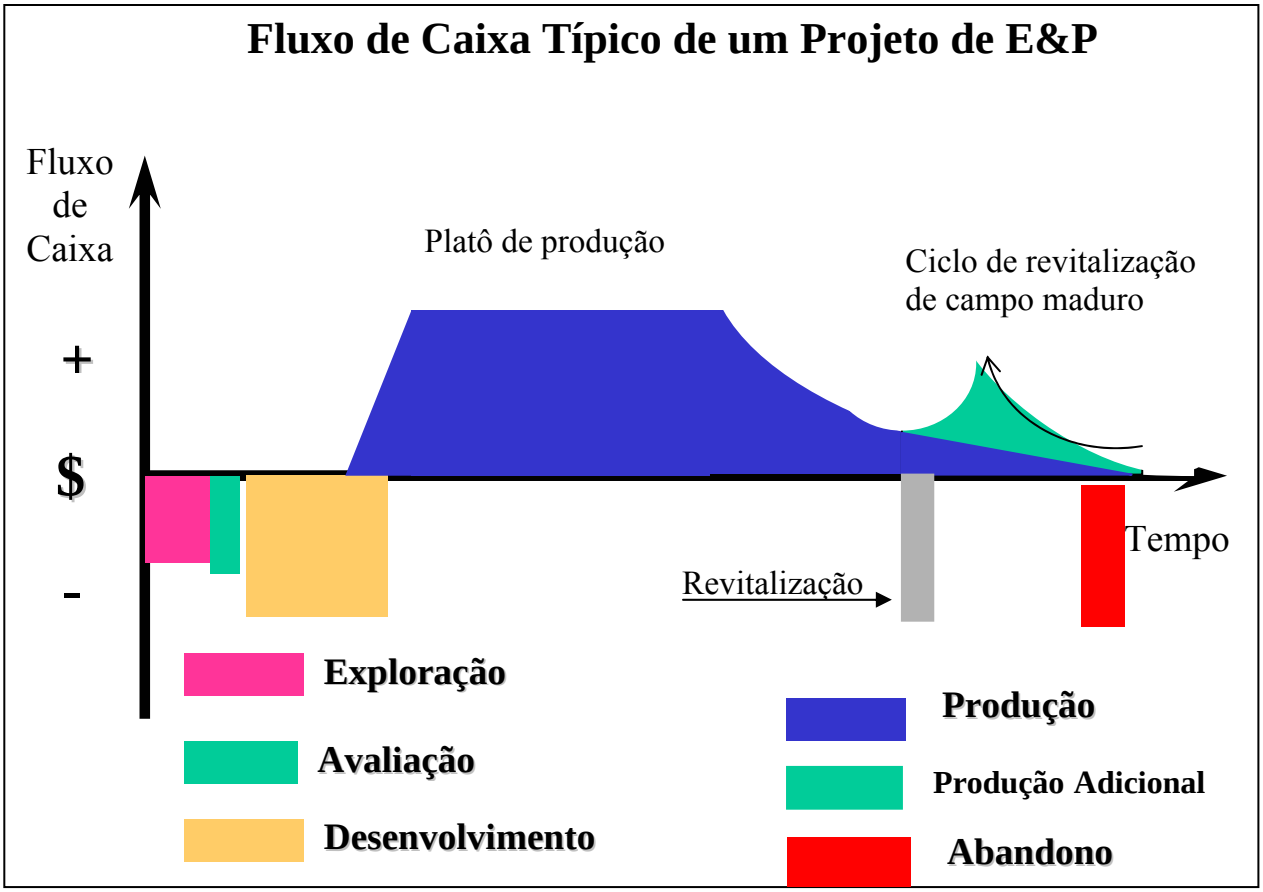

Figura 2.3 – Fluxo de caixa de um projeto de E&P de P&GN . Fonte: Elaboração Própria.

2.4.3 – Formas contratuais para a exploração dos recursos minerais

Existem duas formas principais de contratação para a exploração dos recursos minerais:

(i) negociações bilaterais;

(ii) licitações públicas

No primeiro caso, o contrato é negociado bilateralmente. O governo do país que dispõe dos recursos naturais confere a determinada empresa, geralmente uma multinacional, a concessão do direito para exploração, desenvolvimento, produção e, eventualmente, exportação do dado mineral. Algumas vezes, este processo ocorre de forma indireta. O Estado delega o poder concedente a uma empresa nacional, muitas vezes estatal, e lhe dá a incumbência de encontrar sócios e negociar parcerias. Quase sempre a concessão é dada para um único mineral. Assim, da exploração de petróleo, a empresa não poderá esperar produzir ouro ou prata que também venham a ser encontrados.

O contrato é outorgado para a exploração com a contrapartida de pagamentos de *royalties* ao governo anfitrião, em função da produção. Esses acordos, geralmente, dão à empresa contratada amplos direitos e controle sobre as reservas minerais, bem como sobre os níveis de produção. Isso acontece em situações em que o governo possui pouca ou nenhuma informação do setor e não dispõe de recursos para financiar a exploração. Esse processo de negociação privada tem sido aprimorado através da introdução de "contratos modelos", que definem os termos básicos do acordo e servem como parâmetro para a negociação (MARTINS, 1997).

Os parâmetros do contrato definem, por exemplo, o montante de pagamento de *royalties*, cujo percentual pode ser negociado. Outros pagamentos como bônus ou parâmetros mais técnicos como programas exploratórios mínimos a serem executados, por exemplo, o número de poços a serem perfurados em uma área a ser explorada, podem ser discutidos. Com freqüência, as negociações são realizadas entre a empresa estrangeira e a empresa nacional (estatal) que tem o poder de discutir a legislação e a regulação em nome do estado, porque detém o controle sobre as reservas nacionais e a capacitação tecnológica necessária ao processo de negociação. O estado

extrairá sua parte sobre as rendas minerais através de tributos e/ou mantendo controle direto sobre a empresa nacional.

Por outro lado, no caso de "licitações públicas", são requeridos aos concorrentes determinados atributos comuns, que lhes permitem participar de um processo de leilão de direitos exploratórios. O processo, sendo competitivo, é determinado através de ofertas seladas dadas pelos concorrentes, ganhando o concorrente qualificado com a melhor oferta. Em geral, as licenças para operar são concedidas em bases estabelecidas em cada rodada (*rounds)* de licitações. A concessão das licenças está atrelada à capacidade da empresa de cumprir as metas de exploração e desenvolvimento requeridas pelo país hospedeiro. A razão desses quesitos para a concessão de licenças é para evitar-se que empresas, sem a necessária capacidade técnica e/ou financeira e jurídica, ganhem um direito de exploração, através da oferta de altos lances, mas, sem poder sustentar suas atividades, que acabarão gerando custos de transação e de oportunidade elevados para o estado.

Como os recursos minerais são geralmente de propriedade do estado, exceção quase exclusiva feita aos Estados Unidos, cabe ao país a decisão de como desenvolvê-los e explorá-los, podendo ser através de companhia pública, empresas privadas ou ambas. Aspecto importante a considerar é que o contrato define obrigações e direitos que são específicos à área a ser explorada. Assinar um contrato desses representa assumir compromissos de longo prazo, quase sempre difíceis de serem transferidos, renegociados ou simplesmente descartados. O estado e/ou empresa quase sempre obtêm respaldo na justiça internacional para fazer valer seus direitos e trata-se de manter a credibilidade junto a esta comunidade internacional.

2.4.4 Tipos contratuais usuais na exploração e produção de petróleo e gás natural

A política de petróleo, que estabelece como o setor vai operar, é parte da política pública setorial mineral e de energia dos países, e esta consiste em regular as operações da indústria, bem como em determinar a partilha das rendas minerais. As questões que estão implícitas nas leis que regem a indústria mineral são em resumo: a definição da propriedade dos recursos, como são outorgados os direitos de exploração e de produção, como é feito o pagamento ao proprietário

dos recursos, como são atendidos os interesses e objetivos das partes e, finalmente, como são arbitrados os litígios.

(MARTINS, 1997), destaca um aspecto notável nas modernas leis de petróleo que é o relacionamento entre a lei propriamente dita e os contratos de petróleo específicos. Mesmo nos países onde a propriedade dos recursos *in situ* é estatal, e poder-se-ia esperar que a lei de petróleo fosse o instrumento legal exclusivo a governar as operações da indústria, na prática são os contratos que instrumentalizam os empreendimentos, sujeitando-os ao cumprimento das obrigações impostas pela legislação. Assim, acredita-se que a razão disso é, provavelmente, a predominância das companhias de petróleo americanas como investidoras e a sua familiaridade com os termos de contratos desenvolvidos desde os primórdios da indústria de petróleo, principalmente no Texas.

Existem, basicamente, quatro tipos de contratos para a exploração e produção de petróleo e gás natural: (1) os contratos de concessão, (2) os contratos de produção partilhada (*production-sharing agreements*), (3) os contratos de serviços e (4) as *joint-ventures*. As diferenças básicas entre cada tipo de contrato referem-se ao nível de controle sobre as companhias privadas, o nível de envolvimento da companhia nacional e os arranjos compensatórios entre o governo hospedeiro e as empresas.

Nesses contratos estão embutidos os riscos. Os termos contratuais variam entre os países que apresentam legislações específicas, podendo inclusive haver livre negociação em torno de projetos específicos, muitas vezes considerados estruturantes e importantes demais para a nação.

Muitos contratos têm características comuns e parâmetros similares. Entre outros: o explícito desejo de desenvolvimento do setor petroleiro (raramente uma atividade é vista de forma isolada, como uma mera negociação pontual e bilateral), o regime fiscal, o tratamento dos aspectos geológicos, o reconhecimento dos custos e ofertas de uma certa segurança do aparato regulatório. No Q*uadro 2.3*, visualiza-se esquematicamente esses aspectos.

Quadro 2.3 – Riscos e Ganhos entre Diferentes Tipos de Contratos

Contrato	Empresa	Governo
Concessão	Assume todos os riscos	Captura das rendas através de tributos
Produção Partilhada	Assume riscos da exploração e parte dos riscos da produção	Assume parte dos riscos de produção; Captura das rendas através da participação na produção
Serviço	Nenhum risco Remuneração garantida	Assume todos os riscos e maior participação nas rendas
Joint Venture	Assume parte dos riscos de exploração e produção	Assume parte dos riscos de exploração e produção; Captura das rendas através da participação na produção da empresa estatal

Fonte: (BINDERMANN, 1999).

De acordo com (RIBEIRO, 1997), os traços básicos de cada uma das referidas modalidades contratuais são apresentados a seguir. Contudo, a rigor os contratos reais são sempre formas híbridas dessas modalidades, havendo uma grande dinâmica de adaptações, pois o equilíbrio de forças no mundo do petróleo altera-se constantemente.

(1) Contratos de Concessão – o concessionário tem o direito de explorar e produzir o petróleo, por sua conta e risco; é o proprietário do petróleo produzido, ficando livre para dele dispor (deve, no entanto, muitas vezes, assegurar parte do petróleo para abastecimento do mercado interno do país hospedeiro). Na fase de produção, são pagas as participações governamentais *(government take)* como se fossem tributos sobre a produção e/ou renda. O concessionário é dono dos equipamentos e ativos (os quais, muitas vezes, no final da concessão, são transferidos ao governo), não havendo ingerência do país hospedeiro nas atividades.

(2) Contrato de Produção Partilhada – a estatal do país hospedeiro tem participação na administração do projeto e a outra companhia, geralmente uma empresa internacional, assume todos os riscos da parte técnica e financeira da operação. A produção pertence ao país hospedeiro e à empresa, sendo rateada entre a estatal e o investidor conforme acordo de um percentual pré-

determinado, após a recuperação dos custos. A renda do investidor é sujeita a tributação. Os equipamentos e instalações são, quase sempre, mantidos sob a propriedade da estatal do país hospedeiro que consegue equipar-se com ativos fixos ao longo do tempo. Raramente, a estatal também participa dos riscos exploratórios. O estado participa das rendas através da empresa estatal, devendo, manter extremo controle sobre ela.

(3) Contrato de Serviço – a empresa privada é contratada como prestadora de serviço, podendo ou não receber sua remuneração em petróleo, sendo que o país hospedeiro é proprietário de todos os ativos. No Brasil, experimentou-se esse tipo de contrato durante 1976 a 1988 (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001). Qualquer empresa nacional ou internacional poderia prestar serviços técnicos operacionais e financeiros à Petrobras, sendo remunerada pelos serviços realizados de acordo com as condições preestabelecidas no contrato. A experiência brasileira foi, na época, *sui generis*, pois associava transferência de risco ao investidor nos contratos de serviço. Tais contratos foram, então, denominados de contratos de risco.

(4) Joint Venture – associações de companhias de petróleo com a estatal do país hospedeiro para participar de todos os riscos e nos resultados da operação. A participação do sócio estatal impõe à *joint venture* certas condições de fundo, notadamente sobre o regime da propriedade e do controle, duração, política financeira e funcionamento, ou treinamento da mão-de-obra. Através dessa forma contratual, procura-se acelerar o processo de transferência de tecnologia.

Existem, ainda, outras duas modalidades de arranjo contratual no mundo:

(5) As licenças, difundidas no Mar do Norte, têm detalhadas disposições na lei de petróleo do país hospedeiro. O contrato tem forte ingerência do órgão regulador ou ministerial acerca do mecanismo decisório, prazos, especificação dos programas mínimos e obrigações financeiras das empresas operadoras e seus parceiros; a regulamentação ambiental e as normas de segurança do trabalho são consideradas nos custos da operação, juntamente com as especificações sobre os equipamentos e abandono de instalações.

(6) Leases é o regime adotado, principalmente, nos Estados Unidos, semelhante à licença, mas incorpora o direito minerário e petrolífero americano, no qual é privado os direitos de

exploração dos recursos minerais do subsolo; existem várias sub-modalidades de leases, pois há ampla liberdade de negociação entre os proprietários privados dos recursos e as empresas de petróleo; há, também, ampla jurisprudência e crescente legislação dos estados.

Além disso, segundo (POSTALI, 2002), para se evitar que a extração predatória dissipe as rendas do setor, além do arranjo contratual através da unitização, são utilizadas, tanto no Texas como em demais estados americanos, outras duas formas contratuais que visam racionalizar a produção, o regime de arrendamento e o pré-estabelecimento de quotas de produção (*prorating*). Sob o regime de arrendamento, uma única firma, com a permissão dos proprietários, opera o campo de petróleo, assumindo todos os custos em troca do pagamento de compensações aos demais (ou da compra dos direitos de propriedade destes). Já no sistema de quotas, todas as partes continuam operando o campo com a imposição de uma quota de produção a cada operador. Ambas as soluções, porém, apresentam algum tipo de dificuldade. Na primeira, existem custos de informações para se definir as proporções entre as partes. Na segunda, o sistema de quotas exige que as firmas sejam razoavelmente homogêneas, sendo difícil o acordo entre empresas de características e interesses distintos.

2.4.5 – Participação governamental ou 'Government Take' nas atividades de E&P

O papel do governo é criar um ambiente institucional adequado para a atração de investimentos ao setor, visando conseguir, ao mesmo tempo, o máximo da renda petroleira.

Existem duas abordagens sobre a relação entre o governo e os investidores no setor extrativo: (1) *Escola da renda do recurso* (*Commonwealth*), diz que o governo deve jogar toda a carga tributária sobre a renda gerada pela atividade extrativa; e (2) *Escola da barganha* (Escola Norte-Americana), diz que as receitas geradas pela atividade extrativa dependem das relações de poder e propõe que os termos fiscais do acordo devam ser negociados para cada projeto.

A questão da partilha das rendas está intimamente associada aos riscos percebidos pelo investidor. Portanto, uma ação positiva por parte do governo, visando a minimização dos riscos percebidos pelo investidor, consiste em estabelecer regras, inclusive fiscais, *ex-ante* a obtenção

da concessão e independente do fato de existirem incertezas quanto ao tamanho e à viabilidade das reservas. A empresa de petróleo, sendo uma gestora de riscos, construirá seu *portfólio* de investimentos globais, balanceando riscos e potenciais de ganho, procurando uma maximização global dos resultados. Portanto, um ambiente de credibilidade é muito importante, com o compromisso de regras estáveis por parte do governo.

Pode-se agrupar as formas de se extrair a renda mineral em duas categorias básicas (tendo em vista as várias modalidades tributárias existentes): (1) os pagamentos **condicionais**, que dependem dos resultados do projeto; e os (2***)*** **incondicionais**, que deslocam uma parcela maior de risco sobre a firma concessionária. Na categoria de pagamentos **condicionais*,*** há, no Brasil, os *royalties* e a participação especial. Como pagamentos **incondicionais,** há duas modalidades, o pagamento do bônus de assinatura do contrato e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Predominam na indústria do petróleo contratos baseados na combinação entre pagamentos incondicionais (por exemplo, bônus de assinatura) e pagamentos condicionais (por exemplo, *royalties*). No edital das licitações são anunciados os parâmetros que determinarão os pagamentos condicionais do contrato (ou seja, as alíquotas, os fatos geradores, e as regras de apuração). É importante notar que, enquanto o bônus faz parte do risco exploratório, o pagamento de *royalties* não, mas ambos são pagamentos regressivos, ou seja, oneram proporcionalmente mais os campos menores (SUSLICK 2001).

A forma de distribuição dos riscos nas atividades de exploração dos recursos minerais depende de como os agentes reagem à incerteza. O principal argumento é que as diferentes formas de pagamentos (*royalties* – percentagem fixa sobre o valor da produção*, bônus de assinatura* – pedágio único de acesso, e *participação especial*, imposto sobre o lucro ou sobre a renda do recurso), têm diferentes implicações na partilha dos riscos.

2.4.6 As participações governamentais no Brasil

As participações governamentais estão estabelecidas na Lei do Petróleo e foram regulamentadas pelo Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Estão previstas no contrato de concessão as seguintes participações governamentais, dispostas no edital de licitação: (1) bônus

de assinatura, (2) *royalties*, (3) participação especial e (4) pagamento pela ocupação ou retenção de área.

(1) O **bônus de assinatura** terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato. Será um dos principais critérios usados para o julgamento das ofertas.

O valor mínimo do bônus varia de acordo com a classificação do bloco exploratório, pois cada tipo de bloco requer uma determinada qualificação técnica da empresa operadora. Assim sendo, o operador que tiver a qualificação 'tipo C' só poderá operar nas áreas dessa categoria. As categorias são definidas pelo tipo de bloco, dada a sua complexidade operacional, ou seja, os blocos do *tipo A* são os localizados em águas profundas e ultra-profundas; os blocos *tipo B* são blocos terrestres em bacias de novas fronteiras ou blocos marítimos em águas rasas; e os blocos *tipo C* são os terrestres localizados em bacias maduras[10].

(2) Os ***royalties*** serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a 10% (dez por cento) do valor bruto da produção de petróleo ou gás natural. A ANP poderá reduzi-los até 5%, considerando os riscos geológicos, as expectativas de produção, bem como produções em áreas remotas, de gás natural não-associado em petróleo e de petróleo pesado. Porém, o Brasil tem praticado 10% em quase 100% dos casos.

Os critérios para o cálculo do valor dos *royalties* foram estabelecidos por decreto presidencial, em função: (a) dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado; (b)

[10] Para classificar as áreas em bacias sedimentares brasileiras, a agência utiliza os seguintes critérios: *(1)* **Bacias de Novas Fronteiras** são áreas remotas e de difícil acesso, com dados geológicos insuficientes, barreiras tecnológicas, risco e prêmio elevados e necessidade de grandes investimentos, nessas características temos a bacia do Amazonas, Paraná e águas profundas de Campos*; (2)* **Bacias de Elevado Potencial** são acumulações de pequeno e médio porte, onde se tem um conhecimento geológico razoável, com uma infra-estrutura de produção incipiente ou ausente, risco e prêmio moderados, cuja viabilidade econômica enfrenta o desafio de reservas adicionais, são exemplos algumas áreas de Sergipe-Alagoas, as águas rasas de Santos e Campos e *(3)* **Bacias Maduras** que estão em estágio exploratório avançado, possuem infra-estrutura de produção implantada e, tendo prêmios modestos, destinam-se à investidores específicos, são características do Recôncavo Baiano, Sergipe-Alagoas e o onshore da bacia Potiguar e do Espírito Santo.

das especificações do produto e (c) da localização do campo.[11] A Lei 9.478/97 também preocupou-se em definir parcialmente a forma de distribuição desses *royalties* entre os diferentes níveis de governo e privilegiando algumas instituições.

(3) A **participação especial** incide nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, sendo aplicada sobre a receita bruta da produção, mas deduzindo-se os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os demais tributos previstos na legislação. Portanto, a participação especial incide sobre a receita líquida da produção individual de cada campo sendo calculada trimestralmente. A alíquota a ser adotada será calculada com base nos volumes produzidos, na localização da lavra (em terra ou na plataforma continental, em função da profundidade batimétrica) e no número de anos de produção.

O objetivo principal deste tributo é garantir ao governo uma parcela maior da renda dos projetos mais lucrativos. São seis as faixas de tributação sobre a receita líquida do investimento: isenção, 10%, 20%, 30%, 35% e 40%.

A forma de isenção deste tributo sobre certos limites da produção visa isentar campos mais difíceis de extração, principalmente no início da produção. Uma isenção maior nos primeiros anos permite que o investidor recupere seus gastos exploratórios mais rapidamente. Esta participação do governo, ou "imposto sobre a renda do recurso", tem efeito de neutralidade sobre a otimização do nível de investimentos, pois incide, apenas, sobre a parcela do faturamento que excede os custos de produção, não inviabilizando o investimento lucrativo, apenas alterando a relação de riscos entre o governo e o investidor.

(4) O **pagamento pela ocupação ou retenção de área** é feito anualmente, sendo fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração, ou seja, seu valor é crescente em relação à fase em que o projeto se encontra, devendo operar como incentivo às empresas a restituírem as áreas

[11] A queima de gás em *flare*, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos *royalties* devidos.

menos promissoras ao governo. Para a fixação dos valores unitários da taxa de retenção, a ANP leva em conta as características geológicas da bacia onde se localiza o bloco.

2.4.7 Os pagamentos aos proprietários de terra

O **pagamento aos proprietários da terra** consta também do contrato de concessão de bloco localizado em terra, cujo valor corresponderá a um percentual variável entre 0,5% (cinco décimos por cento) e 1% (um por cento) da produção de petróleo ou gás natural. Esta participação será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco, e seu valor está atrelado ao preço internacional do petróleo. Este pagamento (bem como a participação especial) não existia antes da NLP, a Petrobras apenas compensava o dono da terra por danos causados na área. Hoje, os proprietários das terras também participam das rendas como incentivo a facilitar as atividades petroleiras[12].

2. 5 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo, apresentou-se as teorias econômicas dos contratos, a Economia dos Custos de Transação (ECT) e a Teoria da Agência (TA) que são duas vertentes da chamada Nova Economia Institucional (NEI), que serão a base de análise das estruturas de incentivos e desempenho dos diferentes cenários de exploração e produção de petróleo e gás natural entre Brasil e o Texas. O referencial teórico da ECT tem em (WILLIAMSON, 1985) um dos seus mais importantes autores que afirma que a diversidade contratual é explicada, sobretudo, pelos atributos das transações, quais sejam: **a freqüência, a incerteza e a especificidade de ativos**.

Assim, discute-se nos contratos de exploração de petróleo, o papel da **freqüência** no estabelecimento de um compromisso confiável e a construção de reputação por parte dos agentes

[12] O pagamento pelo uso da terra para a produção de petróleo no país gira em torno de R$ 6 milhões por mês. Sendo que são cerca de 1.086 propriedades, recebendo em média R$ 6 mil por mês (O ESTADO DE S.PAULO, **Óleo jorra no pasto e cria nova classe média rural,** Caderno de Economia, 17 de out. 2004, p.B-6).

envolvidos. O grau de **incerteza** *e*m relação aos resultados e riscos na atividade petroleira também é uma característica importante na definição da estrutura de contrato que regerá a transação. E, finalmente, a **especificidade do ativo**, que, na atividade de E&P de petróleo, é alta, gera uma "quase-renda", pois trata-se de ativos que não são facilmente reempregáveis a não ser com perdas de valor, e pode apresentar *sunk costs*, que são custos irrecuperáveis caso o projeto não apresente um volume de produção rentável que recupere o capital investido.

No próximo capítulo, propõe-se fazer um breve histórico da evolução onshore no Brasil e no Texas, para, nos capítulos seguintes, utilizando o método de análise apresentado, discutir-se, detalhadamente, cada uma das três características das transações, dentro de uma ótica comparativa entre duas realidades distintas, e visando extrair reflexões que permitam equacionar a questão dos campos maduros no Brasil.

3. HISTÓRIA E CENÁRIO DAS ATIVIDADES ONSHORE NO BRASIL E NO TEXAS

3.1 Introdução ao Capítulo

No capítulo 2, foram apresentados os principais conceitos da NEI e da ECT. Esses arcabouços teóricos podem aportar importantes contribuições na interpretação das características típicas da indústria de petróleo e gás natural. Também foram apresentados elementos de "regulação econômica" e "sistemas contratuais" típicos da indústria mineral e do mundo de petróleo em particular. Tais especificidades necessitam encontrar guarida nos modelos teóricos a serem desenvolvidos.

Neste capítulo, deseja-se delimitar o escopo de análise deste trabalho. O foco das atenções convergirá para o segmento das atividades onshore. Como explicado no capítulo introdutório, mesmo esse segmento é demasiadamente abrangente, sendo que as atividades onshore são dominantes no mundo, garantindo entre 60% a 70% de todo o petróleo bruto produzido no planeta (YERGIN, 1994). Entre as bacias onshore, encontram-se áreas de fronteira, cujas atividades petroleiras ainda são muito recentes, requerendo grandes esforços exploratórios, envolvendo riscos geológicos importantes, e tecnologias e modelos regulatórios que permitam tal desbravamento. Os agentes dominantes nessas zonas de fronteira serão, normalmente, grandes empresas de petróleo, incluindo as grandes corporações internacionais globalizadas (conhecidas na literatura pela nomenclatura em inglês: International Oil Companies – IOCs) e várias empresas nacionais, em geral estatais (conhecidas como National Oil Companies – NOCs). Somente esses grupos de empresas dispõem dos recursos financeiros, tecnológicos e de capital humano necessários para enfrentar tais desafios.

Esse fascinante mundo está fora do escopo deste trabalho. Aqui, o objetivo é centrar a análise em bacias maduras das atividades onshore. Nesse segmento específico, prevalecem oportunidades de ganhos menores que são compensadas por riscos geológicos igualmente mais digeríveis, pois o longo histórico de perfurações e produção disponibilizou grandes quantidades de informações.

Neste capítulo, pretende-se assinalar essas oportunidades, considerando os casos do Brasil e do Texas. Tal caracterização passa por uma breve revisão histórica das atividades de petróleo nas duas regiões. Em seguida, apresenta-se um cenário futuro. Espera-se demonstrar, principalmente para o Brasil, que as oportunidades são importantes e não podem ser desprezadas, principalmente por guardarem efeitos multiplicadores bastante interessantes em economias regionais carentes.

Já foi mencionado que o mapeamento preciso dessas bacias maduras, principalmente na realidade brasileira, é tarefa complexa. Por exemplo, há muitas áreas de exploração e produção offshore no Brasil, inclusive aquelas associadas aos primeiros ciclos de desenvolvimento da Bacia de Campos, que já se caracterizam como maduras. Tais áreas não serão incluídas no escopo deste trabalho para se evitar preocupações relativas a algumas especificidades das atividades offshore.

Por outro lado, várias bacias sedimentares onshore no Brasil encontram-se em áreas que podem ser consideradas de fronteira, pois seu histórico de exploração é muito reduzido e/ou recente. Muitas das considerações deste trabalho também valem para essas áreas. Contudo, rigorosamente, o escopo desta pesquisa não abraçará a discussão de como atrair capital de risco e promover a exploração petroleira nessas áreas que incluem, por exemplo, a bacia do Paraná ou as bacias amazônicas.

Há outras questões que dificultam a delimitação de escopo do trabalho. Já foi visto na introdução, por exemplo, a dificuldade de se classificar campos maduros e aqueles marginais. Em regiões de atividades onshore maduras ainda há novas descobertas que podem ser realizadas através de investimentos exploratórios adicionais. Há muito pouca probabilidade de deparar-se com províncias petroleiras totalmente novas, que jamais tenham sido descobertas no passado (SOUZA, 1997). Porém, novos campos são possíveis. A discussão nesta pesquisa também engloba tais oportunidades.

No entanto, campos marginais também fazem parte da realidade de áreas de fronteira. Há muito interesse em analisar-se sistemas regulatórios e contratuais que permitam o desenvolvimento de tais campos, associando-os aos grandes investimentos que se realizam nos

grandes campos descobertos nas mesmas áreas. Porém, tal discussão ultrapassa o escopo deste trabalho.

A seguir, são apresentados breves históricos das atividades onshore no Texas e no Brasil, bem como um cenário do potencial brasileiro para o futuro. Essa caracterização abre espaço para que se possam analisar as principais dimensões teóricas dessas duas realidades, adotando-se os parâmetros da NEI e da ECT.

3.2 Histórico das Atividades Onshore no Texas

Os primeiros parágrafos que se seguem apresentam os primórdios da história petroleira do Texas que, segundo (YERGIN, 1994), começa com a descoberta do campo gigante de *Spindletop*, em 1901, na cidade de *Beaumont,* situada a nordeste de Houston. Essa não foi a primeira descoberta no Texas, mas foi a primeira tão prolífica, produzindo, inicialmente, 100.000 b/d, que rapidamente tornara-se o fator concentrador e promotor do desenvolvimento da indústria petrolífera na região. A partir daí, o petróleo começou a ser descoberto em outras cidades ao longo da costa do Golfo e, também, nas florestas e no deserto do oeste texano. Pequenos vilarejos se tornaram cidades prósperas; grandes corporações substituíram a economia agrícola local; miseráveis agricultores se tornaram ricos detentores de direitos sobre os *royalties* da produção de petróleo, pois mantinham a propriedade sobre os recursos[1]. Nas *Figuras 3.1 e 3.2,* são apresentados mapas atuais identificando as principais regiões produtoras de óleo e gás do Texas[2].

[1] A produção texana cresceu tanto que, em 1929, já era a primeira província produtora do mundo. Entre os anos de 1930 até 1970, o estado foi responsável por 40% de toda a produção dos Estados Unidos. "A Família Buscapé", seriado americano dos anos 1960 faz uma caracterização bem-humorada deste *boom* petrolífero no Texas.

[2] O estado americano do Texas tem 254 municípios, embora a indústria do petróleo esteja presente em praticamente todo o estado, sua importância é variada e cerca de 40 municípios não produzem petróleo.

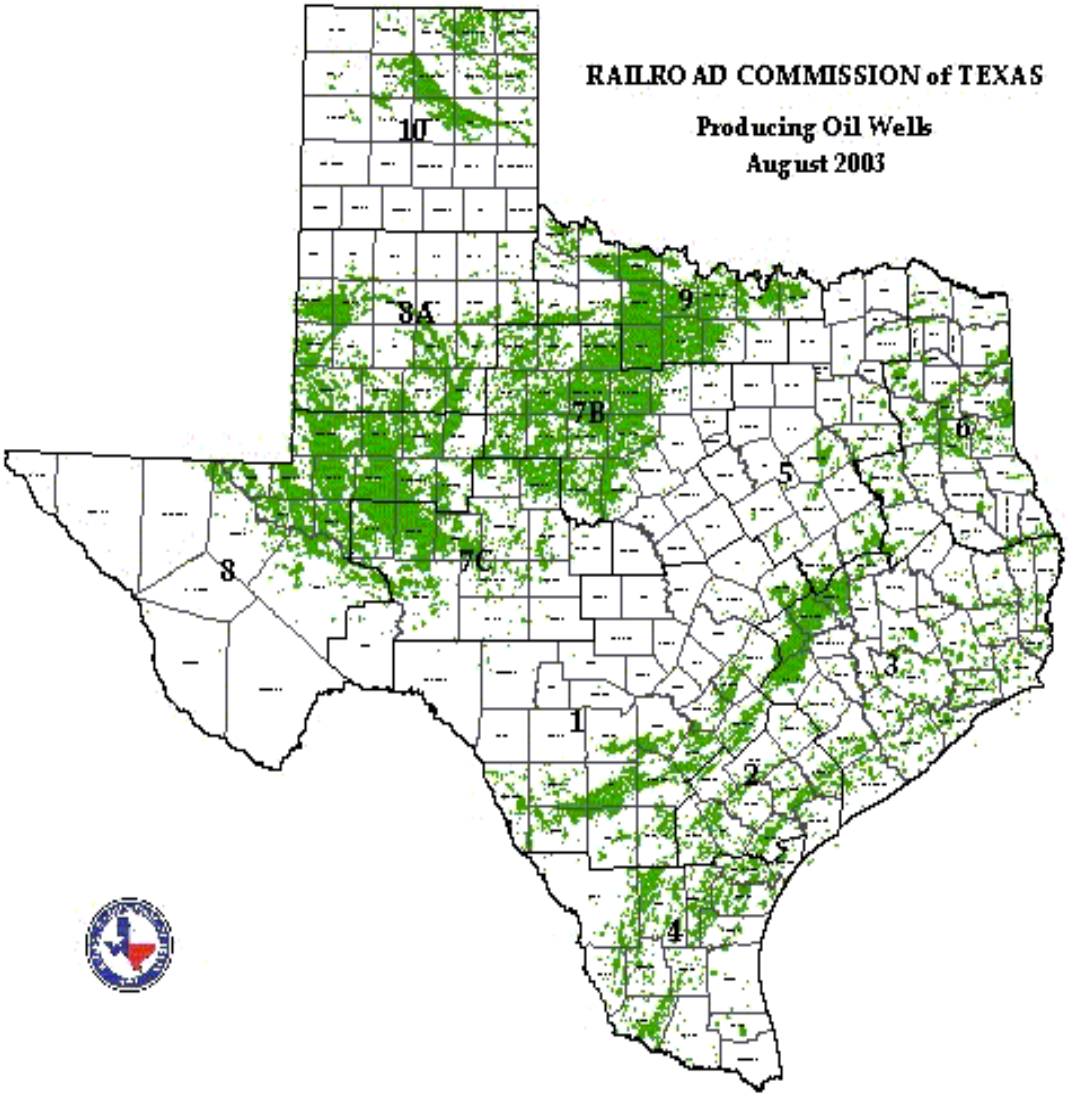

Figura 3.1 – Poços Produtores de Petróleo no Texas em 2003

Fonte: TRC – www.rrc.state.tx.us

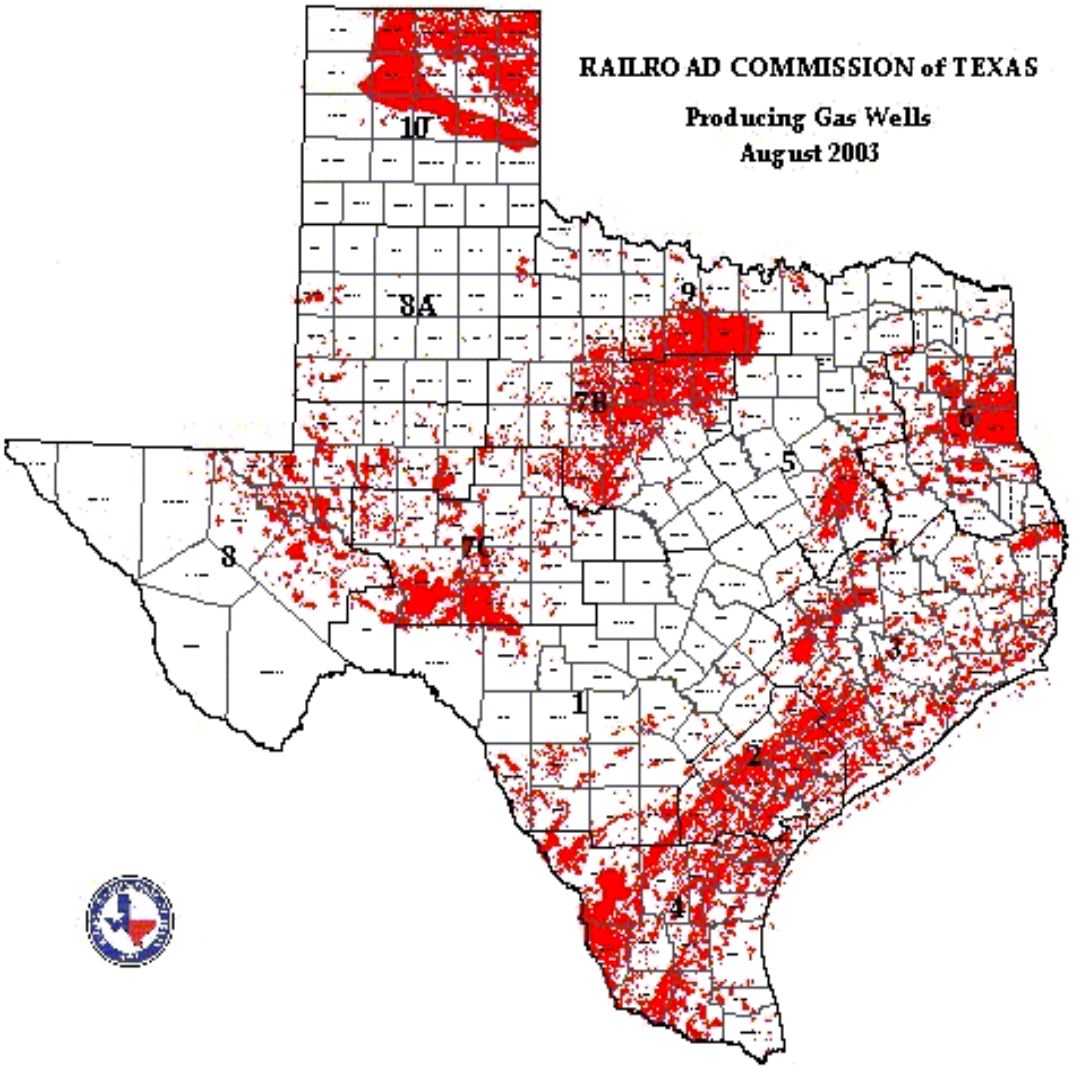

Figura 3.2 – Poços Produtores de Gás no Texas em 2003

Fonte: TRC – www.rrc.state.tx.us

A descoberta de grandes campos de petróleo debilitou a posição de domínio da *Standard Oil,* de *Rockefeller,* que havia sido fundada em 1870 e controlava o mercado de refino, incluindo o transporte e comercialização dos produtos, além dos ramais dutoviários e os sistemas de coleta de outras regiões produtoras. As novas fontes de petróleo, aliadas a uma expansão muito rápida dos novos mercados do óleo combustível e da gasolina, que emergiram com crescimentos fantásticos da indústria automobilística após a Primeira Guerra Mundial, abriram as portas para um grande número de novos concorrentes. Surgem, por exemplo, as empresas texanas Gulf e Texaco, e mais centenas de empresas que garantem grande dinamismo para a região.

As leis anti-monopólio texanas proibiam as corporações de operarem em todos os negócios da cadeia do petróleo, ou seja, operar tanto na produção, transporte, refino e comercialização. Assim, as empresas independentes e não-integradas se proliferaram neste mercado.

Outra descoberta importante na história do Texas foi o campo do *East Texas*, em 1930, na região mais ao norte de *Spindletop*, em direção a Dallas. Esse enorme campo, que cobria uma área de 140.000 acres, continha cerca de 5,5 bilhões de barris de petróleo[3]. Sua descoberta fortaleceu ainda mais a atuação dos operadores independentes e estabeleceu definitivamente um perfil dinâmico ao setor texano.

A descoberta desse campo gigante, também foi a principal razão do nascimento e consolidação da ação regulatória da Texas Railroad Commission (TRC), que, como visto no capítulo dois, institucionalizou o sistema de quotas de produção em uma época em que o preço do barril despencava, dada a superprodução e a recessão econômica advinda da crise de 1929.

O caso do Texas é uma interessante ilustração de como a organização das atividades onshore depende de características contratuais, bem como da influência exercida pelo ambiente institucional. A riqueza mineral texana está na frente para explicar o florescimento e fortalecimento da indústria petroleira no Texas. No entanto, sua sustentação ao longo da história, mantendo um grande vigor, mesmo após o esgotamento das grandes descobertas e o longo

[3] Assumindo que o consumo de petróleo brasileiro atual é de cerca de 1,8 milhões de b/d, o campo de *East Texas* teria suprido o mercado nacional, sozinho, durante 8 anos.

processo de declínio de produção, explica-se, principalmente, por um particular ambiente institucional e contratual que pode nortear a análise sobre o modelo onshore brasileiro.

Primeiramente, é importante relembrar do capítulo dois que, nos Estados Unidos diferentemente da maior parte dos outros países, incluindo o Brasil, prevalece a propriedade privada do solo e do subsolo. A superfície de um terreno pode ser de um proprietário e os direitos minerais do subsolo de outro, ou mesmo de muitos outros (particulares, ou governos estadual ou federal). A forma contratual para se obter o direito de exploração e produção de petróleo e gás em uma área é o contrato de *lease,* estabelecido entre o proprietário e o arrendatário[4].

Segundo (LOWE, 1995)[5], através de contratos de aluguel de área para exploração de petróleo, o proprietário de direitos sobre o mineral (que geralmente não dispõe de capital e tecnologia para desenvolvê-los) transmite ao empreendedor interessado o direito da exploração de seu subsolo, em contrapartida ao recebimento inicial de um bônus e de *royalties,* durante o período de produção, e, tanto do ponto de vista do proprietário dos recursos, como do arrendatário, esta transação econômica terá continuidade enquanto a mesma for lucrativa.

A seguir, o *Quadro 3.1* resume o esquema regulatório nos Estados Unidos e no Texas.

[4] No Anexo I, é apresentado duas versões completas de um contrato de *lease* adotado no estado do Texas: a primeira entre o órgão estadual e particular e, a segunda entre agentes privados (com tradução). São contratos padrões (com cerca de 12 a 15 cláusulas) que encontram grande liquidez, sendo transacionados em grande número todos os dias.

[5] Este autor estuda as regras que regem os direitos minerais privados, pois nos Estados Unidos ambas as áreas estaduais e federais seguem as regras baseadas em transações privadas.

Quadro 3.1 – Agências Reguladoras Americanas e suas competências

Propriedade dos Recursos e Regulação

Federal

•**U.S. Department of Interior:**
- Onshore: Forest Service
Bureau of Land Management-BLM
- **Offshore**:MMS
Minerals Management Service

Lease: solo & subsolo
Royalties: U.S.Congress

•**Taxes**: U.S.Code (IRS)
Severance Tax

•**U.S. Environmental Protection Agency-EPA**

Estado - Texas

•**General Land Office-GLO**
- 'Permanent School Funds'

Lease: solo & subsolo
Royalties: EstadoTexas
Taxes: Severance Tax

•**Railroad Commission (TRC)**
Fundo Privado:'drilling bonds'

.Texas Council on Environmental Quality (TCEQ)
-'Permitting for air, water'; em concordância com US EPA

Privado

•**Royalties**: Mercado

Lease: solo e subsolo
Bônus: negociável
Aluguel: solo é barato

•**TRC:** concede licença para perfuração e regula práticas de produção

. TCEQ

Fonte: Este quadro foi elaborado juntamente com a professora Michelle Foss da University of Houston. Obs.: Os *royalties* federais e estaduais costumam ser maiores que os privados e ficam na faixa de 18% (vide *site* das BLM e GLO).

O arcabouço regulatório nos Estados Unidos, e no Texas em particular, é bastante complexo, pois combina diferentes órgãos reguladores, com competências e áreas de jurisdição distintas, casando interesses públicos e privados[6]. Tem-se que:

[6] (FERREIRA, 2003) apresenta um panorama informativo interessante sobre a regulamentação e as *lease*s dos diferentes órgãos nos Estados Unidos.

(1) As **terras federais** são geridas dentro do *U.S. Department of Interior*, sendo que as atividades onshore são administradas: pelo *Bureau of Land Management (BLM)*, enquanto que, as atividades offshore são responsabilidade do *Mineral Management Service (MMS)*.

- Em 1947, uma emenda ao *Mineral Leasing Act* estabeleceu que o BLM seria responsável em conceder o *leasing* para E&P de petróleo e gás dos 579 milhões de acres de terras federais compostas por florestas nacionais, terras federais e terras privadas onde os direitos minerais pertençam ao Governo Federal. Sendo que, para operar em terras federais, existem duas opções de *leasing*, os competitivos e não-competitivos, sendo que os últimos não são ofertados em leilão.
- Com relação ao MMS, este órgão é responsável em administrar 7.500 *leases* em 40 milhões de acres. As terras federais offshore são chamadas de *Outer Continental Shelf (OCS)*, sendo que a jurisdição federal começa a três milhas da costa dos estados, porém no Texas (Golfo do México) e costa oeste da Flórida é estendido para 10,3 milhas da costa. Essas áreas produzem 26% do gás natural e 25% do total do petróleo americano. Sendo que, estimá-se que metade do petróleo e gás natural ainda não descoberto nos Estados Unidos esteja nessas áreas. Como se vê as atividades offshore no Texas são muito proeminentes, mas isto não impede que se estimule o setor dos pequenos operadores nas atividadess onshore.
- A agência de proteção ambiental federal que estabelece as normas relativas à preservação do meio-ambiente é a *U.S. Enviromental Protection Agency (EPA).* E, com relação aos impostos, estes são definidos pelo *U.S. Code* (*Severance tax*, que é o imposto sobre os direitos minerais), sendo que o Congresso é quem define os valores a serem cobrados em *royalties* federais.

(2) Por outro lado, em **terras estaduais,** a General Land Office (GLO) está encarregada de gerir as terras de propriedade do Texas, sendo 20,4 milhões de acres de terras estaduais e 10,3 milhas de terras na costa. Os *leases* estaduais têm como proposta o desenvolvimento da produção de petróleo e gás no Estado; garantir o desenvolvimento comercial das áreas; induzir o desenvolvimento sustentado da energia e propiciar *School Funds*, que são fundos públicos para a educação.

- No Texas, a operação da indústria está sujeita às regras da sua agência ambiental, a *Council on Environmental Quality (TCEQ).*
- A *Texas Railroad Commission (TRC)* é o órgão que concede as licenças para perfuração e regula as práticas de produção da indústria.
- Em nível privado, as *leases* são celebradas com o valor de *royalties* de mercado, que gira em torno de 12%, o bônus é negociável e o aluguel da área tem, geralmente, um valor baixo.

O quadro regulatório petroleiro nos Estados Unidos e no Texas comprova a afirmação de que cada país desenvolve sua própria experiência regulatória, que reflete uma história específica, raramente replicável em outra região. Alguns elementos dessa história, no caso do processo regulatório petroleiro do Texas, já foram apresentados no capítulo dois. Como visto, a evolução da regulação do petróleo, no caso texano, surge da preocupação com a sustentabilidade de longo prazo de um setor que, por si, mantém o dinamismo econômico e enriquece a região, gerando um número grande de pequenos, médios e grandes negócios e empresas, que nutrem a economia local[7].

Além disso, é um processo que nasceu em um tempo no qual os produtores texanos faziam a diferença na determinação dos preços domésticos e internacionais do petróleo. Surgiu, assim, a ambição de se estabelecer um sistema capaz de regular os preços e manter um certo controle oligopolista da indústria, apesar da multidão de agentes econômicos, cuja atuação independente levaria a um mercado mais competitivo com redução de margens de lucro e corrosão de rendas minerais a serem apropriadas.

Historicamente, e intencionalmente, o mais importante ator que direciona suas políticas em favor do pequeno investidor do Texas é o órgão regulador estadual, a *Texas Railroad Commission (TRC)*. Trata-se de uma das mais influentes agências reguladoras dos Estados Unidos. O estado do Texas sempre foi responsável por grande parte do petróleo produzido nos Estados Unidos. Assim, o *status* da agência se manteve ao longo dos anos. Apesar do atual

[7] Historicamente, a TRC tem implementado regras que, sistematicamente, buscam a defesa dos produtores independentes, e dos pequenos proprietários de recursos minerais, em detrimento das grandes companhias integradas de petróleo. Principalmente, porque sempre houve receio desses produtores caírem nas mãos do monopólio da Standard Oil, como havia ocorrido, anteriormente, em outras regiões do país (YERGIN, 1994).

declínio na produção de petróleo texana (vide *Figura 3.3*)[8], a posição da TRC continua representativa no contexto doméstico americano. Contudo, sua influência internacional perdeu-se no passado, principalmente ao longo dos anos 1970, quando foi, definitivamente e irreversivelmente, superada pela OPEP.

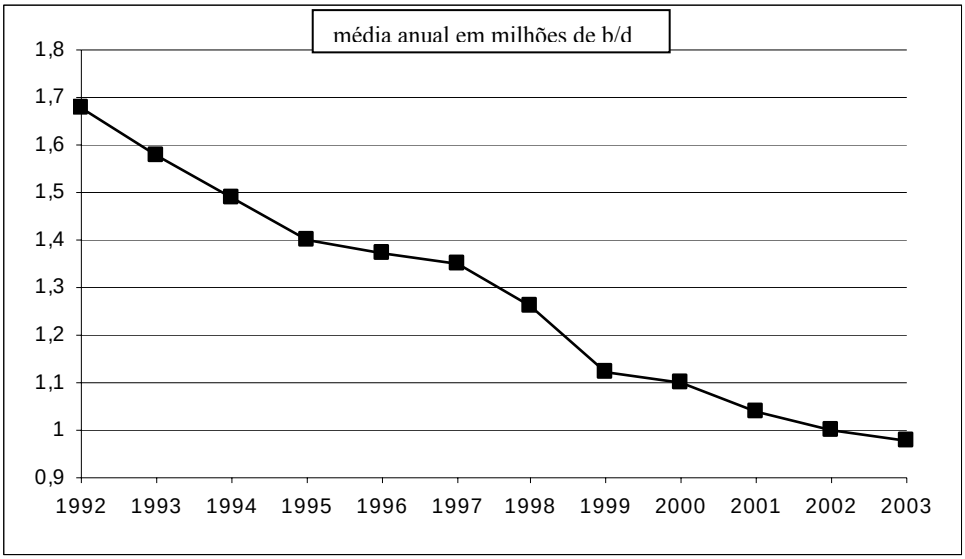

Figura 3.3 – Produção de Petróleo no Texas (1992-2003)

Fonte: TRC, Texas PetroFacts, Dez. 2004.

Basicamente, a regulação da TRC sempre focou sobre algumas grandes áreas[9]:

(1) A conservação dos recursos e segurança no desenvolvimento das atividades. A regra de nº 30 refere-se ao acordo entre o TRC e a agência reguladora ambiental, a *Texas Council on Environmental Quality (TCEQ),* estabelecida, inicialmente, em 1982, e revisado em 1987. Através deste acordo, a TRC assumiu o compromisso de assegurar que as atividades por

[8] Em 2003, a produção americana foi de 5,7 bilhões de barris por dia e a texana representou cerca de 20% desse total.

[9] As regras estabelecidas pela TRC para nortear o bom desenvolvimento das atividades relativas à exploração e produção de petróleo e gás no Estado do Texas estão estabelecidas em 107 artigos. Toda a legislação está contida no site da TRC (http:// www.rrc.state.tx.us)

ela controladas estivessem sempre em conformidade com os procedimentos apropriados e autorizadas pelos órgãos ambientais estadual e federal[10].

(2) Manutenção da proporcionalidade entre a produção e a demanda de mercado.[11] Tal regulação tem origem em um passado no qual o Texas e a própria TRC tinham a capacidade de formar os preços internacionais do petróleo. Sua atuação sempre foi importante no sentido de evitar-se grandes colapsos nos preços em momentos de recessão econômica (queda na demanda por petróleo) e/ou de super-produção (advinda, por exemplo, de uma nova grande descoberta).

Ao estabelecer critérios na produção, pretendia-se garantir a manutenção de capacidades de produção suplementares, que pudessem fazer face a crescimentos súbitos de demanda ou compensar perdas de produção, em caso de escassez súbita em alguma área de produção do estado. O foco sempre foi o de garantir a estabilidade dos preços e, principalmente, possibilitar a sobrevivência de inúmeros pequenos produtores, que poderiam estar fora do mercado no caso de concorrência livre.

Isso garantiu que a economia do Texas fosse grandemente favorecida. Até meados dos anos 1970, essa política foi largamente utilizada. Os Estados Unidos mantinham-se fora do sistema global de preços e aceitavam pagar mais caro pelo petróleo doméstico. Porém, após o choque de 1973, esta política perdeu legitimidade. Os preços domésticos foram desregulamentados e houve um alinhamento com o mercado internacional. Após essa data, reconheceu-se que o Texas já não podia referenciar os preços internacionais do petróleo, sendo tal função transferida para a OPEP. Apenas a produção de gás continuou com essa prática, pois o mercado de gás continuou regionalizado. Ao longo dos anos 1980 e 1990, o papel regulador da TRC nos preços do gás também foi decrescente na medida em que avançou a desregulamentação do setor.

(3) A TRC tem a função de proteger os direitos de cada produtor e o pagamento de royalties aos donos dos recursos. Como exemplo dessas questões difíceis de serem

[10] No capítulo dois, este assunto foi parcialmente discutido. Vide (FERREIRA, 2003) sobre aspectos do meio ambiente e descomissionamento para os Estados Unidos.

[11] Market-demand prorationing: as regras estão definidas pela TRC em artigos específicos; Rule nº 39 e 49.

equacionadas pode-se citar: (a) a garantia de propriedade do petróleo e gás que estão no subsolo de um produtor para que não seja extraído por outro (vide problema do princípio da captura discutido no capítulo dois); e (b) a garantia de mercado ao operador através do acesso livre à infra-estrutura de transporte.

A "regra da captura" estabelece que o produtor não seja penalizado pelo petróleo e gás que drenou, naturalmente, de área vizinha para suas terras. Mas, para resolver esse problema, exige-se dos operadores que estejam em conformidade com o espaçamento mínimo requerido entre os poços pelo agente regulador (wide-spacing rules[12]).

Por outro lado, a garantia de livre-acesso está estabelecida nas regras de nº 70 a 73: "Se um requerimento de conexão ao duto for recusado pelo transportador, uma denúncia será instalada pelo produtor do petróleo/gás junto a TRC".

(4) Unitização ou "pooling". Existe a opção de se acordar entre as partes envolvidas uma cláusula contratual de unitização ou *pooling*[13], que, conforme discutido no capítulo dois, significa juntar as operações de diferentes produtores em áreas contíguas. Sendo que, sempre se recomenda a "unitização" como a melhor forma de produzir a maior quantidade de petróleo através do menor investimento. As grandes companhias de petróleo também advogam por essa medida, bem como pelo maior espaçamento entre os poços, procurando-se aumentar a eficiência dos investimentos. Na prática, em técnicas de recuperação de petróleo, principalmente em técnicas de recuperação secundária, são muito utilizados esquemas de injeção periférica, onde os poços periféricos são usados para injetar água ou gás dentro da formação rochosa, aumentando-se a produção no centro do campo. Para tanto, os operadores dos poços centrais como os da periferia devem juntar-se em um mesmo projeto de investimento.

Os pequenos produtores do Texas sempre foram contra as medidas relativas à "unitização" e ao maior "espaçamento" entre os poços de produção. Por razões ideológicas, bem

[12] Regra nº 37 (Statewide Spacing Rule): Nos anos 1920, definia-se que cada poço deveria observar a distância mínima de 150 pés de toda propriedade e 300 pés de outro poço; hoje esses valores são, respectivamente, 467 e 1.200 pés (sendo um pé igual a 30,48 cm). Porém, a TRC pode conceder exceções, e essas, sempre fizeram parte da política do regulador em benefício dos pequenos operadores, permitindo-se perfurar poços mais próximos entre si.

[13] Regra 40.

como financeiras, os pequenos operadores sempre preferiram desenvolver seus negócios individualmente alegando que a real conservação dos recursos está em maximizar a recuperação de petróleo dentro da área do operador.

A TRC sempre manteve sua posição política em favor dos poços marginais[14] (*Stripper wells*), que são, principalmente, de propriedade dos pequenos produtores. Esses poços são isentos da regra de proporcionalidade da produção. Eles representam uma grande parte da produção texana[15].

Ao restringir a produção, suportar os preços e quotizar a participação no mercado, a TRC sempre procurou evitar que as pequenas empresas fossem exterminadas pela competição das grandes operadoras. As decisões sobre o limite entre os poços *(spacing rules),* manutenção dos poços marginais em atividade e regulação sobre o acesso aos dutos (para o escoamento da produção) são políticas que sempre favoreceram os pequenos operadores e os proprietários dos recursos naturais (PRINDLE, 1981).

É claro que a manutenção desses poços marginais foi sustentada com o aumento do preço do petróleo nos Estados Unidos, sendo uma verdadeira transferência de renda dos estados consumidores aos estados produtores de petróleo. Porém, a adoção dessa política permitiu que não se perdesse para sempre a produção desses poços. Se esses poços tivessem sido abandonados haveria a possibilidade de não se conseguir mais reativá-los. Portanto, para a grande maioria dos poços marginais precisou ser mantida o bombeando ou sua produção potencial teria sido perdida. Atualmente, os preços do petróleo já são mantidos suficientemente elevados pela própria dinâmica do mercado internacional. Portanto, há um "guarda-chuva" protetor aos pequenos produtores texanos que não passa, necessariamente, pela ação direta do TRC em regular preços. Ainda, assim, quando os preços internacionais do petróleo oscilam perigosamente para baixo,

[14] Como já foi dito, existe muita polêmica na definição entre o termo marginal e maduro. Basicamente, maduro significa que a produção está declinante e marginal que tem baixa rentabilidade, não suportando toda uma série de investimentos em ativos fixos. Não necessariamente, um poço marginal está associado à idéia de campo maduro. No caso do Texas, as áreas de produção podem ser tão pequenas que não suportam mais do que um poço produtor.

[15] Dados publicados pela TRC, em setembro de 2004 indicam a existência dos seguintes números: 151.652 poços de petróleo produzindo uma média de 6 b/d de petróleo por poço, e mais 70.022 poços de gás com uma produção média de 221,50 Mcf/d por poço (milhares de pés cúbicos).

percebe-se rapidamente o poder de *lobby* desse segmento da indústria, que, depressa, coloca-se a favor de medidas protecionistas como quotas de importação ou impostos sobre o petróleo importado. Nesses momentos, vê-se a TRC novamente em defesa de seus princípios históricos.

A TRC regula um setor no qual imperam as pequenas empresas independentes. A maioria dessas empresas, cerca de 6.000 operadores independentes, operam apenas em sua região e, geralmente, em um único campo de petróleo. No geral, essas empresas concentram-se apenas na produção de petróleo e gás natural e tem um *overhead* menor que ao das grandes empresas de petróleo, porém sua capacidade de aceitar grandes riscos em projetos maiores é limitada.

Assim, a estrutura industrial do Texas tem sobrevivido ao longo do tempo, superando grandes momentos de preços declinantes ou resistindo a ondas de fusões, que sempre buscaram a consolidação da indústria (visando o aumento de sinergias, ganhos de escala, e redução de custos). A única forma de sobreviver tem sido através da combinação de uma política regulatória favorável e de grande dinamismo industrial, promovendo avanços precoces de tecnologias, estruturas empresariais enxutas e ágeis. Nesta grande constelação de empresas independentes, não se domina as tecnologias de ponta para atuação nas grandes zonas de fronteira do mundo do petróleo. Porém, domina-se tecnologias específicas e apropriadas para campos maduros e marginais. Inúmeras companhias independentes se especializaram em retomar poços e campos de petróleo e gás abandonados pelas *majors* e revitalizá-los através de processos de gerenciamento de reservatórios e introdução de técnicas de recuperação secundária e terciária.

A dinâmica do setor petroleiro americano vem, também, das relações com fornecedores. No início do século XX, com a introdução de métodos geofísicos de prospecção e o desenvolvimento da técnica *"rotary"* de perfuração de poços, que permitia avançar mais rápido em terrenos rochosos, adaptada às províncias do Kansas, Oklahoma e do Texas, iniciou-se um processo de segmentação de atividades, que deu origem aos grandes fornecedores de serviços e equipamentos. As petroleiras passaram a sub-contratar várias atividades ligadas à pesquisa geológica e à perfuração de poços, dada a crescente complexidade das técnicas utilizadas na pesquisa e no desenvolvimento das reservas.

Assim, desde a década de 1920, vários especialistas altamente qualificados contribuem para a exploração e o desenvolvimento, ao menor custo, das reservas de petróleo e gás nos

Estados Unidos. Como analisado em (ZAMITH, 2001) alguns desses tornaram-se grandes empresas internacionais, cada vez mais consolidados, incorporando diferentes competências e fornecendo serviços sofisticados para todos os tipos de companhias de petróleo.

No mundo, pode-se dizer, inclusive, no surgimento das empresas *majors* de prestação de serviço. Em geral, os serviços por elas oferecidos são muito caros para pequenos produtores. No Texas, soube-se manter uma vitalidade igualmente importante nos diversos segmentos de fornecimento de equipamentos e prestação de serviços, permanecendo vivas centenas ou milhares de empresas. Surge, então, um processo de sinergia que será explorado com mais detalhes nos capítulos que seguem.

3.2.1- Caracterização das empresas independentes nos Estados Unidos

A principal distinção entre os produtores independentes e as companhias integradas de petróleo é que a maioria dos primeiros operam somente no segmento da exploração e produção da indústria. Apenas uma pequena minoria de operadores independentes processa o gás natural ou refina o petróleo que produz, transformando-o em produtos derivados para a venda direta ao consumidor.

Segundo a *Independent Petroleum Association of América (IPAA)*[16], os independentes estão presentes em 33 estados americanos e são responsáveis por cerca de 85% das perfurações de poços de petróleo em todo o país, sendo que 65% de toda produção nacional de gás natural e 40% da produção doméstica de petróleo provêm desses. Estão inseridos nesta gama de operadores, desde grandes companhias até as pequenas familiares, que costumam operar poucos poços. A maioria desses independentes tem menos de 20 empregados e, coletivamente, são muito importantes para a economia do país.

Atualmente, muitos dos pequenos e médios produtores independentes nos Estados Unidos têm direcionado suas operações para as atividades offshore, sendo que o maior crescimento de

[16] **1998 Profile of Independent Producers**, Research & Information, IPAA Fact Sheets *on-line*. Considerou-se os dados desta pesquisa realizada pela IPAA com os produtores do setor petroleiro americano para a caracterização das empresas independentes nos Estados Unidos.

suas operações tem sido no Golfo do México. Em média, estes operadores possuem 10 *leases* em áreas onshore, cuja produção diária é em torno de 100 a 120 b/d de petróleo e 550 a 800 Mcf/d[17] de gás natural por operador. Contudo, a produção na offshore é bem superior à produção onshore, em torno de 482 a 1.223 b/d de petróleo e 30.920 a 58.611 Mcf/d de gás natural.

O típico operador independente tem em média 10 poços de petróleo e 5 de gás natural em campos marginais federais. Sendo que, nas áreas rasas do Golfo do México, 85% deles operam em águas com menos de 300 pés. As maiores preocupações desses operadores são com os custos relativos ao meio ambiente e as regulamentações governamentais. Essas companhias independentes americanas são responsáveis por aproximadamente dois terços do gás produzido nos Estados Unidos. Sendo que, a maior parte da produção de gás natural é coletada através de dutos interestaduais (32,5%) e intraestaduais (32,5%), o restante é levado por dutos de coletores independentes (20%) e por dutos dos próprios produtores (15%).

Desde 1998, mais de 10% desses independentes já operam tanto em águas federais como estaduais, onde crescem as oportunidades de campos maduros offshore. Muitos estão buscando também oportunidades no exterior, aproveitando-se de vários movimentos de liberalização dos mercados.

Muitas dessas empresas já operam internacionalmente de longa data e mais de um quarto delas planejam se aventurar em outros mercados, principalmente no Canadá e na América do Sul. Este parece ser um processo muito interessante. Essas empresas têm a oportunidade de se capacitarem no mercado interno, em um ambiente onshore super competitivo, para depois se aventurarem rumo a esses novos mercados externos.

Outra característica importante das independentes americanas é que muitas dessas empresas já negociam suas ações publicamente, predominantemente na bolsa de Nova York, no New York Stock Exchange – NYSE, ou mesmo na NASDAQ e na AMEX – American Stock Exchange. Porém, a maior fonte de capital dessas empresas é proveniente de recursos próprios (O IPAA estima uma composição de capital média de: 35% próprias; 25% de bancos e 20% de investidores externos). Por este motivo, os gastos com investimentos estão muito correlacionados

[17] Mcf = Thousand cubic feet.

com o preço do petróleo, pois é através da receita com a venda da produção que é gerada a maior parcela dos fundos para o re-investimento no setor.

Contudo, curiosamente, os operadores independentes foram os principais beneficiários dos programas abrangentes de racionalização que foram implementados nas empresas petrolíferas integradas, quando da drástica queda do valor de suas ações, motivada pela fraqueza dos preços do petróleo no final de 1998 e início de 1999.

A *Figura 3.4* reflete o período de 1997-2001 em termos do total de empregos e o número de sondas operando em atividades onshore nos Estados Unidos.

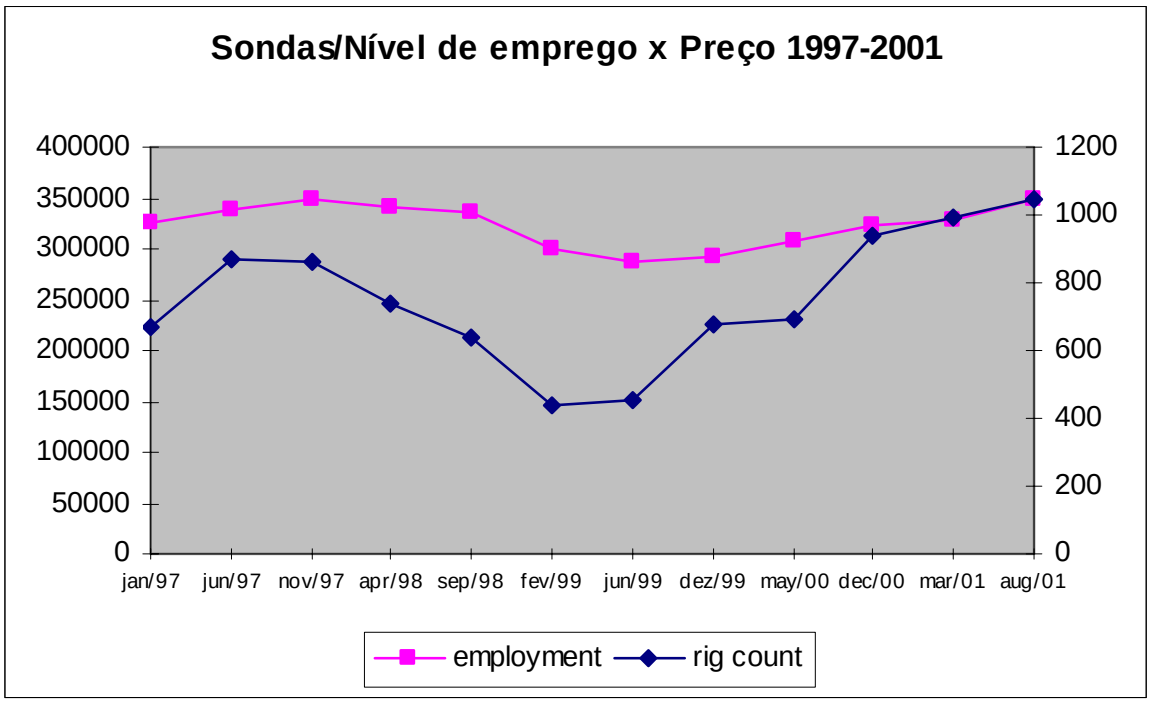

Figura 3.4 – Nível de Empregos x Número Sondas em Operação - EUA

Fonte: IPAA (employment = nível de empregos; rig count = sondas).

Verifica-se o quanto o setor é dependente da variação dos preços do petróleo, registrando, em junho de 1997, um número de 868 sondas em operação, e cerca de 338.500 pessoas empregadas no setor, enquanto as curvas começam a declinar no final de 1997 e até meados de

1999, quando os preços do petróleo estiveram abaixo de 20 US$/b. No pico descendente da curva, foram registradas 454 sondas e 286.400 empregados mantidos, representando uma queda de cerca de 50% dos equipamentos em operação e uma redução de aproximadamente 50.000 postos de trabalho.

Quando as possibilidades de produção e perfuração se tornam menos favoráveis para as pequenas empresas, a situação também torna-se menos atrativa para as grandes empresas, que renunciam a áreas, às quais os pequenos normalmente não teriam acesso. Assim, há um processo de seleção natural com empresas desaparecendo, outras sendo incorporadas por terceiros, e um outro grupo crescendo e aproveitando as oportunidades que surgem em ambientes mais restritivos. Porém, só é possível manter esse dinamismo em mercados robustos, diversificados e com regimes regulatórios apropriados. O Texas é um caso extremo neste sentido, combinando adequadamente o público e o privado.

Por exemplo, além de operarem áreas privadas, cerca de metade dos independentes também tem operações em terras pertencentes ao governo, tanto onshore como offshore, federais e estaduais. Não há qualquer barreira ideológica neste quesito. Cerca de 40% desses operadores têm *federal e Indian leases.*

3.3 Histórico das Atividades Onshore no Brasil

(SOUZA, 1997) conta a história das descobertas de petróleo no Brasil, dos primórdios das atividades onshore até o país transformar-se em uma das referências da indústria offshore mundial. Segundo o autor, até 1938, a indústria do petróleo brasileira foi governada por um regime liberal. A primeira concessão para exploração ainda foi dada durante o império em 1864 a investidores privados, na Bahia. Outras concessões foram outorgadas durante mais de doze anos, porém as atividades se resumiram a uma seqüência de insucessos. Os trabalhos geológicos que se seguiram, no período de 1890 a 1930, desenvolvidos tanto pelo governo como pela indústria, tiveram poucos recursos financeiros e acarretaram em poucos projetos viáveis.

Em 1934, a exploração e produção de petróleo foram consideradas uma atividade mineral sendo reguladas pelo Código de Minas e, não existia nenhuma lei específica para o setor. Além disso, diferente dos Estados Unidos, a propriedade dos recursos minerais pertencem à União. Assim, todas as medidas adotadas em relação ao setor são definidas em esfera nacional, não existindo políticas regionais ou estaduais.

Os anos 1930 são marcados pela recessão econômica global e crises políticas no exterior e no Brasil. Lá fora, vive-se o período entre-guerras, regimes totalitários fascistas e comunistas assumem o controle de importantes nações. Nos Estados Unidos, a intervenção do Estado na economia também se acentua com as políticas keynesianas do "New Deal". No Brasil, a crise política conduz Getúlio Vargas ao poder, o qual também implementa políticas de maior participação do Estado na economia. Neste sentido, a questão petroleira tornou-se campo fértil para atuação.

Surge a primeira onda de nacionalismo petroleiro no Brasil[18]. Este conduziu à aprovação da Lei 395 de 1938, que criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), com a missão de promover e regular o setor. Ao invés de incentivar e garantir formas de financiamento aos precoces operadores privados que já existiam no país, o governo decidiu promover atividades exploratórias por sua própria conta e risco através do CNP.

A partir dos esforços desenvolvidos nesse período, o primeiro campo de petróleo foi descoberto em Lobato, na Bahia, em 1939, em atividades em terra. Sendo que, o primeiro campo comercial descoberto no Brasil e que produz até hoje em dia, foi o campo de Candeias, em 1940, e que entrou em produção comercial em 1941. Nesta década, foram então descobertos cinco campos de petróleo. Porém, na época, com a crise econômica e o posterior início da II Guerra Mundial, os esforços públicos permaneceram restritos. O país continuou importando petróleo e voltou sua política ao estímulo as companhias estrangeiras para operarem no Brasil. Essas jamais tiveram sucesso em encontrar petróleo no território nacional. Após a guerra, uma segunda onda de nacionalismo petroleira culminou, em 1953, com a aprovação da Lei 2004, que estabeleceu o monopólio, da União sobre as atividades de E&P, e criou a companhia de petróleo nacional, a

[18] Com relação aos ciclos de nacionalismo petroleiro no mundo, veja (MOUTINHO DOS SANTOS, 1997).

Petrobras, para operar como uma empresa integrada, sendo que as atividades de exploração e produção do CNP foram transferidas para exclusiva competência da empresa estatal.

Inicialmente, a Petrobras e o CNP deveriam dividir funções e poder, ou seja, todas as atividades desenvolvidas pela estatal deveriam ser aprovadas e controladas pelo CNP. Contudo, o poder da instituição reguladora foi sendo suplantado pela força política e a competência técnica que a estatal foi adquirindo, culminando, em 1967, na Constituição Federal, com a transformação da Petrobras em gestora do monopólio estatal (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001).

A Petrobras, inicialmente, também dirigiu suas atividades de exploração e produção em campos onshore, expandindo-as entre os anos 1950 e 1960, descobrindo, nesse período, 15 importantes campos. Em 1959, houve uma tentativa frustrada de exploração offshore na bacia de Campos. Até os anos 1960, o Brasil produzia em cerca de 55 campos onshore localizados principalmente em suas bacias sedimentares do nordeste. Em (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001) têm-se as iniciativas onshore que se destacam nesse período:

(1) perfuração do poço pioneiro de Socorro, na Bahia, em 1958;

(2) perfurações em Fazenda Azevedo, Fazenda Panelas, Morro do Barro e Santana, todas no Recôncavo Baiano;

(3) Quererá (Tucano/Jatobá), na Bahia, em 1962; Iraí (Tucano/Jatobá) e Carmópolis-Coqueiro Seco, em Sergipe-Alagoas, em 1963/64;

(4) descobrimento do campo de Miranga, na Bahia, em 1965.

Apesar das conquistas produzidas pela Petrobras, em 1970, o país ainda importava 70% do petróleo que consumia. A economia crescia rapidamente e o país industrializava-se, urbanizava-se e tornava-se dependente do transporte. Essas três variáveis refletiam em aumentos explosivos no consumo de petróleo. Para tentar solucionar a questão da auto-suficiência, a Petrobras passou a desenvolver alternativas de exploração offshore no Brasil. Com o choque nos preços do petróleo em 1973, tornou-se absolutamente necessário para o país acelerar esforços exploratórios onshore e offshore.

Preços de petróleo bem mais altos viabilizaram esforços exploratórios mais complexos, caros e arriscados nos mares. Porém, com os enormes sucessos registrados principalmente na bacia de Campos, o Brasil, a partir da década de 1970, mudou seu foco para as atividades offshore, onde as pesquisas indicaram reservas maiores do que aquelas encontradas onshore. Em (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001), encontra-se um resumo da aventura offshore da Petrobras até transformar-se em uma referência mundial nesse segmento. Porém, esse trecho histórico foge do escopo deste trabalho.

No período entre 1975 a 1988, a Petrobras foi autorizada a assinar contratos de serviço, com cláusulas de risco com empresas privadas de petróleo para operarem em regiões ainda não exploradas pela estatal. Ficava estabelecido que as empresas privadas assumiriam todo o risco do custo da exploração que seriam compensados apenas no caso de descoberta comercial. E, ainda, todo o petróleo que fosse descoberto seria de propriedade da Petrobras, e apenas parte do volume produzido ficaria para a empresa para dispô-lo a preço de mercado. Foram, então, assinados 243 contratos de riscos com 22 empresas estrangeiras e quatro nacionais, que investiram cerca de US$ 1,66 bilhões para a perfuração de 160 poços de petróleo (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001). Contudo, praticamente, todos os contratos desse período não reverteram em resultados positivos[19]. Apenas, a nacional Azevedo Travassos, fez duas descobertas onshore na bacia Potiguar, porém nunca conseguiu trabalhar por conta própria e buscar seus caminhos tecnológicos e gerenciais, sempre protegida pela intervenção paternalista da Petrobras, mesmo quando perdia dinheiro. E, dessa forma, na Constituição Federal de 1988 foi novamente proibida a entrada do setor privado na exploração e produção de petróleo nacional (SOUZA, 1997).

As empresas privadas argumentam que se estas tivessem tido a possibilidade de trabalharem em áreas mais promissoras, as mesmas teriam investido mais e, portanto, conseguiriam melhores resultados. Por outro lado, a Petrobras argumenta que a resposta para o

[19] Comenta-se, também que o que estava por trás desta pretensa abertura do setor foi uma necessidade do país solucionar seus problemas com o balanço de pagamentos (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001).

insucesso das empresas privadas nesse período está no baixo nível de investimentos orçado pelas empresas e na forma como foi tratada a interpretação geológica[20].

Dessa forma, pode-se dizer que, no Brasil, o desenvolvimento da indústria de petróleo envolve, praticamente, apenas um único e grande ator, a Petrobras. A estatal tem sabido comprovar reservas crescentes offshore, abrindo, continuamente, melhores e maiores oportunidades. Todo o seu passado onshore acabou saindo de qualquer lista de prioridades. Explica-se, assim o comportamento das reservas brasileiras, descrito, em seu período mais recente, pela *Figura 3.5*[21]. As reservas onshore estagnaram-se. Apenas na última década é que um novo ciclo de descobertas onshore parece ganhar consistência. Porém, trata-se, principalmente, de novas áreas de fronteira, na região amazônica. Os verdadeiros campos onshore, admitindo-se o conceito adotado neste trabalho, continuam relegados a um papel muito secundário, tanto na ótica da Petrobras, como na do governo.

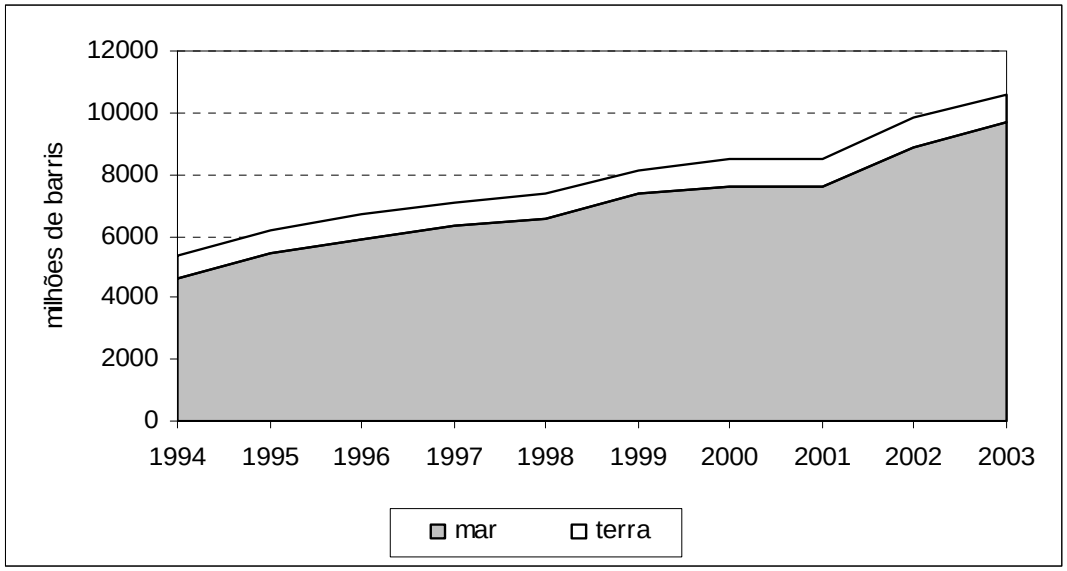

Figura 3.5 - Evolução das Reservas Provadas de Petróleo Brasileiras: 1994-2003

Fonte: ANP, anuário estatístico 2004.

[20] Como exemplo, cita-se o caso da desistência da BP por uma área na bacia de Santos que foi reconsiderada pela Petrobras utilizando-se os mesmos dados e, onde foi descoberto o campo de Tubarão, com uma reserva estimada de 100 milhões de barris (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001).

[21] No Anexo II, apresenta-se as reservas nacionais (2002-2003) por localização.

Na *Figura 3.6*, assinala-se as principais localizações dos campos onshore maduros do país, que se encontram em pequenas áreas, em relação ao total das bacias sedimentares (em amarelo)[22].

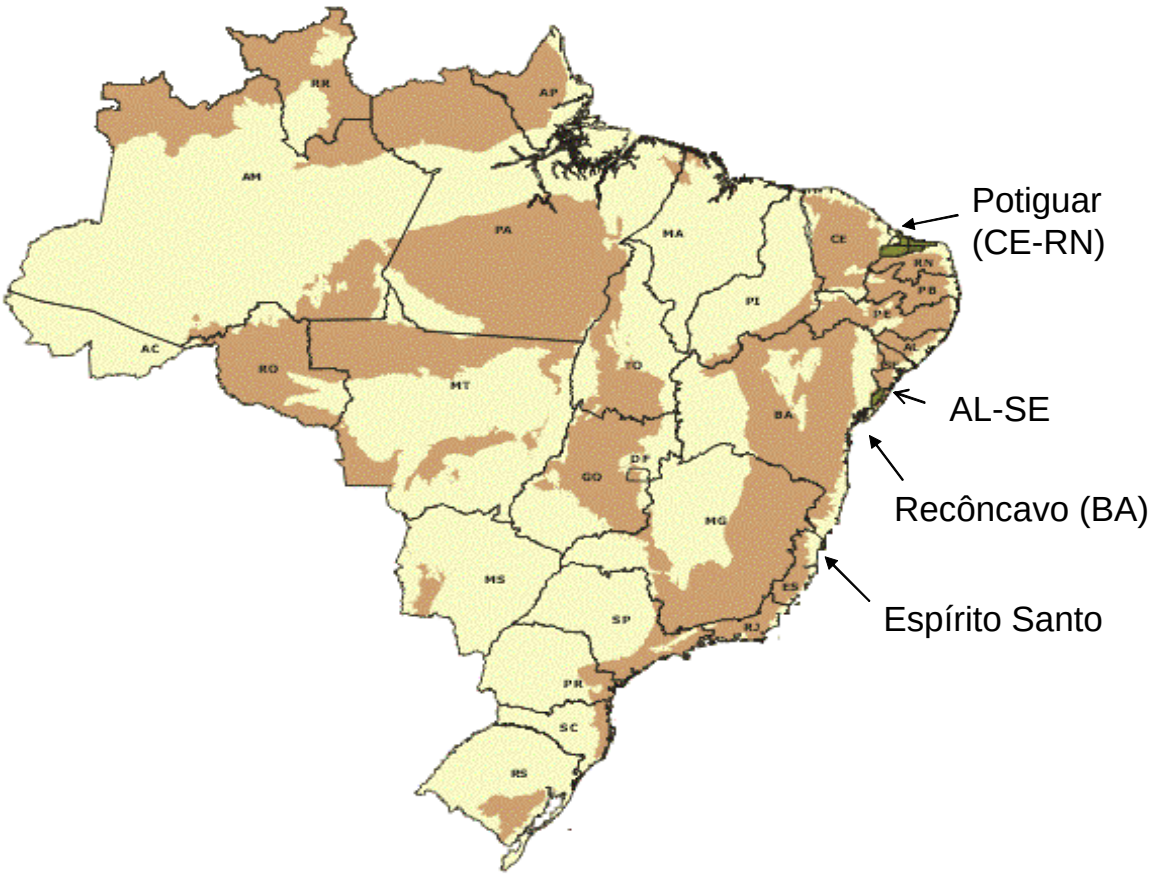

Figura 3.6 – Bacias Maduras Brasileiras. Fonte: ANP.

Através da Emenda Constitucional nº 9, em 1995, o país resolveu abrir o setor de petróleo, para empresas privadas nacionais e internacionais outra vez. Foi estabelecida, a seguir, a Nova Lei do Petróleo (NLP), Lei nº 9.478/97 que criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), incumbida da regulação do setor petróleo, cabendo, entre outros, a missão de organizar os processos de licitação de áreas e a celebração de contratos de concessão de direitos às atividades de E&P[23].

[22] No Anexo III, essas bacias estão destacadas separadamente.
[23] Toda a legislação básica encontrá-se no *site* da ANP (http: // www.anp.gov.br e Brasil-rounds)

(ZAMITH, 2001), bem como (ZAMITH e MOUTINHO DOS SANTOS, 2003,b), descrevem sucintamente o processo de reestruturação institucional da indústria de petróleo brasileiro desde a "flexibilização" do monopólio do petróleo no país. De acordo com o artigo 176 da Constituição Federal, a pesquisa e lavra de recursos minerais somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União. A ANP trabalha com um modelo padrão de Contrato de Concessão para as atividades onshore ou offshore. Trata-se, em comparação com o *lease* texano, de um documento extremamente complexo, que introduz custos de transação adicionais que podem inviabilizar atividades onshore[24].

Um dos objetivos do novo arcabouço legal e institucional que passou a ser construído a partir de 1995, foi o desejo do governo de extrair sua parte das rendas petroleiras tanto das empresas privadas, bem como da Petrobras (Lei n° 9.478/97 e Decreto n° 2.705/98, que dispõem sobre as participações governamentais). De fato, anteriormente, o crescimento da Petrobras também foi conquistado pela captura de rendas petroleiras que deixaram de ser partilhadas com o Tesouro, tendo sido mantidas internamente à corporação e transformadas, principalmente, em novos investimentos, novas descobertas, ampliação de reservas e um crescimento rumo a uma posição de liderança total nas políticas e estratégias petroleiras nacionais.

A estrutura institucional iniciada em 1995 e confirmada pela aprovação da NLP, não abandonou o antigo modelo centralizador com o qual o Brasil sempre geriu sua indústria de petróleo. Seus objetivos principais foram dois: (1) extrair rendas do setor de petróleo e transferi-las para um Estado sempre carente de recursos e com necessidades urgentes de financiar as contas públicas, mas também uma possível antecipação na captura das rendas; e (2) atrair capitais de riscos de empresas privadas, principalmente internacionais, para acelerar os esforços exploratórios e aumentar as probabilidades de novas descobertas de petróleo no país, visando uma futura auto-suficiência nacional.

Assim, com relação às rendas minerais a serem capturadas, a Lei 9.478/97 e o Decreto 2.705/98 introduziram, pela primeira vez no país, um regime fiscal específico para atividades de petróleo. Os principais instrumentos de arrecadação foram descritos no capítulo 2. De fato, o

---

[24] No Anexo IV é apresentado o Contrato da ANP, que apresenta versões ligeiramente modificadas desde 1999.

instrumento arrecadatório mais relevante para os campos maduros e/ou marginais são os *royalties*, com uma alíquota de 10% sobre o valor bruto da produção de petróleo, redutível a 5% nos casos de baixa lucratividade. A grande atratividade dos *royalties* reside em sua fácil administração. Porém, o estabelecimento de uma alíquota unificada para a aplicação destes pode prejudicar a lucratividade de alguns investimentos menores ou até mesmo inviabilizá-los. Segundo (POSTALI, 2002), este pode não ser o instrumento mais eficiente para garantir a atratividade de certas áreas, que têm elevado grau de incerteza quanto ao potencial dos recursos existentes ou baixa lucratividade. No entanto, verifica-se que o sistema fiscal estabelecido jamais esteve muito preocupado com seus possíveis impactos nas atividades onshore. A preocupação sempre esteve voltada aos grandes projetos offshore.

Sobre o segundo objetivo, o sucesso brasileiro tem sido razoável. Iniciado em 1999, já foram realizadas seis rodadas de licitações para contratos de concessão**.** Nas quatro primeiras rodadas, foram concedidos 88 blocos (sendo 26 em terra e 62 no mar) de um total de 157 blocos ofertados (40 em terra e 117 no mar). A quinta rodada de licitações, realizada em agosto de 2003, introduziu um novo modelo baseado no sistema de células, que segue os moldes de algumas regiões no mundo, entre elas o próprio Texas.

Este novo sistema proporcionou, nas duas últimas licitações, realizadas em 2003 e 2004, o oferecimento de um número maior de blocos, sendo 1.567 no mar e 548 em terra, totalizando 908 blocos, em 2003, e 913 blocos, em 2004. Desses 101 blocos (81 no mar e 20 em terra) foram concedidos em 2003; e 154 (65 no mar e 89 em terra) foram cedidos em 2004. Na sexta licitação parece ter havido um resgate parcial das atividades onshore, dado o maior interesse por esses blocos em relação aos offshore (vide o *website* das rodadas no *site* da ANP).

Desde o seu primeiro leilão de áreas, a ANP tem procurado adaptar os processos de licitação no sentido de criar condições mais competitivas aos pequenos produtores. Por exemplo, no segundo leilão, o "patrimônio líquido mínimo" exigido para as empresas interessadas reduziu-se de US$ 10 milhões para US$ 1milhão. No terceiro leilão, para dar-se um incentivo ainda maior às pequenas e médias empresas, o "patrimônio líquido mínimo" exigido passou a R$ 1milhão, sendo que as empresas puderam unir-se a outras cinco para formar consórcios com patrimônio líquido de R$ 6 milhões, para disputarem blocos terrestres no Espírito Santo, Recôncavo e

Potiguar. A introdução do sistema de células, descrito adiante, também objetivou favorecer pequenas empresas, assim como questões relativas ao trabalho mínimo exigido e aquisição de conteúdo nacional.

Porém, pode-se dizer que, mesmo considerando essas mudanças para estimular a presença das empresas de menor porte, com interesses nas áreas terrestres, ainda há um longo caminho a percorrer para criar um setor onshore realmente florescente. Ao longo desse processo, consolidou-se um novo modelo institucional muito similar ao anterior. O centralismo foi garantido pela criação da ANP e a manutenção intacta da liderança da Petrobras[25]. Empresas maiores foram privilegiadas para assumirem atividades de E&P, em grandes áreas de concessão, cujos requisitos técnicos e financeiros eram proibitivos para as pequenas empresas. A estas foi reservado papel menor de poder participar de consórcios junto com outras empresas. Sendo a operação normalmente liderada pelas grandes companhias.

A imposição de limites financeiros, para as empresas poderem participar dos leilões, elimina aquelas milhares realmente pequenas. Induzi-las a operar em consórcio é desconsiderar resistências históricas, que sempre estiveram presentes no Texas, nas discussões de unitização. A TRC sempre procurou acomodar essas restrições, privilegiando a manutenção de um grande número de empresas a despeito de dificuldades de gestão na esfera regulatória.

Com a quinta rodada de licitações, em 2003, a ANP após sofrer pressões externas, começou a repensar seu modelo para garantir maior participação de pequenas empresas e privilegiar interesses regionais. Sendo instituído o sistema de células, onde as bacias são divididas em um *grid* de tamanho pré-definido, sendo o tamanho médio dos blocos, como segue: bacias maduras terrestres com 30 km²; bacias marítimas em lâmina d'água inferiores a 400 m com 180 km² e superiores a 400 m com 720 km². O conceito desta nova metodologia é que, no lugar de receberem um bloco com dimensões já definidas pela ANP, as empresas podem compor suas áreas, selecionando as células de acordo com seus interesses e capacidade de investimento, apresentando ofertas por células.

[25] De fato, a partir de 2003, com um novo governo que iniciou ampla discussão sobre o papel de agências reguladoras independentes, assiste-se a um enfraquecimento progressivo da ANP e a Petrobras tem recuperado espaço para influir nas políticas setoriais, resgatando, na prática, o velho regime institucional. Neste cenário, o futuro das atividades onshore não deve ser muito promissor, podendo repetir-se o quadro que se manteve nos anos 1970-80.

Outra mudança introduzida foi a flexibilidade concedida às empresas para definirem seus próprios programas exploratórios mínimos de levantamento de dados sísmicos e de quantidade de poços a serem perfurados, possibilitando sua adequação à capacidade financeira da empresa. O *Quadro 3.2* apresenta um resumo da aquisição de áreas onshore destacando as empresas nacionais nos leilões anuais da ANP. Ressaltando que as aquisições das outras empresas, tais como, Petrobras, Union Pacific, Amerada Hess, Coastal, Samson, Koch, Dover, Partex, Petrogal e Portsea, não estão consideradas e que no *Round 1* não houve concessões onshore.

Quadro 3.2 - Áreas Terrestres Adquiridas por Empresas Nacionais 1999-2004

Round 2	blocos	empresas
	BT-SEAL-3	Marítima/Rainier
	BT-POT-3	Marítima/Rainier
	BT-REC-1	Queiroz Galvão(60%)/Ipiranga (40%)
	BT-REC-2,3	Marítima/Rainier
Round 3		
	BT-REC-4	Ipiranga (45%)*
	BT-REC-5	Petroserv
	BT-REC-6	Ipiranga (45%)*
	BT-POT-5	Marítima/Rainier
Round 4		
	BT-REC-7	Starfish Oil & Gas S.A.
	BT-REC-8,9	Queiroz Galvão Perf. S.A.
	BT-REC-10	PetroRecôncavo S.A.
Round 5		
	POT-T-302,401,402, 432,569,624	Aurizônia Emp. LTDA.
	POT-T-696,352, 353,354	Synergy Group Corp
Round 6	POT-T-197,321,392, 393,403,404,568, 613,701,790,881,883	Aurizônia
	POT-T-366,433,434, 476,477,485,562, 607,704,750,	ARBI
	POT-T-437,523,524, 527,528,699,REC-T-150, 163,177,191	Synergy (65%)*
	REC-T-139,23,235,32,51	W.Washington
	REC-T-178,192,220	Starfish
	REC-T-205,206 221,236	Starfish (20%*)
	REC-T-71,151	PetroRecôncavo S.A.
	ES-T-419	Synergy

Fonte: ANP. * em parceria com outras empresas.
SEAL: Sergipe-Alagoas, POT: Potiguar, REC: Recôncavo, ES: Espírito Santo.

Antes disso, em 2001, sem uma atuação mais efetiva do órgão regulador ou das autoridades políticas, frustou-se a tentativa de transferir campos maduros da Petrobras para a iniciativa privada[26]. Esse processo foi denominado como transferência dos "campos marginais da Petrobras". Foi a única licitação promovida pela empresa, tendo sido estabelecidos valores mínimos de compra que foram considerados muito altos inviabilizando o investimento e eliminando a maioria das empresas interessadas nas áreas em licitação.

Além da Petrobras, outras três empresas nacionais operam os campos marginais no País, a PetroRecôncavo e a W.Washington, na Bahia e a Marítima, em Sergipe-Alagoas. Sendo que, os resultados alcançados por essas empresas confirmam a possibilidade de se reverter a curva de declínio da produção desses campos através da reativação de dezenas de áreas e poços que se encontram fechados, e do trabalho de intervenção nos poços (*work-over*) de baixa produtividade, sendo a PetroRecôncavo um bom exemplo, obtendo, em quatro anos, um incremento de 50% no volume de petróleo extraído nas áreas em que opera.

3.3.1- Campos marginais no Brasil – a Região do Recôncavo Baiano

Este estudo contou com a realização de uma pesquisa de campo na região de Mata de São João, em agosto de 2003, onde a PetroRecôncavo está operando campos maduros da Petrobras através de contrato de serviços. A Bacia do Recôncavo ilustrada pela *Figura 3.7* localiza-se no Nordeste do País, no Estado da Bahia, ocupando uma área de aproximadamente 11.000 km^2. Seus limites são dados pelo Alto de Aporá, a norte e noroeste, pelo sistema de falhas da Barra, a sul, pela falha de Maragogipe, a oeste, e pelo sistema de falhas de Salvador, a leste. O conhecimento que se tem acerca desta bacia vem de dados exploratórios empreendidos pela Petrobras, que corresponde a cerca de 5.700 poços perfurados e 57.000 km de linhas sísmicas. As atividades de prospecção foram iniciadas em 1937, na época do CNP, sendo a primeira descoberta significativa de petróleo em 1939, no distrito de Lobato, em Salvador (VALOIS, 2000).

[26] Fonte: Revista Brasil Energia. **Campos Marginais: E Agora, José?** p. 46-47**,** n° 247, junho 2001.

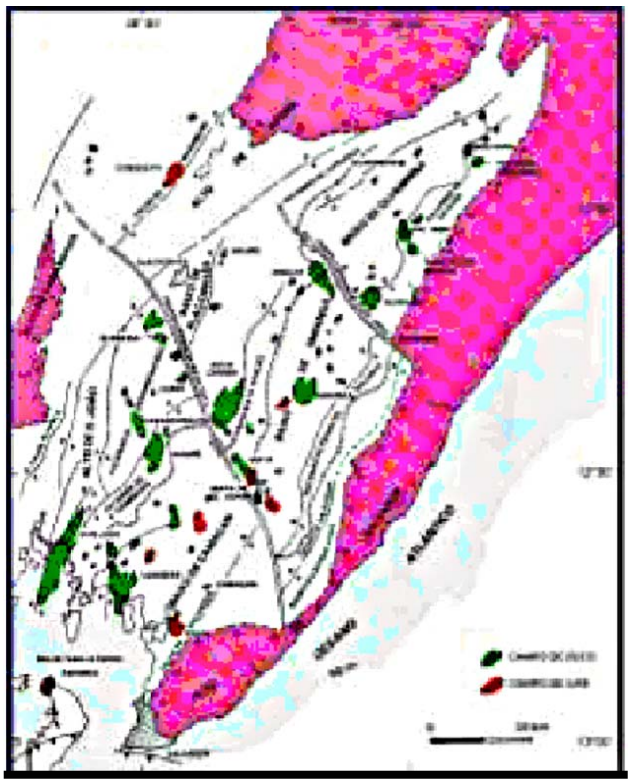

Figura 3.7 – A Bacia do Recôncavo. Fonte: Ciência Hoje, nº188, (2002).
Sendo os campos de petróleo (verde) e de gás (vermelho).

Esta região é responsável, praticamente, por toda "a produção de petróleo do estado da Bahia", apesar de suas reservas e produção estarem em constante declínio, como podemos observar nas *Figuras 3.8,3.9 e 3.10*[27] abaixo, a importância da atividade se faz presente para o conjunto da economia do Estado, tanto em termos de massa salarial, pessoal empregado e receita gerada; como, da criação de demanda específica. Além da receita de *royalties*, o potencial de dinamização de economias locais através das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural pode ser também associado às receitas geradas para proprietários das terras nas quais os campos de exploração e produção encontram-se localizados.

[27] Em termos da produção de gás natural, existem duas tendências: primeiro, o gás natural associado ao petróleo tem diminuído de modo semelhante à produção de petróleo; segundo, a produção do gás natural não-associado ao petróleo, ao contrário, tem aumentado.

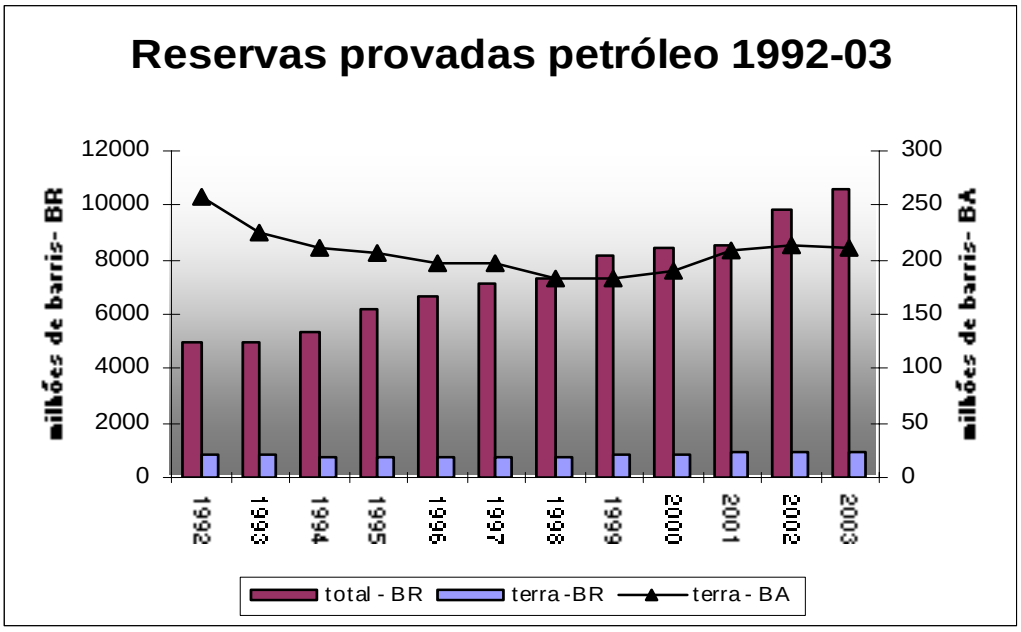

Figura 3.8 – Reservas provadas na Bahia x País.
Fonte: ANP, anuário estatístico (2004).

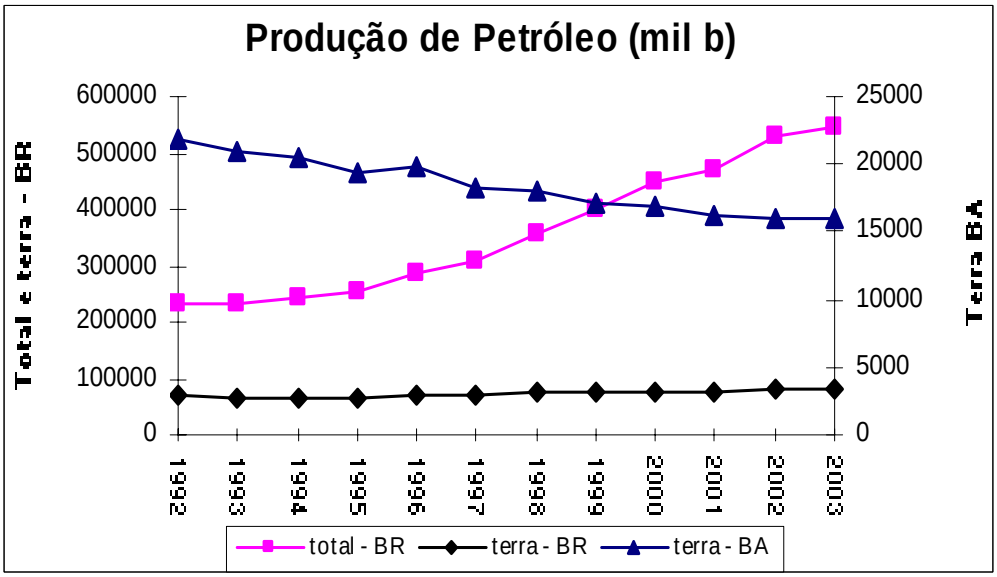

Figura 3.9 – Produção de petróleo na Bahia x País.
Fonte: ANP, anuário estatístico (2004).

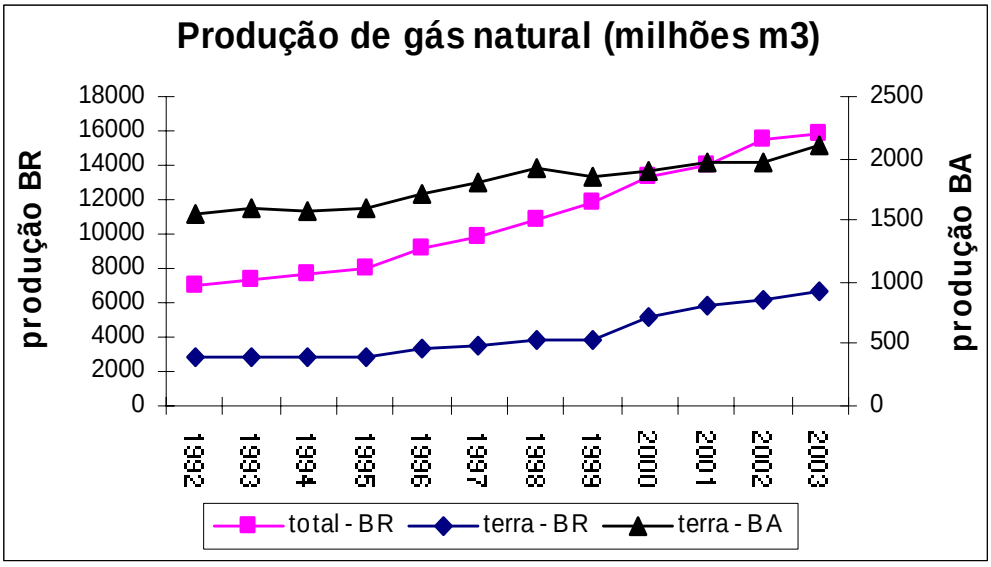

Figura 3.10 – Produção de gás natural na Bahia x País.
Fonte: ANP, anuário estatístico (2004).

O volume produzido diariamente na bacia do Recôncavo corresponde a um terço do volume produzido na época de pico de produção; sendo o petróleo de boa qualidade, porém o perfil parafínico do petróleo demanda serviços específicos na manutenção dos poços. Devido a uma profundidade de poço em média superior a 1000 metros, que significa uma grande profundidade para campos em terra, a complexidade operacional e o custo de produção são mais elevados, comparados com campos onshore rasos, a exemplo dos campos do Texas. Este maior custo também se dará nos métodos de recuperação avançado de petróleo nestes poços (NT 06 CTPETRO, 2003).

A maior parte dos campos em produção no Recôncavo são operados pela Petrobras, diretamente ou através de contrato serviços. Dentre as empresas que passaram a operar as atividades de produção de petróleo na região em decorrência das mudanças recentes no marco regulatório do setor, temos a PetroRecôncavo e a W.Washington. A PetroRecôncavo tem operações através de contrato de serviço com cláusula de *performance* assinado com a Petrobras em 2000, e a W. Washington adquiriu áreas no único leilão até então promovido pela Petrobras de cessão de parte de seus campos marginais, em 2001. Cabe lembrar que, existem na região

outras empresas nacionais, Marítima (Synergy), Starfish e Queiroz Galvão, que adentraram através da aquisição de áreas nos leilões anuais da ANP. A seguir, discutiremos a experiência da PetroRecôncavo através do contrato de serviço e da W. Washington, destacando as limitações a serem superadas no sentido de promover o efetivo desenvolvimento das atividades de produção em campos maduros e/ou marginais.

3.3.2- Caracterização das empresas independentes no Brasil

Têm-se a seguir dois exemplos de empresas atuando em atividades onshore de campos maduros na bacia do Recôncavo que operam áreas fora do processo de licitações da ANP, que são as outras duas formas possíveis de inserção no setor no país. O primeiro exemplo, trata-se da PetroRecôncavo, empresa que fez parte da pesquisa de campo realizada a nível deste estudo, a qual opera campos da Petrobras através de contrato de parceria com a mesma. E, o segundo exemplo é o da W.Washington, que adquiriu áreas através da licitação de campos marginais da Petrobras, em 2001. Verifica-se em ambos os casos, que as duas empresas para se inserirem no setor dependeram da decisão da Petrobras em disponibilizar áreas: (1) ou operando em parceria com esta, como no caso da PetroRecôncavo; (2) ou com a aquisição de áreas sob sua concessão, através da transferência dos seus direitos de exploração para a empresa independente, como foi com a W. Washington.

(1) A PetroRecôncavo é uma empresa formada pela associação da Perbras (25%), Petrosantander (50%) e Banco Oportunity (25%). Sendo que, a Perbras (Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.) atua na região desde 1970, na operação de sondas de produção, tendo a Petrobras como a sua maior cliente, e a Petrosantander tem experiência no setor como operadora em campos de exploração nos Estados Unidos. O fato de a PetroRecôncavo ser uma associação de empresas que já dispõem de experiência no setor e, de ter um contrato de parceria de produção com a Petrobras com cláusula de *performance* são vantagens que a capacita melhor para as atividades de E&P na região.

A PetroRecôncavo assinou um contrato com a Petrobras pelo prazo de 27 anos, a partir de agosto de 1998, onde esta será remunerada pela produção, através de uma taxa fixa atrelada a

uma curva de produção projetada, mais um percentual de participação sobre cada barril incremental obtido. Sendo que, os resultados iniciais dessa parceria até 2004, foram os seguintes: dos 12 campos maduros da Petrobras localizados na Bacia do Recôncavo (Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria), a empresa conseguiu elevar a produção na região em 1,1 mil barris/d de óleo e em 170 mil m³/d de gás, reabrindo um total de 150 poços, tendo hoje 335 poços produtores (dos 445 poços existentes em seus campos), produzindo hoje cerca de 3,5 mil b/d de óleo e 350 mil m³/d de gás. Os investimentos na região até agora foram de US$ 10 milhões, gastos com a reativação de poços fechados; na intervenção em poços em operação e, na reforma das instalações existentes. Há, ainda, a intenção de se continuar reabrindo mais poços com potencial para reaproveitamento, utilizando-se tecnologias apropriadas, como a injeção de água para incrementar a produção ou técnicas para a inibição da formação de parafinas nos poços.

O incremento da produção foi conseguido através da introdução de algumas mudanças na operação dos campos em relação ao padrão adotado previamente pela Petrobras. Foi realizada a reavaliação da geofísica dos campos, e, em alguns casos, substituíram-se as tecnologias de produção, sendo que as operações com sondas de *workover* dedicadas aos poços, foram intensificadas. Com todo esse trabalho adicional, nesse período foram criados mais de 500 empregos diretos e indiretos.

As dificuldades da PetroRecôncavo vêm diminuindo desde que começou a operar na região. Sendo que, a maior dificuldade ainda reside em conseguir ampliar o seu espaço junto aos prestadores de serviços que, geralmente, são grandes empresas multinacionais, como a Halliburton e a Weatherford, e que estão muito concentrados em torno da Petrobras. Uma vantagem que a PetroRecôncavo tem é ter a própria Perbras como principal prestadora de serviços de sondas na manutenção de suas atividades. Contudo, no contexto econômico que marca as atividades de produção em campos marginais, os pequenos operadores requerem menores custos e maior flexibilidade na contratação para a prestação de serviços e a solução estaria na presença mais expressiva na região de empresas menores para o fornecimento dos serviços especializados, em substituição aos grandes prestadores de serviços.

Ressalta-se, ainda que, a PetroRecôncavo também está presente no Recôncavo através da aquisição do bloco BT-REC-10[28] no quarto leilão da ANP realizado em 2002. Esta situação difere da anterior em dois pontos: primeiro, a empresa teve que arcar com o pagamento inicial do bônus de R$ 1.128.000,00, dado como lance para poder arrematar a área. E, segundo, a Petrorecôncavo não desfruta, neste caso, da facilidade de ser parceria da Petrobras.

(2) Quanto a W.Washington (empresa que se especializou em licitações públicas e opera em vários ramos de atividades), esta se inseriu no contexto de operação de campos maduros e/ou marginais através do leilão de áreas marginais da Petrobras, ocorrido em 2001, arrematando áreas na região da Fazenda Rio Branco, Fazenda São Estevão, Santana e Sauípe. Esse modelo de inserção nas atividades de produção de petróleo na região do Recôncavo tem se refletido em uma série de dificuldades, enfrentadas pela empresa que, sem estrutura de apoio, considera que a Petrobras não se preparou para a venda de seus campos. Sendo que, além das dificuldades no processo de transição entre a empresa e a Petrobras, a W. Washington tem tido problemas na obtenção de alguns serviços, dada a falta de flexibilidade contratual das prestadoras de serviço acostumadas a trabalhar com a Petrobras. Estas empresas prevêem apenas contratos fechados e não por chamada de serviço. O mesmo acontece com o serviço de sondas, indispensável na intervenção dos poços, pois todas as sondas da região estariam contratadas pela Petrobras ou PetroRecôncavo e, uma vez que a empresa não tem um volume de serviço que justifique a contratação de uma sonda, esta acaba dependendo de alguma janela de outra operadora para poder dispor do equipamento. Outro problema que a empresa tem enfrentado é operacional. Trata-se do grande volume de água que o campo de Sauípe vinha produzido, sendo fechado em 2002, este foi cedido à Universidade para servir de Campo Escola.

3.4 Cenário Futuro e Presente para Atividades Onshore no Brasil

(MORATO et al., 2004), resgatando os dados de produção e de reservas de petróleo publicado pela Petrobras para as atividades onshore e, adotando o tradicional modelo analítico

[28] O campo Lagoa de Paulo (devolvido em 1998 pela Petrobras) dentro da área do BT-REC-10 é o primeiro campo marginal dos 26 concedidos pela ANP que foi recolocado em operação, extraindo cerca de 80 b/d.

das Curvas de Hubbert (vide HUBBERT, 1962), descrevem o passado e sugerem um cenário futuro para as atividades onshore no Brasil.

Como mostrado na *Figura 3.11,* as atividades onshore brasileiras podem ser descritas pela superposição de quatro curvas de Hubbert, denominadas pelos autores de **Terra 1 a 4**. Cada uma dessas curvas descreve um ciclo histórico dos investimentos em E&P onshore no País. Resgatando o breve histórico dessas atividades, como apresentado no *item 3.3,* os autores estimam que: **Terra-1** corresponde ao primeiro ciclo da exploração da bacia do Recôncavo (1954-69); **Terra-2** corresponde ao segundo ciclo da bacia do Recôncavo, mais Sergipe e Alagoas (1954-90); **Terra-3** engloba as bacias do Rio Grande do Norte, Ceará e Espírito Santo (1966-06); e **Terra-4** representa áreas de fronteiras, como o alto e médio Amazonas (1969-2038).

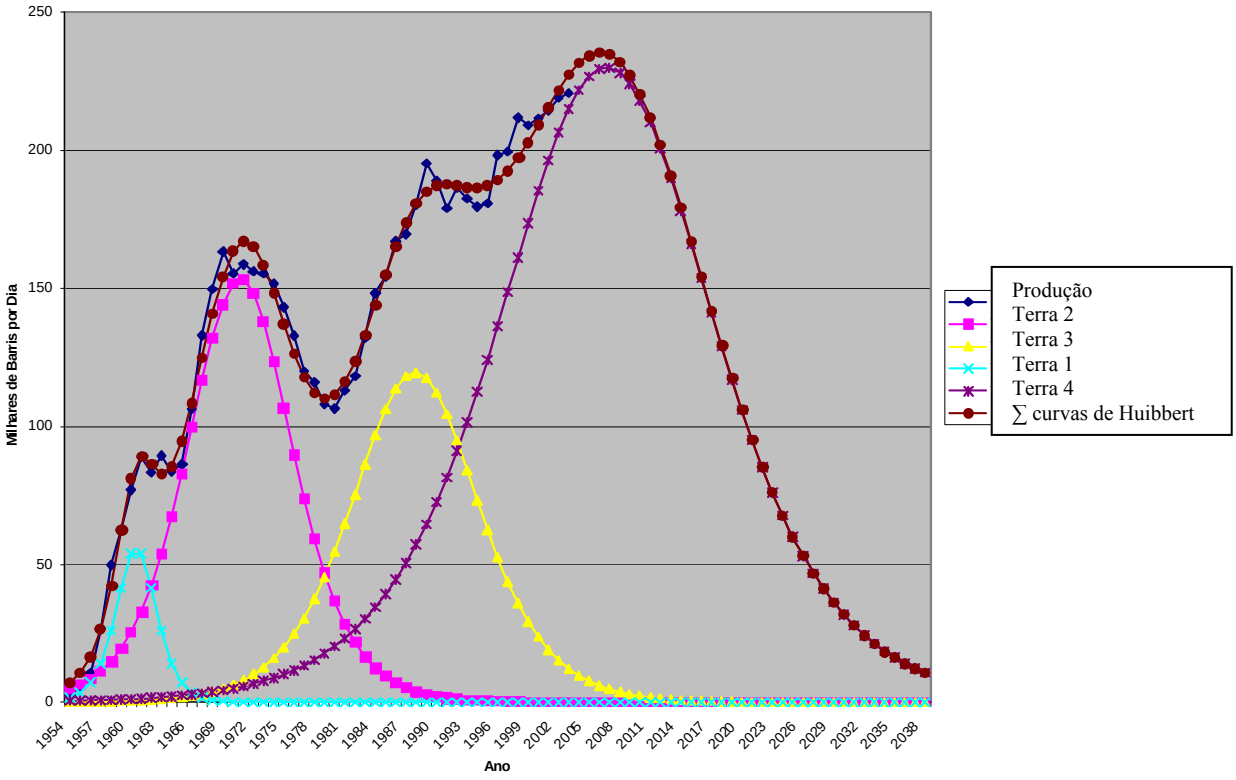

Figura 3.11 – Curvas de Hubbert – A Produção de petróleo em terra no Brasil.
Fonte: (MORATO et al., 2004).

Aceitando-se tal modelagem como uma primeira abordagem do potencial total onshore brasileiro, verifica-se que **Terra 1 a 3** são áreas nitidamente maduras, com níveis de produção já seguindo o braço descendente da curva de Hubbert. Essas áreas estão, claramente, no foco deste trabalho. A curva de **Terra-4** é dominante, representando a principal oportunidade para atividades onshore no Brasil. Esta curva de Hubbert ainda encontra-se no braço ascendente. Os autores estimam que **Terra-4** representa as novas áreas de produção onshore descobertas pela Petrobras nas últimas décadas, principalmente em zonas da floresta amazônica.

Evidentemente, **Terra-4** apresenta o maior grau de incertezas. Zonas de fronteira sempre podem se revelar muito mais promissoras que a imagem do passado pode contar. Assim, com o avançar dos investimentos exploratórios nessas áreas e a realização de grandes descobertas, poderá ser necessário corrigir para cima a curva de Hubbert **Terra-4.**

Da mesma forma, o registro de descobertas importantes em outras zonas de fronteira onshore, por exemplo, na Bacia Sedimentar do Paraná, requererá, eventualmente, a adição de novas curvas de Hubbert ao modelo, modificando completamente o quadro do potencial petroleiro onshore no Brasil.

Porém, tais perspectivas são muito conjecturais e talvez irrealistas. Com os dados presentes e expressos pelas curvas **Terra 1 a 4** da *Figura 3.11*, apenas pode-se estimar que o potencial de petróleo onshore, que ainda pode ser descoberto no país, é de 1,56 bilhões de barris (soma dos EUR[29]'s dos 4 períodos de 3,99 bilhões de barris, menos a produção cumulativa até 2002, de 2,43 bilhões de barris).

Trata-se de um potencial claramente pequeno, nada comparado com as principais províncias onshore do mundo e nem mesmo com o potencial offshore brasileiro. Por exemplo, só o campo de *East Texas* era 3,5 vezes maior. Assim, como já mencionado no capítulo introdutório, não se pode esperar qualquer papel decisivo das atividades onshore no suprimento total de petróleo para a nação ou na marcha brasileira rumo a uma possível auto-suficiência em petróleo.

[29] Vide Morato et al (2004) para compreender o conceito de EUR - Estimated Ultimated Recovered: soma das reservas totais mais a produção cumulativa e, suas estimativas para o Brasil.

Rigorosamente, selecionando-se apenas aquelas áreas onshore nitidamente maduras e representadas pelas curvas de Hubbert **Terra 1 a 3**, nota-se que o potencial onshore ainda a ser descoberto e que encontra-se sob a ótica desta pesquisa, é muito menor, sendo estimado em 370 milhões de barris[30]. Sua relevância para o quadro energético nacional é extremamente limitada, representando menos do que 3% das reservas brasileiras.

Ainda assim, adotando-se um preço médio histórico para o petróleo de 25 a 30 dólares por barril, bem como custos de capital e operação para essas atividades onshore de 10 a 15 dólares por barril (o que representa as faixas de custo mais altas para o petróleo brasileiro), pode-se estimar rendas petroleiras da ordem de 3,7 a 7,4 bilhões de dólares a serem geradas, coletadas e partilhadas entre investidores e o Estado, as quais podem gerar riquezas nas próprias regiões de produção. Tais rendas, em qualquer situação, representam recursos de grande monta para as regiões em questão. Trata-se, portanto, de promover uma antecipação de sua coleta.

Mantendo-se esse recurso na região, verifica-se a sua enorme importância para garantir oportunidades para comunidades pobres. Além disso, os investimentos necessários para mobilizar essa renda têm elevado poder multiplicador na geração de empregos diretos e indiretos, representando uma antecipação de benefícios para as regiões em consideração.

Finalmente, um último tópico que caberia nesta discussão é discorrer sobre a presente situação dos campos maduros onshore no Brasil (vide, em *anexo V*, a relação das bacias onshore brasileiras e o status dessas em relação à produção), sendo as mais representativas a de Potiguar no Rio Grande do Norte, do Recôncavo, na Bahia, e Sergipe-Alagoas.

A ANP, no documento aprovado pela Portaria nº 279/03, que regulamenta o processo de cessão total de direitos inerentes a Contratos de Concessão de campos marginais de petróleo e gás natural, indica que "dentre os campos de rentabilidade marginal, destaca-se a presença de campos em adiantado estágio de produção (campos maduros) e de pequenos campos em desenvolvimento. Considerados de risco geológico reduzido, esses campos maduros proporcionam uma oportunidade para o desenvolvimento de técnicas de recuperação suplementar, sendo que os pequenos campos em desenvolvimento aumentarão as demandas por

[30] O total de 1,56 bilhões de barris, menos a metade do EUR de Terra-4 (1,19 bilhões de barris), pois praticamente metade de seus 2,38 bilhões de barris já foram explotados.

equipamentos fornecidos pela indústria nacional de bens de produção. Dessa forma, estimular-se-á a pesquisa por novas tecnologias, promover-se-á o desenvolvimento, ampliar-se-á o mercado de trabalho, e os recursos energéticos serão melhor valorizados."

Segundo a ANP (CIÊNCIA HOJE, 2002), existem no Brasil 142 campos terrestres de petróleo com reservas provadas de até três milhões de barris cada um, que, em conjunto, totalizam cerca de 100 milhões de barris, representando apenas 1% das reservas provadas brasileiras. Pode-se observar, no *Quadro 3.3*, um sinal de marginalidade econômica nesses campos. Nota-se a diferença entre o número de poços perfurados e o número de poços produtores. De um total de quase 3.500 poços perfurados, só aproximadamente 1.000 estão em operação, sendo que esses 1.000 poços em operação encontram-se distribuídos por 89 áreas (campos) produtoras, produzindo um total de 17 mil b/d de óleo e 1,7 milhão de m³/d de gás.

Quadro 3.3 – Campos Marginais Brasileiros

Campos marginais brasileiros							
Estado	Número de campos	Reservas provadas	Produção		Número de poços		Investimentos 2002-2006
		(milhões de barris)	Óleo (bpd)	Gás (Mm³/d)	Perfurados	Em produção	(Milhões R$)
Amazonas	6	2.170	0	0	16	0	233.217
Ceará	1	0.044	35	0	6	3	0.149
R.G.Norte	28	21.402	5.182	107	460	222	14.526
Alagoas	3	0.702	0	0	22	8	0
Sergipe	8	2.431	859	21	280	48	6.231
Bahia	67	54.278	9.520	1248	2231	503	82.043
E. Santo	28	12.480	2.217	354	457	219	94.8
Paraná	1	0	0	0	2	0	0
Total	142	93.507	17.813	1730	3474	1003	430.966
bpd = barris por dia Mm³/d = milhões de metros cúbicos por dia							

Fonte: Ciência hoje, nº 188, (2002).

Para que se promova a geração de negócios no setor brasileiro de E&P de petróleo e gás natural com a criação de um mercado de pequenos produtores nacionais, a exemplo do que ocorre no Texas, o país tem que tentar solucionar a falta de disponibilidade de áreas para a criação deste mercado. Muitos desses pequenos projetos encontram-se concentrados na Petrobras que alega

que os mesmos são economicamente viáveis para mantê-los em sua carteira de negócios. Das concessões terrestres consideradas marginais, 46 estão sem produzir (vide *Quadro 3.4).* Estão localizadas, principalmente, no Nordeste (Bahia, Rio Grande do Norte, Sergipe e Alagoas), mas também no Sudeste (Espírito Santo) e no Norte (Amazonas), onde algumas dessas áreas estão fechadas desde a década de 1960. Outras não operam por falta de uma infra-estrutura de escoamento, ou nem chegaram a operar, como os campos de Lagoa Branca, Iraí, Fazenda Santa Rosa, Fazenda Matinha e Querará, localizados na Bacia de Tucano, na Bahia, e descobertos entre os anos de 1962 e 1992.

Quadro 3.4 - Concessões Terrestres sem Operação

Empresas	nº de campos fechados	previsão de entrada em operação
Petrobras	41	2004-2007
Marítima	4	2004-2005
W.Washington	1	-
Total	46	-

Fonte: Rev. Brasil Energia. **Especial Campos Marginais**, p.30-47, n° 279, fev. 2004.

Portanto, o ganho de produtividade depende, basicamente, do foco empresarial, pois é pouco provável que grandes petroleiras, como no caso da Petrobras, dediquem seus recursos igualmente, a campos de alta e de baixa rentabilidade, tendendo a postergar estes últimos indefinidamente. Por outro lado, esses projetos marginais tocados pelo pequeno produtor tendem a dar melhores resultados, pois apenas um pequeno incremento de produção já produzirá um impacto positivo sobre a pequena carteira de projetos dessas empresas menores e outros benefícios.

3.5 Conclusão do Capítulo

Este capítulo se pautou na revisão histórica das atividades de petróleo no Texas e no Brasil, levando em consideração o desenvolvimento das atividades onshore que, hoje, para ambos, apresentam um elevado grau de maturidade. Foram descritos os aparatos regulatórios, as características básicas contratuais de cada região e a forma como os atores têm acesso ao setor. Essa caracterização será a base para que se possam analisar as principais dimensões teóricas desses dois diferentes cenários, adotando-se os conceitos da NEI e da ECT. Isso será visto nos próximos três capítulos, nos quais serão discutidas, respectivamente, a especificidade dos ativos, as incertezas e riscos e a freqüência das transações na exploração e produção de petróleo e gás natural em campos maduros no Texas e no Brasil.

O capítulo procurou demonstrar a relevância da análise que segue, pois, apesar de existir um patrimônio de recursos naturais a ser explorado, a realidade brasileira encontra-se distante em relação ao dinamismo encontrado no Texas, cujas origens históricas e potencial doméstico são totalmente diferentes, mas permitem uma reflexão profunda do caso do Brasil.

4. A ESPECIFICIDADE DOS ATIVOS NA E&P DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

4.1 Introdução ao Capítulo

O setor de exploração e produção de petróleo e gás natural caracteriza-se por projetos de longa maturidade e por investimentos elevados em ativos irreversíveis (*sunk costs*), que não se consegue mais recuperar depois de realizados. A irreversibilidade dos investimentos decorre da especificidade dos equipamentos da indústria petrolífera, por exemplo, um poço é um ativo fixo totalmente irreversível, mesmo uma plataforma de petróleo para atividades offshore, serve apenas para a extração dos recursos do subsolo, e ainda que haja um mercado secundário para esses equipamentos, este tende a ser limitado e envolve, ainda, importantes investimentos para sua revitalização. Uma sonda de perfuração é específica para petróleo e o seu uso em outras atividades com perfuração, como para água, envolve grandes perdas de valor para o proprietário do equipamento.

Neste capítulo, explora-se a importância da especificidade dos ativos nos custos de transação das atividades de E&P onshore, comparando a situação brasileira e texana. Sugere-se que iniciativas que visem o desenvolvimento de atividades onshore no Brasil não podem deixar de considerar essa dimensão e devem buscar uma melhor gestão, ou uma redução das barreiras impostas pela especificidade dos ativos.

4.2 A Especificidade dos Ativos na E&P Onshore em Campos Maduros no Texas e no Brasil

No capítulo três, comentou-se que, a estrutura industrial do setor petrolífero texano, ao longo de seu desenvolvimento, e em função da expansão contínua da demanda por petróleo e da natureza das novas tecnologias utilizadas na exploração, foi submetida a um processo de segmentação crescente. Dado o caráter altamente técnico de várias atividades e a grande especificidade requerida dos recursos humanos para desenvolver e bem operar novos métodos e tecnologias, as empresas de petróleo gradualmente terceirizaram várias dessas atividades e surgiram vários mercados para serviços especializados.

Assim, no estado do Texas, vê-se a formação de grandes segmentos industriais, incluindo o setor da locação e operação de aparelhos de perfuração, o de fornecimento de "lamas" de perfuração, o segmento de sondagens geofísicas, serviços de recuperação e manutenção de poços. Verdadeiros aglomerados industriais foram formados com empresas que, posteriormente, moveram-se para também operar em outras regiões dos Estados Unidos e mesmo no exterior.

Ao preservar a competitividade de um grande número de empresas petroleiras, englobando desde as menores até as principais *majors*, garantiu-se um mercado bastante dinâmico para fornecedores de equipamentos e prestadores de serviço. Estes podendo suprir um número grande de potenciais consumidores, puderam reter ativos específicos sem correr o risco de ver sua quase-renda extraída por oportunistas.

Por outro lado, as empresas do setor de petróleo puderam, igualmente, avançar no processo de reorganização de suas atividades que, anteriormente, costumavam ser verticalizadas mantendo, internamente, todas as principais competências necessárias para explorar ou produzir petróleo ou gás natural. Essa situação inviabilizaria os pequenos operadores, pois apenas grandes corporações podem dar-se ao luxo de internalizar um número grande de ativos e conhecimentos tão específicos. No Texas, as empresas substituíram seus investimentos diretos por uma imensa rede de prestação de serviços e fornecimento de equipamentos.

Criou-se, assim, um mercado farto, diverso e repleto de fornecedores, inicialmente pequenos e médios, atualmente, envolvendo também grandes corporações de empresas super-especializadas e protegidas pela competência tecnológica (vide ZAMITH, 2001). A cada instante, procuram beneficiar-se do monopólio de inovações recentemente desenvolvidas, com posição marcante em seus respectivos mercados. Tem-se, igualmente, outras empresas, vindas de outros setores, que souberam aproveitar convergências tecnológicas e sinergias econômicas para adentrarem no setor de E&P.

Foi estabelecida uma rede de cooperação institucional e de prestação de serviços, permitindo uma melhor circulação das informações e articulação das competências necessárias à descoberta e ao desenvolvimento das reservas de petróleo. Os fornecedores e prestadores de serviço para o setor passaram a constituir uma teia compartilhada de conhecimentos e assumiram um papel preponderante no desenvolvimento tecnológico e econômico do setor. Ativos cada vez

mais específicos foram transferidos para essas empresas que encontraram um grande espectro de potenciais clientes, preservando o valor econômico de equipamentos e conhecimentos.

Ao comparar-se tal situação do Texas com a realidade encontrada no Brasil, visto os históricos diferentes das duas indústrias, mas também o diferente grau de centralização adotado por cada país e os papéis distintos assumidos pelos governos, não se verificou aqui o desenvolvimento de um ambiente similar, propício à criação de novas oportunidades, geração de negócios e atração de investimentos.

Em uma primeira etapa, coube à Petrobras centralizar todas as atividades. A empresa internalizava todas as competências específicas do setor. Prestadores de serviço externos apenas trabalhavam nos segmentos menos específicos, pois, caso contrário, caíam na armadilha de depender de um único cliente, poderoso e estatal. Ao longo dos anos 1950-60, o foco da Petrobras esteve no refino (vide MOUTINHO DOS SANTOS, 2001), e a partir dos anos 1970, quando tornou-se uma empresa predominantemente de E&P, voltou-se para o offshore. Desta forma, o ritmo das atividades E&P em terra no Brasil, jamais permitiu consolidar uma escala mínima eficiente para potenciais fornecedores externos. Alguns poucos candidatos jamais puderam mitigar os custos de transação gerados da especificidade de seus ativos. Sempre estiveram dependentes das demandas da Petrobras e de sua eventual alocação de recursos em investimentos onshore, invariavelmente menos atrativos que os offshore.

A partir de 1997, quando se inicia a reestruturação do setor no país, com uma certa retomada de atividades onshore, conforme narrado no capítulo três, as barreiras impostas pela especificidade dos ativos se revelam ainda mais importantes. No Texas, a oferta de sondas de perfuração, outras tecnologias e serviços é sensível à evolução dos preços do petróleo. Com o arrefecimento dos preços, surge uma super oferta de equipamentos, reduzindo os preços cobrados das companhias de petróleo, garantindo, assim, que os investimentos mantenham um certo dinamismo para a indústria. A elevação dos preços do petróleo conduz a uma rápida busca dos fornecedores, pois as áreas de exploração das empresas de petróleo são, em si, ativos com elevada especificidade temporal. Assim, por exemplo, não concretizando um levantamento sísmico em um momento determinado, pode-se atrasar toda a atividade exploratória e, inclusive, comprometer suas obrigações contratuais.

Dada a recente "flexibilização" do monopólio no setor de petróleo e gás natural, apenas a Petrobras dispunha de dados sobre as bacias sedimentares e, que atualmente, atendendo as exigências da Nova Lei do Petróleo, fazem parte do acervo do órgão regulador, que é responsável em administrá-los através de um Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP)[1]. Este fato faz com que as empresas entrantes no setor tenham desvantagem em relação à estatal quanto as análises dos dados de sísmica e de poços das áreas oferecidas nos leilões e muitas vezes prefiram se juntar à Petrobras através de operações conjuntas. Estes custos de adquirir e processar as informações tem maior impacto sobre as pequenas empresas e é muito referenciado pelos agentes privados que têm interesse em atuar nas atividades de exploração de petróleo em terra no Brasil, os quais advertem que os altos preços, tanto para aquisição das áreas e também para a compra dos dados geológicos relativos às mesmas, tornam seus investimentos muitas vezes inviáveis. No caso do Texas, por exemplo, os dados sísmicos e geológicos não são tão restritos, existem muitas empresas que já fizeram estudos do seu subsolo para fins de exploração de seus recursos minerais. E, portanto, essa grande disseminação de informações e agentes operando no setor há muito tempo, tornou mais ágeis, fáceis e baratas a divulgação de dados para tomada de decisão sobre os investimentos em desenvolvimento de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural.

No Brasil pós-reestruturação de 1997, em um primeiro momento, apenas empresas como PetroRecôncavo, que possuía sondas de perfuração, puderam aproveitar as primeiras oportunidades de parceria junto com a Petrobras. Para o resto do mercado, a disponibilidade local de equipamentos específicos é uma séria dificuldade. A incompatibilidade entre a existência de equipamentos e uma súbita disponibilização de áreas que requerem rápida exploração, inibe a evolução do mercado, tornando-se uma questão ainda mais delicada para os pequenos produtores. Além disso, não há incentivos imediatos para que se aumente a oferta de equipamentos e serviços. De um lado, questões tributárias, de financiamento e mesmo regulatórias, ainda inibem

[1] A ANP lançou um plano decenal, de 2002 a 2011, com previsão de trabalhos voltados à aquisição sistemática de dados, visando a solução de problemas exploratórios; fomento a bacias maduras ou prioritárias e, ao desenvolvimento de novos conhecimentos e tecnologias. Porém, este programa esbarra na dificuldade de repasse pelo governo federal dos recursos da *participação especial* (advindos das operações em áreas de grande produção ou rentabilidade), que devem ser destinados ao financiamento de estudos e serviços geológicos e geofísicos das bacias sedimentares brasileiras, previstos na NLP. Assim, a atuação da agência fica restrita aos problemas de contingenciamento dos recursos (Revista Petro & Química, **Potencial Brasileiro**, ed. 258, mar.2004 e Brasil Energia, **Carteira de R$ 200 milhões**. pp.21-22, n° 290, jan. 2005).

possíveis produtores e/ou importadores de equipamentos. Por outro lado, quase todos os ativos têm grande especificidade local e dificilmente podem ser mobilizados de uma região a outra do País. Assim, a indústria de equipamentos e serviços só pode consolidar-se independentemente quando as atividades onshore realmente deslancharem e garantirem uma diversidade de clientes potenciais.

No capítulo anterior mostrou-se como a evolução legal e regulatória no Texas conduziu ao surgimento de uma miríade de empresas operadoras e proprietários de recursos minerais. Na medida em que surge essa diversidade, aparece também a oportunidade de terceirização de atividades que reduzirá, posteriormente, os custos de transação advindos da especificidade de ativos. Esse fato possibilitou o surgimento de uma avalanche de pequenas e médias empresas, de dimensão local e hiper-especializadas que incorporam uma importante "vantagem competitiva" aos igualmente pequenos produtores de petróleo. O trabalho sinérgico desses dois segmentos faz com que, mesmo campos muito maduros, ainda encontrem soluções competitivas para operar, inclusive em cenários de preços de petróleo menos favoráveis.

Segundo a ótica prevista na ECT, a definição de rotinas simplificadas, de processos normalizados e de procedimentos codificados, assegurou o incremento da qualidade e a maior regularidade aos serviços prestados e aos equipamentos fornecidos às companhias de petróleo, tornando-se uma importante fonte de redução dos custos de transação.

O início da normatização das informações, da definição de *standards* e de padrões dos serviços e equipamentos de exploração nos Estados Unidos foi impulsionado por um programa lançado em 1925 pelo *American Petroleum Institute*. Levou-se algum tempo para que o fornecimento dos serviços deixasse de se estabelecer caso a caso. Foi após os anos 1930 que se intensificou o processo de padronização do aprendizado. A redução dos custos foi tamanha que a pesquisa geofísica, a operação de equipamento de perfuração, parte das sondagens e a construção do poço passaram a ser sub-contratados pelas companhias de petróleo.

A organização institucional da indústria do petróleo, por se tratar de uma atividade intrinsecamente cíclica, de alta sofisticação tecnológica, especialização crescente e aprendizagem localizada, adquire maior flexibilidade quando pode beneficiar-se da terceirização. Essa organização de atividades exploratórias, por intermédio do mercado, via sub-contratação,

nitidamente observada no Texas, permitiu reduzir os elevados custos de perfuração, limitar os prejuízos com um poço seco e distribuir as perdas durante as fases descendentes do ciclo, quando os preços do petróleo caem.

Porém, em um momento seguinte, a especialização em torno de itens importantes das atividades de prospecção e exploração de petróleo, como a cimentação e o uso de brocas de perfuração mais sofisticadas, permitem acelerar o processo de aprendizado e o surgimento de tecnologias vitoriosas, muitas criadas por indivíduos inovadores que também criaram as empresas que dominaram os respectivos mercados, tais como: Halliburton, na *cimentação de poços*; Hughes, na invenção da "broca tricone" (que permitiu a redução dos custos de perfuração de US$ 25,08 por unidade de perfuração para US$ 6,38); Baker, responsável por numerosas inovações nos equipamentos de fundo de poço (*casings*); Eastman, na concepção mais precisa de equipamentos de perfuração dirigida e de brocas não convencionais e o físico francês Schlumberger, que desenvolveu vários métodos magnéticos, elétricos e mecânicos para a perfilagem de poços, estabelecendo o domínio de uma tecnologia de ponta (DUTRA, 1995).

Com o tempo, várias empresas foram adentrando no mercado de locação e operação dos equipamentos de perfuração, sendo que, nos Estados Unidos, em 1935, apenas três poços sobre dez eram perfurados por conta própria. Em 1950, a relação já tinha passado a um sobre dez e, em 1960, praticamente todos os poços eram contratados a terceiros, sendo que esse mercado especializado tornou-se tão ou mais importante, economicamente, para o Texas que o próprio setor de petróleo.

No Brasil, tal realidade jamais se materializou, nem offshore e muito menos onshore. Como escreve (ZAMITH, 2001), a Petrobras sempre esteve na liderança no sentido de incitar a capacitação de seus fornecedores. Contudo, o ambiente comercial era contraditório, tais fornecedores terminavam dependentes e muitas vezes parasitas da empresa estatal. No relançamento das atividades onshore no Brasil ainda há espaços a serem ocupados e oportunidades a serem conquistadas. As atividades são muito pequenas para suportar tecnologias e serviços mais sofisticados, geralmente importados. Portanto, há uma dimensão bastante micro a ser desenvolvida que permitirá o surgimento de empresas, tecnologias e conhecimentos nacionais. Para tanto, deve-se compactar esforços de desenvolvimento cientifico, tecnológico e

de inovação. É necessário focar os recursos para capacitação de recursos humanos, principalmente em áreas técnicas que terão maior vocação para aproximar-se das pequenas empresas. Porém, jamais pode-se esquecer que todos ativos daí construídos são muito específicos e sua sustentabilidade depende intrinsecamente da existência de mercados mais dinâmicos, diversificados e mais abertos.

Parece equivocado acreditar que a Petrobras ainda tem papel relevante a cumprir no desenvolvimento desse segmento. A estatal tem apenas "permanecido com campos" que poderiam atrair uma miríade de investidores privados mais focados no mundo onshore. Alega-se que são campos que apresentam boa rentabilidade, não justificando sua devolução, porém, talvez, recursos humanos e tecnológicos específicos da empresa estejam sendo pouco valorizados viabilizando sua aplicação em atividades de menor porte ao invés de serem deslocados em busca de outros desafios de maior potencial no Brasil ou no exterior.

Dada a grande especificidade da indústria, o que ocorreu no Texas foi a combinação dos esforços realizados pelas companhias de petróleo, fabricantes de equipamentos, prestadores de serviço, autoridades públicas e cientistas em favor de uma ampla organização institucional do setor em busca de um dinamismo sustentável. Como mostrado nos capítulos dois e três, a política regulatória sempre teve o mesmo viés de proteger as empresas menores e manter a diversidade. O foco nunca esteve na proteção de privilégios de uma empresa em particular, por maior que fosse, e nem mesmo as mais simbólicas para o estado como a Texaco e a Gulf. A seleção natural sempre foi fortalecida para impulsionar o dinamismo da indústria.

No Brasil, de 1997 a 2002, a ANP destacou-se como um contraponto à posição dominante da Petrobras no setor de petróleo. Houve conquistas importantes em relação ao aprimoramento da regulação e a consolidação de um mercado mais competitivo e dinâmico. No entanto, em termos de onshore, as conquistas foram poucas. E, após 2002, particularmente nos dois primeiros anos do governo Lula, a ANP sofreu brutal ruptura e enfraquecimento. A temática sobre as estratégias de revitalização do onshore não parece prioritária. Seria sugestivo, nesse processo de reflexão do papel das agências reguladoras, pensar-se sobre a possibilidade de se implementar soluções regulatórias menos centralizadas. A regulação da TRC sempre esteve mais convergente com as especificidades das atividades onshore texanas.

Outro aspecto importante também a registrar refere-se à infra-estrutura de armazenagem e transporte. No Texas por se tratar de uma indústria madura, esta possibilitou o desenvolvimento de toda uma infra-estrutura de dutos, muitos construídos com investimento privado que facilitou sobremaneira o transporte da produção de petróleo e gás por todo o estado. Além do mais, o objetivo principal sempre foi muito claro, ou seja, promover e antecipar a captura das rendas pela sociedade. Portanto, o livre acesso aos dutos sempre foi garantido pela TRC. Por outro lado, dutos, sendo ativos específicos e inflexíveis eram protegidos por contratos de *ship-or-pay* junto a carregadores responsáveis de conduzir o petróleo e/ou o gás até os consumidores. Em muitos casos, dutos foram construídos por parcerias entre produtores, companhias de transporte e grandes consumidores. Mas a TRC sempre se preocupou com a expansão do monopólio da antiga Standard Oil no Estado.

No Brasil, a infra-estrutura para o transporte de petróleo e gás é um fator de gargalo, além de pertencer totalmente à Petrobras. A Lei 9.478/97 previu a transferência desses ativos a uma nova empresa independente, a Transpetro. Porém, o processo de desregulamentação não tem conseguido impor qualquer legislação de livre acesso. Não existe malha alguma operada por outras transportadoras, sendo que as empresas de petróleo que produzirem em campos maduros podem ter problemas relativos ao escoamento da produção. Cada pequeno operador, depois de investir em ativos específicos de produção, deverá negociar o livre acesso diretamente com a Petrobras, e sem uma ANP robusta estabelecendo e fazendo cumprir regras que protejam a pequena produção. Esta deficiência no País, atrelada a investimentos em ativos específicos ao desenvolvimento dos campos traduz-se em maiores custos de transação para o setor em relação ao Texas.

Muito pior é que todos os dutos novos propostos, ou em construção, são de propriedade da Petrobras e associados às estratégias de negócio integradas da empresa. Portanto, a situação tende a perpetuar-se. A Petrobras beneficia-se do silêncio regulatório da ANP, da ausência de regras claras e da própria instabilidade do país, que inibem outros investidores. Uma vez que todas as melhores oportunidades de negócios em dutos tenham sido capturadas pela empresa estatal, falar em maior concorrência ou livre acesso será uma mera ilusão.

Enfim, o ativo mais específico mantido por qualquer empresa de petróleo é seu próprio direito de exploração e produção em uma área determinada. O direito de operação deve ser adquirido e será exclusivo, nenhum outro agente econômico poderia atuar na mesma área para desenvolver atividades de E&P de petróleo e gás. No Texas, as áreas para E&P, além de inúmeras, são negociadas regularmente no mercado, ou seja, os direitos sobre a exploração e produção mineral estão diluídos em uma infinidade de indivíduos e empresas, os quais dispõem de um mercado de elevada liquidez para transacioná-los. Os potenciais vendedores jamais se encontram capturados por interesse oportunistas e pontuais de apenas um *player* dominante. As áreas podem ser retaliadas em unidades menores e cedidas para compradores distintos.

No Brasil, na época do monopólio da Petrobras, as unidades sempre foram os grandes prospectos, permitindo, teoricamente, a exploração ótima dos campos. No início dos leilões da ANP, em 1999, foram privilegiados grandes blocos, que pudessem ser atrativos para empresas maiores, que mobilizariam investimentos mais robustos e rápidos no País. Além disso, áreas maiores gerariam bônus de assinatura mais significativos, permitindo-se antecipar rendas minerais para os cofres da União.

A partir do quinto leilão da ANP, foi introduzido um novo sistema de células, descrito no capítulo três, que visava reduzir a especificidade desses ativos, pois dava-se mais flexibilidade às empresas em compor seus blocos. Pôde-se registrar um certo sucesso em atrair-se um novo perfil de investidores, de menor porte. No entanto, a realidade brasileira, como será visto a seguir, não parece comportar ainda investimentos de pequeno porte, a eficácia do sistema de células em reduzir a especificidade dos ativos pode ser insuficiente para compensar custos de transação que podem ser adicionados pelo aumento de incertezas e riscos que serão discutidos no capítulo cinco.

Um poço realmente marginal no Texas, segundo a Independent Petroleum Association of America (IPAA)[2], é aquele que produz menos que 15 b/d de petróleo ou de 90 Mcf/d de gás

[2] A IPAA é uma associação nacional de produtores independente, no Texas tem-se a Texas Independent Producers and Royalty Owners Association (TIPRO).

natural[3]. Tradicionalmente, a produção vinda desses poços representa 75% de toda a produção dos pequenos produtores, 60% das médias empresas e 20% dos grandes operadores. Os maiores desafios para operadores desses poços marginais são: o preço de mercado para sua produção (óleo e gás natural), a quantidade de água que o poço produz em relação à sua produção de óleo, ou seja, a razão óleo/água produzida e os custos ambientais, incluindo os custos relativos ao descomissionamento. Esses fatores, algumas vezes, podem conduzir a operação desses poços a um mero "*break even*" (além de não se lucrar, pode-se até perder dinheiro), pois, o custo médio de operação desses poços marginais, em torno de 14 US$/b, pode fazer com que o poço não gere recursos suficientes para pagar outras despesas como impostos, *royalties* e administrativas (IPAA, 1998). Além disso, o custo do descomissionamento[4] de um poço encontra-se entre US$ 7.500 a US$ 15.000 (FERREIRA, 2003).

Quase todas as empresas independentes apresentam poços inativos (fechados parcialmente, mas ainda não descomissionados). Geralmente, apelam por algum incentivo do governo para voltarem a produzir economicamente. Um mecanismo utilizado pela indústria para viabilizar a produção dos poços marginais é a utilização de créditos de programas que promovem a utilização de técnicas para aumentar a produção, *Enhanced Oil Recovery (EOR) e Improved Oil Recovery (IOR).* Esses incentivos são concedidos através da redução ou eliminação do "state severance taxes".

"Severance Tax" é um tributo sobre a renda bruta dos recursos naturais não-renováveis imposta aos operadores da indústria de petróleo e gás. Trata-se, portanto, de um instrumento de captura de parte das rendas minerais hotellianas por parte do Estado. A redução ou eliminação do "state severance taxes" tem dado um grande incentivo econômico aos investidores locais para aumentar a produção. Para os campos marginais, em particular, esses incentivos significam a diferença entre fechar um poço ou mantê-lo produzindo, ou até mesmo reiniciar sua produção

[3] Assim, uma primeira nota interessante com relação ao termo *marginal wells* (poços marginais) é que ele é mais utilizado nos Estados Unidos, enquanto no Brasil fala-se preferencialmente em termos de campos marginais, que dá uma dimensão de áreas maiores.

[4] Quando se fecha um poço, há todo um procedimento técnico a seguir, inclusive por problemas de segurança e de recomposição ambiental, que torna o descomissionamento uma operação cara, muitas vezes além das possibilidades do último operador. Poços são ativos específicos e, portanto, irreversíveis. Porém, sua transferência para outro operador é possível, particularmente no Texas. Um poço de petróleo, não tendo qualquer outro uso alternativo viável, requer o descomissionamento assim que deixa de operar.

quando inativo. Mais ainda, esses incentivos são fatores que determinam as decisões sobre iniciar ou não uma nova perfuração, estabelecer um novo projeto para aumentar a recuperação de petróleo e gás em um campo, ou mesmo fazer a manutenção de um poço para aumentar sua produção.

Já em 1980 o Estado do Texas reconhecia e utilizava esse tipo de incentivo. O sucesso desse programa levou outros estados americanos a adotarem modelos similares. Estudos econômicos demonstram que, para cada dólar investido no setor petrolífero no Estado do Texas, tem-se um efeito multiplicador que pode gerar cerca de US$ 2,91 a mais na economia[5]. Portanto, renunciando-se às rendas hotellianas, o Estado espera acelerar a atividade econômica, promovendo novas oportunidades de negócio, que podem beneficiar as gerações futuras de outra maneira, inclusive preservando a capacidade produtiva de ativos físicos.

O setor de petróleo e gás sempre foi muito forte na economia texana até a metade dos anos 1980. Porém, no início dos anos 1990, o cenário começou a inverter-se, pois a produção de petróleo registrou grandes decréscimos, de 831 milhões de barris produzidos em 1985, alcançou o total de 644 milhões de barris em 1991, registrando constantes baixas. Assim o estado decidiu introduzir programas de incentivos adicionais com vistas a fortalecer novamente o setor, encorajando os investimentos em exploração e produção[6]. São vários os programas de incentivos que têm sido implementados pela TRC; entre eles podem ser citados:

- Incentivos para utilização de técnicas de EOR[7] (Enhanced Oil Recovery), que são métodos especiais de recuperação de petróleo para propiciar uma produção incremental. Este programa foi criado em 1989 e concede, por um período de 10 anos, redução pela metade do imposto sobre o valor de mercado da produção de petróleo[8].

---

[5] Fonte: TRC (1997), Oil and Gas Division, Notices to Industry, Sept.

[6] Por exemplo, através desses programas de incentivos, o Estado passou a conceder algumas exceções ou reduções no pagamento da "severance tax" com vistas à redução dos custos da produção de petróleo e gás locais.

[7] Regra nº 50 da TRC para o petróleo e Regra nº 101 e 103 para o gás.

[8] Os tributos que incidem sobre a indústria de petróleo no Texas são:
(1) Severance Tax: incide sobre a produção do petróleo bruto/condensados e o gás natural, respectivamente, em 4,6% e 7,5% do valor de mercado *(Texas State Tax Code, Title 2, Subtitle I,Chaptes 202 &203)*

- Os poços que são certificados como inativos por dois ou três anos estão isentos do imposto[9]; campos que comprovem alto custo na produção de gás estão isentos ou têm o imposto reduzido, como projetos de co-produção de gás; os campos marginais que apresentem uma produção menor que 15 b/d ou que tenha uma baixa valoração de mercado frente ao preço médio da NYMEX (New York Mercantile Exchange) também estão isentos.

Fica claro que, no Texas, a TRC regula um setor onde imperam as pequenas empresas independentes e para as quais se promove uma série de regulamentações sempre visando manter a produção viva e competitiva. O estado sacrifica sua parte nas rendas minerais em troca da manutenção do dinamismo econômico e seus respectivos efeitos multiplicadores. Como dito no capítulo três, a maioria dessas empresas, cerca de 6.000 operadores independentes, operam apenas em sua região e, geralmente, em um único campo de petróleo. Essas empresas concentram-se apenas na produção e são propensas ao risco desde que este seja possível de ser absorvido por uma pequena empresa.

Ao contrário da exploração e produção de petróleo offshore, a atividade onshore exige menos especialização e dá aos profissionais chances de atuar na linha de frente dos negócios. O desenvolvimento deste nicho de mercado por pequenas e médias empresas é importante porque proporciona, entre outros benefícios, o aumento da competição no setor, acelerando o processo de seleção natural e surgimento de outros líderes, um maior giro dos negócios regionais (principalmente em áreas menos desenvolvidas e sem grandes oportunidades), um aumento na demanda de mão-de-obra local, um maior desenvolvimento regional, geração de impostos e a criação de um setor nacional robusto, quando empresas regionais começam a buscar outras oportunidades.

---

(2) Regulatory tax: 3/16 de 1 cent/bbl do petróleo bruto (*Texas Natural Resources Code – TNRC, Title 3, Subtitle A,Chapter 81)*
(3) Oil Field Cleanup Regulatoty Fee: incide sobre o petróleo bruto/condensado e o gás natural, respectivamente, em 5/8 de 1 cent/bbl e 1/15 de 1 cent/MCF - Mil Pés Cúbicos, (TNRC Title 3, Subtitle A, Chapter 81 para o petróleo e Texas State Tax Code, Title 2, Subtitle I, Chapter 201 para o gás)
(4) Oil Spill Fee: 2 cents/bbl do petróleo bruto (Coastal Fund), incide sobre cada barril descarregado pelo terminal marítimo na costa do Texas (TNRC, Title 2, Subtitle C, Chapter 40).

[9] Regra nº 83 da TRC (2003a).

No Brasil, os campos em terra são menores do que aqueles situados no mar. Isso é verdade para o que se conhece do modelo geológico para ambos os ambientes. Pode-se haver uma grande surpresa, mas é pouco provável, e seria mesmo raro, se fosse descoberto algum campo gigante em uma bacia sedimentar onshore brasileira.

Campos onshore demandam menos recursos financeiros e tempo para serem viabilizados. Contudo, dentro da realidade brasileira, ainda, não se viabilizaram os campos realmente marginais. Segundo TAVARES, Gerente de Avaliação Empresarial da Petrobras (2002), no Brasil os campos em terra tendem a ser menor do que no mar, se for tomado o exemplo das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Isso é verdade para o modelo geológico que se tem hoje para ambos os ambientes. Por outro lado, em geral, campos em terra demandam menos recursos financeiros e tempo para serem viabilizados. Portanto, há uma percepção de que o limite de economicidade para um campo marginal pode ser de 50 milhões de barris de petróleo em água rasa ou 100 milhões de barris de petróleo em águas profundas, enquanto que apenas de 10 milhões de barris em terra. Um poço no mar custa cerca de US$ 20 a US$ 50 milhões para estar pronto para produzir. Em terra, custa no máximo em torno de US$ 10 milhões. A infra-estrutura no mar, principalmente os navios e aeronaves e a própria instalação de uma plataforma, representa cerca de 30% do investimento e 30% do custo operacional. Para se colocar em produção um campo que acabou de ser descoberto no mar, geralmente, leva-se de quatro a seis anos, enquanto que, em terra, o tempo previsto é de quatro a seis meses. Reconhece-se que cada caso pode variar, mas esses parâmetros servem para dar-se uma idéia das dimensões entre diferentes tipos de investimentos.

Assim, a especificidade dos ativos na exploração e produção de petróleo e gás natural em campos maduros onshore é menor que a especificidade dos ativos das operações em áreas de novas fronteiras offshore. Nessas últimas, os investimentos em ativos físicos e humanos, ou seja, os equipamentos, tecnologia e mão-de-obra qualificada, são mais representativos e vultosos.

O ganho de produtividade dos campos marginais é mais dependente da dedicação do operador através da disponibilidade de recursos humanos específicos para cada projeto do que o seu porte financeiro. Sendo assim, o incremento de produção está diretamente ligado à criatividade e à capacidade de cada empresa de solucionar dificuldades e não especificamente à

aplicação das tecnologias mais sofisticadas de produção. Portanto, apesar de se reconhecer que os verdadeiros *stripper wells* ainda não se materializaram no cenário brasileiro e talvez isso leve anos para ser considerado prioritário, uma grande oportunidade de negócios no Brasil são as centenas de poços fechados em campos de petróleo marginais que poderiam ser reativados por empresas dispostas a investir e dinamizar a economia no Nordeste e em outras regiões distantes das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

Ao buscar-se uma definição do que seria uma pequena empresa para operar nesses campos maduros, estabelecendo sua estrutura em termos de pessoal, capital, equipamentos, tecnologia e como esses estão disponibilizados, foi feita uma pesquisa com profissionais da área e também uma visita a campos maduros da empresa PetroRecôncavo no Recôncavo Baiano.

No contexto da indústria, diz-se que os campos maduros são considerados como "um negócio grande para quem é pequeno e pequeno para quem é grande". A partir deste fato pode-se facilmente, excluir as grandes empresas de petróleo desta atividade as quais, quando bem geridas, com visão estratégica e desejo de alcançar grandes desafios, sem serem influenciadas por ingerências políticas que normalmente afetam empresas estatais, não se interessam por este tamanho de negócio. Esta afirmação vai na linha do Professor BACOCCOLI, da UFRJ, que diz: "dono de hipermercado não tem quitanda".

Existem dois fatores que são essenciais para as atividades onshore no Brasil: (1) a capacidade da empresa em alavancar recursos financeiros, principalmente para ocorrências não previstas no decorrer da atividade; e (2) desenvolver um bom relacionamento empresarial no ramo, inclusive internacional, com a Petrobras e a ANP. Pode-se optar por uma espécie de consórcio ou aliança de empresas nacionais, prestadores de serviços locais e pequenas empresas estrangeiras independentes, com o controle da empresa nacional.

Quanto ao porte da empresa isto vai depender muito da formatação do negócio dos campos maduros, sendo importante a consideração dos seguintes aspectos:

(1) Tipo de contrato: das opções que existem hoje, entre a assinatura do contrato de concessão de áreas com a ANP ou a celebração de contratos de parceria para a prestação de serviço, alguns operadores defendem a tese de que a melhor maneira de produzir em campos

maduros é através de contratos de serviço, do tipo da PetroRecôncavo com a Petrobras. Tais contratos apresentam importantes benefícios. Por exemplo, a empresa se desonera do desembolso inicial do bônus de assinatura, que, como visto no capítulo dois, normalmente é feito antes da assinatura do contrato de concessão, representando um *up-front cost* demasiadamente oneroso para uma pequena empresa nacional, pois garantias necessitam ser oferecidas por bancos (um custo financeiro elevado). Outra importante vantagem é o acesso aos dutos e a garantia de compra da produção pela Petrobras. O petróleo e o gás serão remunerados de acordo com o preço de referência estabelecido pela ANP para efeito de pagamento das participações governamentais, não havendo grandes riscos de oportunismo. No caso de PetroRecôncavo, a empresa é remunerada pelo serviço prestado e através de uma cláusula de *perfomance*. No entanto, em área vizinha, a empresa também fez uma descoberta adicional; estando fora do contrato inicial, não houve proteção imediata de livre acesso aos dutos e compra obrigatória pela Petrobras[10]. Uma vantagem importante da PetroRecôncavo foi a facilidade da disponibilização de equipamentos para a operação, como sondas para perfuração. A necessidade de manter um ativo específico representa, entretanto, um custo de transação adicional.

(2) Tamanho do portfólio: Outro ponto muito importante que foi defendido pela indústria é a necessidade de se ter ao menos um montante mínimo de 200 poços potencialmente produtores, pois isso dará massa crítica para contratação de insumos básicos. Não havendo uma indústria de insumos, equipamentos e serviços independente e focada em pequenos produtores, os custos de transação para "stripper wells" no Brasil os torna inviáveis.

No caso, adotando-se a definição para campos marginais da ANP (portaria nº 279/03), como aqueles que têm uma produção inicial máxima aproximada de 500 b/d, haverá uma geração de caixa de, aproximadamente, R$ 1.215.000/mês, supondo o barril de petróleo cotado a US$ 30 e o dólar a R$= 2,7[11].

---

[10] No caso do Brasil, esse é um ponto complicado. Todas as refinarias são operadas pela Petrobras e a produção de um campo maduro pode não viabilizar exportação. Neste caso, a Petrobras é a única compradora de fato do óleo. O gás poderá ser vendido diretamente a uma distribuidora de gás ou consumidor final, desde que se garanta livre acesso aos dutos.

[11] Tem-se: 500 b/d = 15.000 b/mês, sendo 15.000 b/mês X US$ 30/b = US$ 450.000, que gerará um caixa de aproximadamente R$1.215.000/mês (US$ 450.000 X R$ 2,7).

Em seguida, assume-se que, para um potencial de crescimento de 50% no primeiro ano, a empresa necessite proceder cerca de quatro intervenções de poços por mês, visando aumentar a produção. Isso demandaria R$ 1.000.000,00 de investimento mensal. Portanto, neste formato, esta pequena empresa precisará ser composta do seguinte:

(1) Capital inicial[12] de R$1.000.000,00, que, aliado a uma boa estratégia de gestão e investimentos, pode obter sucesso em um cenário bem genérico, de operação normal e para campos do tipo da PetroRecôncavo que já têm uma infra-estrutura formada pela Petrobras. Do contrário, pode-se ter muitos problemas que poderão dificultar a operação, inclusive deparar-se com a inexistência de infra-estrutura (por isso ter um contrato de serviço com a Petrobras ajuda muito, principalmente não havendo uma regulação robusta da ANP que cumpra os mesmos objetivos).

(2) Empregados: o número ideal recai entre 25 a 40 empregados próprios e cerca de 50 a 80 terceirizados. Ressalta-se que esta quantidade depende também da proximidade dos campos. Entre o pessoal alocado, deve-se ter ao menos de quatro a seis engenheiros, preferencialmente de petróleo, e/ou geólogos de desenvolvimento para lidar com os reservatórios. Além disso, há necessidade de um suporte de geologia e geofísica, que pode ser terceirizado, e que é difícil de obter-se na realidade brasileira, por isso a conveniência em se ter um sócio estrangeiro.

(3) Tecnologia: defende-se a tese que, no estágio atual, os campos maduros brasileiros precisam de "simplicidade" e baixos custos para colocá-los em produção, somente num segundo estágio seria requerida tecnologia mais sofisticada.

(4) Equipamentos: em geral, muito pouco equipamento deveria ser necessário, pois, como no Texas, normalmente estes são terceirizados. Porém, atualmente, no Brasil, alguns dos poucos operadores existentes estão tendo que recorrer para a compra de equipamentos.

Outro fator importante a ressaltar é que estes campos maduros ficam majoritariamente no Nordeste e, principalmente, na Bahia. São áreas em declínio de produção e, portanto, com êxodo de recursos e empresas fornecedoras. A seguir, apresenta-se os equipamentos necessários

[12] A ANP, na Portaria nº 279/03, qualifica empresas para operar campos marginais que tenham, no mínimo, um patrimônio líquido de R$ 1 milhão de reais.

para essas atividades, salientando o grau de dificuldade de obtenção de cada um deles, dividindo-os em duas categorias:

(1) Equipamentos para gerenciar e intervir nos poços: sonda de produção, medidor de nível estático e dinâmico de fluído (sonolog), dinamômetro, unidade de desparafinação mecânica (UDM) e unidade de desparafinação térmica (UCOQ e UCAQ). Sendo, ainda, necessário a contratação de companhias de serviços para as operações especiais (estimulação, limpeza, perfilagem, cimentação, perfuração, manipulação de ferramentas de completação e canhoneio[13]). Segundo as operadoras desses campos é quase impossível obtê-los para operações isoladas, pois os equipamentos disponíveis estão ocupados e para que as atividades avancem deverá ser desenvolvido algum tipo de contrato coletivo que estabeleça uma cooperação entre as empresas.

(2) Equipamentos de cabeça de poço:

. Unidade de bombeio, cabeça de poço e árvore de natal; é possível conseguir no mercado, no caso, tendo que importar alguma coisa

. Equipamentos de fundo de poço - ferramentas para operação; é possível conseguir no mercado, sendo necessário importar algum item especifico

. Material para equipar o poço para produção - tubos, hastes e bombas; são fáceis de conseguir, mas requerem uma programação antecipada de aproximadamente 100 dias

. Equipamento para recolher, estocar e transferir a produção - tanques, bombas, separadores, linhas; são fáceis de conseguir no mercado nacional

. Equipamento para injeção de água - tubos de fibras de vidro e bombas de injeção; existe no mercado nacional

. Equipamentos diversos - laboratório de campo, inspeção de tubos e hastes, e outros materiais; é mais fácil adquirir em grande quantidade.

[13] O canhoneio é uma intervenção feita num poço para conectá-lo ao reservatório através de tiros semelhantes aos de um canhão.

Com relação a infra-estrutura, que são estradas, linhas de escoamento, estação coletora e energia elétrica. Em geral, essa infra-estrutura já existe, porque, anteriormente, em alguma época, a Petrobras produziu nestes campos. Mas pode haver situações isoladas onde esteja em uso compartilhados com outros campos, ou em estado precário devido ao desuso. Por outro lado, um problema crítico e bem desconhecido da maioria das pessoas nestas regiões é a questão de roubos de material metálico que pode ser vendido no ferro velho, como arames e cabos de aço, fios elétricos, válvulas, entre outros, que representam a causa de razoável perda da produtividade da produção.

E, finalmente, com relação ao escoamento da produção, o problema está no tratamento e na venda do petróleo. No caso da produção dos campos maduros através de contrato de serviço com a Petrobras, não há problema. Mas, quanto a novas concessões, onde a propriedade do petróleo é da concessionária do campo, o processo de venda da produção é muito complicado e seguramente demora muito, podendo chegar a seis meses ou mais.

Para o gás, os problemas podem ser ainda mais críticos. No entanto, há uma situação favorável que poderá ou não perdurar. A partir da construção das primeiras termelétricas a gás no Nordeste, na primeira metade dos anos 2010, prevê-se um déficit estrutural de gás. A Petrobras adquirirá todo gás que puder ser produzido na região. No entanto, com a possível construção do grande gasoduto GASENE, conectando as regiões SE e NE, deverá surgir um superávit estrutural de gás e a Petrobras poderá tornar-se menos interessada em adquirir gás de produtores locais, ou proporcionar-lhes livre acesso à infra-estrutura de transporte.

4.3 Conclusão do Capítulo

As atividades onshore em campos maduros se caracterizam por ativos menos específicos do que as atividades offshore, porque trata-se de investimentos de menor envergadura e requerem uma tecnologia menos sofisticada. Ainda assim, a especificidade dos ativos é elevada, conduzindo a custos de transação que tendem a se avolumar particularmente na realidade brasileira. No Texas, como foi visto na discussão deste capítulo, há um maior dinamismo no setor com disponibilidade de áreas e empresas de E&P, bem como de equipamentos e serviços, estes

adquiridos através de inúmeras transações de mercado consolidadas. Este dinamismo traz vantagens em termos de custos de transações menores para seus investimentos em ativos específicos.

Por um lado, no Brasil, apesar das tecnologias para campos maduros serem acessíveis e bem definidas, e a estrutura básica de produção dos campos estar montada, o ritmo das atividades não é suficiente para sustentar uma massa crítica de operadores independentes em todas as áreas correlatas. Sem a criação de um mercado de equipamentos e serviços independente, as empresas de E&P devem adquirir tais equipamentos específicos, aumentando-se os custos de transação e tornando-se ainda mais difícil a exploração. Como resultado limite, a situação brasileira não suporta o chamado *stripper well* e não tem havido qualquer perspectiva do órgão regulador de encará-los como algo estratégicos a preservar. Há, também, a necessidade de um número maior de áreas disponibilizadas para E&P e de uma malha de infra-estrutura de escoamento da produção. A escassez de investimentos na região é histórica, mas a regulação também não contribui na proposta de livre acesso à logística existente. Tudo isso resulta em custos de transação ainda maiores. Portanto, incentivar as atividades onshore no Brasil passa, antes de tudo, por medidas que permitam reduzir, através de políticas inteligentes, o problema da especificidade dos ativos. Nos capítulos que seguem serão tratados os dois outros atributos das transações: as incertezas/riscos, e a freqüência.

5. INCERTEZAS E RISCOS DAS TRANSAÇÕES NA E&P DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

5.1 Introdução ao Capítulo

Os riscos exploratórios associados ao risco político, dentro do qual insere-se o risco regulatório, são componentes importantes na definição de investimentos no setor de E&P de petróleo e gás natural. No caso de atividades onshore em campos maduros sabe-se que os riscos exploratórios deixam de ser tão relevantes, porém outras formas de riscos geológicos ainda estão presentes enquanto, o risco econômico do negócio pode ser bem mais decisivo para sua competividade final. No Texas, essas incertezas são menores e sempre houve um esforço da regulação para mitigá-los. Por outro lado, o risco regulatório é diminuído pela reputação que já existe no setor e na ação tradicional da TRC. As características das transações envolvendo os diversos atores que compõem a diversidade dessa atividade, operadores independentes, fornecedores de equipamentos, donos de direitos minerais (*royalties owners*) e outros, estão consolidadas há muitos anos, portanto aqueles custos de transação advindos de incertezas e riscos estão minimizados. No Brasil, é toda uma outra história. Neste capítulo, explora-se o impacto das incertezas e dos riscos nos custos de transações das atividades onshore.

5. 2 A Incerteza das Transações na E&P Onshore no Texas e no Brasil

Quanto maiores as incertezas maiores os custos de transação. Na indústria do petróleo, como visto no capítulo dois, as incertezas estão intimamente relacionadas com o negócio, sendo que o comportamento dos agentes é balizado por atitudes frente ao risco. Cada vez mais, uma empresa de petróleo transforma-se, antes de tudo, em uma gestora de riscos. Nas atividades de E&P, afora o risco geológico intrínseco ao próprio negócio, as principais causas de incerteza são as indefinições regulatórias, tributárias e a variação do preço do petróleo. Em se tratando de campos maduros, as margens de lucro dos projetos são muito menores, mas a capacidade de exposição ao risco das empresas envolvidas são igualmente pequenas. Qualquer pequena

alteração de cenário, ou de regra, pode comprometer a viabilidade econômica do campo e, conseqüentemente, a disponibilidade financeira do pequeno produtor.

Com relação ao preço, se esse declina para patamares menores de 15 US$/b, pode-se inviabilizar a operação de inúmeros campos marginais, pois não se consegue mais cobrir os custos operacionais, o pagamento de *royalties* e os demais impostos. No Texas, viu-se que uma preocupação histórica sempre foi garantir uma certa estabilidade de longo prazo dos preços. Ainda hoje, mesmo a TRC tendo perdido sua função de reguladora de preços, dado o número expressivo de operadores no mercado e sua enorme influência dentro da cena política norte-americana, em situações delicadas de queda de preço do barril, esses, através de suas associações representativas, iniciam campanhas junto à opinião pública para mostrar as conseqüências desastrosas que as perdas desse negócio podem representar para as economias regionais e do País.

O governo estadual e federal lança, então, mão de uma série de programas e incentivos anti-cíclicos, visando manter ou incrementar a produção de petróleo doméstica e a sobrevida econômica mesmo dos pequenos produtores. Esses programas são mantidos com o objetivo de preservar o efeito multiplicador das rendas de longo prazo, mesmo renunciando a ganhos nas rendas minerais no curto prazo. Muitos desses programas isentam por um período ou reduzem impostos referentes à atividade (o melhor exemplo é a *Severance tax exemptions and reductions as incentives to increasing Texas oil and gas production,* já apresentado no capítulo quatro). Para todos efeitos, esses incentivos visam transferir para o estado muitas das incertezas e riscos que o pequeno operador não teria como absorver. Assim, praticamente todas as transações que regem a indústria encontram-se, pelo menos parcialmente, protegidas e não necessitam incorporar mecanismos de mitigação a tais riscos, que apenas elevariam os custos de transação.

No Brasil, conforme discutido no capítulo três, toda a reestruturação regulatória implementada a partir de 1995, procurou, acima de tudo, introduzir mecanismos que permitissem a captura das rendas minerais pelo Estado. Sua aplicação foi generalizada para todas as atividades de E&P. Mesmo sendo totalmente irrelevante para a produção total de petróleo no país, ainda não existem regras claras com relação aos campos onshore e a eventual necessidade de introduzir-se instrumentos fiscais anti-cíclicos que preservem sua competitividade de longo prazo.

Do ponto de vista regulatório, há outras grandes incertezas que pouco contribuem para as atividades onshore. O domínio da Petrobras no setor ainda é muito grande. Havendo aspectos positivos e negativos, como bem retrata a experiência da PetroRecôncavo descrita no capítulo três. Tanto a disponibilidade dos campos como a operacionalidade do setor, principalmente na garantia de mercado para a venda da produção marginal, acabam dependentes de regras estabelecidas pela Petrobras e não pela ANP. Assim, ao invés de prevalecerem os aspectos de política pública, definidas pelo governo e implementadas pelo órgão regulador, o futuro das atividades onshore depende mais das estratégicas corporativas da Petrobras. Por exemplo, até 2003, a Petrobras acenou para o mercado a disposição de ceder parte de seus campos maduros, tendo criado uma expectativa que mobilizou muitos agentes privados. Apesar da ANP ter regulado os procedimentos para a cessão dos direitos dos contratos de concessão desses campos marginais, a Petrobras decidiu, em 2004, por não dispô-los mais à venda. Os novos empresários em potencial arcaram, a fundo perdido, com os custos de criar e habilitar suas empresas para o leilão. Muitas haviam investido na análise dos campos, passando vários meses trabalhando nos dados. Tais investimentos transformaram-se em custos de transação totalmente desnecessários. Prevaleceu, na visão da nova diretoria da Petrobras o conceito de "estratégico" mais relacionado à detenção dos recursos naturais e manutenção de qualquer área com rentabilidade positiva, contra uma visão anterior de focar a empresa em desafios maiores no Brasil e no exterior. Além disso, a manutenção de campos maduros dá à empresa estatal um grande poder de influência nas políticas regionais, principalmente nos estados do Nordeste. Assim, preservam-se alianças políticas históricas entre lideranças regionais e interesses corporativos.

Dessa forma, as questões de incerteza no mercado, como no caso desses leilões da Petrobras, que acabaram não saindo, geraram custos de transação, pois criou-se uma grande expectativa na indústria e as empresas que se prepararam para adquirir tais áreas de exploração tiveram, inclusive, de adequar suas estruturas a novos investimentos. Para garantir a exeqüibilidade de suas atividades futuras, procuraram adquirir ou reservar direitos de uso de equipamentos específicos, pouco disponíveis no país. Agora, estão tendo problemas com a ociosidade parcial desses ativos.

Relembrando, no único leilão de campos maduros da Petrobras, ocorrido em 2001, dos 73 campos petrolíferos oferecidos, apenas 13 foram adquiridos, sendo nove em Alagoas, pela

empresa Marítima, e quatro na Bahia (no Recôncavo), pela companhia W. Washington (suas experiências foram brevemente discutidas no capítulo três). O pouco interesse pelos campos oferecidos, apesar de 56 empresas terem sido habilitadas para a licitação, leva à conclusão de que a Petrobras só disponibilizou os campos ruins e com risco de investimento alto, tornando o processo pouco competitivo.

O preço mínimo requerido pela Petrobras pelos pacotes foi considerado muito alto. Os campos eram pouco rentáveis do ponto de vista da produção, de forma que seriam necessários investimentos importantes para elevar a produção a níveis economicamente viáveis. O preço de aquisição elevado fixado pela Petrobras equivalia a uma captura de renda antecipada pela empresa estatal e, portanto, pelo governo. Em momento algum prevaleceu a visão mais macro de renunciar parcialmente a essas rendas em troca de maior dinamismo para o setor e garantir efeitos multiplicadores nas economias regionais. Na verdade, ao confudir-se interesses corporativos da Petrobras, de realizar uma ótima venda com interesses sociais de incentivo ao pequeno empresário nacional, a transferência tornou-se inviável.

As empresas privadas consideraram que os projetos não teriam boa rentabilidade técnica e econômica. Além disso, ainda seria necessário enfrentar todos os custos de transação para negociar condições de compartilhamento de infra-estrutura para tornar a aplicação de tecnologias viável economicamente. Seria, igualmente, necessário adotar sistemas de parceria para se distribuir riscos. Enfim, houve uma certa desconfiança no compromisso da Petrobras para facilitar a compra da produção, condição absolutamente necessária para a viabilidade do investimento.

Na visão de muitos técnicos do setor, houve, sobretudo, falta de entendimento dentro do governo, entre a ANP e o Ministério de Minas e Energia[1], que sinalizaram para o mercado o início de um novo marco regulatório na indústria de petróleo, voltado para as pequenas e médias empresas do setor e, a Petrobras que considerou a cessão dos campos maduros como um negócio privado. Em seguida, passou a encarar que a manutenção dos campos maduros era estratégico para a empresa. Ou seja, a intenção era incentivar o surgimento de pequenos produtores nacionais, contudo, apesar do discurso inicial ter sido bastante animador, na prática nada foi feito

[1] Fonte: Revista Brasil Energia. **Campos Marginais: E Agora, José?** pp. 46-47**,** n° 247, junho 2001

para criar-se condições favoráveis que reduzissem as incertezas para os possíveis novos entrantes. Pelo contrário, a hesitação da política pública gerou custos de transação desnecessários e a dúvida gerada em relação ao papel da Petrobras apenas fez aumentar as incertezas.

Outro nível de incerteza encontra-se no acesso aos dados geológicos. No passado, a Petrobras sempre encarou as informações geológicas como patrimônio seu, já que foi construído com seu próprio recurso. A Lei 9.478/97 modificou tal situação e reafirmou o caráter público das informações geológicas no país. Depois de alguma resistência, a Petrobras transferiu sua base de dados para a ANP, que se comprometeu a consolidá-la com a criação do BDEP[2]. Para os membros usuários do BDEP que estão mais relacionados às atividades offshore, esses custos das informações iniciais é irrelevante em relação ao porte e risco dos possíveis projetos.

No entanto, com relação às atividades onshore, o alto custo do pacote de dados tem sido motivo de insatisfação em relação aos preços cobrados pela ANP para ter acesso à informação, bem como à dinâmica muito centralizada de acesso aos dados (veja relatório da COMISSÃO DE INCENTIVOS AOS PRODUTORES INDEPENDENTES, do IBP em 2002-2003). Gerando-se, inclusive, uma percepção negativa de que a mudança de metodologia adotada pela ANP, reduzindo-se as áreas de exploração para células ao invés de blocos maiores, tenha permitido à agência multiplicar os pedidos por informações, aumentando os recursos coletados através da venda de dados.

Além das incertezas com relação à oferta de áreas e ao acesso às informações, o pequeno produtor de campos maduros no Brasil tem (retomando as discussões dos capítulos três e quatro) o risco de viabilizar a compra de sua produção. Sem um volume de produção expressivo que viabilize economicamente a realização de operações de exportação e com as refinarias do país monopolizadas pela Petrobras, já que as três únicas refinarias privadas, Manguinhos, Ipiranga e REFAP, são muito pequenas e estão localizadas nas regiões Sul e Sudeste, longe das áreas dos pequenos produtores onshore, estes são obrigados a vender sua produção para a Petrobras,

[2] O Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP armazena e disponibiliza dados de sísmica e de poços, gerados pelas atividades de exploração e produção de petróleo nas bacias sedimentares brasileiras. O modelo idealizado pela ANP levou a montagem de um banco que pode ser compartilhado por diferentes empresas, e também, onde as empresas, para evitar custos com bases de dados particulares, podem armazenar seus próprios dados. Os dados públicos da ANP não são gratuitos, a não ser em alguns casos especiais.

fazendo com que ter bons contatos junto à empresa estatal seja uma variável estratégica fundamental. Inicialmente, a Petrobras, cotava a compra do petróleo baseada em uma fórmula, que seguia regras mundiais, considerando as cotações do petróleo tipo *Brent* e do dólar, subtraindo um *spread* relacionado à qualidade do produto. Em seguida, alterou seus contratos, estabelecendo valores máximos e mínimos para as cotações nas negociações de compra, acarretando custos de transação *ex-post* ao mercado.

A existência de um único comprador transfere à Petrobras um grande poder de barganha, alterando os preços para baixo, o que desestimula a entrada de novos atores, podendo ameaçar não só o crescimento desse mercado, como também a sobrevivência dos pequenos petroleiros já instalados no Brasil. Se o petróleo a ser produzido for leve e de baixo conteúdo de enxofre, a Petrobras tem interesse imediato na produção, pois evita, assim, a importação de petróleo cru de boa qualidade para suas refinarias. No entanto, se o pequeno operador produzir petróleo pesado e de alto teor de enxofre, a predisposição de compra é baixa, pois a Petrobras, crescentemente, tem um excesso de produção de petróleo de menor qualidade, que já deve exportar, muitas vezes com deságio. No futuro, pode-se imaginar o surgimento de comercializadores independentes, que terão um *pool* de produtores visando à exportação. Porém, em uma primeira fase, mesmo essa solução passa pelo livre acesso aos dutos e aos terminais de armazenagem e exportação da empresa estatal. Por isso, algumas empresas, como no caso da PetroRecôncavo, driblaram o problema preferindo assinar um contrato de serviço, com cláusula de performance junto à Petrobras. No entanto, como visto no capítulo três, nem isso tem evitado problemas para a venda da produção de outros campos marginais desenvolvidos pela empresa e não cobertos pelo contrato de serviço.

No âmbito da ANP, existem duas propostas de regulação: *(i)* uma futura arbitragem por parte da agência no preço do petróleo a ser produzido por pequenos produtores; e *(ii)* a criação de mini-refinarias próximas às áreas de produção, com capacidade para refinar de 3 mil a 10 mil barris, a exemplo de alguns países[3].

[3] Fonte: Revista Brasil Energia. **Venda do óleo preocupa**. p. 33**,** n° 279, fev. 2004.

A segunda proposta parece distante da realidade. A ANP não tem conseguido impor a desregulamentação no setor de refino, gerando um ambiente mais competitivo que pudesse atrair algum tipo de investidor independente. De outro lado, o processo de desregulamentação dos preços dos combustíveis iniciado com a aprovação da NLP 9.478/97 acabou sofrendo interrupção entre 2002 e 2004. Neste período, a Petrobras voltou a balizar os preços de venda dos derivados de petróleo. Como conseqüência, as refinarias brasileiras tiveram que arcar com perdas. A incerteza em relação ao comportamento de preços dos derivados no mercado interno impede que os investimentos ocorram. A idéia de que a flexibilização do setor petróleo traria o alinhamento dos preços internos aos do mercado internacional ainda não é uma realidade total. Às vezes, os preços internos estão mais baixos e, em outras ocasiões, mais altos. Essa defasagem impede a tomada de decisões de investimentos. No caso da Petrobras, as perdas são absorvidas pela estrutura vertical, pois, ao mesmo tempo, a rentabilidade das atividades *upstream* cresceu significativamente com o aumento do preço do petróleo. Nesse ambiente, os riscos mostram-se muito elevados para novos investidores em refino, particularmente na construção de pequenas plantas, que jamais poderão competir com as grandes refinarias da Petrobras.

Por outro lado, a arbitragem sobre o preço do petróleo produzido pelos pequenos produtores já é mais factível. A ANP já define preços de referência para fins de cálculo de participações governamentais (Capítulo IV, do Decreto n° 2.705). Seria possível introduzir novos critérios de fixação de preços que premiassem o petróleo dos pequenos produtores. Contudo, entre determinar um preço de venda superior e obrigar a Petrobras a adquirir um petróleo mais caro, mesmo quando deve exportar sua própria produção com deságio, há uma grande distância. Além disso, seria muito difícil a ANP interferir em políticas de descontos que os produtores seriam induzidos a oferecer à Petrobras para acelerar a compra do seu produto.

Na verdade, nenhuma regulação deve funcionar se não existe uma convergência de valores e um entendimento social sobre a importância das atividades onshore para o país. Regulações impostas de cima para baixo terminam gerando incertezas e custos de transação para aqueles que se mobilizam e depois assistem rupturas no processo regulatório e mudanças nas regras do jogo.

Outro fator importante na consideração de incertezas e riscos das atividades de E&P em campos maduros, é o custo do abandono. Tais custos referem-se a investimentos específicos, exigidos pelo órgão regulador, que devem ser realizados pelo operador, visando atender aspectos ambientais e de segurança quando os campos deixam de ser produtivos. No Texas, conforme descreve (FERREIRA, 2003), a regulação ambiental de campos maduros sempre foi muito frouxa. Como conseqüência, atitudes oportunistas de operadores de má fé conduziram às piores práticas, deixando ao estado um tremendo passivo ambiental que deverá consumir parte importante das rendas minerais coletadas. Nos últimos anos, procurando precaver-se de novos abusos, a TRC tem sido mais rigorosa em exigir práticas mais sustentáveis das empresas. Ao mesmo tempo tem obrigado a participação de todos os operadores em diferentes formas de fundos, cujo objetivo é financiar as operações de descomissionamento dos chamados "poços órfãos ou sem dono", ou seja, aqueles poços que foram deixados pelo último proprietário, que deveria ter a responsabilidade de descomissioná-los. Muitas vezes, o último proprietário é identificado, mas não tem qualquer possibilidade técnica e econômica de proceder o abandono segundo as melhores práticas. A regulamentação e as incertezas ambientais no Texas têm sido uma das principais fontes de custos de transação. Os bons operadores são penalizados para pagar pelas perdas geradas pelos maus.

Como se vê a questão sobre o abandono de poços não é nada confortável no Texas. Em 2004, registravam-se no estado cerca de 17.000 poços órfãos, ou seja, poços inativos sem um operador ativo que foram deixados abandonados por pequenas empresas independentes. Estes não quiseram, ou não tiveram, como arcar com os custos do descomissionamento, deixando um enorme passivo ambiental para a sociedade. Segundo a TRC, o custo de desativação desses poços é de US$ 4.500; por poço e, isso representa um custo acima de US$ 75 milhões para o Estado.

Desde 1991, foi instituído o *Oil Field Cleanup Fund* composto de taxas pagas pela indústria, visando a criação de um fundo a ser usado pelo estado para providenciar o abandono definitivo seguido de arrasamento de poços órfãos. Porém, todo o processo termina esbarrando na grandiosidade da tarefa e na capacidade limitada de fiscalização do órgão regulador. No estado do Texas, existem mais de 6.000 operadores e cerca de 350.000 poços de petróleo e gás, que são monitorados por apenas 76 inspetores da TRC. Muitas vezes, parte dos operadores acaba não respeitando as regras impostas pelo regulador. Por exemplo, informam, nos relatórios enviados

ao órgão, que poços inativos estão ainda produzindo, evitando-se, assim, os gastos com o fechamento dos mesmos.

No Brasil, a ANP quando estabeleceu a portaria 279/03 regulamentando a cessão total de direitos dos campos marginais, tratou, sobretudo, da atividade de abandono de poços. As novas regras estabelecem que a relação de poços abandonados e ativos de um campo tem de ser, no máximo, de um para um, ou seja, o número de poços fechados não pode exceder aquele dos poços em operação. Além disso, com o regulamento, todos os custos adicionais de abandono passam a ser de responsabilidade única da empresa que está vendendo a concessão e não de quem está comprando o ativo.

Segundo (MONTEIRO, 2004)[4], esta regulamentação visou dirimir os riscos do negócio para o pequeno investidor, pois as margens de ganho são pequenas para campos marginais. Evitou-se, também, dúvidas quanto à responsabilidade da atividade, pois a falta de regulamento nessa área gerou problemas no abandono dos poços localizados nos 13 campos marginais vendidos à Marítima e à W.Washington em 2001, no leilão da Petrobras. O ônus financeiro adicional acabou ficando para a Petrobras, que é a detentora desses campos. Tal solução parece aceitável porque a Petrobras é a empresa que operava esses campos até então. Talvez, por esse motivo, a empresa estatal tenha desistido de leiloar os campos, evitando possíveis custos de transação adicionais[5].

Situações similares ao Texas podem ser previstas para o Brasil. No segmento das atividades offshore, a licença ambiental deve ser fornecida pelo IBAMA. Este mostrou-se totalmente desequipado em recursos humanos, procedimentos de análise e recursos físicos para desempenhar suas novas funções[6]. Anteriormente à abertura do setor, o IBAMA também devia regulamentar as atividades da Petrobras. Na prática, a Petrobras se auto-regulava e procurava adotar as melhores práticas disponíveis. A prioridade do país era produzir petróleo e jamais um projeto deixaria de entrar em operação para aguardar a licença ambiental. Tal situação modificou-

[4] Entrevista do diretor da ANP na revista Brasil Energia, em **Portaria Trata do Abandono de Poços**, p.33, nº 279, fev. 2004.

[5] Fonte: Revista Brasil Energia. **Portaria Trata do Abandono de Poços**, p. 33, nº 279, fev.2004.

[6] Fonte: Revista Brasil Energia. **Lados opostos no Licenciamento Ambiental**, nº 288, nov.2004.

se radicalmente, desde 1995, quando iniciou-se a reestruturação[7]. Inclusive, uma série de grandes acidentes ambientais produzidos pela Petrobras fez a sociedade perder confiança no antigo sistema de auto-regulação da empresa, chamando o IBAMA a cumprir suas funções de fato[8].

A partir de 1999, quando a ANP passou a leiloar novos direitos exploratórios, a questão ambiental tornou-se gradualmente dramática[9]. O IBAMA não tendo recursos para atender o aumento da demanda por licenças ambientais para o início das atividades exploratórias das novas empresas do setor, demorava muito para emiti-las. Impôs-se custos de transação muito elevados para operadores que haviam comprado caro por tais direitos, depositando *up front* seus bônus de assinatura. Além disso, o tempo de licenciamento não era descontado do período de exploração acordado junto à ANP. Registraram-se casos de empresas que foram obrigadas a devolver suas áreas, pois o tempo de exploração tinha vencido, não tendo sido acatados os argumentos das empresas de que de 6 a 12 meses tinham sido perdidos esperando o licenciamento ambiental[10].

No caso de atividades onshore, em geral, o licenciamento ambiental será responsabilidade do órgão regulador ambiental estadual. Pode-se, portanto, esperar dificuldades similares, pois tais órgãos também estão desequipados e sem a menor tradição neste setor. Além disso, a maior parte das rendas minerais desses campos são transferidas para a União. Os recursos a serem transferidos para os estados não são dedicados ao órgão ambiental, para que ele cumpra suas funções. Portanto, as incertezas nesse plano são enormes tanto em possíveis atrasos no início das atividades de E&P, como em prováveis passivos ambientais que serão transferidos à sociedade.

Com relação aos custos de transação, atribuídos às incertezas fiscais, observa-se nítida diferença entre o Texas e o Brasil. Ambos pretendem coletar rendas e financiar gastos públicos. Porém, a longa experiência texana já fez materializar instrumentos fiscais anti-cíclicos visando a manutenção das atividades no longo prazo. Inclusive, em anos recentes, as corporações têm sido beneficiadas por políticas de diminuição de tributos. No caso da recente abertura para a

[7] Fonte: Revista Brasil Energia. **Acertando os ponteiros**, nº 283, jun.2004.

[8] Fonte: Revista Brasil Energia. **No conflito entre indústria e órgãos ambientais, natureza paga o preço**, nº 248, maio 2001.

[9] Fonte: Revista Brasil Energia. **SOS para o licenciamento**, nº 283, março 2005.

[10] Fonte: Revista Brasil Energia. **Falta eficiência ao IBAMA**, nº 248, maio 2001.

exploração de petróleo no Brasil, é consenso geral de que as empresas encontram dificuldades para investir no setor devido à insegurança do mercado em relação à instabilidade do regime tributário[11]. Além dos instrumentos fiscais tipicamente petroleiros, criados pela Lei 9.478/97, os quais têm sido bastante estáveis desde 1997, as empresas de petróleo devem arcar com um regime tributário complexo e de grande volatilidade. Em 2004, mesmo a estabilidade do regime fiscal petroleiro passou a ser questionada. Notadamente, há a celeuma levantada pela chamada "Lei Noel" do Estado do Rio de Janeiro. A Lei foi regulamentada em fevereiro de 2004 e previa a cobrança de uma alíquota de 18% sobre as atividades de extração de petróleo. Apesar da "Lei Noel" ficar vigente apenas por 24 horas, a mesma causou muita polêmica e apreensão aos investidores que consideraram uma bi-tributação. A generalização da proposta carioca seria negativa para as atividades de E&P. O grande problema de se taxar a extração do petróleo na origem é afetar, definitivamente, a viabilidade econômica dos projetos.

O país deve estar mais atento a este tipo de postura para não afastar os investimentos. O que se tem no Brasil é a preocupação constante do governo, ambos, estadual e federal, com seu déficit público e sua situação arrecadadora de tributos. A princípio, não se vê qualquer possibilidade de implementação de um regime fiscal diferenciado para atividades onshore, com mecanismos anti-cíclicos de atuação e com o objetivo principal de fomentador de investimentos. Deixando o investidor receoso quanto ao futuro do investimento, principalmente em um setor de petróleo e gás, que não tem uma tradição de mercado aberto às empresas privadas, geram-se incertezas e custos adicionais que afastam o capital. Serão necessários alguns anos de aprendizado para que o governo compreenda que tais investidores não podem arcar com os mesmos custos com os quais a Petrobras arca. Assim, o governo do Estado do Rio, preocupado, primordialmente, com sua questão de arrecadação de tributos, não tem favorecido ao setor de petróleo como um todo.

Outro exemplo, que trouxe, igualmente, um sentimento de intranqüilidade aos investidores, foi a taxação de plataformas e outros equipamentos importados através da "Lei Valentim", que entrou em vigor em julho de 2003, revogando a concessão do regime aduaneiro

[11] Fonte: Revista Brasil Energia. **Tributos tornam investimento de risco uma loteria milionária**, nº 285, ago. 2004.

especial temporário para o setor, REPETRO[12] (o qual, por sua vez isenta a indústria de uma série de impostos para torná-la mais atrativa). Como visto no capítulo quatro, uma grande barreira para as atividades onshore no Brasil é a indisponibilidade de equipamentos específicos. A única forma de superar tal barreira é garantir financiamentos para sua construção no país e/ou condições favoráveis para sua rápida importação. O REPETRO é um instrumento com esse viés, pois reconhece que, devido a especificidade dos ativos, a construção desses equipamentos no país não é, inicialmente, favorecida.

A Lei Valentim simplesmente renega essa particularidade e procura impor a competitividade da produção nacional via regime tributário. No caso, o Estado no Rio de Janeiro acentua a guerra fiscal travada com os demais estados da federação. O objetivo é encarecer fornecedores de equipamentos para a indústria do petróleo situados em outros estados e induzir a Petrobras encomendar crescentemente no próprio Rio de Janeiro. Fornecedores tradicionais deverão investir no Rio para garantir seu cliente prioritário. O foco de atuação dessa lei é, novamente, as atividades offshore. Porém, sua generalização nos estados do Nordeste pode dificultar ainda mais o desenvolvimento do segmento onshore.

Na questão do financiamento de equipamentos nacionais para atividades onshore, o quadro é igualmente complexo. Não resta dúvida que o financiamento do BNDES poderia contribuir para aumentar-se a oferta de equipamentos específicos que, em seguida, reduziriam os custos de transação para atividades onshore. Por outro lado, não havendo um mercado claro de investimentos onshore, o financiamento dos equipamentos através de *project financing* torna-se impossível. O financiamento via *corporate financing* torna-se muito mais caro, pois nenhum dos agentes econômicos envolvidos com atividades onshore apresentará o mesmo risco de crédito de uma empresa como a Petrobras. Nessa situação, quaisquer políticas que dificultem a importação de equipamentos poderá ser fatal para o segmento onshore.

Nos leilões 5° e 6° da ANP, foi testada a nova metodologia de células ao invés de blocos maiores. O sucesso dessa metodologia foi relativo, conforme descrito no capítulo três. O espírito da mudança era saudável, pois procurava-se reduzir os custos da transação impostos pela

[12] A validade do REPETRO, segundo o Decreto nº 5.138/04 passou para 2020.

especificidade dos ativos (vide capítulo quatro). No entanto, aparentemente, a metodologia não apresentou sucesso maior porque a redução de custos de transação pela especificidade dos ativos foi compensada por um aumento de custos de transação por incertezas e riscos. Empresas alegaram que a redução das áreas, juntamente com a diminuição do tempo exploratório tornaram o processo mais arriscado[13].

No Texas, o tamanho das áreas pode ser ainda menor, garantindo a participação de empresas muito pequenas. Porém, há liberdade total de negociação dos termos contratuais, inclusive nos prazos de exploração (vide capítulo três). Com relação às *leases* assinadas com o próprio estado do Texas, há, igualmente, maior flexibilidade contratual. Por outro lado, o processo de cessão de áreas é contínuo ao longo do ano e pode ser facilmente formalizado. Trabalha-se, portanto, continuamente no sentido de flexibilizar os processos, diminuir a especificidade das áreas, dando-lhes maior liquidez, e assim, reduzir as incertezas.

A realidade brasileira, com intuito de reduzir incertezas, principalmente no início do processo de reestruturação institucional (vide capítulo três), adotou uma modelagem muito inflexível. Um único contrato padrão (sofisticado demais para atividades onshore tão pequenas), praticamente nenhuma liberdade para a ANP negociar os termos contratuais e processos licitatórios em um único período do ano, sem qualquer consideração sobre as variáveis que podem afetar a demanda por áreas, como os preços do petróleo. Todo esse processo construído para as atividades de exploração e produção é rígido demais para o segmento onshore. A flexibilização do processo licitatório e dos contratos torna-se inevitável para garantir maior oferta de oportunidades, mais condizentes com a demanda, e uma tentativa de reduzir-se especificidade e riscos. Com relação às atividades onshore, o abandono do sistema de células representará um retrocesso. Ao invés disso, é necessário aprofundar o esforço de dar maior liquidez às áreas e procurar dar maior capacitação de negociação à ANP. Eventualmente, pode-se vislumbrar um processo de descentralização a partir do qual a ANP através dos escritórios regionais licitaria e negociaria os campos marginais e/ou maduros onshore. Haveria, assim, uma aproximação entre o regulador e os interesses regionais, fato determinante para o sucesso da TRC.

[13] Jornal do Commercio**, Agência esperava número maior de concorrentes**, 25/08/2003.

Em 2004, fatos inesperados, quase prejudicaram o sexto leilão da ANP. Uma liminar do Supremo Tribunal Federal baseada numa Ação Direta de Inconstitucionalidade, e que foi cassada antes do processo de licitação começar, comprometeu a imagem de segurança para investir no setor que a ANP construíra desde 1999[14]. Novas incertezas foram geradas, com impactos imprevisíveis sobre os custos de transações futuras.

Os acontecimentos de 2004, na verdade, refletem uma discussão política maior sobre a velocidade do desenvolvimento da produção do petróleo no Brasil. Na medida em que o Brasil aproxima-se da auto-suficiência, novos leilões da ANP atrairão investidores cuja eventual descoberta de petróleo levará o país a transformar-se em um exportador líquido de petróleo. Há resistências crescentes contra esse cenário, com alguns formadores de opinião sugerindo que o petróleo doméstico deveria ser preservado para consumo futuro.

Esse debate extrapola o escopo deste trabalho. Porém, uma redução no ritmo de leilões da ANP poderá ser danoso ao desenvolvimento das atividades onshore no País, pois, fechar-se-á a única oportunidade ainda disponível para acesso às áreas. Trata-se de uma nova fonte de incertezas. A respeito do que se decida sobre os novos leilões da ANP, deve-se preservar o segmento onshore. Este é irrelevante para a auto-suficiência petroleira do País e sua continuidade é fundamental para garantir-se a consistência e estabilidade de um processo ainda não consolidado.

5.3 Conclusão do Capítulo

De acordo com a ECT, a incerteza é um dos três componentes dos custos das transações, além da freqüência e da maior especificidade dos ativos. No capítulo anterior, viu-se que nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás, os ativos são altamente específicos, mas em grau relativamente menor, em atividades onshore. No caso da incerteza das transações, elas são naturalmente grandes devido ao risco exploratório.

[14] Fonte: Revista Brasil Energia. **Pelo respeito às regras**, em Carta ao leitor, nº 286, set. 2004.

Para as atividades onshore em campos maduros, o risco geológico é muito menor, porém existe um componente econômico e regulatório importante que pode inviabilizar os investimentos. No Texas, devido ao número grande de pequenos investidores e a importância deles na economia, o governo tem mantido programas de incentivos que ajudam a reduzir custos, e impedem que os poços de produção de petróleo em operação se fechem. No Brasil, a situação parece oposta. Não há um reconhecimento da importância das atividades onshore e adiciona-se desnecessariamente riscos e custos regulatórios.

Ao se comparar o Texas com o Brasil, este último apresenta maiores incertezas e riscos, em relação às atividades onshore em maduras e/ou marginais. Como foi visto neste capítulo, os fatores de maiores incertezas são: (1) a falta de uma regulação específica para as atividades de E&P em campos marginais; (2) o domínio da Petrobras no setor é muito grande, muitos campos marginais estão com ela, apesar de ser uma companhia grande, e como hoje só ela viabiliza a compra da produção das pequenas operadoras, isto lhe dá a possibilidade de barganha sobre preços; (3) a instabilidade do regime tributário; e (4) as questões ambientais sobre os procedimentos de abandono dos poços são muito importantes e têm sido um problema também para a regulação no Texas, pois se trata de um custo que os pequenos produtores têm que calcular sobre o investimento em campos de vida útil menor por já terem sidos extraídos grande parte de seu petróleo recuperável.

6. A FREQÜÊNCIA DAS TRANSAÇÕES NA E&P DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

6.1 Introdução

A freqüência das transações é o terceiro principal atributo que caracteriza uma transação. Ao contrário das outras duas, - a especificidade dos ativos e a incerteza, que, quanto maiores, mais elevados serão os custos de transação envolvidos no negócio, - com relação à freqüência, tem-se que, quanto maior a repetição das transações, adquire-se maior conhecimento e se estabelecem compromissos mais estáveis entre os agentes envolvidos, refletindo-se em menores custos de transação. Menores custos de transação traduzem-se em estruturas contratuais mais flexíveis e mecanismos de mercado menos complexos.

Desde o início da indústria do petróleo, dada a maior freqüência com que as negociações para exploração dos recursos foram ocorrendo entre os países e as companhias de petróleo, criou-se um conhecimento maior entre as partes envolvidas, possibilitando a construção de uma reputação, primordialmente, nos países que têm seu setor aberto e operando há algum tempo, apresentando menores custos de transação para o setor.

Neste capítulo, analisa-se o impacto da freqüência das transações no desenvolvimento das atividades onshore no Brasil e no Texas, procurando complementar as discussões tratadas nos dois capítulos anteriores.

6.2 A freqüência das Transações na E&P Onshore em Campos maduros no Texas e no Brasil

Segundo (DUTRA, 1995), vinte anos antes dos grandes projetos de P&D e, no mínimo, trinta anos antes das demais indústrias, e, principalmente, sem a intervenção do Estado, os integrantes da indústria do petróleo souberam institucionalizar as diferentes relações entre eles estabelecidas de maneira eficaz e, inclusive, estabelecendo-se parâmetros severos de selos de qualidade.

O Texas (visto no capítulo 3), desde o começo de suas atividades de exploração e produção de petróleo, desenvolveu um setor petroleiro que já solidificou todos os passos e procedimentos das transações; os formalismos necessários para o estabelecimento de contratos são mais do que conhecidos, pois já foram testados e revistos ao longo dos vários anos de desenvolvimento da sua indústria, tendo embasado um número infinito de transações, envolvendo todos os tipos de agentes econômicos, operando em quase todos os possíveis cenários. As atividades onshore sempre estiveram abertas a todos os investidores, o que permitiu criar-se uma reputação[1] na indústria, com grande transparência para todos os agentes envolvidos. Essa reputação reflete-se em modelos contratuais simplificados, nos quais garante-se às partes elevada flexibilidade para negociação dos termos.

No Brasil, ao contrário, dada a recente abertura ocorrida apenas em 1995-97[2], as relações contratuais são muito mais rígidas e complexas. Na ausência de reputação construída com o tempo e a elevada freqüência das transações, a ANP necessitou oferecer ao mercado um modelo contratual que pudesse proteger o investidor de toda possível ação oportunista do órgão regulador. Além disso, a baixa freqüência também não contribui para reduzir as suspeitas da sociedade em relação ao comportamento dos agentes econômicos, principalmente em um setor econômico que envolve a soberania nacional e, freqüentemente cercado de espíritos nacionalistas. Assim, a ANP obrigou-se a propor uma fórmula contratual que protegesse o País de toda ação "oportunista dos investidores" (e mesmo de um sentimento ainda reinante no final da década de 1990, de que a nova estrutura institucional, simbolizada pela ANP, não era entreguista e simplesmente visando a privatização dos recursos naturais brasileiros ou mesmo da própria Petrobras).

No cenário americano, o fato de se ter iniciado há tanto tempo, sempre com inúmeros atores, dando-se oportunidades e incentivos ao investimento no setor, as transações são mais fáceis e numerosas. Gravitam em torno dessas atividades vários negócios; por exemplo, a

[1] A reputação é construída através de compromissos confiáveis que tenham a perspectiva de continuidade das transações, sem que haja a probabilidade do custo de interrupção, devido a ação oportunista de um dos agentes envolvidos na transação, em benefício próprio. Por exemplo, o próprio governo pode mudar as regras do jogo, aumentando impostos, que podem comprometer investimentos já iniciados.

[2] A Emenda Constitucional nº 9/95 flexibilizou o setor, para a atuação de empresas privadas nacionais e estrangeiras, sendo que, a NLP nº 9.478 é de 1997. A ANP foi criada em 1998 e o primeiro leilão de áreas da ANP foi em 1999.

indústria de equipamentos, serviços, consultorias e segmentos específicos do sistema financeiro. Essas próprias relações geram um número infindável de transações, de elevada freqüência, havendo, portanto, um processo de mútua construção de reputação.

Nas operações desenvolvidas no Brasil, todos as formas de transações eram relativamente fluidas e incorporavam incertezas, além de repetirem-se com baixa freqüência. Primeiramente, nas relações dos fornecedores de equipamentos e serviços com a Petrobras, estas têm uma longa história, desde a operação monopolista da estatal, sempre visando promover a maioria dos fornecedores locais. Os contratos pecavam por falta de maior padronização. As relações com a Petrobras dependiam da manutenção de boas relações políticas e pessoais com funcionários da empresa, bem como com autoridades do governo no caso de grandes contratos. Não havia garantia de repetição da transação. Por outro lado, em um tradicional espírito nacionalista e desenvolvimentista, os contratos eram também paternalistas, deixando zonas cinzentas perigosas ao definir-se a responsabilidade das partes. Na verdade, todos os agentes necessitavam negociar com um único comprador que representava o Estado, havendo pouca margem de negociação dos termos contratuais. Ou se enquadrava nos editais de compra da Petrobras, ou retirava-se do mercado.

Este quadro tem mudado com a maior internacionalização das aquisições desde a abertura do setor. A prática contratual internacional gradualmente instala-se no País. Crescentemente, a Petrobras contrata grandes prestadoras de serviços multinacionais, como a Halliburton, que sub-contrata no Brasil ou no exterior. Por outro lado, fornecedores nacionais também deverão adequar-se à prática internacional para poder fornecer às demais petroleiras operando no Brasil. A diversificação dos agentes econômicos multiplica as possibilidades de transação. Contudo, isso desenvolve-se, principalmente, no segmento offshore, enquanto nas atividades onshore a freqüência de transações continua limitada.

Em um outro plano, encontra-se o relacionamento das empresas de petróleo com o governo, autoridades locais e com o órgão regulador, visando, principalmente, a aquisição de áreas através de licitação de concessões para exploração e produção de petróleo e gás no país. No passado, tais transações praticamente não ocorriam. A Petrobras detinha, literalmente, a concessão sobre todo o território nacional. Sua escolha de investimento era pautada pela visão

corporativa das melhores oportunidades, mas também para atender demandas de autoridades políticas regionais. Agentes privados jamais negociavam com o governo, mas sim com a empresa estatal e somente durante o período de vigência dos contratos de risco, entre 1975 e 1988. Neste momento histórico, o mundo do petróleo esteve marcado por profundos espíritos nacionalistas. Havia quase um sentimento de controle em torno dos recursos naturais. Além do mais, a Petrobras ainda era um pequeno *player* em termos de atividades de E&P, apenas começava a operar offshore e sobre a qual ainda não possuía domínio. Portanto, negociar contratos de risco com a Petrobras era, em si, difícil, não prevalecendo uma visão construtiva de cooperação entre as partes envolvidas. Apesar disso, a continuidade e evolução dos contratos de risco teria conduzido o Brasil a construir sua reputação com a multiplicação de transações. A Petrobras teria se adaptado naturalmente. Contudo, todo o processo foi obstruído pelo nacionalismo arraigado que cercou a elaboração da Constituição de 1988, que terminou com o sistema de contratos de risco. Somente após a aprovação da Emenda Constitucional de 1995 começou-se a criar um novo cenário de mercado mais aberto e competitivo.

Porém, a Lei 9.478/97 acabou inovando radicalmente e introduziu um regime institucional para o qual o Brasil não tinha qualquer experiência e reputação. A criação da ANP como órgão regulador independente, transformando a Petrobras em um agente econômico como qualquer outro, criou grande alteração no mercado. Entre 1995 e 1997, já prevendo-se a abertura imediata do setor, inúmeras empresas aproximaram-se da Petrobras para negociar contratos de parceria. A estatal chegou a assinar cerca de 150 cartas de intenções com um conjunto diversificado de investidores. Estes estavam certos que negociavam com o governo. Somente depois, compreenderam que a Petrobras não negociava mais em nome do governo. Ela passava a ser vista como mais um investidor. A corrida foi grande para acertar novas negociações com a ANP. Porém, quem era esse novo agente? Quais os seus princípios? Qual a sua prática de negociação? A total falta de experiência e reputação do órgão regulador custou ao país mais dois anos antes que o primeiro leilão pudesse ser realizado em 1999. Além disso, a ANP decidiu adotar um modelo rígido de licitação, para que se pudessem dirimir todas as incertezas do mercado e estabelecer um processo transparente.

Após seis leilões, os atores envolvidos estão aprendendo a operar no ambiente institucional brasileiro, com maior números de agentes e transações até então inexistentes. Os

problemas legais gerados em torno da tentativa de suspensão do sexto leilão de 2004 não foram favoráveis na difícil tarefa do Brasil de consolidar sua presença e reputação no setor de E&P global.

Contudo, como visto nos capítulos anteriores, a freqüência de transações em atividades onshore permanece restrita e o Brasil ainda não construiu reputação nesse segmento. Curiosamente, dado o pequeno porte das operações e dos agentes econômicos envolvidos, a elevada especificidade dos ativos em um segmento muito embrionário e o nível elevado de incertezas que ainda paira no mercado, o setor dos campos maduros no Brasil seria aquele que mais se beneficiaria da consolidação de uma reputação positiva como aquela construída pela TRC ao longo dos seus anos de operação.

Com o aumento da freqüência de transações em um setor caracterizado por elevada especificidade dos ativos e grandes incertezas, bem como diversidade dos interessados e a magnitude dos valores econômicos envolvidos, a indústria seria levada a formalizar suas relações, normalizar as informações, padronizar seus equipamentos e suas formas contratuais, buscando, igualmente, flexibilidade negocial.

Assim, como no início da formação desta indústria nos Estados Unidos foram realizados os primeiros projetos conjuntos de pesquisa e desenvolvimento conduzidos pelo *American Institute of Mechanical Engineering*. Ao reunir universidades, instituições governamentais e diversas empresas (companhias de petróleo, fornecedores de equipamentos, prestadores de serviço) procurou-se normatizar a formação dos técnicos e engenheiros especializados nos novos métodos de exploração e produção, e também a concepção e otimização dos equipamentos e processos. E, em 1940, foi criada a *Association of Oil Well Drilling Contractor* que reuniu as empresas especializadas na locação e operação de aparelhos de perfuração de poços, o maior segmento industrial a montante do setor.

Várias dessas instituições foram se estabelecendo ao longo do desenvolvimento da indústria, tanto a nível federal, como regional. Por exemplo, temos: a *American Association of Professional Landmen*, cuja missão é o estabelecimento de padrões de performance às negociações dos contratos (*leases*) de exploração e produção de óleo e gás; a *National Association of Royalty Owners* (NARO), que defende os interesses dos donos dos direitos

minerais e a *Independent Petroleum Association of America* (IPAA), que representa os operadores independentes de petróleo americanos desde 1929. E, no Texas, temos associações correspondentes, como: *Texas Land & Mineral Owners Association* (TLMA); *Texas Oil & Gas Association*, fundada em 1919 com mais de 2.000 membros, entre os quais executivos de grandes companhias de energia dos 50 estados americanos, produtores independentes, representantes de refinarias, companhias de perfuração, de transportes e dutos, de geofísica, de equipamentos e serviços, de seguros, bancos, advogados que atuam na área de óleo e gás, e donos de direitos de royalties do petróleo. A *Texas Independent Producers and Royalty Owners Association* (TIPRO) é outra associação comprometida em promover o interesse dos operadores independentes do setor no estado.

Depreende-se que, através da ação dessas associações, surge um processo de negociações de grandes interesses que ultrapassa as dimensões dos agentes econômicos individuais. Através desse embate se padroniza gradualmente os procedimentos e se cria a reputação reduzindo-se os custos de transação.

A multiplicação da freqüência de transações faz com que regular um universo tão grande de atores deixe de ser uma tarefa singular no Texas. A partir do ano 2000, a TRC implementou um serviço *on-line*, chamado "*Eletronic Compliance and Approval Process (ECAP)"*, como um procedimento eletrônico, visando introduzir eficiência ao processo de aquisição de permissão para perfuração de poços *(drilling permit)* junto ao órgão. Este sistema agilizou o processamento de mais de 150.000 pedidos anuais enviados à TRC, utilizando-se menos tempo para a análise e proporcionando uma economia de US$ de 3 a 6 milhões anuais ao Estado (OIL & GAS JOURNAL, 2000).

Por outro lado, o uso de novas tecnologias não contribui apenas na redução dos custos administrativos nos procedimentos do órgão regulador. Poder-se-ia, também, testar a hipótese de que tais tecnologias permitem reduzir as incertezas e, eventualmente, até a própria especificidade dos ativos. Por exemplo, transações *on line* de áreas de licitação podem tornar o mercado dessas áreas mais líquido e eficiente, com multiplicação vertiginosa de oportunidades. Haveria, portanto, uma combinação sinérgica dos três atributos das transações no sentido de redução do seu custo. Infelizmente, o teste dessa hipótese ultrapassa o escopo desta Tese.

Um outro exemplo interessante para mostrar o papel da freqüência das relações no estabelecimento de um compromisso confiável refere-se novamente à questão ambiental, já discutida no capítulo anterior. Uma vez que haja punição ao comportamento oportunista, impede-se que os maus operadores continuem ganhando com as atividades de E&P. Assim, gera-se uma reputação em relação ao rigor da regulação que induz os agentes econômicos a adotarem, prioritariamente, as melhores práticas da indústria[3].

Na medida que o setor se consolida e o número de transações se multiplica, o mercado torna-se muito responsivo ao preço do petróleo, ou seja, as transações tendem a aumentar (ou diminuir), na medida em que o preço do barril de petróleo sobe (ou desce). Pode-se observar esta correlação na *Figura 6.1*, que apresenta a evolução dos preços do petróleo, e nas *Figuras 6.2 e 6.3*, que refletem o total das atividades realizadas no Texas, no período de 1994-2000.

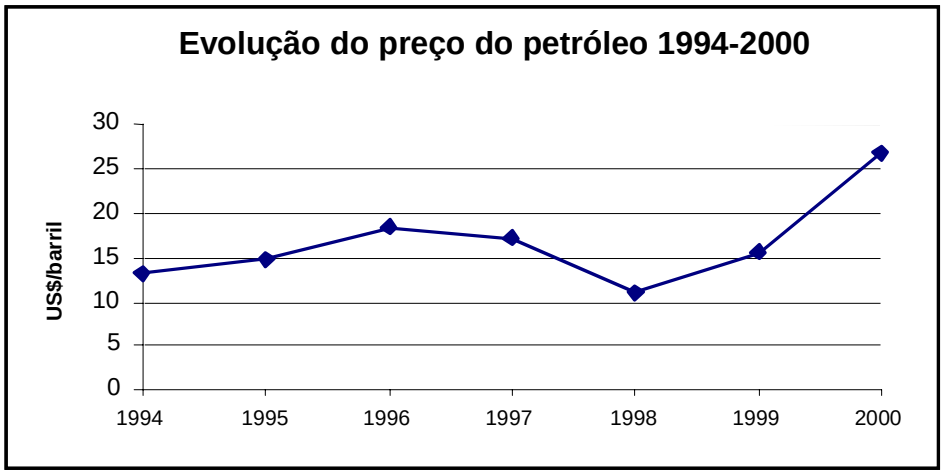

Figura 6.1 – A Evolução do preço do petróleo.
Fonte: *site* IPAA, Research & Information: Economic Reports, Oil & Composite Prices.

[3] Novamente, esta é uma hipótese forte cuja comprovação ultrapassa as dimensões deste trabalho.

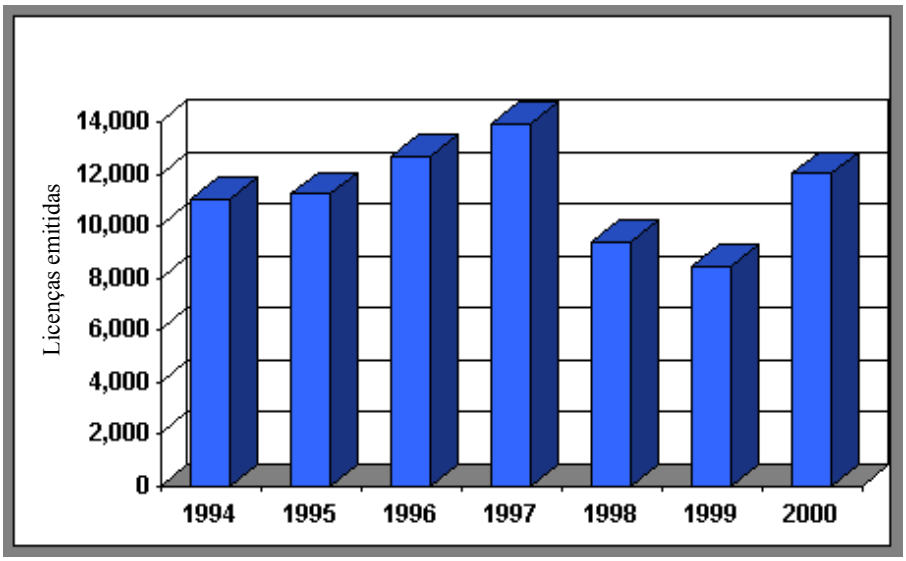

Figura 6.2 – Evolução do número de licenças para perfuração de poços no Texas.
Fonte: *site* TRC, Year in Review 2000.

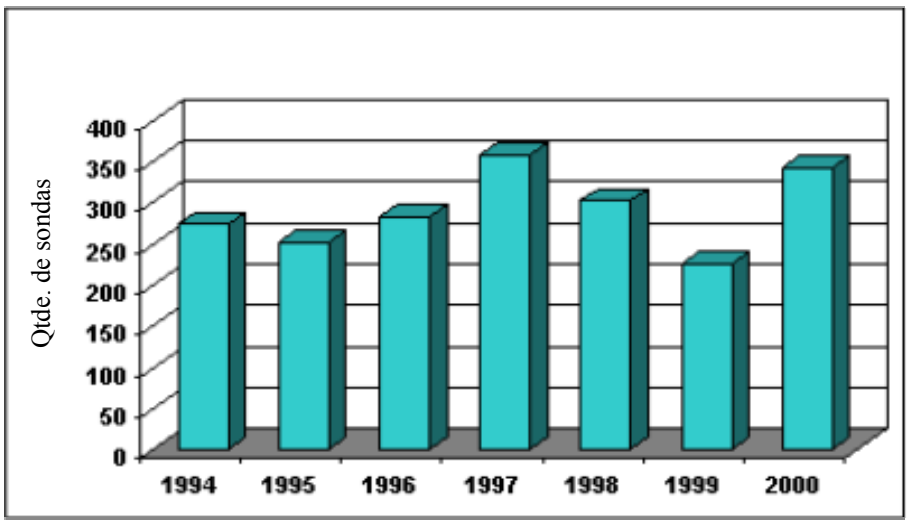

Figura 6.3 – Evolução do número de sondas trabalhando no Texas.
Fonte: *site* TRC, Year in review 2000.

As *Figuras 6.2* e 6.3 acima refletem a movimentação dos negócios na indústria de petróleo texana de 1994 a 2000. Verifica-se, portanto, que nos anos de 1998 e 1999, como já foi comentado anteriormente, as atividades foram reduzidas, acompanhando a curva dos preços do

petróleo, mas igualmente voltando a se recuperar em 2000, seguindo a subida do preço do barril de óleo. O mercado como um todo é mais exposto ao risco econômico dos preços do petróleo.

Por se tratar de ativos específicos, quando a demanda por equipamentos e serviços cai, seus preços também se reduzem e as companhias de petróleo acabam absorvendo parte da quase-renda desses ativos específicos. Junto com os incentivos oferecidos pela TRC, há um reajuste na partilha das rendas petroleiras no sentido de re-equilibrar o balanço econômico do negócio e manter sua sobrevivência, mesmo em situações mais críticas. De outro lado, em épocas de aquecimento da demanda por sondas e outros serviços especializados, seus preços aumentam, alguns, inclusive, observáveis em forma de mercado *spot*. Operadores poderão ter de enfrentar uma longa espera para contratá-las. A captura da quase-renda passa a ser realizada pelos próprios fornecedores dos equipamentos. Somente se houver um cenário de alta de preços de longo prazo no petróleo é que novos equipamentos serão construídos, alterando-se as relações de oferta e demanda. Por exemplo, em 2004, como o preço do petróleo esteve em patamares altos, entre 45 e 50 US$/b (*site* EIA), a previsão da disponibilidade de aluguel das sondas[4] no mercado spot era de 45 dias de espera, o que representou um aumento dos custos de transação aos operadores.

Apesar disso, neste mercado dinâmico e flexível, há uma certa tendência a uma eficiência de longo prazo, todos os agentes estão constantemente redistribuindo as rendas minerais e buscando a manutenção da produção. Qualquer outra solução de mercado poderá ser menos eficiente ou mais custosa para o estado. Porém, trata-se de uma solução que só é possível em uma situação de elevadas freqüências de transações.

No Brasil, com relação à articulação entre as operadoras locais e o núcleo de fornecedores de equipamentos, tem-se que, apesar da considerável capacitação dos fornecedores vinculados às atividades de petróleo, dado o baixo ritmo das atividades onshore, não se consolida uma escala mínima eficiente para a fabricação de alguns equipamentos específicos para o setor, sendo necessário importar-se os mesmos. A importação é factível quando os preços do petróleo são baixos e as atividades no Texas forem reduzidas. Porém, neste caso, a demanda do investidor brasileiro também é baixa. Quando as demandas estão aquecidas, a importação torna-se bem mais

[4] Fonte: Oil and Gas Journal Online, **Global drilling recovery marches on; utilization nears peak**, por Nina M. Rach em entrevista com R. Mason, da Land Rig Newsletter, ago. 2004.

cara. Há, também, o problema de escala, pois o importador permanecerá com um ativo específico, mas a freqüência de transações será muito baixa. Uma maneira de solucionar esse problema de escala seria a formação de cooperativas ou consórcios entre os operadores com campos maduros em uma mesma região, ou mesmo entre operadores e fornecedores de equipamentos e serviços especializados. Porém, a negociação desses consórcios em um ambiente tão restrito de transações, também é complexa e envolve custos importantes, pois os riscos de oportunismo são elevados.

6.3 Conclusão do Capítulo

O papel da freqüência das transações no estabelecimento de compromissos estáveis nas atividades de E&P em campos maduros e/ou marginais é muito mais importante do que normalmente revelado. Os exemplos das duas empresas nacionais atuantes hoje na bacia do Recôncavo, a PetroRecôncavo e a W.Washington, inseridas no setor através de modelos diferenciados de governança, revelam facetas distintas no relacionamento com fornecedores de serviços e equipamentos, mostrando que o setor pós-abertura ainda não teve tempo, nem capacitação, para se rearranjar em benefício dos poucos novos entrantes. A importância do papel da Petrobras e a forma como são disponibilizados os serviços e equipamentos, através de contratos pouco flexíveis para os pequenos operadores é o que prevalece na região. Muito dessa rigidez, discutida extensivamente nos capítulos três e quatro, explica-se pela baixa freqüência de transações registradas no País. É necessário, portanto, compreender o efeito combinado dos três principais atributos das transações. Este será o esforço a ser desenvolvido no capítulo sete.

7. CONCLUSÕES E ASPECTOS FINAIS SOBRE O PAPEL DA NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL NA ANÁLISE DAS QUESTÕES PETROLEIRAS E GASÍFERAS

7.1 Visão Crítica sobre a Modelagem Adotada

Este estudo valeu-se das ferramentas de análise da ECT para estabelecer um comparativo entre o setor de petróleo do Brasil e do Texas. Utilizou-se a experiência onshore texana, como *benchmarking,* para se identificar as melhores práticas no setor e avaliar-se quão distante se apresenta a realidade brasileira deste padrão. Como mencionado na introdução, não se trata de considerar o Texas como um modelo ideal a seguir, ou mesmo de imaginar que a experiência texana possa ser replicada no Brasil. Porém, a comparação de duas realidades diametralmente opostas permitiu maximizar o poder explicativo do modelo teórico adotado. O que se perseguiu foi a melhor compreensão dos principais parâmetros das transações no setor petroleiro e as barreiras para a criação de um mercado competitivo e propício à instalação de pequenas e médias empresas voltadas aos campos maduros e/ou marginais, visando proporcionar um maior dinamismo às regiões onde esses campos se encontram.

As ferramentas de análise utilizadas neste trabalho possibilitaram o ordenamento de pontos que se constituem barreiras e desafios a serem suplantados para expansão das atividades onshore no Brasil. O modelo genérico, proposto pela ECT, trata da eficiência de diferentes formas organizacionais como uma função da especificidade dos ativos e das demais dimensões das transações; isto é, a incerteza e a freqüência. A adequação dessa análise se justifica pela alta especificidade dos ativos na indústria do petróleo; a incerteza quanto aos riscos do investimento, que são característicos do setor, e a importância da freqüência das transações no estabelecimento de compromissos estáveis entre os diversos atores da indústria, ou seja, as empresas de petróleo, os fornecedores de equipamentos e serviços, e o governo.

Quanto à especificidade dos ativos, tem-se que esta diminui com a existência de um maior número de agentes para se transacionar, ou seja, cadeias industriais mais desenvolvidas (adensadas ou maduras) possibilitam estruturas de coordenação mais autônomas, como no exemplo da indústria de petróleo no Texas. Ativos físicos, como poços de produção, sondas de

perfuração, ou gasodutos de transporte e distribuição, e mesmo os demais equipamentos e serviços relativos ao setor, podem ser classificados como mais específicos para as atividades no Brasil, pois sua oferta é escassa e a freqüência de transações que permitiriam sua utilização é muito menor.

A proposta de identificar-se e reduzir-se os custos de transação para as atividades onshore em campos maduros e/ou marginais, dando ao setor maior capacidade de se desenvolver, mobilizando um número crescente de pequenas operadoras, passa, através do instrumental analítico proposto, pelo diagnóstico das especificidades das transações, a definição de suas barreiras e a determinação de como essas deverão ser tratadas, a fim de se estabelecer maior competitividade para o setor.

O ambiente institucional é composto de regras que estruturam a interação social, econômica e política de cada sociedade, podendo diferir substancialmente dentre duas regiões. É importante, portanto, ponderar-se sobre a pertinência de se transferir a experiência texana para o estudo do Brasil. Acredita-se que esta Tese tenha conseguido evitar qualquer visão simplista e aplicação equivocada de um modelo teórico complexo, cujas referências para a área de petróleo e gás natural são escassas, tanto no Brasil como no exterior. O esforço desenvolvido neste trabalho é original e, como tal, mantém uma série de imprecisões, bem como reflexões incompletas. No entanto, jamais pretendeu-se consumar com uma análise exaustiva de um problema tão complicado, no qual mesmo o objeto de estudo não pode ser facilmente caracterizado.

O modelo introduzido nesta Tese apresenta elementos fortes que merecem ser aprofundados com outras pesquisas. Há, portanto, toda uma linha de pesquisa a ser explorada no futuro. No entanto, também é necessário reconhecer a dificuldade de se traduzir as análises qualitativas aqui desenvolvidas em modelos mais quantitativos que melhor expressem as diferentes facetas dos custos de transação.

O desenvolvimento deste trabalho também gerou dificuldades importantes, pois a utilização de tal metodologia é recente, não havendo grandes referências a serem consultadas para a temática deste estudo. Admite-se que várias das imprecisões que possam ser encontradas ao longo do texto justificam-se principalmente pela pouca maturidade em trabalhar-se com uma metodologia tão intrincada.

7.2 Sugestões e Críticas de Estratégias e Políticas para Incentivar Atividades de E&P Onshore em Campos Maduros no Brasil

Tendo em vista o desenvolvimento do setor de petróleo e gás natural no Brasil, especificamente as diferentes características que envolvem as atividades onshore no País, buscou-se o estabelecimento de parâmetros que possam nortear políticas e incentivos às atividades relativas aos campos maduros e/ou marginais. Encontrar a melhor forma de desenvolver a produção desses campos é uma questão fundamental, pois, além de propiciar uma produção de petróleo e gás incremental, o crescimento do setor contribuirá, principalmente, para o fortalecimento da economia regional.

Este é um investimento para pequenas e médias companhias, o governo pode viabilizá-lo, acima de tudo, através da maior disponibilização de áreas para E&P e melhorando a estrutura industrial e fiscal para o setor. Porém, para que isso possa materializar-se, a exemplo do Texas, é necessário que se desenvolva uma conscientização nacional sobre a importância do tema, indicando os desafios regulatórios que deverão ser superados, permitindo que tal segmento possa ser tratado através de estratégias e políticas específicas.

O modelo monopolista que figurou até 1995, e mesmo a recente abertura do setor no país, visaram, principalmente, alcançar-se a auto-suficiência de petróleo e garantir a captura das rendas petroleiras pelo Estado. Não se tem propiciado a criação de um mercado interno dinâmico, com a inserção de inúmeros *players*, principalmente nas atividades onshore. Até hoje, o número de atores é tão restrito que qualquer entrada de duas ou três empresas novas nos leilões da ANP é celebrada, pois o órgão regulador pode comemorar mais um passo rumo a romper o monopólio da Petrobras. No entanto, a estatal continua presente em tudo o que se refere a petróleo no Brasil, mesmo naquelas atividades onshore, que podem não fazer sentido estratégico nenhum para uma empresa do porte da Petrobras.

Como se verificou ao longo deste trabalho, existem vários fatores que levam a dificuldades na operação de atividades onshore maduras no Brasil. Uma delas é a falta de disponibilidade de áreas, pois os processos de licitações anuais, juntamente com áreas onshore congeladas nas mãos da Petrobras, não fornecem oportunidade de entrada suficientes e não refletem os padrões internacionais com relação ao tratamento dado a essas áreas. Segundo a ECT,

não se criou no Brasil uma reputação no setor, dada a baixa freqüência das transações entre o governo e os pequenos operadores, que na verdade são poucos, pois reveses em políticas pré-estabelecidas e grandes incertezas regulatórias têm conseguido desestruturar as poucas iniciativas empreendedoras que se registram.

Nos exemplos da PetroRecôncavo e da W. Washington, constata-se que a primeira, por operar os campos marginais atrelada a um contrato de serviço com a Petrobras, apresenta vantagens operacionais em relação à segunda, que opera através de um contrato de concessão, tendo antes adquirido seus direitos a partir de um processo de cessão realizado pela Petrobras. A forma organizacional apresentada pela W. Washington repercute em maiores custos de transação, devido às dificuldades de disponibilização de serviços e equipamentos para a realização das atividades ou dos eventuais riscos que a empresa assume em não encontrar comprador para sua produção. Acaba-se, portanto, construindo um ciclo vicioso, ou seja, os ativos são mais específicos devido à baixa freqüência das transações, pois não há massa crítica para a criação de um mercado de equipamentos e serviços que atenda a demanda de menor escala das empresas que operam em terra. O nível de incerteza e risco aumenta, deixando de induzir novos entrantes, portanto a freqüência de transações permanece baixa e a especificidade dos ativos alta.

Dessa forma, a maior dinamização do setor passa, necessariamente, por estratégias que permitam romper esse ciclo vicioso. Não se pode deixar de observar que, dada a menor rentabilidade dos campos maduros, deve existir uma constante preocupação com a redução dos custos de transação, no sentido de viabilizar economicamente a operação dos mesmos. Por exemplo, através da provisão de equipamentos e serviços com tecnologias específicas à recuperação de campos marginais, mesmo em um contexto de fragmentação da demanda. Há a necessidade de inserção de empresas locais de fornecimento de bens e serviços para se equacionar a barreira da especificidade de ativos. Em um primeiro estágio, esse processo talvez passe pela viabilização de importações, reduzindo as dificuldades logísticas decorrentes de uma atuação espacialmente muito pulverizada dessas operadoras.

Por outro lado, deve-se trabalhar tenazmente na redução dos riscos, principalmente aqueles de ordem regulatória. O maior sucesso da PetroRecôncavo, em relação à W. Washington ou à Marítima, encontra-se na proteção oferecida pela Petrobras em seu contrato de serviço,

reduzindo substancialmente os riscos para o operador independente. No entanto, essa mesma proteção poderia, na verdade, ser fornecida pela ANP, através de uma regulação coerente que não deixasse os operadores independentes numa situação de dependência *vis-à-vis* à Petrobras. Se o objetivo de todo novo arcabouço institucional petroleiro propôs separar da Petrobras todas as funções de governo, dando à empresa estatal o desafio de atuar mais como empresa comercial, as soluções encontradas para a PetroRecôncavo não são, necessariamente, as ideais para o longo prazo. Os mesmos princípios desse contrato de serviço poderiam ser incorporados para todas as atividades onshore através de uma regulação crível, abrangente, entendida e aceita pela sociedade.

Apenas uma maior freqüência das relações pode solucionar os gargalos em termos da capacitação produtiva e inovativa dos novos operadores, que são resultados em grande parte, da ausência de vínculos efetivos de cooperação entre os diferentes segmentos de atores no arranjo produtivo (CTPETRO, 2003). O que ocorreu com as atividades texanas onshore foi a disponibilização de todo um aparato de indústrias correlatas e de apoio ao setor petroleiro (designadas de indústria para-petroleira, vide ZAMITH, 2001), ao lado dos pequenos operadores, suprindo suas demandas por serviços e equipamentos. Essa experiência não será trivial no Brasil, porque o potencial mineral disponível é muito menor e porque o contexto histórico é muito diferente. No entanto, havendo desenvolvido uma visão mais clara dos problemas, este trabalho espera servir de inspiração para novas políticas públicas, criativas, e que permitam superar algumas das barreiras que inibem as atividades onshore no Brasil.

A opinião de muitos agentes do mercado é que as atividades onshore e, principalmente, aquelas de menor porte, os *stripper wells*, são inviáveis no Brasil, porque a carga fiscal através dos *royalties* é muito cara. Foi visto que os *royalties* no Brasil variam entre 5% e 10%, enquanto que no Texas são, tradicionalmente, 12,5%, mas compensados por uma série de incentivos. Há, portanto, uma discussão mais aprimorada a ser desenvolvida com relação a este problema. Se os *royalties* em si constituem ou não a maior dificuldade no Brasil. Pois, é legítimo que o Estado aproprie-se de parte das rendas petroleiras. O problema é que tais *royalties* tornam-se onerosos quando todo o sistema trabalha sempre apontando para custos de transação maiores. Sem eliminar-se as demais fontes de custos de transação analisadas neste trabalho, parece pouco frutífero falar-se em redução ou mesmo eliminação total de *royalties*. Mais apropriado para as

atividades onshore brasileiras é a introdução de instrumentos fiscais anti-cíclicos que permitam manter a competitividade das atividades, mesmo em situações desfavoráveis. Evitar-se a contaminação do regime fiscal petroleiro, que tem apresentado surpreendente grau de estabilidade, pelo caos tributário que afeta todas as atividades econômicas desenvolvidas no país, inclusive guerras fiscais entre estados, que apenas geram incertezas e que já foram parcialmente trazidas para o mundo do petróleo por leis sancionadas no Estado do Rio de Janeiro.

Além disso, a experiência onshore brasileira necessita adquirir credibilidade e reputação, que apenas pode ser obtida com o aumento da freqüência de transações e, portanto, com sua não-ruptura.

Como foi mostrado no capítulo três, sobre a história das atividades onshore no Brasil e no Texas, neste último não houve ruptura do modelo regulatório adotado desde o início da formação de seu setor petrolífero. No Brasil, entretanto, a história petroleira é marcada por rupturas institucionais, legais e políticas. Quando houve a ruptura do modelo monopolista para a abertura do setor, a Petrobras passou a competir no mercado com outras empresas nacionais e internacionais. Os campos maduros que já refletiam um grande declínio de produção passaram a ser ainda menos prioritários para a estatal, havendo a desarticulação dos diferentes segmentos de atores e da capacitação produtiva local. No entanto, mesmo após a flexibilização do setor, o processo licitatório da ANP não tem conseguido tratar as atividades onshore de campos maduros de forma a viabilizá-las ao pequeno investidor. O processo de licitação e as áreas incluídas nos leilões tem sido muito abrangentes, os quais, acabam dando mais evidência ao setor dominante offshore. Ainda mais grave, os questionamentos iniciados em 2004, sobre a conveniência da ANP continuar realizando leilões anuais que poderão levar o País a transformar-se em exportador de petróleo, podem conduzir a uma desaceleração dos processos licitatórios que se aplicará linearmente para atividades onshore e offshore. Isso representaria mais uma ruptura importante no processo de consolidação das atividades onshore no Brasil.

Por outro lado, a Petrobras, que é uma grande companhia integrada e, pela lógica do setor, não deveria ter mais interesse em operar campos marginais, não encontra estímulo regulatório nenhum para renunciá-los para empresas menores. De fato, a estatal mudou sua postura em 2003, a partir da sua nova gestão e decidiu por mantê-los em seu *portfólio*, dentro de uma nova visão

estratégica que apenas pode ser explicada, no caso da empresa estar sendo tratada novamente pelo seu acionista majoritário, qual seja a União, como instrumento de implementação de políticas regionais. Seria mais uma ruptura no processo de modernização e aumento de transparência na gestão da principal empresa brasileira. Mas, há de se mencionar, igualmente, que a Portaria nº 279/03 contribuiu para que a Petrobras se tornasse mais reticente em renunciar à seus campos marginais, afinal a regulamentação sobre abandono de poços proposta onera a empresa. De outra forma, a agência tem é que evitar comportamentos oportunistas de novos pequenos operadores, para que o País esteja preparado para ter um segmento onshore dinâmico e competitivo. Ou talvez, o Estado esteja disposto a assumir para si o risco de ter de descomissionar alguns poços órfãos. Porém, isso não pode ser mais realizado transferindo-se todos os problemas e riscos para a Petrobras.

Para se dirimir as incertezas que acabam conferindo às atividades em campos maduros maiores custos de transação, em relação a ambientes mais estáveis como o Texas, há a necessidade de se estabelecer uma regulamentação específica para o setor. A conscientização desse processo exige uma articulação que ultrapasse os interesses dos agentes individuais. Assim, na indústria nacional, a exemplo do Texas, já existe uma tentativa de articulação através de entidades criadas para representar o setor. A Comissão de Incentivos aos Produtores Independentes do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) agrega fornecedores de equipamentos e serviços, empresas independentes e órgãos de fomento, que atuam no sentido de desenvolver as atividades em campos maduros no País.

Assim, constituem-se exemplos de fatores apontados por este trabalho e que representam fontes específicas de custos de transação às atividades onshore em campos maduros e/ou marginais:

(1) O alto valor dos pacotes de dados das áreas

(2) A preocupação com relação à manutenção da transparência da ANP

(3) O valor elevado dos *royalties* para campos maduros em relação aos custos de transação incorridos; porém, mais importante é a ausência de instrumentos anti-cíclicos de incentivos em períodos menos favoráveis

(4) A dificuldade de se obter linhas de créditos especiais para a operacionalidade dos campos, pois os bancos de investimentos vinculam o financiamento a garantias não adequadas ao porte dos pequenos produtores independentes; o mesmo se aplica ao financiamento de equipamentos específicos, os quais não podem contar com modalidades de *project finance*, pois as demandas não estão garantidas. Contudo, introduzindo-se mecanismos fiscais anti-cíclicos e eliminando-se outras formas de risco regulatório, por exemplo, através do acesso aos mercados, campos marginais podem ser ótima oportunidade para investidores institucionais de longo prazo, como fundos de pensão ou mesmo para poupanças individuais

(5) O alto preço dos serviços e equipamentos disponíveis, que está relacionado a um quadro de combinação entre ativos específicos e reduzida freqüência de transações; havendo um cenário de longo prazo de crescimento da indústria, associado a algumas linhas de financiamento específicas, incluindo em P&D e formação de recursos humanos, a capacidade de oferta de tais serviços tende a aumentar rapidamente para beneficiar-se dos preços elevados. Porém, subsidiar tais serviços, sem resolver os problemas que geram custos de transação parece inócuo

(6) A falta de infra-estrutura local, diferentemente do Texas, onde, a infra-estrutura petrolífera e gasífera foram construídas ao longo de anos, havendo uma malha de dutos e terminais que alcança praticamente todo o Estado. O Brasil dispõe de infra-estrutura pobre e as atividades onshore não deverão ser suficientemente volumosas para justificar novos grandes blocos de investimento, portanto, é fundamental fazer o melhor uso possível da infra-estrutura existente. Além disso, a regulação tem de ser consistente para garantir o livre acesso e a obrigatoriedade de compra, com monitoramento constante do órgão regulador sobre preços e tarifas praticadas

(7) A instabilidade fiscal que acaba gerando mais impostos a serem pagos, como a incidência do ICMS sobre a transferência de equipamentos e materiais entre os estados, pois como já foi dito, a maioria desses recursos não estão disponíveis nas áreas de E&P. A taxação desses equipamentos representa custos adicionais ao pequeno produtor e transferências adicionais de renda para o estado. É necessário compatibilizar essa ação do estado com o desafio das empresas de minimizar custos e poder tornar suficientemente lucrativos os campos com pequena produção

(8) O licenciamento ambiental é muito custoso e demorado; a experiência vivida com o IBAMA referente ao licenciamento ambiental de atividades offshore indica dificuldades. Porém, tal ineficiência regulatória poderá ser catastrófica para as atividades onshore. Os Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (OEMA's) terão que se adequar melhor para tratar desse micro-cosmo do mundo onshore. Pois, estes órgãos estão desprovidos dos recursos materiais e humanos para executar tais funções. É possível utilizar-se parte das rendas petroleiras atualmente transferidas para o Ministério do Meio Ambiente para capacitar as entidades estaduais. Em seguida, dos *royalties* coletados das atividades onshore, é necessário repensar sua distribuição no sentido de manter a operacionalidade das secretarias ambientais estaduais, bem como construir um fundo para a cobertura de passivos ambientais

(9) Com a introdução, a partir do quinto processo de licitação, do sistema de blocos menores ou células, a ANP procurou adequar o tamanho da oferta de áreas à capacidade operacional dos pequenos produtores. Porém, ainda está longe de conferir maior competitividade ao setor. Como mencionado, as áreas de campos maduros precisam ser disponibilizadas mais freqüentemente, multiplicando as transações e objetivando a criação de uma massa crítica de pequenos e médios operadores. De acordo com a ECT, essa estratégia é decisiva e trará uma reputação ao setor. O processo de se disponibilizar essas áreas de forma simplificada, através da Internet, em um *data room* permanente, ou em leilões mais regulares, são propostas complementares que permitiriam separar as áreas onshore, dedicadas às pequenas empresas dos grandes leilões de blocos exploratórios, basicamente offshore. Criar-se-iam, assim, dois momentos na atuação do órgão regulador. Aquele pontual dos grandes leilões e um continuado para as atividades onshore. A ANP criaria, assim, uma cultura particular para atividades onshore.

Apesar do esforço da ANP em procurar adequar o processo de licitação ao perfil das pequenas e médias empresas, críticas não faltam. Houve redução do prazo para a fase de exploração nos blocos terrestres, e isso prejudicou a operacionalidade das empresas, uma vez que os investimentos devem ser realizados em um prazo menor. Até a quarta rodada tinha-se um ano para fazer-se estudos preliminares, antes de se comprometer a fazer investimentos maiores. Além disso, o tamanho dos blocos terrestres, com 30 quilômetros quadrados, segundo as pequenas empresas, tornou-se muito pequeno, aumentando o risco de exploração e também, o risco de se formar *pools*, dado o aumento da probabilidade de empresas operarem o mesmo campo (o

problema é que, como visto no capítulo 3, as regras de unitização no Brasil ainda não foram completamente testadas e poderão ser fontes importantes de custos de transação). A experiência do Texas demonstra que é impossível a TRC agradar a todos a todo o momento. Na verdade, cabe ao órgão regulador estipular regras claras, com princípios transparentes e objetivos de longo prazo bem determinados. Quando a reputação tiver sido conquistada, os agentes econômicos se adaptarão à realidade proposta.

(9) O regime fiscal especial do Repetro para o setor de petróleo, também parece não ter efeito para as pequenas empresas, pois este garante a isenção fiscal à importação temporária de equipamentos para a indústria do petróleo na fase de E&P, mas não contempla as áreas de exploração terrestre, principal nicho de mercado das pequenas operadoras. No entanto, como visto ao longo do trabalho, em um período inicial, a importação pode ser a estratégia mais eficaz para reduzir o problema da especificidade dos ativos.

7.3 Conclusões

Este estudo promoveu uma discussão macro sobre as atividades onshore em campos maduros no Brasil. Como proposta a novas áreas de pesquisa, visando a promoção do desenvolvimento dessas atividades, poder-se-ia tentar determinar o efeito multiplicador da renda na região das atividades onshore em campos maduros, com a inserção das pequenas e médias empresas no setor. O que colaboraria para o estabelecimento de políticas setoriais mais assertivas.

Reconhece-se os limites da aplicação teórica aqui desenvolvida e mesmo os possíveis equívocos gerados a partir da comparação de duas realidades distintas, do Brasil e do Texas. Salienta-se, contudo, o objetivo principal do trabalho de não ser exaustivo, mas apenas propor uma linha de pesquisa original, cujas dimensões parecem ser múltiplas, abrindo-se, portanto, diferentes idéias a serem aprofundadas posteriormente.

No Brasil, como foi visto no decorrer deste trabalho existem barreiras que impedem o mesmo vigor nas atividades onshore em campos maduros. Primeiramente, ficou evidenciado que essas atividades estão associadas à entrada de pequenas e médias empresas no setor. Sendo que,

as propostas no âmbito deste trabalho que parecem factíveis para a vitalização do setor e foram se esboçando como soluções para a realidade dos campos maduros brasileiros, são as seguintes:

(1) Separar-se o processo licitatório de áreas onshore maduras e/ou marginais, do processo das áreas de novas-fronteiras e de elevado potencial onshore e offshore

(2) Disponibizar-se as áreas onshore maduras de forma mais simplificada e freqüente, isto possibilitará a inserção, de um maior número de pequenas e médias empresas nas regiões de campos maduros, que ao demandarem equipamentos e serviços viabilizarão, em médio prazo, a criação de pequenos prestadores de serviço e fornecedores locais

(3) Com relação a questão tributária, o bom senso deve imperar, incentivos e reduções de tributos devem ser implantados de maneira a compensar-se os recursos deixados de serem arrecadados pelo governo através da geração de renda nas regiões onde essas atividades estão inseridas (a exemplo do Texas, que para cada US$ 1 investido no setor, tem-se um efeito multiplicador de US$ 2,91 a mais na economia)

(4) A redução dos *royalties* é uma forma de viabilizar as pequenas empresas, uma vez que estas têm dificuldades em conseguir financiamento e em arcar com o passivo ambiental dos projetos; porém, apesar de estar previsto no Decreto nº 2.705/98 a redução do percentual de 10% até um mínimo de 5% do volume total da produção tendo em vista as expectativas de produção e outros fatores pertinentes ao bloco, efetivamente são poucas as áreas sob concessão que tem redução, sendo que, no relatório mensal da ANP sobre a incidência de *royalties* (vide Anexo V), nenhuma chega a menos de 6,8%

(5) Para se criar um setor verdadeiramente competitivo, há necessidade de que as empresas que hoje atuam na região passem a deixar, gradativamente, de depender da Petrobras para o acesso a uma gama de competências que ainda encontram-se circunscritas a estatal

(6) Deve-se garantir o melhor uso da infra-estrutura existente

(7) E, finalmente, estabelecer-se uma regulação e linhas de crédito específicas para o setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADAUTO, C.P. **Estratégias das Empresas de Petróleo – As Estratégias Comerciais para o Mercado de Blocos de E&P de Óleo e Gás.** Petrobras – E&P. Rio de Janeiro.

ANDREWS, P. **Fiscal Systems for Mining – The Case of Brazil. Journal of Mining Policy, Business & Environment.** Centre of Energy, Petroleum, Mineral Law and Policy Series. University of Dundee, Scotland. vol.13, n.2.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP). **Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e/ou Gás Natural.** Rio de Janeiro, 2004.

ANP; site: www.anp.gov.br e **Notas Técnicas**, Vol. I – Regulação, 2000.

ASMUS, D. **Comments to the 1995 Model Form International Operating Agreement**, in Prof. Cameron, readings on Financing & Managing Oil and Gas. Centre of Energy, Petroleum, Mineral Law and Policy. University of Dundee, Scotland.

BARBERIS, D. **Negotiating Mining Agreements: Past, Present and Future Trends.** Centre of Energy, Petroleum, Mineral Law and Policy Series. University of Dundee, Scotland, 1998.

BARBOSA, D.H., BASTOS, A. C. **Impacto da Tributação nas Atividades de E&P em Águas Profundas no Brasil.** Instituto de Geociências da Faculdade de Engenharia da Unicamp, 2000.

BARROWS COMPANY INC. **Basic Oil Laws & Concession Contracts**. Várias consultas.

_____ **Petroleum Legislation.** Várias consultas.

_____ **Word Petroleum Taxation & Legislation Report**. Várias consultas.

BINDERMANN, K. **Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis.** Oxford Institute for Energy Studies, England, 1999.

BOSSON, R.; VARON, B. **The Mining Industry and the Developing Countries.** A World Bank Research Publication. Oxford University Press, Oxford, 1977.

CAFFARA, C. **A Theory of Contract Choices with References to Petrol Retailing: Risk, Incentives and Competition.** Oxford Institute for Energy Studies, England, 1994.

CÂMARA, R. **Novas Oportunidades para a Bacia do Recôncavo**. Revista Brasil Energia. RJ, set., 2002.

CARVALHINHO F°, J. C. **O Valor da Adaptação e Flexibilidade em Contratos Incompletos de Longo Prazo envolvendo Ativos Específicos – uma aplicação na Indústria de Gás Natural.** FEA/USP, 2001.

CHEUNG, S. On the New Institutional Economics. In: Cheung, S. et al. **Contract Economics**, p.48-75, 1990.

CIÊNCIA HOJE. **Um (bom) negócio para pequenos**. Seção Especial Petróleo e Gás, vol. 32, n°138, p.82, nov.2002.

COASE, R.H. **The Nature of the Firm**. Economica**,** nº 4, November, 1937.

DAINTITH, T.; WILLOUGHBY, G.; HILL A. **UK Oil & Gas Law.** Sweet and Maxwell Edition, 1999.

DALE, J.C. **The Nuts and Bolts of Practicing Upstream Law on an International Basis Agreements for the Exploration and Exploitation of Hydrocarbons**. Exxon Exploration Company, Houston, Texas, 1997.

DUTRA, L.E.D. **O Petróleo no Início do Século XX: alguns elementos Históricos**. Revista Brasil Energia. Vol 4, nº1. RJ, 1995.

EMERSON, C.; GARNAUT R. Mineral Leasing Policy: Competitive Bidding and the Resources Rent Tax Given Various Responses to Risk**. Economic Record 60**, nº 169, p.133-142, June, 1984.

ESPINO, J. **Instituciones Y Economia – Una introdución al neoinstitucionalismo económico.** Fondo de Cultura Económica, México, 1999.

FARINA, E. M. Q; FURQUIM, P.A.; SAES, S. M. **Competitividade: Mercado, Estado e Organizações**. Editora Singular; São Paulo, 1997.

FERREIRA, F. DONEIVAN. **Anticipating Impacts of Financial Assurance Requirements for Offshore Decommissioning: a Decision Mode for the Oil Industry**. Tese apresentada ao Instituto de Geociências para a obtenção do título de Doutor em Ciências. Universidade de Campinas, SP, 2003.

GAO, Z. International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions. **Graham & Trotman, Martinus Nijhoff**, pp.66-93. London, 1994.

GENERAL LAND OFFICE (GLO), site: www.glo.state.tx.us.

HART, O. **Firms, Contracts and Financial Structure.** Oxford University Press, Oxford, 1995.

HELDER, Q.P.Jr. (coord.). **Análise Comparativa de Agências de Regulação de Energia.** Grupo de Energia do Instituto de Economia da UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

HOTELLING, H. The Economics of Exhaustible Resources. **Journal of Political Economy**, p.137-175, April, 1931.

HUBBERT, M. King. **Energy Resources a report to the Committee on Natural Resources**. National Academy of Sciences, 141p. ,Washington, D. C., USA 1962.

IHS Energy, **Reports of Latin America**, 2003.

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF AMERICA (IPAA) – www.ipaa.org. **Survey: Profile of Independent Producer,** 1996 and 1998.

_____. **Crude Wakening**. Newsletter of the IPAA, Vol.I, Number 2, July 28, 1998.

JENSEN, M.C. & MECKLING, W. H. Theory of the firm: Managerial Behavioral, Agency Costs, and Capital Structure. **Journal of Financial Economics**, n°. 3, p.305-360, Oct., 1976.

JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems & Production Sharing Contracts**. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, 1994.

JORNAL GAZETA MERCANTIL, vários números.

KHADR, A.M. **Fiscal Regime Uncertainty, Risk Aversion and Exhaustible Resource Depletion.** Oxford Institute for Energy Studies, England, 1987.

KLEIN, B., CRAWFORD, R. & ALCHIAN, A. Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process. **Journal of Law and Economics**, 21, p.297-326, Oct. 1978..

KREPS, D. **A Course in Microeconomics Theory.** Princeton University Press, Princeton, NJ, 1990.

LAFFONT, J.J. & TIROLE, J**. A theory of Incentives in Procurement and Regulation**. The MIT PRESS, Cambridge, MA, 1992.

LEVY, B. & SPILLER, P. **Regulation Reform in Public Utilities: the experience of Latin America,** mimeo, 1994.

LOWE, J.S. **Oil and Gas Law in a Nut Shell**. West Publishing Co, St.Paul, Minnesot. 3ª edição, 1995.

LUCZYNSKI, E. **O Desenvolvimento de Campos Marginais e a Nova Indústria Nacional de Petróleo.** Congresso de Energia. Rio de Janeiro, 2002.

MACHINA, M. J. *Choice* **Under Uncertainty: Problems Solved and Unsolved.** Economic Perspectives, vol 1, n° 1, pp.121-154, 1987.

MARTINS, L.A.M. **Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo.** Série Estudos e Documentos, nº 35. RJ, 1997.

MEGILL, R.E. **An Introduction to Exploration Economics**. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 3ª edição, 1988.

MILGROM, P; ROBERTS, J. **Economics, Organization & Management**. New Jersey: Prentice Hall, 1992.

MODEL FORM INTERNATIONAL OPERATING AGREEMENT FOR USE WITH CONCESSIONS OR LICENSES, in Prof. Cameron, **readings on Financing & Managing Oil and Gas.** Centre of Energy, Petroleum, Mineral Law and Policy. University of Dundee, Scotland, 1995.

MOMMER, B. **Oil Prices and Fiscal Regimes.** Oxford Institute for Energy Studies, England, 1999.

_____ **The Governance of International Oil – The Changing Rules of the Game.** Oxford Institute for Energy Studies, England, 2000.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme.** Thèse présentée pour l'obtention du doctorat en sciences économiques, Université de Bourgogne, Faculté de Science Ëconomique et de Gestion, France, 1997.

_____ **The Oil and Gas Sector – Outlook and Opportunities.** CWC publishing, London, UK, 2001.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; CORREIA, C. **Deve a ANP explorar novas fórmulas contratuais?** Anais do III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético: O novo setor energético - modelos; Regulação e Competitividade. São Paulo, 1998.

MOURATO DE ANDRADE, C.A.; MOUTINHO DOS SANTOS, E.; FERREIRA,D. **Desafios Exploratórios – Pode o Brasil atingir sua Auto-Suficiência em petróleo?** Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, 2004.

NORTH, D. **Institutions, Institutional Change and Economic Performance**. Cambridge University Press, 152p., 1991.

_____ **Custos de transação, Instituições e Desempenho Econômico**. Série Ensaios e Artigos, Instituto Liberal, 38p., Jun.,1994. Rio de Janeiro

NOTA TÉCNICA 06. **Sistemas Produtivos e Inovativos Locais na Indústria de O&G – Análise da Experiência de Campos Marginais do Recôncavo Baiano.** Projeto CTPETRO, Instituto de Economia da UFRJ, 2003.

OIl & GAS JOURNAL – Várias edições.

_____ **Texas Railroad Commission, introduces Internet-based permit process**. Drilling & Production, pp.42-46, May 8, 2000.

Oil & GAS INVESTOR – Várias edições.

OSMUNDSEN, P. Dynamic Taxation of Non-Renewable Natural Resources under Asymmetric Information about Reserves. **Canadian Journal of Economics 31**, nº 4, pp.933-951, Oct., 1998.

OTTO, J.M. Global changes in mining laws, agreements and tax systems**. Resources Policy 24**, nº 2, pp.79-86, June, 1988.

PESARAN, M.H. **An Economic Analysis of Exploration and Extraction of Oil on the UK Continental Shelf.** Oxford Institute for Energy Studies, England, 1989.

POSTALI, F.A.S. **Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil.** Dissertação apresentada na Faculdade de Economia- USP, publicação do BNDES, 2002.

PRATES, J. P. T.; SARMENTO, A. B. A. **Contratos de Petróleo: Conciliando interesses de Governos e Empresas.** Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais, n°. 8. Instituto Liberal, 1994.

PRINDLE, D. F. **Petroleum Politics and the Texas Railroad Commission**. University of Texas Press, Austin. 1ª edição, 1981.

PROJETO CTPETRO **Sistemas Produtivos e Inovativos locais na Indústria de O&G - Análise da Experiência de Campos Marginais do Recôncavo Baiano**, Nota Técnica 06. RJ, 2003.

RAILROAD COMMISSION OF TEXAS (RRC), site: www.rrc.state.tx.us.

_____ **Severance Tax Exemptions and Reductions as Incentive to Increasing Texas Oil and Gas Production.** Oil and Gas Division, 1997.

_____ **Rules Having Statewide General Application to Oil, Gas and Geothermal Resource Operations within the State of Texas.** Published by Oil and Gas Division, 2003a.

_____ **Filing Procedures Manual: Permitting & Production Services**. Published by Oil and Gas Division. 2003b.

RAYMOND JAMES & ASSOCIATES. **A Comprehensive Framework for E&P Valuation.** Industry Report, St. Petersburg, FL., 2000.

REVISTA BRASIL ENERGIA, vários números.

REVISTA PETRO & QUÍMICA, vários números.

RIBEIRO, M.R.S. **As Joint Ventures na Indústria do Petróleo.** Ed. Renovar, RJ, 1997.

RICARDO, D. **Princípios de Economia Política e Tributação**. Nova Cultural, Col. Os Economistas, São Paulo, 1996.

ROWAN, J. & ROBISON **Planning Control of Onshore Oil and Gas Development in the United Kingdom.** University of Aberdeen. Seminar at Centre of Energy, Petroleum, Mineral Law and Policy Series. University of Dundee, Scotland, 1996.

SALANIÉ, B. **The Economics of Contracts: A Primer.** MIT Press. Cambrigde, MA, 1997.

SALTER, J.R. **UKOnshore Oil and Gas Law.** London Sweet and Maxwell, 1998.

SCHIOZER, R. **Um modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo**. Dissertação apresentada no curso de Ciências e Engenharia do Petróleo do Instituto de Geociências da UNICAMP, Campinas, 2002.

SILVA, V. L.S. **Os Contratos de Franquia: Uma abordagem Empírica.** Mimeo. Universidade Federal de São Carlos, 1998.

SIMON, H. **El comportamiento administrativo: estudio de los procesos decisorios em la organización administrativa.** Agilar, Buenos Aires, 1988.

SMITH, E. **Typical World Petroleum Arrangements.** The University of Texas at Austin, School of Law, paper 9, in Prof. Cameron, readings on Petroleum Taxations Series. Centre of Energy, Petroleum, Mineral Law and Policy. University of Dundee, Scotland.

SMITH, E.; DZIENKOWSKI, J.; LOWE, J.; CONINE G. & ANDERSON O. **Service Contracts, Technology Transfers, and Related Agreements.** Journal, University of Texas School of International Law.

SOUZA, R. A. **Petróleo: Histórias das Descobertas e o Potencial Brasileiro**. Rio de Janeiro, Ed. Labouré Lima, 1997.

SUSLICK, S.B.; NEPOMUCENO, F. F. **Alocação de Recursos Financeiros em Projetos de risco na Exploração de Petróleo**. Revista de Administração de Empresas (ERA). vol. 40, nº 1, pp. 63-75, São Paulo, jan-mar, 2000.

SUSLICK, S.B (org). **Regulação em Petróleo e Gás Natural**. Editora Komedi; Campinas, 2001.

TAVERNE, B. **An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry: Laws, Contracts & Conventions**. Graham & Trotman, Martinus Nijhoff. London, 1994.

TEXAS RAILROAD COMMISSION (TRC), veja RAILROAD COMMISSION OF TEXAS.

TREBILCOKC, M. & DANIELS, R. **Private Provision of Public Infrastructure: The Next Privatization Frontier?** *University of Toronto*, mimeo, 1994.

UNITED NATIONS. **Financial & Fiscal Aspects of Petroleum Exploitation.** *U.N. on Transnational Corporations*, series B, n°3. New York, 1987.

VALOIS, P. **A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo**. Editora Lumen Juris, RJ, 2000.

WÄLDE, T.W.; N'DI, G. **Stabilising International Investment Commitments: International Law versus Contract Interpretation**. Centre for Petroleum, Mineral Law and Policy. University of Dundee, Scotland, 1994.

WÄLDE, T.W. **The Current Status of International Petroleum Investment: Regulating, Licensing, Taxing and Contracting.** Centre for Petroleum, Mineral Law and Policy. University of Dundee, Scotland, 1995.

WEBER, M. **A ética protestante e o espírito do capitalismo.** Biblioteca pioneira de Ciências Sociais, S. Paulo, 1981.

WILLIAMSON, O. E. **The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting.** New York: Free Press, 1985.

_____ **Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives**. Administrative Science Quarterly, 36, pp.269-296, Jun., 1991.

YERGIN, D. **O Petróleo – uma História de Ganância, Dinheiro e Poder.** Ed. Página Aberta Ltda. SP; 1994.

ZAMITH, R. **A Indústria Para-Petroleira Nacional**, dissertação apresentada no Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP. Editora Annablume, São Paulo, 2001.

ZAMITH, R.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Developing Brazil's Onshore E&P Oil Activities and Reducing the Country's Exposure to the Economic Cycles of the Global Oil Market**. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, Estados Unidos, 2003a.

_____ **O Desenvolvimento das Atividades Onshore no Brasil – Introdução a uma Abordagem Contratualista.** 2º Congresso Brasileiro de P&P em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, 2003b.

Zylbersztajn, Décio. **Estruturas de Governança e Coordenação do Agribusiness: uma aplicação da Nova Economia das Instituições.** Tese de Livre-Docência, Dept° de Administração, FEA/USP, 238p., 1995.