

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

**PETRÓLEO EM CAMPOS MARGINAIS:
UMA ABORDAGEM NEO-INSTITUCIONALISTA**

Niterói,
Agosto de 2007.

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

ALECIANA CELICE SALES GUSMÃO

**PETRÓLEO EM CAMPOS MARGINAIS:
UMA ABORDAGEM NEO-INSTITUCIONALISTA**

Dissertação submetida ao corpo docente da
Faculdade de Economia da Universidade Federal
Fluminense – UFF, como requisito parcial para a
obtenção do Título de Mestre em Economia.

ORIENTADOR: Ruy Santacruz

Niterói,
Agosto de 2007.

FOLHA DE JULGAMENTO

Titulo: Campos Marginais: Uma Abordagem Neo-Institucionalista

Candidata: Aleciana Celice Sales Gusmão

Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas.

Data da Defesa: 30/08/2007

Banca Examinadora:

Prof . Dr. Ruy Santacruz – Orientador
Universidade Federal Fluminense UFF

Prof. Dr. Jorge Britto
Universidade Federal Fluminense UFF

Prof. Dr. Aléxis Toríbio Dantas
Universidade Estadual do Rio de Janeiro UERJ

Niterói,
Agosto de 2007

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao meu orientador Ruy Santacruz pelo companheirismo; aos Professores do Departamento de Economia e Estatística da Universidade Federal de Juiz de Fora, que ainda na Graduação depositaram muita confiança em mim e no meu trabalho; à ANPEC, ao Cnpq e à UFF que me abriram as portas necessárias no Rio de Janeiro para que eu pudesse chegar à cidade maravilhosa e aqui depositar todas as minhas expectativas futuras; à SIGLASUL que alavancou minha carreira profissional; à minha família; aos meus amigos; a todos que de alguma forma contribuíram para que eu chegasse até aqui e a toda inspiração dos últimos tempos, sem a qual o termino desse trabalho não teria se constituído.

SUMÁRIO

RESUMO	7	
ABSTRACT	8	
INTRODUÇÃO.....	9	
CAPÍTULO I		
A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL E A		
ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO		14
1.1. Ponto de Partida: COASE	14	
1.1.1. Custos de Transação e as Formas Organizacionais	15	
1.2. WILLIAMSON: Teoria dos Custos de Transação	17	
1.2.1. Pressupostos comportamentais	17	
1.2.1.1. Racionalidade Limitada	17	
1.2.1.2. Oportunismo	18	
1.2.2. As Dimensões das Transações.....	18	
1.2.2.1. Especificidade de Ativos	21	
1.2.2.2. Incerteza	23	
1.2.2.3. Frequência	24	
1.3. Fundamentos da NEI	26	
1.3.1. Integração Vertical	26	
1.3.2. Economia da Informação.....	26	
1.3.3. Teoria dos Direitos de Propriedade	28	
1.3.4. Instituições.....	29	
1.4. WILLIAMSON: Escolha da Forma Organizacional	30	
CAPÍTULO II		
AS ATIVIDADES DE E&P, PERFIL DOS INVESTIDORES E A REESTRUTURAÇÃO		
DO SETOR PETROLÍFERO NO BRASIL		36
2.1. As Atividades de E&P: Descrição das Etapas que Caracterizam o <i>Upstream</i> da		
Indústria de Petróleo e Gás Natural.....	36	
2.2. Perfil das Empresas Atuantes no Setor Petrolífero.....	42	

2.3.	O Setor Petrolífero Brasileiro e sua Reestruturação.....	46	
2.3.1.	Rodadas de Licitação Realizadas pela ANP.....	47	
2.4.	Experiência Internacional.....	55	
2.4.1.	Venezuela.....	56	
2.4.2.	Estados Unidos.....	58	
CAPÍTULO III			
CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA:			
ENFOQUE NEO-INSTITUCIONALISTA.....			60
3.1.	Panorama Geral das Atividades de E&P de Petróleo e Gás Natural em Áreas com Acumulações Marginais.....	62	
3.2.	Descrição das Transações Inerentes a E&P de Petróleo e Gás Natural à Luz da Economia dos Custos de Transação.....	74	
3.2.1.	Ambiente Institucional.....	74	
3.2.2.	Especificidade dos Ativos.....	76	
3.2.3.	Riscos e Incertezas.....	81	
3.2.4.	Frequência.....	82	
3.2.5.	Barganha: Poder de Negociação.....	83	
3.2.6.	Forma Organizacional.....	87	
3.3.	Conclusões do Capítulo III.....	88	
CONCLUSÃO.....		90	
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		93	

CAMPOS MARGINAIS: UMA ABORDAGEM NEO-INSTITUCIONALISTA

RESUMO

A preocupação da ANP com as atividades de E&P - Exploração e Produção – em áreas com baixa produtividade *onshore* tem gerado discussões a cerca de como dinamizar a produção destes campos. As atividades do *upstream* em áreas inativas, marginais e/ou maduras, que até pouco tempo atrás eram desprezadas pelos grandes operadores, recentemente foram introduzidas à agenda da Petrobrás. O que interfere no andamento do processo iniciado pela ANP de formação e consolidação de empresas de pequeno e médio porte nestas áreas.

Este trabalho se propõe a discutir a E&P em campos com acumulações marginais *onshore* no Brasil. As atividades do *upstream* da indústria de petróleo são analisadas com base na Economia Neo-Institucionalista. As formas de desenvolvimento dos campos com acumulações marginais estabelecidas pela ANP são também analisadas. Sendo ainda discutida a continuidade da estratégia adotada pela ANP de inserção de pequenos e médios produtores nestas áreas.

ABSTRACT

The ANP concern with the E&P – Exploration and Production – low productivity areas of onshore has been generating debates about initiating and increasing the production of these fields. The upstream activities in passive, marginal and mature areas, that used to be despised for the great companies, recently has been introduced to the Petrobrás diary. Compromising the flow initiated by ANP that accomplish the introducing and consolidating the small and middle companies in these sites.

This paper suggests the debate of E&P in fields with marginal storage emphasizing the better development in these Brazilian areas. Oil industry upstream activities are analyzed taking the neo – institutional economic as bases. The development forms of the fields with marginal storage established by ANP are also analyzed. Still arguing the continuity of the strategy adopted by ANP, that accomplishes small and middle producers insert plan in these sites.

INTRODUÇÃO

Áreas inativas, marginais e maduras, são as definições dadas a muitas das regiões com potencial para exploração e produção (*upstream* - E&P) de petróleo e gás natural relativamente baixo se comparado a outras áreas *onshore* ou mesmo *offshore*.

Neste trabalho, “áreas inativas” são aquelas que já produziram, possuem certa infraestrutura, mas, estão desativadas. “Áreas marginais”, também conhecidas como áreas com acumulações marginais, correspondem a todo e qualquer campo produtor de petróleo e/ou gás natural, em geral de pequeno porte, cuja lucratividade, para o operador atual, encontra-se no limiar da inviabilidade econômica. De acordo com as definições da EXPETRO (2004), entre os fatores que podem determinar a marginalidade nestes campos, estão:

- declínio final do perfil de produção (maturidade)¹;
- pequena produção e/ou pequena reserva;
- problemas técnicos associados com processos de produção;
- ausência ou precariedade de infra-estrutura de escoamento;
- ausência ou dificuldade de acesso a estruturas de processamento e/ou ao mercado consumidor;
- baixa prioridade no plano de investimento da empresa².

“Áreas maduras” é um conceito técnico, associado ao declínio do perfil de produção. São os campos que já atingiram o pico de produção e se encontram na fase de declínio.

Apesar de estas definições serem amplamente utilizadas no que diz respeito à indústria petrolífera, elas são pouco precisas por não especificarem em termos concretos o nível de maturidade e marginalidades destas áreas. Na literatura referente ao setor, tem sido comum a generalização dos termos “marginal” e “maduro”. Normalmente, campos maduros se enquadram mais facilmente na categoria de campos marginais. Mas nem todo campo marginal é necessariamente maduro (EXPETRO, 2004).

Para empresas verticalmente integradas ao longo da cadeia de atividades petrolíferas compreendendo as fases de E&P, refino e distribuição, como é o caso das *majors* e

¹ Fase de declínio está associada à queda de pressão da jazida.

² O valor absoluto do ganho de um projeto, para uma determinada empresa, pode ser suficientemente pequeno para classificá-lo como marginal, mesmo estando distante do seu limite econômico.

empresas estatais, os campos maduros são também considerados marginais, visto que do ponto de vista econômico a renda agregada é marginal (CÂMARA & FERREIRA, 2004). Estes campos só obtêm economicidade para as grandes companhias mediante o aporte de incentivos diversos.

Campos “marginais” se referem a áreas que apresentam baixa produtividade ou custos operacionais elevados, independente de serem maduros ou não, e cuja produtividade é considerada marginal para as grandes empresas do mercado petrolífero. Em geral, campos considerados marginais se tornam economicamente viáveis sob determinadas condições, geralmente relacionadas ao aporte de algum tipo de incentivo, combinado com novas soluções técnicas que viabilizem uma redução dos custos operacionais (CTPETRO, 2003).

É importante que a classificação das reservas petrolíferas brasileiras seja claramente estabelecida para que os incentivos à atuação nestas áreas sejam devidamente criados. De modo que não sejam concedidos incentivos equivocados a campos que não precisam de subsídios para operar (CÂMARA ET ALII., 2004).

A experiência internacional aponta para a necessidade de tratamento diferenciado das atividades de E&P em campos com acumulações marginais, ou naqueles cuja produção já se encontra na fase de declínio.

No Brasil, o processo de dinamização de campos com baixa produtividade, sejam eles marginais e/ou maduros, deve considerar aspectos tributários e contratuais específicos em seu aparato regulatório de modo a não comprometer as atividades nestas áreas. É fundamental que se criem critérios de enquadramento de campos maduros e/ou marginais e de agentes econômicos. De modo que estes possam usufruir de eventuais incentivos que venham a ser criados para as atividades de E&P nestas áreas.

As descobertas de grandes reservas petrolíferas estão se tornando cada vez mais raras, sendo a maioria das reservas já descobertas maduras e/ou marginais. O que acentua a importância do desenvolvimento de novas tecnologias de recuperação destes campos bem como de políticas regulatórias específicas.

Após a instituição da Lei 9.478/97 – “Nova Lei do Petróleo” - que reestruturou a indústria petrolífera, um novo marco regulatório foi delimitado. O setor petrolífero foi desregulamentado, permitindo a atuação de empresas privadas em atividades anteriormente exclusivas à Petrobrás. A participação de agentes privados nas atividades de E&P foi

permitida por meio de contratos de concessão licitados pela agência reguladora - ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). A posse da Petrobrás pela União se manteve, sendo esta e as demais empresas atuantes no setor susceptíveis às regras delimitadas pela agência de regulação - ANP.

A flexibilização do monopólio petrolífero Estatal na década de 1990 levou a Petrobrás a adotar um perfil mais competitivo. Entre suas estratégias competitivas estava o foco de suas atividades em áreas *offshore* conforme explicitado em seu programa de planejamento divulgado em 1999. O decorrente desinteresse de grandes operadores, sobretudo a Petrobrás em explorar campos maduros e/ou marginais motivou uma série de estudos a cerca de como dinamizar as atividades de E&P nestas áreas. Seguindo principalmente o exemplo norte-americano em que há o predomínio nos campos *onshore* do Texas de pequenos e médios produtores independentes, os mecanismos propostos para dinamização destes campos no Brasil tem se contido em possibilitar a inserção deste perfil de operador.

No entanto, o argumento que condicionou a ANP a introduzir um novo marco regulatório no setor petrolífero capaz de atrair pequenos e médios empresários deixa de se sustentar quando a Petrobrás passa a incluir em sua agenda de prioridades uma nova vertente: E&P em campos maduros e/ou marginais. Em Agosto de 2004, a Petrobrás criou o RECAPE (Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração), entre os objetivos do programa está o de fazer um levantamento das áreas maduras e/ou marginais em posse da empresa e rediscutir estratégias destinadas a estes campos. A Petrobrás, como âncora do setor petrolífero brasileiro ao definir suas estratégias não só afeta como determina os rumos do processo de tomada de decisão dos atores do setor, inclusive da ANP.

A Petrobrás, ao inserir os campos maduros e/ou marginais como uma de suas prioridades compromete o andamento do processo iniciado pela ANP de formação e consolidação de empresas de pequeno e médio porte nestas áreas. Para que pequenos e médios operadores se consolidem no mercado petrolífero brasileiro, é necessário que a inserção dos mesmos bem como a formação e aprimoramento dos serviços e equipamentos necessários se dê de maneira contínua. Tal continuidade é comprometida uma vez que a

Petrobrás deixa de ter interesse em devolver gradativamente à ANP campos maduros e/ou marginais adequados ao perfil destes investidores.

O objetivo deste trabalho é analisar as peculiaridades que cerceiam as transações do setor petrolífero, delimitando as dificuldades de operacionalização de investidores independentes, especificamente os de pequeno e médio porte, em áreas com acumulações marginais *onshore*. Para tanto, como referencial teórico foi adotada a Teoria Neo-Institucionalista.

A contextualização das dificuldades de dinamização de campos marginais a partir da Teoria Neo-Institucionalista mostrou-se adequada por esta abranger questões micro e macro institucionais. O foco macro-institucional é adequado para avaliar o ambiente intitucional no qual o setor petrolífero brasileiro está inserido abarcando as regras que delimitam a estrutura de governança da indústria petrolífera. Enquanto o foco micro-institucional enfatiza questões associadas ao funcionamento da atividade petrolífera, tais como: a forma organizacional, os custos de transação, a formatação dos contratos, etc.

Neste trabalho, o setor petrolífero é descrito segundo a Economia Neo-Institucionalista, tendo suas transações caracterizadas com base na Economia dos Custos de Transação. O Capítulo I apresenta o quadro atual da literatura Neo-Institucionalista, enfatizando sua vertente mais preocupada com arranjos institucionais, a Economia dos Custos de Transação.

No Capítulo II, as etapas que compõem as atividades de E&P são descritas, sendo ainda explicitado o perfil dos investidores da indústria petrolífera. Em seguida, é apresentado um panorama geral a cerca do setor petrolífero brasileiro tendo como foco a sua reestruturação. Sendo também relatadas as rodadas de licitação realizadas desde a flexibilização da indústria petrolífera brasileira. Por fim, a experiência internacional na E&P de petróleo e gás natural é comentada tomando por base os casos: Venezuela e EUA.

O Capítulo III apresenta uma leitura contextualizada do referencial teórico proposto, tendo como foco as atividades do *upstream* da indústria de petróleo e gás natural em campos marginais. Ainda no Capítulo III, o desempenho das atividades do *upstream* em campos marginais no Brasil é apresentado com ênfase nos esforços e obstáculos da ANP em dinamizar as atividades nestas áreas.

Por fim, são apresentadas as perspectivas para a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de E&P em áreas com baixo potencial de produtividade.

CAPÍTULO I

A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL E A ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

O objetivo deste capítulo é analisar a Nova Economia Institucional e a Economia dos Custos de Transação, em particular. Com base no aparato teórico apresentado neste Capítulo as atividades de E&P do setor petrolífero estão caracterizadas no Capítulo III assim como o ambiente institucional no qual esta indústria está inserida.

1.1. Ponto de Partida: COASE

A contribuição seminal para o desenvolvimento da Nova Economia Institucional (NEI) foi feita por Coase (1937) ao buscar explicar a origem da firma. A firma deixa de ser vista apenas como a instância na qual transformações tecnológicas são processadas. Coase tenta ir além, procurando entender o escopo, abrangência e limites da firma.

A análise de Coase se concentra em duas formas abstratas de coordenação: mercado e firma. Apesar das diversas formas contratuais oscilantes entre firma e mercado não serem diretamente tratadas por ele, Coase reconhece que contratos intermediários sejam as formas mais comuns de coordenação do sistema econômico (COASE, 1988).

Segundo Coase, firma e mercado têm a função de coordenar a atividade econômica. Este objetivo comum os torna concorrentes, apesar de ambos coexistirem. Coase justifica a coexistência destes mecanismos concorrentes com base nos custos. Os custos de se empregar uma ou outra estrutura de coordenação se diferenciam, sendo a forma de organização ótima decorrente da análise da magnitude destes custos. Os custos aqui tratados diferem dos custos vinculados à tecnologia de produção, sendo denominados custos de transação.³

Coase identifica duas naturezas distintas para os custos de transação:

³ COMMONS (1932) foi o introdutor da transação como unidade básica de análise, além de ter definido seus princípios básicos: conflito, mutualidade e ordem.

- Custos de coleta de informações (apenas uma parte do que hoje abrange os custos informacionais)
- Custos de negociação e estabelecimento de um contrato

O escopo de uma firma seria delimitado à medida que determinada transação tivesse um custo mais elevado sendo efetuada internamente (dentro da firma) do que por meio do mercado, utilizando o mecanismo de preços inerente a ele.

O argumento de Coase para a origem da firma se baseia na comparação entre diferentes mecanismos de coordenação. Porém, tal comparação é impossibilitada à medida que os custos de transação de formas organizacionais não implementadas não são observáveis.

Conforme Coase, as formas organizacionais mais eficientes são aquelas efetivamente adotadas pelos atores econômicos. O alcance da proposição originalmente formulada por Coase é questionável, uma vez que o mecanismo de coordenação utilizado pode vir a ser ineficiente. Além do que, mecanismos supostamente ineficientes ao não serem utilizados impossibilitam a observação dos custos de transação implícitos a eles, o que torna a hipótese de Coase impossível de ser testada.

Estas críticas impulsionaram outros autores a contribuírem para que a NEI viesse a se firmar como um paradigma. Coase contribuiu para que a visão da firma fosse aprimorada, deixando de ser apenas o *locus* da produção passando a compreender um emaranhado de contratos que governam as transações internas. Coase incorporou ainda elementos tidos como exógenos à análise econômica, tais como: direitos de propriedade, estrutura organizacional da firma e mecanismos de governança das transações, atribuindo a NEI caráter multidisciplinar.

Coase argumenta que o papel das instituições, especialmente a firma, é o de economizar os custos de transação. Os mecanismos de coordenação eficientes nessa tarefa seriam os que efetivamente existiriam.

1.1.1. Custos de Transação e as Formas Organizacionais

O estudo da escolha da forma organizacional requer a análise de um contexto em que os custos de transação são relevantes. Deste modo, para que a análise desse contexto

seja plausível é necessária uma teoria fundamentada nos custos de transação, qual seja: a Economia dos Custos de Transação (ECT).

A escolha entre diferentes formas organizacionais só faz sentido em um contexto de custos de transação. Se forem possíveis arranjos institucionais, que variem entre as duas formas organizacionais polares: mercado e hierarquia; é necessária a consideração de custos de transação, sem a qual as formas organizacionais seriam indiferentes. Caso os custos de transação inexistam, contratos completos seriam passíveis de elaboração, ou seja, seria desnecessária a especificação da propriedade dos ativos para obtenção do controle sobre as transações; por meio de contratos, seriam obtidos os mesmos resultados de uma integração vertical. (MAHONEY, 1994).

Coase (1937) ao conceituar custos de transação, estabelece uma noção muito vaga do que estes seriam. A literatura subsequente busca definir um sentido menos abstrato ao termo e ao mesmo tempo empiricamente verificável. Os custos de transação introduzidos por Coase não são facilmente observáveis e mensuráveis.

A análise de Coase se limita a duas formas organizacionais polares: mercado e firma. Custos de transação, na análise restrita de Coase, se limitam aos custos de recorrer ao sistema de preços do mercado em contraposição à firma. No mundo real, as formas de coordenação oscilam entre os dois extremos, sendo caracterizadas por diferentes contratos de longo prazo ou arranjos burocráticos. O que denota a necessidade de uma definição para custos de transação que não se restringisse a apenas dois mecanismos de coordenação, mas que permitisse a análise de qualquer arranjo institucional.

Furubotn & Richter (1991), definem custos de transação como custos necessários para o funcionamento do mecanismo econômico e social. São custos que surgem de problemas de coordenação que, por sua vez, advêm das relações entre os agentes.

Cheung (1990) distingue custos de transação em quatro categorias:

- Elaboração e negociação dos contratos⁴
- Mensuração e fiscalização de direitos de propriedade
- Monitoramento das atividades previstas pelo contrato
- Organização de atividades

⁴ A execução do contrato também implicará em custos de transação devido à incompletude inerente aos contratos.

Cheung é bastante amplo ao caracterizar os custos de transação, mas desconsidera a questão da adaptação às mudanças no ambiente econômico e institucional. Conforme Hayek (1945) e Banard (1938), a eficiência de um determinado arranjo institucional é determinada, a rigor, por sua capacidade de resposta a mudanças. Nesse sentido, a ocorrência de contingências imprevistas gera oportunidades de lucro aos que de maneira eficiente e rápida se adaptam a tais mudanças. Problemas de adaptação podem gerar custos e perdas de oportunidades de lucro. Alterações imprevistas podem modificar as transações vigentes bem como seus custos, podendo até mesmo alterar a forma organizacional.

Na visão atual, a firma passa a ser reconhecida como um emaranhado de contratos e, por sua vez, de transações, que apresentam custos de funcionamento.

1.2. WILLIAMSON: Teoria dos Custos de Transação

1.2.1. Pressupostos comportamentais

A origem dos custos de transação está no comportamento oportunista e racionalmente limitado dos agentes econômicos. Conforme Williamson (1985), estes dois pressupostos formam os pilares da ECT.

1.2.1.1. Racionalidade Limitada

Simon (1962) se ocupou em definir a racionalidade do agente econômico, propondo o conceito de racionalidade limitada. O autor pressupõe que o comportamento humano seja intencionalmente racional, porém limitado. Logo, os contratos propostos para gerir uma ação são inevitavelmente incompletos. Nem todas as contingências futuras são possíveis de serem antecipadas e incorporadas aos contratos *ex-ante*.

A capacidade humana de formular e resolver problemas complexos é muito pequena se comparada ao tamanho dos problemas cuja solução é requerida. O conhecimento e a antecipação das conseqüências de cada escolha são fragmentários.

Segundo Simon, o agente se empenha em obter o que considera melhor para si, no entanto, as informações necessárias para dar suporte às decisões que alcancem o objetivo traçado, bem como a capacidade de processamento de todas as informações são limitadas e

custosas. Ou seja, devido às suas restrições cognitivas o agente se limita a tomar decisões não necessariamente ótimas, mas, satisfatórias.

Racionalidade limitada é uma característica do indivíduo enquanto incerteza é uma característica do ambiente (em particular, da transação). Quanto maior a incerteza, maior o número de contingências futuras a serem processadas; o que torna mais complexa a elaboração de contratos. Ou seja, na presença de incerteza o problema da racionalidade limitada se torna mais evidente.

1.2.1.2. Oportunismo

O conceito de oportunismo se aplica ao comportamento auto-interessado dos indivíduos. O pressuposto de oportunismo está na possibilidade de surgimento de problemas adaptativos durante a execução dos contratos devido à incompletude dos mesmos. Segundo Williamson (1985), o objetivo das instituições é amenizar os problemas de adaptação gerados durante a vigência dos contratos inibindo a conduta oportunista das partes envolvidas.

A racionalidade limitada dos agentes gera contratos incompletos, ou seja, contingências futuras não são totalmente consideradas no momento da elaboração do contrato. A ocorrência de eventos imprevistos durante a execução do contrato gera a necessidade de adaptações e negociações contratuais *ex-post*. O pressuposto de oportunismo torna as partes envolvidas na transação susceptíveis a comportamentos anti-éticos por parte dos agentes com quem transacionam. Na ausência de racionalidade limitada e comportamento oportunista, todos os problemas relativos à contratação seriam triviais assim como o estudo das instituições econômicas (MACLEOD & MALCOMSON, 1993).

1.2.2. As Dimensões das Transações

A crítica ao trabalho de Coase repousa basicamente na deficiência em termos de comparação das formas organizacionais e na dificuldade de mensuração e observação dos custos de transação. As contribuições de Williamson foram importantes para a consolidação da NEI como parâmetro teórico.

Tendo como unidade de análise as transações, Williamson (1985), afim de tornar a proposição de Coase testável empiricamente, atribui dimensões às transações. Sendo estas dimensões variáveis consideráveis para explicar a forma organizacional aplicada. O ponto de partida para dimensionalização das transações foi a identificação das características das transações que possibilitassem ações oportunistas.

A principal dimensão introduzida por Williamson para explicar os custos de transação é a especificidade dos ativos. Ativos específicos são investimentos que quando utilizados de forma alternativa à que se destinam geram uma perda significativa em termos de excedente. No caso de uma transação que implique em ativos específicos, a parte que se compromete a financiar estes investimentos ocupa uma posição vulnerável à ação oportunista pelas demais partes.

Segundo Williamson (1979) e Klein et alli. (1978), a escolha da forma organizacional utilizada para reger uma determinada transação estaria em conformidade com a especificidade dos ativos envolvidos nesta transação. Cada forma organizacional apresenta níveis distintos de controle sobre uma transação. Transações intermediadas entre firmas pelo mercado têm um nível de controle menor do que se observa entre firmas que transacionam por meio de contratos de longo prazo. Sendo o grau de controle ainda maior caso as transações ocorram em uma organização verticalmente integrada.

Segundo Klein et alli. (1978), quanto maior a especificidade dos ativos envolvidos em uma determinada transação e, conseqüentemente, quanto maior o excedente gerado por estes investimentos específicos, maiores se tornam as possibilidades de ganhos por meio de ações oportunistas. Portanto, os custos de intermediar determinadas transações por meio de contratos tendem a crescer mais do que o que seria observado caso houvesse integração vertical. Condicionando a integração vertical à melhor forma organizacional a ser adotada para governar estas transações.

Klein et alli. (1978) delimitam duas outras dimensões às transações: incerteza e expectativas de crescimento da demanda. O fator incerteza impossibilita que a formulação do aparato contratual *ex-ante* agregue todas as possíveis contingências futuras, o que gera contratos incompletos dando margem para a ação oportunista de ambas as partes. A possibilidade de ações oportunistas representa custos de transação, sendo estes custos determinantes na definição da forma organizacional utilizada.

Quanto às expectativas de crescimento da demanda, Klein et alli. (1978), consideram que expectativas positivas de crescimento da demanda afetam o futuro dos negócios no sentido de elevar o interesse das partes envolvidas em dar continuidade à relação devido aos benefícios provenientes. Caso o interesse em manter a relação seja recíproco entre as partes envolvidas, o risco de comportamento oportunista será menor e, conseqüentemente, os custos de transação também serão menores. Qualquer ação oportunista que gere ganhos individuais em prejuízo do coletivo compromete a continuidade da relação estabelecida e, portanto, só será efetuada caso o benefício da ação supere o seu custo.

Kreps (1990) e Williamson (1985) também tratam a dimensão “expectativas de crescimento da demanda”. Kreps acentua a questão da reputação, enquanto, Williamson trata a frequência dessas transações.

Diferentes transações requerem diferentes arranjos institucionais para regê-las. A diversidade de formas contratuais ou de arranjos existentes se justifica pelos diferentes atributos das transações. A não possibilidade de observação e mesmo mensuração dos custos de transação invalidam a comprovação empírica das proposições de Coase.

Williamson, ao dimensionalizar as transações, ou seja, ao considerar os atributos das transações como elementos explicativos dos custos de transação, torna possível a aplicação de estudos empíricos visto que os atributos das transações são observáveis na maioria dos casos. Tomando como constante o arranjo institucional elaborado para reduzir os custos de transação, estes são representados por uma função no espaço n-dimensional, sendo este espaço definido pelos atributos das transações.

A economia dos custos de transação, segundo o modelo de Williamson, define três dimensões para as transações: a especificidade dos ativos, a incerteza e a frequência. A especificidade dos ativos envolvidos por uma transação é o principal elemento de análise.

Considerando um caso em que uma determinada transação seja caracterizada pela interdependência temporal, a especificidade dos investimentos realizados tem um grande impacto à medida que a suspensão de um acordo tem como conseqüência grandes custos à parte que incorreram neste investimento específico.

A segunda dimensão é a incerteza, que considera os custos informacionais e a variância de eventos futuros relacionados à transação. Por último, tem-se o atributo

relacionado à recorrência de uma transação, ou seja, a frequência com que a mesma é executada.

1.2.2.1. Especificidade de Ativos

Ativos são considerados específicos quando não são reempregáveis a menos que ocorra perda de valor. Investimentos em ativos específicos estão sujeitos a riscos e dificuldades de adaptação, sendo a magnitude destes problemas maior quanto maior a especificidade dos ativos envolvidos pela transação.

O conceito de ativos específicos se aproxima da definição de custos irrecuperáveis ou afundados, do inglês *sunk costs*. No entanto, nem sempre um custo irrecuperável é um ativo específico. A aquisição de uma máquina que tenha uma aplicação específica é um *sunk cost* e também um ativo específico. Enquanto, o investimento em qualificação de capital humano é um *sunk cost*, porém, não é um ativo específico, já que este recurso pode ser aplicado a outros fins (BUCKLEY & CHAPMAN, 1997).

A definição de ativos específicos também se difere em termos contábeis da de custo fixo. Um investimento fixo pode não ser específico à determinada transação, como é o caso da aquisição de um terreno. Este terreno pode ter várias finalidades, o que impossibilita que este seja enquadrado no quesito ativo específico (BUCKLEY & CHAPMAN, 1997).

Ativos específicos geram um maior excedente, ou quase-renda, quando empregados nas transações às quais se destinam. O conceito quase-renda, foi introduzido por Marshal (1996). Marshal propõe uma distinção rigorosa entre renda e quase-renda. A renda seria um excedente econômico proveniente do uso de fatores naturais escassos, a exemplo da terra que possui oferta fixa e, que está fortemente sujeita a variações em seu preço decorrente de oscilações na sua procura. Marshal restringe o uso do termo renda aos rendimentos derivados da utilização de bens disponíveis na natureza (renda da escassez). Enquanto, o termo quase-renda seria especificamente utilizado para caracterizar os rendimentos derivados de máquinas e outros equipamentos e, para retornos anormais próprios de determinadas atividades, como as de alto risco. Na ECT, o termo quase-renda pode ser definido como a diferença entre o retorno de um ativo empregado em uma transação específica e o retorno desse mesmo ativo em outro emprego alternativo.

A divisão dos ganhos oriundos do emprego desses ativos é fundamentada pela abordagem de barganha. Numa transação em que a continuidade dessa relação seja relevante e em que as partes tenham interesses conflitantes, podem ocorrer problemas de adaptação. Cada um das partes tentará se apoderar de uma parte maior do excedente gerado pela transação. A divisão final dos benefícios provenientes da atividade depende das relações de poder no processo de desenho institucional do país e, especificamente, do setor no qual a transação se insere (MONTEVERDE & TEECE, 1982).

A especificidade dos ativos só se faz relevante em um ambiente em que os pressupostos de oportunismo, racionalidade limitada e incerteza se aplicam, caso contrário, não haveriam contratos incompletos e a capacidade cognitiva dos agentes não seria limitada e, desse modo, os agentes estabeleceriam *ex-ante* quaisquer problemas decorrentes de adaptação e dependência gerados pela especificidade dos ativos.

Williamson (1991a) define seis tipos de especificidade de ativos:

- Especificidade locacional: A proximidade de firmas que componham a mesma cadeia produtiva gera economias no transporte e na armazenagem, o que representa retornos específicos a essas unidades produtivas.
- Especificidade de ativos físicos: Determinadas máquinas e equipamentos têm características físicas específicas a certas atividades, tendo uma perda de valor considerável quando alocadas para outras finalidades
- Especificidade de ativos humanos: A composição de capital humano com habilidades específicas requer investimento em qualificação além de aprendizado contínuo gerado pelo exercício de uma determinada atividade.
- Ativos dedicados: Esse tipo de ativo está relacionado ao montante de investimento necessário para que se obtenha uma capacidade de produção que tenha em contrapartida uma demanda específica. Caso essa relação bilateral se rompa, a empresa responsável pela produção pode incorrer em excesso de capacidade produtiva. Ou, a empresa dependente do insumo produzido por um determinado produtor pode ter suas atividades paralisadas devido à escassez daquele *input*.
- Especificidade da marca: Esse tipo de especificidade é relevante para empresas que tenham franquias. Trata-se do investimento para consolidação de uma determinada marca no mercado.

- Especificidade temporal: Certas transações têm que ser negociadas num período determinado de tempo. A demora em efetivar uma transação pode comprometer o produto objeto da transação, este pode ser perecível ou pode perder seu valor ou mesmo eleva-lo caso a transação não se consolide num determinado prazo.

A ECT não delimita os efeitos dos diferentes tipos de especificidades dos ativos, ou seja, esse referencial teórico pode ser aplicado para análise das mais variadas transações em diferentes setores.

1.2.2.2. Incerteza

A dimensão “incerteza” dentro da análise Neo-Institucionalista pode ter diferentes conotações. O sentido atribuído por North (1990) à incerteza está relacionado ao desconhecimento quanto aos eventos futuros. Para Williamson, essa dimensão tem uma correspondência com o fator risco, estando associada à variância de uma determinada distribuição de probabilidades.⁵ O significado dado por North, ao ser mais abrangente impossibilita a definição de uma distribuição de probabilidades.

O aspecto desconhecimento associado à incerteza não se restringe à ocorrência de eventos futuros, estando também relacionado a dificuldades de reconhecimento de informações relevantes antes mesmo que o contrato passe a vigorar efetivamente. Essas dificuldades são decorrentes da assimetria de informações e também, da racionalidade limitada dos agentes. A incerteza torna os contratos mais complexos e, portanto, menos completos. As lacunas informacionais apresentadas no momento da elaboração contratual existem porque os eventos futuros não são totalmente previsíveis, há assimetria de informação e a capacidade cognitiva dos agentes é limitada. Estas dificuldades implicam em contratos incompletos sujeitos à ação oportunista e a custos de transação quanto mais incompletos estes forem (JOSKOW, 1988).

O atributo incerteza assim como a especificidade dos ativos e a frequência são dimensões capazes de caracterizar uma transação e, portanto, são determinantes na escolha do mecanismo de governança. A incerteza é importante na distinção da sensibilidade dos

⁵ Ao associar risco à incerteza, WILLIAMSON se refere à variância dos eventos, não tendo qualquer relação com a teoria da escolha que analisa o comportamento dos agentes frente ao risco.

mecanismos de governança à variação dos eventos, as formas organizacionais podem ser mais ou menos suscetíveis a tais variações (WILLIAMSON, 2000).

1.2.2.3. Frequência

Aspectos como a duração e a repetição com que uma transação se manifesta no tempo são relevantes no processo de escolha do mecanismo de governança. Sendo estes atributos das transações englobados pela dimensão “frequência”.

Essa dimensão é importante no processo de construção de reputação pelos agentes que transacionam. A repetição de uma transação faz com que as partes adquiram conhecimentos umas das outras contribuindo para que o fator incerteza seja reduzido.

O efeito “reputação” é bem analisado pela teoria dos jogos. A repetição de uma transação possibilita o aprendizado, tendo como consequência uma redução da assimetria informacional. À medida que uma transação se repete as características dos agentes envolvidos tornam-se mais evidentes o que conduz a resultados mais previsíveis (MACLEOD & MALCOMSON, 1993),.

A repetição de uma transação permite que as partes firmem um compromisso não formal de confiança capaz de reforçar a continuidade da relação instituída pela transação entre os agentes. Este compromisso confiável estabelecido entre os agentes, decorrente da frequência das transações, eleva o custo associado a uma ação oportunista. Quando o custo de um comportamento oportunista é maior que os benefícios desta ação, os acordos contratuais são mais confiáveis por não haver motivações que conduzam ao rompimento do contrato. Quando o *payoff* dessa transação associa às partes que se relacionam melhores resultados a partir do comportamento cooperativo e, quando o *payoff* associado à parte prejudicada pela ação oportunista indicar o rompimento e abandono dessa relação, não há estímulos para atitudes antiéticas e um compromisso confiável efetivamente se estabelece (MAHER, 1997).

A construção da reputação está também relacionada à consolidação de uma determinada marca no mercado. Marcas conhecidas são intuitivamente mais valorizadas pelos consumidores. Isso por que, uma marca de boa reputação revela sem custos ao consumidor parte das informações necessárias para que ele efetue sua escolha. Conforme a NEI, a construção de uma marca reduz os custos de coleta de informações economizando

custos de transação. Vale ressaltar, que, a consolidação de uma marca depende de gastos com marketing e controle de qualidade. A construção da reputação associada à marca só será vantajosa se os custos de transação decorrentes dessa reputação forem menores que os custos associados à promoção e manutenção da marca.

A importância da frequência das transações também se materializa sobre os custos de elaboração e adaptação de mecanismos complexos que regem uma transação. Ou seja, à medida que uma transação se torna frequente, os meios pelos quais os agentes efetuam esta transação tornam-se comuns e mesmo, mais simples, pelo fato dos agentes se habituarem a efetuá-la. Este atributo da dimensão “frequência” apresenta ligações com as dimensões: especificidade dos ativos e incerteza (WILLIAMSON, 1991b).

Custos relativos à elaboração do contrato, coleta de informações necessárias e ao monitoramento e adaptação dos agentes às possíveis mudanças de ambiente, se reduzem à medida que a frequência das transações se eleva.

Diferentes transações apresentam diferentes níveis de frequência. Certas transações podem ser efetuadas em um determinado momento e não voltarem a se repetir num espaço significativo de tempo. Enquanto, outras transações podem ser recorrentes ou mesmo contínuas. Em se tratando de transações isoladas no tempo, o mercado *spot* seria o melhor intermediador dessas operações de compra e venda. Não seria economicamente viável estruturar um desenho contratual específico para essas transações a fim de conter comportamentos oportunistas.

Com relação às transações recorrentes, pode ser economicamente viável desenhar um mecanismo contratual complexo para reger essas transações. Transações que sejam efetuadas com certa frequência podem apresentar custos menores caso governadas por contratos de longo prazo em comparação com o mercado *spot*. No entanto, North (1990) argumenta que transações recorrentes em pequenas comunidades apresentam menores custos quando o mecanismo de governança dessas transações se restringe ao mercado *spot*. Em pequenas comunidades a reputação seria mais facilmente construída em relação a grandes conglomerados urbanos.

1.3. Fundamentos da NEI

1.3.1. Integração Vertical

A ECT é a área de pesquisa da NEI mais preocupada com as causas e conseqüências da integração vertical. O termo “vertical” faz referência a processos produtivos complementares e necessários para obtenção do produto final. Grosman & Hart (1986) definem “integração vertical” como a propriedade de processos produtivos sucessivos ou complementares.

A integração vertical é a incorporação de um processo produtivo vizinho àquele que a empresa já empregava. Podendo ser distinguida em duas estratégias de integração. A integração vertical “para trás” – *usptream* - trata-se da incorporação de um processo produtivo anterior ao realizado pela empresa. E, a introdução de um processo produtivo em direção ao produto final, é definida como integração vertical “para frente” – *downstream*. Estas distinções derivam da idéia de “cadeia de agregação de valor” associada ao termo vertical (FOSS, 1999).

Riordan (1990) define a “integração vertical” como a “organização de dois processos produtivos sucessivos por uma mesma firma”.⁶ Para o autor, “organização de um processo produtivo” significa que a firma compra ou produz os insumos necessários à produção. Enquanto, para Grosman & Hart (1986) a “organização de um processo produtivo” se baseia na propriedade dos ativos necessários à produção, o que implica os direitos residuais de controle sobre o ativo em questão.

1.3.2. Economia da Informação

A NEI incorpora ao seu aparato teórico conceitos fundamentados na Economia da Informação. Questões informacionais são tratadas pela Teoria Neo-Institucionalista, sendo fundamentais para explicar a ocorrência de custos de transação. Custos de transação podem ocorrer *ex-ante* e *ex-post* à efetuação de um contrato, em geral, as causas destes custos são

⁶ Organização da atividade produtiva ou de processos produtivos se refere ao modo pelo qual as diversas etapas necessárias à elaboração do produto final se relacionam.

oriundas de falhas contratuais decorrentes de problemas informacionais. A seguir, são explicitados termos e conceitos importantes para a compreensão da ECT, tais como: assimetria de informações, divergência de interesses, *moral hazard* e seleção adversa.

A assimetria de informações ocorre quando uma das partes envolvidas na transação possui alguma informação privada, não disponível às outras partes sem custos.

A divergência de interesses ocorre quando existem objetivos conflitantes entre os agentes. A parte de posse da informação privada (Agente), ao fazer uso da mesma em seu benefício prejudica a outra parte (Principal) envolvida na transação.

O termo *Moral Hazard* se aplica ao comportamento pós-contratual da parte que possui uma informação privada e pode tirar proveito desta informação em prejuízo da sua contraparte. A existência de assimetria de informações e de divergência de interesses são condições necessárias para que se verifique *moral hazard*.

Akerloff (1970) introduziu o conceito de seleção adversa, também derivado do estudo da assimetria de informações. Num mundo em que a qualidade dos diferentes produtos se diferencia e que exista assimetria de informação, ou seja, uma das partes envolvidas em uma determinada transação desconhece a qualidade do produto negociado, existe margem para que o conceito de seleção adversa se aplique. Existindo produtos de baixa e alta qualidade, o valor esperado pelo consumidor é inferior ao valor de um bem de alta qualidade. Basicamente, o mecanismo de seleção adversa descarta do mercado os produtos de boa qualidade porque o vendedor de posse da informação referente à qualidade do produto não consegue convencer o comprador do mesmo.

A seleção adversa é um problema relacionado à adesão ou não de uma determinada transação e a solução para o mesmo é a “sinalização”. Fundamentalmente, o vendedor proveria o consumidor de informações confiáveis sobre o produto negociado eliminando a assimetria de informações e conseqüentemente a seleção adversa.

Outra contribuição da Economia da Informação à NEI, foi a hipótese de comportamento oportunista. Mesmo os contratos mais complexos e sofisticados podem dar brecha para que uma ou ambas as partes aja de maneira oportunista em benefício próprio.

Arrow (1969) explica o surgimento de organizações, como a firma, utilizando conceitos ligados à informação. Questões relacionadas à assimetria de informação, como *moral hazard* e seleção adversa geram imperfeições no sistema de preços. Estas

imperfeições seriam melhor administradas pelas organizações em comparação com o mercado. Arrow argumenta que em uma organização a assimetria de informações tenderia a ser menor que a observada no mercado devido ao maior controle sobre as transações.

Segundo Arrow, o recurso ao mercado se inviabiliza na presença de incerteza, pois esta tende a tornar o sistema de preços demasiadamente complexo. O reconhecimento das limitações contidas pelo mercado justifica a existência das organizações principalmente no desempenho da coordenação dos agentes econômicos. Organizações, conforme Arrow, podem ser vistas como uma forma de se obter benefícios advindos de uma ação coletiva sem incorrer os mesmos custos de funcionamento do mercado. As organizações podem alterar os custos de transação inerentes a um sistema econômico por meio da coordenação.

1.3.3. Teoria dos Direitos de Propriedade

Coase (1960), atenta à necessidade de se incorporar à análise econômica questões voltadas para os direitos de propriedade. Coase incorpora os direitos de propriedade ao discutir soluções para os problemas decorrentes de externalidades negativas. Coase propõe que, se é possível transacionar sem custos, então, a alocação dos direitos de propriedade não importa.

Nesta formulação, Coase não estava preocupado com a distribuição de riquezas, sua preocupação era apenas a alocação eficiente de recursos. A partir da distribuição de direitos de propriedade, os donos desses direitos poderiam barganhar e transferir direitos no intuito de obter uma alocação eficiente. Se uma transação implica em custos, então, a alocação inicial dos direitos de propriedade é importante.

Demsetz (1967) se atém à formulação de uma Teoria dos Direitos de Propriedade. Ele argumenta que uma transação consiste na troca de diferentes direitos de propriedade e que os direitos de propriedade surgem com o intuito de “internalizar as externalidades quando os ganhos da internalização forem maiores que seus custos”.

Externalidades são definidas como os efeitos de uma determinada ação sobre partes que não estejam diretamente ligadas àquela ação. Estas externalidades podem ser positivas ou negativas e surgem em consequência de uma definição pouco precisa dos direitos de propriedade. Os direitos de propriedade podem ser privados ou públicos e podem ter

finalidades diversas, podendo se tratar de direito de uso, usufruto ou de modificação do objeto sobre o qual o direito se institui (DAHLMAN, 1979).

1.3.4. Instituições

A eficiência de um sistema econômico de um determinado país é delimitada por seu aparato institucional. As instituições desempenham um importante papel sobre as interações humanas ao determinarem as “regras do jogo”. O conjunto dessas instituições compõe uma das bases da NEI. North (1991) define instituições como as normas formais e informais criadas pelos homens que fundamentam a interação social, econômica e política.

A NEI se divide em duas correntes: Ambiente Institucional e Instituições de Governança (WILLIAMSON, 1991a). O ambiente institucional se atém a questões mais amplas, sendo delimitado pelas leis que regem um determinado país. Enquanto as instituições de governança se limitam a um nível microinstitucional governado pelos regimes internos de uma determinada empresa.

A NEI atribui importância às instituições - ao ambiente institucional - relacionando-as ao desenvolvimento econômico. O ambiente institucional desempenha um importante papel para o desenvolvimento econômico ao delimitar as “regras do jogo”.

North (1990), argumenta que a tendência à especialização, gerada pelo domínio de técnicas e aprimoramento das mesmas, conduz a uma elevação dos custos de transação à medida que aumenta a dependência entre as partes que se relacionam no sistema econômico. Ou seja, North reconhece um *trade-off* entre especialização e custos de transação, em que os benefícios gerados pela especialização podem ser reduzidos, ou mesmo eliminados pelos custos de transação. Segundo North, as instituições teriam o dever de apaziguar esta relação, eliminando este possível *trade-off*.

À medida que as relações de troca se tornam mais complexas, não se evidenciando apenas as transações caracterizadas pela baixa incerteza e elevado custo à ação oportunista – típico de sociedades primitivas marcadas pela homogeneidade cultural -, torna-se importante o desenvolvimento de instituições que regulem a relação entre os agentes, restringindo possíveis ações oportunistas. Quanto maior o nível de especialização, maior a complexidade requerida pelo quadro institucional. Sendo este o caso das sociedades

modernas, em que as instituições visam por garantir os direitos de propriedade e o cumprimento de contratos (FOSS, 1996).

O ambiente institucional delimita as “regras do jogo” enquanto as instituições de governança se atêm ao estudo das transações tendo como dadas estas regras. O foco principal das instituições de governança é a economia dos custos de transação. A ECT e o ambiente institucional estabelecem uma relação bilateral, em que os fundamentos microinstitucionais servem de base para o desenvolvimento do ambiente institucional e, por sua vez, o ambiente institucional é o parâmetro das transações (FIANI, 2002).

Do mesmo modo que o ambiente institucional, o arranjo institucional tem um papel relevante na redução dos custos de transação. O arranjo institucional engloba os elementos organizacionais capazes de diminuir os custos de transação tais como: os custos de elaboração dos contratos, de fiscalização dos direitos de propriedade, de monitoramento do desempenho das partes envolvidas e os de adaptação (a definição de parte destas categorias foi feita por CHEUNG, 1990).

A NEI se ocupa de relacionar as instituições com o desenvolvimento econômico, ou seja, com a eficiência. As pesquisas de North e Williamson, motivadas pela proposição original de Coase, contribuíram para que a NEI se consolidasse como paradigma. North se atêm a pesquisar as conseqüências de diferentes instituições sobre o desempenho econômico. Williamson, por sua vez, tem como objetivo de seus estudos identificar a maneira como os inúmeros possíveis arranjos institucionais lidam com os custos de transação. A análise de Williamson é focada no estudo dos custos de transação e escolha da forma organizacional. Williamson (1985) é a principal referencia teórica para a análise da economia dos custos de transação.

1.4. WILLIAMSON: Escolha da Forma Organizacional

A ECT apresenta um modelo para a escolha da forma organizacional com base na análise das dimensões das transações e nos pressupostos de oportunismo e racionalidade limitada dos agentes. O modelo proposto por Williamson (1991a) considera que a eficiência associada a diferentes mecanismos organizacionais trata-se de uma função da especificidade dos ativos. Neste modelo, a variável-chave é a especificidade dos ativos.

Williamson busca comparar a eficiência correspondente aos diferentes mecanismos de governança para cada tipo de transação tendo por base as dimensões das transações. Williamson evidencia três mecanismos de governança: mercado, híbrido e hierárquico. O autor propõe um modelo de comparação das eficiências relativas às possíveis formas organizacionais tomando por base duas estruturas extremas - mercado e hierarquia – o que não impossibilita que seu modelo seja utilizado na análise das mais diversas formas contratuais existentes. Isso porque, as formas organizacionais híbridas, poderiam ser ordenadas entre as formas extremas. Essa ordenação partiria do mercado em direção à hierarquia. O distanciamento das formas híbridas com relação aos extremos seria explicado pelo nível de especificidade dos ativos, por diferenças adaptativas a mudanças ambientais, pela relação controle-incentivo, entre outros fatores.

Quanto maior a especificidade dos ativos, maior é a tendência à adoção de uma forma organizacional que se aproxime da hierárquica.

Para análise da eficiência relativa aos possíveis mecanismos de governança é importante que dois aspectos sejam contrapostos: incentivo e controle. Williamson (1991a) argumenta que o mercado apresenta incentivos mais fortes que as firmas. No mercado, a relação entre esforço e remuneração é mais elevada em comparação com a firma. Ou seja, o incentivo a um maior esforço dentro da firma é mais fraco por não ter um efeito rápido sobre a remuneração. Em contraposição, no mercado o controle é mais fraco comparando-se a uma estrutura hierárquica. Uma firma integrada verticalmente tem um maior controle sobre os eventuais problemas gerados internamente, a centralização das decisões facilita a resolução dessas questões sem recorrer ao sistema judicial.

Quanto ao sistema de informação, informações que seriam privadas numa estrutura de mercado passam a ser comuns na forma hierárquica. O processamento das informações relevantes se difere em ambas as estruturas. Informações coletadas podem ser imediatamente utilizadas pelo mercado, enquanto que, na estrutura integrada é necessário que todas essas informações sejam direcionadas para o núcleo decisório central.

Outro aspecto relevante para a escolha do mecanismo de governança é a análise da eficiência destes mecanismos com relação à adaptação. Neste caso, a eficiência de uma determinada forma organizacional está diretamente relacionada à sua capacidade adaptacional às mudanças do meio ambiente. Problemas de adaptação têm uma grande

relevância sobre os custos de transação *ex-post*, dificuldades de adaptação geram ineficiências, tendo como consequência elevados custos de transação (WILLIAMSON, 1997).

Williamson (1991a) distingue duas formas de adaptação possíveis: autônoma e cooperativa. A adaptação autônoma toma os preços como parâmetro suficiente de escolha para que consumidores e produtores possam independentemente maximizar utilidade e lucros. A adaptação cooperativa está relacionada ao caso em que as partes sejam dependentes e o processo adaptativo requiera ações coordenadas pelos agentes. Tendo como referência a estrutura de mercado e a hierárquica, o mercado apresenta-se mais eficiente para adaptações autônomas enquanto adaptações cooperativas se adequam melhor à estrutura hierárquica.

O modelo de Williamson (1991a) baseia a escolha da forma organizacional na comparação em termos de eficiência dos mais diversos arranjos institucionais possíveis. Embora, a especificidade dos ativos exerça o papel principal na determinação da forma organizacional mais eficiente, as dimensões incerteza e frequência assim como o ambiente institucional desempenham um papel relevante no processo de escolha. Como ambiente institucional estão incorporados: os direitos de propriedade, a questão regulatória, as informações disponíveis, etc.

Todas as formas organizacionais possíveis têm uma função de custos de governança da transação associada. Como parâmetros dessa função estão a especificidade dos ativos e um vetor de parâmetros de deslocamento das funções composto pelas dimensões incerteza e frequência e, pelo ambiente institucional.

Estes elementos que definem o vetor deslocamento das funções buscam incorporar ao modelo as duas principais vertentes da NEI: Ambiente Institucional e Instituições de Governança. Ao inserir no modelo o ambiente institucional, Williamson objetiva analisar os efeitos sobre as várias formas organizacionais de mudanças no ambiente institucional que tenham impacto sobre os custos de transação.

As formas organizacionais mercado, híbrida e hierárquica são representadas pelas funções custos de governança da transação nas seguintes formas reduzidas: $M(k, \theta)$; $X(k, \theta)$ e $H(k, \theta)$, respectivamente. Sendo k a especificidade dos ativos e θ o vetor de parâmetros de deslocamento.

Caso a especificidade dos ativos seja nula, o mercado se sobrepõe às demais formas organizacionais, apresentando menores custos de governança da transação, portanto,

$$M(0, \theta) < X(0, \theta) < H(0, \theta), \quad \forall \theta \in R^n,$$

em que n é o número de parâmetros de deslocamento.

Por outro lado, quanto maior a especificidade dos ativos, menor a eficiência do mercado em promover adaptações necessárias quando o ambiente sofre mudanças. À medida que a especificidade dos ativos aumenta, maior se torna a dependência entre os agentes e, conseqüentemente, um maior controle sobre as transações é necessário. Derivando a função custos de governança específica para cada forma organizacional em relação à especificidade de ativos,

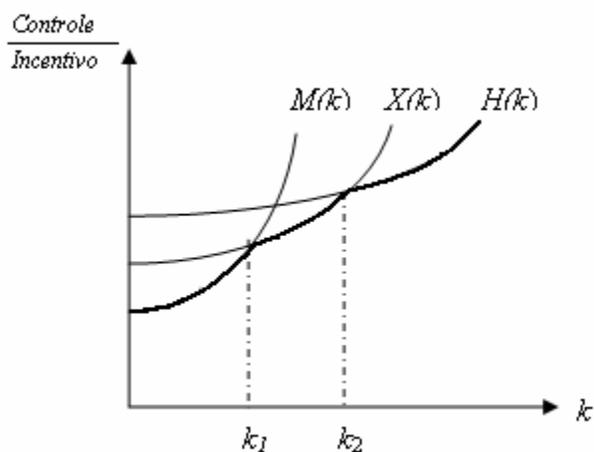
$$M'' > X'' > H'' > 0^7,$$

observa-se que mecanismos de governança rígidos em controle sejam mais adequados para governar transações que envolvam ativos específicos.

O Gráfico 1 apresenta as funções custos de governança para cada forma organizacional, variando em decorrência da especificidade dos ativos, mantendo o parâmetro deslocamento constante. A especificidade dos ativos é representada pelo eixo das abscissas enquanto o das coordenadas representa a relação controle/incentivo.

⁷ As derivadas das funções que representam os custos de governança das formas organizacionais são positivas porque quanto maior a especificidade dos ativos, maiores são os custos de governança das transações.

Gráfico 1 – Custos de Governança como uma Função da Especificidade de Ativos



Ao nível de especificidade k_1 , as formas organizacionais mercado e híbrida são indiferentes. O mesmo ocorre ao nível k_2 com relação às formas híbrida e hierárquica. No gráfico, é traçada uma “curva envelope” (conforme destacado) associando a especificidade dos ativos aos custos de governança. Qualquer ponto sobre a curva envelope corresponde a uma forma organizacional ótima, ou seja, que minimiza os custos de transação.

O mecanismo de governança híbrido corresponde a todas as formas organizacionais possíveis ordenadas entre as formas polares – mercado e hierarquia – de acordo com a proporção controle/incentivo. Quanto maior for essa proporção, mais próxima a forma híbrida estará da hierárquica e, portanto, mais elevado será o intercepto da função custos de governança. A inclinação da função custos de governança também é influenciada por esta proporção, sendo menor a inclinação quanto maior for a proporção controle/incentivo.

Considerando uma especificidade k'' , se $k'' < k_1$; a forma organizacional mais adequada é a de mercado. Se $k_1 < k'' < k_2$, a forma organizacional escolhida deve ser híbrida. Por fim, caso $k'' > k_2$, então, a hierarquia é melhor forma organizacional.

Quando a especificidade de ativos estiver próxima aos níveis de transição entre as formas organizacionais - k_1 e k_2 - a escolha dos agentes se torna mais difícil devido ao pressuposto de racionalidade limitada que impossibilita a distinção do melhor mecanismo de governança quando as especificidades dos ativos estão muito próximas.

Nos setores em que o grau de incerteza associado à atividade em questão é mais elevado se comparado aos demais setores da economia, a área de solução tendo como

contexto as funções de custo de governança tende às formas polares (mercado *spot* e integração vertical). O deslocamento da função de custos de governança é maior para a forma híbrida do que para as formas polares. Isto significa que a área de solução da forma híbrida é reduzida nos setores com maior incerteza associada. Deste modo, as formas híbridas seriam as menos apropriadas a ambientes com maior incidência de incerteza. Nestes ambientes, seria de se esperar a predominância da forma mercado ou hierárquica, a escolha entre ambas as formas depende do tipo de adaptação que se fizer necessária, além das características do setor em questão.

O propósito deste primeiro capítulo foi apresentar os conceitos e a metodologia empregada para caracterizar as transações inerentes ao setor petrolífero. A influência do ambiente institucional, que abrange entre outros fatores a estrutura de governança, a escolha da forma organizacional, a distribuição dos direitos de propriedade, a disposição das informações, a definição da dimensão das transações, o poder de barganha dos diferentes *players* na indústria de petróleo e gás natural são aspectos tratados no Capítulo III.

CAPÍTULO II

AS ATIVIDADES DE E&P, PERFIL DOS INVESTIDORES E A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO NO BRASIL

Neste capítulo é traçado um panorama geral das etapas que constituem as atividades de E&P (*upstream*): Exploração, Desenvolvimento e Produção. É também caracterizado o perfil das empresas que atuam na indústria petrolífera, entre elas: *majors*, estatais e produtores independentes. Em seguida, é realizado um breve histórico a cerca do setor petrolífero brasileiro com ênfase na sua reestruturação.

Por fim, a experiência internacional é apresentada com base no caso Venezuela e Estados Unidos. O primeiro com ênfase na diferença em termos de classificação (conceituação) do que seriam campos marginais. A definição dos campos que se enquadram na categoria de campos marginais na Venezuela é muito mais ampla que a empregada no Brasil. Na Venezuela, grandes produtores atuam em campos marginais, enquanto que no Brasil, em conformidade com a definição aqui empregada, os campos marginais mostram-se incompatíveis à escala de produção destes mesmos grandes produtores. O caso Estados Unidos é descrito tendo como foco a participação das empresas independentes na composição do setor petrolífero. Desde a estruturação da indústria petrolífera norte-americana, sobretudo texana, a presença de produtores independentes de pequeno e médio porte foi observada. Ou seja, por uma questão de tradição, produtores independentes têm uma atuação marcante nos EUA.

2.1. As Atividades de E&P: Descrição das Etapas que Caracterizam o *Upstream* da Indústria de Petróleo e Gás Natural

As atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás natural são também conhecidas como *upstream*. A atividade de exploração consiste basicamente em analisar áreas com potencial para a atividade petrolífera, no intuito de encontrar jazidas de petróleo

e/ou gás natural, para tanto, realiza-se a coleta e análise de dados geológicos. Passada a fase de exploração, há a fase de desenvolvimento, envolvendo investimentos que viabilizem a produção. Nesta fase projetam-se as instalações e produzem-se os equipamentos e unidades de produção, realiza-se também a instalação dos equipamentos e a sua adequação às condições operacionais de produção. A fase de produção abrange a extração efetiva do petróleo e/ou gás natural além de incluir o controle, a manutenção dos equipamentos e das instalações e as tecnologias de estocagem, transporte, segurança e controle de meio-ambiente.

A atividade de exploração envolve estudos geológicos e geofísicos das bacias sedimentares e do comportamento das camadas do solo para avaliação da potencialidade da área em análise, no entanto, a capacidade real de extração contínua de petróleo só é constatada com a perfuração. Portanto, os riscos da indústria petrolífera são bastante elevados por existir a possibilidade de que poços secos sejam perfurados (ALMEIDA & ARAUJO, 2003).

Os estudos buscam indicar localidades mais propícias à ocorrência de petróleo e/ou gás natural, no entanto, mesmo com os sucessivos avanços tecnológicos dos métodos de avaliação, não é possível afirmar sobre a existência destes antes que a perfuração tenha sido realizada.

No Brasil, o levantamento de dados sísmicos tem sido muito mais intensivo em áreas *offshore*, arrematando entre 1999 e 2002 quase a totalidade dos investimentos relacionados à fase de averiguação (Petro&Química, ed. 248).

Na fase de exploração, há necessidade de investimentos elevados na procura por informações relacionadas às possíveis reservas de petróleo e, por sua vez, estes investimentos além de serem específicos têm grande probabilidade de serem totalmente perdidos. Existem empresas especializadas em realizar campanhas sísmicas, nesta fase é desempenhada a prospecção sísmica que consiste no levantamento de dados. No Brasil, estes dados podem ser adquiridos junto ao banco de dados de E&P da ANP. Vale ressaltar que apesar dos custos de perfuração serem consideravelmente mais baixos em campos *onshore*, a fase de prospecção sísmica apresenta custos de 5 a 10 vezes maiores em terra do que em mar (ALMEIDA, 2004).

Essa diferença dos custos se justifica pelas maiores dificuldades encontradas em terra para deslocamento de máquinas e da equipe especializada e também, por não existir a nível *onshore* equipamentos que se assemelhem aos navios sísmicos, capazes de avaliar as informações geológicas necessárias de grandes extensões em um período curto de tempo.

Diferente da fase de prospecção é comum entre as empresas de grande porte ter um departamento especializado no processamento das informações averiguadas. Com isso, estas empresas buscam desenvolver capacidades próprias de análise das informações para identificar jazidas.

A perfuração de um poço seco pode condenar todo um projeto visto que o custo de perfuração é grande. No entanto, segundo Almeida (2004), um poço seco perfurado pode contribuir para o avanço do conhecimento geológico daquela área. Portanto, é importante que as empresas tenham uma equipe qualificada para identificar jazidas evitando que erros catastróficos possam afetar o desempenho da empresa.

A competição no setor petrolífero é bastante limitada, a incerteza associada a esta atividade potencializa sua intensidade em capital. Os investimentos necessários durante a fase exploratória em geral são financiados pelas próprias empresas dado que a disposição de instituições financeiras em se associarem a este perfil de empreendimento em geral é baixa. Tal limitação intensifica a barreira à entrada neste setor de empresas menores comprometendo a viabilização da competição.

Como em todas as fases da atividade petrolífera, durante a perfuração o grau de coordenação é acentuado, devendo esta ser conduzida ininterruptamente para controle intensivo dos custos. À preparação do poço para a efetiva extração de óleo ou gás dá-se o nome de completação. É necessário que o poço depois de perfurado esteja apto a extrair de modo econômico e seguro gás ou óleo durante todo o seu ciclo produtivo. Evitando com isso possíveis intervenções futuras para manutenção, minimizando os custos futuros (THOMAS, 2001)..

A fase de perfuração envolve riscos de erupção de petróleo ou gás que podem provocar danos, tais como: acidentes, perda do reservatório ainda que parcial, incêndio, além de danos ao meio ambiente. Portanto, a fase de exploração deve envolver um planejamento criterioso e coordenado de todas as ações e uma avaliação econômico-financeira cuidadosa (FREITAS, 2003)

Passada a fase de exploração, o investidor incorre na decisão entre prosseguir ou não no desenvolvimento de uma jazida. O maior risco durante a fase de desenvolvimento de um campo está em encontrar reservas abaixo do esperado. Comprometendo recursos que poderiam ser investidos em outros campos cujos estudos prospectivos não tenham sido tão promissores, mas em que possibilidades reais de sucesso existam.

A fase de desenvolvimento tem início com: o aproveitamento da reserva encontrada, a perfuração de poços e a instalação da infra-estrutura necessária para a extração, escoamento e transporte da produção (ALMEIDA, ET ALII.,2003a). Estes investimentos são específicos, ou seja, irrecuperáveis.

Vários aspectos devem ser considerados durante a fase de desenvolvimento de um campo. Este deve ser devidamente preparado para estar apto a atuar comercialmente. A maior parte dos investimentos referentes a esta fase envolve ativos específicos tais como: instalação de equipamentos para extração, tratamento e armazenamento do petróleo e/ou gás extraído, meios de escoamento da produção, definição do número de poços a serem perfurados para maximizar o aproveitamento do campo e determinação exata dos pontos de perfuração para que a atividade petrolífera atinja seu ponto ótimo de aproveitamento (BACOCOLI, ET ALII., 1989).

Entre os elementos extraídos dos hidrocarbonetos armazenados nestes campos está o óleo, a água e o gás natural. Para que a separação eficiente dos três componentes extraídos destas reservas seja feita, é necessário que durante a etapa de desenvolvimento, equipamentos de boca de poço, controle e separação sejam devidamente instalados para que a fase de produção seja procedida com uma maior garantia de sucesso.

Ainda na fase de desenvolvimento, depois de perfurados os poços e feito os acabamentos necessários para o seu efetivo desempenho, a própria pressão do poço deve ser suficiente para escoar a produção, sendo a quantidade produzida controlada por válvulas instaladas na superfície da jazida. Se a pressão do próprio poço não for suficiente para escoar a produção é preciso que alguma ação externa seja exercida a fim de dinamizar a produção, seja por meio de bombeio de óleo, injeção de fluidos ou fonte de calor (LIGERO, 2006).

Durante parte da etapa de exploração, a extração dos hidrocarbonetos ocorre pela própria descompressão da jazida, a diferença entre a pressão atmosférica e a pressão do

reservatório torna possível sua extração. No entanto, a energia natural da jazida tende a ser exaurida com o passar do tempo tornando necessária a inversão em investimentos na recuperação destes campos. Ou seja, para que um nível constante de produção seja viável é necessário que tecnologias de recuperação sejam empregadas à medida que a energia natural do poço diminui. Declinada a pressão natural do reservatório, existem três etapas até que a pressão resultante da energia natural da jazida se acabe. A primeira fase de recuperação consiste na extração utilizando a energia natural restante. A fase de recuperação secundária consiste em aplicar injeções de água ou gás nos reservatórios para dinamizar a produção. E, finalmente, a terceira fase agrega os métodos e tecnologias restantes.

Passada a terceira fase de recuperação, a extração se torna inviável do ponto de vista econômico visto que não há mais métodos a serem empregados. Chega-se, então, ao fim da fase de produção em que a extração de petróleo e/ou gás natural é feita em escala comercial. Realiza-se então o descomissionamento do campo. O descomissionamento consiste em procedimentos necessários para que a atividade de produção possa ser completamente paralisada sem maiores repercussões sobre o meio ambiente. De modo geral, durante o descomissionamento são retirados os equipamentos e as instalações, os poços são definitivamente fechados e os danos ao meio ambiente reparados (NEWENDORP, 2000).

O petróleo é comercializado no mercado internacional, sendo seu preço assim como o de outras *commodities* definido no mercado internacional descontado os custos de transporte. A produção de um barril de petróleo varia de acordo com aspectos específicos dos reservatórios, tais como: sua localização, condições de extração, pressão do poço e sua geologia. As condições de produção afetam diretamente a lucratividade de um campo tendo em vista que o preço do barril de petróleo é internacionalmente fixado (NONNEBERG, 2004).

Todo o risco inerente às atividades de E&P torna a participação de empresas de pequeno e médio porte mais restrita visto que, por serem empresas com disposição de capital menor, o risco que estas estão dispostas a incorrer é por sua vez mais baixo que o das chamadas *majors*.

A etapa de exploração envolve um risco muito elevado, existe grande possibilidade de encontrar campos pouco favoráveis economicamente e os custos para desenvolvimento do campo são grandes. Sendo grande parte destes custos afundados, ou seja, irrecuperáveis. Certas peculiaridades da indústria petrolífera tornam esta atividade essencialmente arriscada, as incertezas com relação às estruturas geológicas e o potencial do reservatório quanto à quantidade de hidrocarbonetos corroboram as incertezas inerentes ao setor.

Uma questão marcante na indústria petrolífera é a conexão entre os riscos, ou seja por estes serem interligados as decisões com respeito às três fases da atividade petrolífera (exploração, desenvolvimento e produção) devem ser devidamente ajustadas. Associados ao risco da atividade estão grandes possibilidades de lucro que podem superar consideravelmente os investimentos realizados. Do mesmo modo, a chance de fracasso associada, em geral gera a perda total do investimento.

A decisão de investir em determinado projeto deve ser devidamente embasada sob pena de falência caso a empresa invista em um projeto que fracasse. Os investimentos relativos à indústria petrolífera são em geral irreversíveis, e a mobilidade de certos equipamentos para outras atividades é muito baixa.

Daí a necessidade de aprimoramento do conhecimento e de técnicas relativas à análise de riscos para que os tomadores de decisão tenham uma base segura de avaliação. A análise lógica destes riscos é baseada na análise de valor esperado, combinando estimativas quantitativas de lucro e de riscos. No entanto, certos riscos são sempre difíceis de serem devidamente antecipados, principalmente quando aspectos políticos estão envolvidos como é o caso deste setor.

Além de toda incerteza de mercado associada a todas as atividades, o risco geopolítico inerente ao setor petrolífero tende a dificultar prospecções a cerca do risco associado à atividade petrolífera e de gás natural. Isto porque por se tratarem de aspectos muito subjetivos, questões geopolíticas não são fáceis de serem previstas. Tanto o gás natural como o petróleo, por constituírem produtos estratégicos estão sempre sujeitos à ação arbitrária por parte dos governantes dos países onde estão concentradas a maior parte das reservas. Entre as ações que caracterizam o risco político estão as expropriações dos ativos ou nacionalização das empresas sem o pagamento devido. Em geral, as maiores reservas estão localizadas em países onde a instabilidade política é elevada.

Quanto aos riscos de mercado, estes englobam incertezas em relação aos preços futuros, à taxa de juros e de câmbio, aspectos ligados à capacidade de demanda e aos parâmetros capazes de influenciar os custos, afetando o retorno esperado do investimento. Além do risco político e de mercado, no caso específico da indústria petrolífera há também o risco regulatório. Por se tratar de um setor estratégico, muitos países criaram agências específicas para regular estas atividades. Esta questão será melhor analisada no decorrer do trabalho.

2.2. Perfil das Empresas Atuantes no Setor Petrolífero

Como dito anteriormente, a presença elevada de riscos, incertezas e o alto grau de capitalização necessário ao longo de todas as fases que envolvem a atividade petrolífera restringem a participação de diversos perfis de investidores neste setor. No setor petrolífero brasileiro, observam-se três tipos de empresas atuantes. Na indústria petrolífera, predominam as grandes empresas definidas como *majors* (empresas como: BP, Chevron, Exxon Mobil, Royal Dutch, Shell e Total) e as empresas estatais, restando pouco espaço para a atuação de empresas independentes, em geral de pequeno e médio porte.

As empresas petrolíferas conhecidas como *majors* são fortemente capitalizadas e detêm grande poder de mercado. O que confere a elas grandes possibilidades de lucro por serem dotadas de capacidade financeira para incorrer em riscos e investimentos elevados. Podendo explorar projetos intensivos em capital com possibilidades de lucro muito elevadas. Muitas das *majors* além de atuarem na exploração e produção também abrangem as atividades de transporte, refino e inclusive a comercialização final do produto, integrando verticalmente as diversas etapas da atividade petrolífera.

Além de possuírem tradição e ampla experiência no setor, estas empresas tendem a investir alto no desenvolvimento de novas tecnologias. Tornando-se cada vez mais aptas a explorarem novas possibilidades de investimento e a potencializarem a atuação nos campos em que estas já estão implantadas.

A atuação de empresas estatais neste setor se justifica por se tratar de insumos estratégicos. Deste modo, as companhias estatais podem aplicar políticas públicas e

adotarem estratégias competitivas que limitem a liberdade de atuação das *majors* (REPSOLD, 2003).

O modo de atuação das empresas estatais varia de país para país, enquanto em certos países o monopólio abrange todas as atividades do setor petrolíferos, em outros as estatais se associam a empresas privadas formando parcerias estratégicas para melhor administração dos projetos de investimento. Mesmo países que não possuem reservas em um nível considerável atuam no setor em determinadas atividades da cadeia petrolífera.

Assim como as estatais se diferem no modo de atuação, elas também se diferem entre os países em termos de administração. Em alguns países os interesses empresariais se confundem com os estatais, em outros, embora o interesse Estatal seja intrínseco à atividade petrolífera, as companhias estatais agem de maneira independente. É comum que as ações dos diretores e governantes sejam coordenadas por haverem interesses políticos por trás do setor.

Ao contrário das *majors*, as inversões em pesquisa e desenvolvimento de métodos mais aprimorados não só para E&P como também para tomada de decisões são menores entre as companhias estatais. Por se tratarem de empresas chefiadas pelo Estado, o repasse dos lucros nem sempre se concentra apenas na atividade que o gerou. Outros setores podem ser beneficiados pelos valores gerados pela atividade petrolífera comprometendo o bom desempenho da mesma.

Além da questão dos repasses, existe também um incentivo menor por parte das empresas estatais em potencializarem sua capacidade tecnológica por serem beneficiadas ainda que de maneira secundária pela atuação de outras empresas petrolíferas em seu território; tendo garantida a apropriação de altas rendas petrolíferas e o acesso a campos com custos de E&P bem mais baixos que as *majors*. As *majors* por sua vez estão muito mais expostas à competição direta.

Embora as oportunidades de investimento no setor petrolífero abarquem principalmente as empresas com elevado poder de mercado, a atuação de empresas independentes não é de todo restringida. Por se tratarem em geral de empresas com grandes aportes financeiros, tanto as *majors* quanto as estatais tendem a se concentrar principalmente nos projetos mais expressivos em termos de possibilidade de lucro. Com isso, investimentos menores e por sua vez menos lucrativos tornam-se uma oportunidade

para que empresas independentes atuem no setor petrolífero. Estes investimentos menores e menos lucrativos têm um risco associado muito menor se comparado aos projetos em que as grandes empresas em geral empreendem. A atuação dos produtores independentes é complementar à dos grandes investidores.

Muitos dos campos explorados pelos grandes produtores quando se tornam maduros ou marginais deixam de ser compatíveis à escala de produção destas empresas. Portanto, ainda que uma jazida apresente algum nível de reserva, nem sempre este nível é atraente para que o grande produtor continue a investir na extração de hidrocarbonetos desta localidade. Embora a exploração em campos maduros e/ou marginais não seja atraente aos grandes investidores, o perfil dos produtores independentes se adequa à E&P destas reservas.

A definição para empresas independentes é muito ampla, abrangendo não só os pequenos e médios investidores, que serão melhor relatados ao longo deste trabalho. Muitas empresas de atuação internacional são classificadas também como independentes.

O conceito de integração vertical proveniente da teoria econômica industrial ajuda a distinguir as companhias independentes. Empresas independentes são as que se dedicam a um segmento específico da cadeia petrolífera, diferentemente das *majors* que são companhias que integram verticalmente diversos segmentos da cadeia petrolífera (PODOLNY & ROBERTS, 1998).

Entre as companhias independentes estão aquelas que não atuam verticalmente no setor. Em geral são classificadas nesta categoria as empresas que se dedicam à produção, ou seja, à extração direta. Quanto ao porte dos investidores considerados independentes, também não há uma definição precisa da capacidade financeira suficiente para que um empreendedor se classifique como produtor independente.

A possibilidade de atuação de empresas independentes, sobretudo pequenas e médias na E&P de petróleo e gás natural em campos com o potencial de produção consideravelmente baixo - se comparado à capacidade de produção de campos explorados por grandes empresas - se justifica pelo perfil destes investidores.

Prates (2004) traça o perfil dos produtores independentes destacando as seguintes características:

- Os diretores destas empresas têm maior disponibilidade em acompanharem de perto o processo produtivo;
- O que confere ampla mobilidade para que os contratos sejam negociados diretamente com os serviços terceirizados;
- Agilidade na tomada de decisões reduzindo o processo burocrático;
- Em geral, os administradores destas empresas são experientes;
- Por se tratarem de projetos menores, a proximidade dos responsáveis à localidade em que a atividade petrolífera é realizada facilita a administração destes projetos.

Na atividade petrolífera, sobretudo no que diz respeito aos campos menores, é importante que a empresa seja dotada de conhecimentos a cerca das tecnologias e métodos de recuperação de poços. E, de ampla capacidade de negociação e conhecimento do mercado petrolífero por tratar-se de um mercado altamente integrado em que a realização de contratos é freqüente. A contratação se dá no âmbito da prestação de bens e serviços, na obtenção de financiamentos, e também, na venda do produto extraído.

O empreendedor do setor petrolífero deve preocupar-se ainda com os impactos sociais, econômicos e ecológicos decorrentes das atividades de E&P sobre a localidade na qual atua. Enquanto o investidor deve buscar elevar as externalidades sociais e econômicas positivas, deve também se ater a minimizar os efeitos ecológicos nocivos ao meio ambiente.

O segmento das empresas independentes ainda é pouco expressivo no Brasil, no entanto, nos países com tradição na produção petrolífera estes constituem um importante segmento para geração de empregos. Tendo ainda uma participação significativa na produção de petróleo e gás natural. Nos EUA a produção das companhias independentes corresponde a 65% da produção de gás natural e 40% da produção de petróleo nacional (ZAMITH, 2007). No Canadá a participação dos produtores independentes é ainda mais significativa, 95% do petróleo e do gás natural extraídos nacionalmente.

O sucesso de empresas independentes nestes países se deve sobretudo à existência de uma gama de prestadores de serviços diversificada e ampla facilitando o acesso de produtores com menor poder de barganha a negociar os equipamentos e os serviços necessários à manutenção da atividade de E&P. No Brasil, o surgimento desse tipo de

serviço especializado ainda é incipiente o que dificulta o posicionamento de produtores independentes, especialmente os de pequeno e médio porte. Embora a ANP esteja empregando grandes esforços para que estes produtores se consolidem no país (SANTOS, 2004).

2.3. O Setor Petrolífero Brasileiro e sua Reestruturação

Até a década de 90, a indústria de petróleo brasileira era controlada pelo monopólio da Estatal – Petrobrás. A reestruturação da indústria brasileira de petróleo surgiu no contexto das reformas de outros setores estratégicos impulsionada pela abertura econômica do país (FARINA. ET.AL. 1997).

Em 1995, a Emenda Constitucional nº 9, modificou o artigo 177 da Constituição Federal de 1988, determinando que as atividades de E&P passassem a ser executadas não apenas pela Petrobrás. A introdução de outras empresas no setor foi permitida mediante contratos de concessão a serem firmados entre a União e estas empresas. Tal configuração manteve a posse da União sobre os recursos minerais, bem como o monopólio sobre as atividades de E&P.

O grande marco no processo de reestruturação do setor petrolífero foi a Lei 9.478 de 1997, também conhecida como “Lei do Petróleo”, por legislar sobre a organização econômica das atividades da indústria de petróleo. A citada lei instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e, o órgão responsável pela regulação, concessão de licitações a partir de leilões e fiscalização das atividades petrolíferas – ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

Em agosto de 1998, conforme previsto no artigo 33 da Lei do Petróleo, foram assinados 397 contratos de concessão entre a ANP e a Petrobrás. Esses 397 contratos eram relativos à: 115 blocos em exploração, 51 campos em desenvolvimento e 231 campos em produção. Dessa forma, à Petrobrás foi permitida a continuidade dos direitos de E&P em áreas onde a empresa tivesse realizado investimentos ou estivesse produzindo. O evento que estabeleceu os campos que seriam mantidos de posse da Petrobrás foi denominado rodada zero. A atividade de E&P em muitos destes campos foi concedida à Petrobrás em parceria com outros *players*. As principais descobertas de óleo das empresas entrantes se

deram em campos oriundos do *round zero*. A parceria destas empresas com a Petrobrás foi fundamental para viabilização da abertura efetiva do setor.

Desde a instituição dos contratos entre ANP e Petrobrás delimitando os blocos que se manteriam de posse da Estatal, os blocos que não fossem de interesse da empresa foram continuamente devolvidos à ANP. Em geral, muitos destes campos se enquadram na categoria de campos maduros, sendo muitas das vezes marginais e/ou inativos.

2.3.1. Rodadas de Licitação Realizadas pela ANP

Entre as atribuições da ANP estão a elaboração e a execução dos leilões de campos de petróleo em poder da própria agência reguladora. Cabe ainda à ANP a regulamentação das atividades petrolíferas. O processo de licitação para concessão de blocos para exploração e produção realizado pela ANP vem sendo executado à partir das seguintes etapas gerais:

1. divulgação dos blocos a serem concedidos
2. publicação de um edital estabelecendo o prazo limite para encaminhamento dos Documentos de Habilitação para as empresas interessadas. As empresas habilitadas são qualificadas de acordo com critérios técnicos, jurídicos e financeiros definidos em edital. As empresas podem candidatar-se como operadoras ou não-operadoras (apenas participante) dos campos a serem concedidos
3. realização da licitação
4. assinatura dos contratos de concessão.

A exploração dos blocos pelos concessionários é condicionada à apresentação junto a ANP de seu interesse comercial em explorá-las – Declaração de Comercialidade - e da aprovação de seu Plano de Produção.

Os campos concedidos por licitações conferem à União participações previstas na Lei do Petróleo a serem pagas pelas concessionárias: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

O bônus de assinatura corresponde ao montante ofertado pela empresa vencedora para obtenção da concessão. O valor mínimo desse bônus é estabelecido no edital de

licitação devendo ser pago em parcela única no momento da assinatura do contrato de concessão.

Os *royalties* correspondem a um percentual de 5 a 10% sobre o valor da produção de cada área a ser pago mensalmente pelo operador à União. O percentual dos *royalties* é fixado pela ANP em edital e no contrato levando em conta o risco geológico, a produtividade esperada entre outros aspectos.

A participação especial é cobrada caso haja um grande volume de produção ou de rentabilidade do campo, sendo, portanto, considerada uma compensação financeira extraordinária. A definição do que seria “um grande volume” varia de acordo com o número de anos de produção, a localização da área e o volume de produção (Decreto N° 2.705/98).

O pagamento pela ocupação ou retenção de área é pago anualmente pelos concessionários desde a data de assinatura do contrato. O valor desta participação é calculado por faixas de valores por quilômetro quadrado e por etapa do processo de E&P.

Além do comprometimento com a União com o pagamento das compensações acima especificadas, as empresas concessionárias também se comprometem com os fornecedores nacionais em um percentual mínimo estipulado em edital. Sendo o percentual de comprometimento proposto no processo de habilitação um dos fatores determinantes para definição da proposta vencedora.

Em 1999, a ANP deu início às rodadas de licitação de campos produtores de petróleo e/ou gás natural. Estas rodadas têm sido marcadas pela introdução de um número considerável de empresas em contratos de concessão com a ANP, muitos dos quais também em parceria com a Petrobrás. Pelo histórico das rodadas realizadas, pode-se inferir que a Petrobrás tem sido a empresa com maior número de blocos licitados.

O sucesso da abertura da indústria petrolífera foi confirmado pela entrada de praticamente todas as *majors*, entre elas: Exxon Móbil, Shell, BP, Chevron Texado, Total fina Elf, e Agip (ALMEIDA & ARAÚJO, 2003). A atuação competente da ANP no processo licitatório ditando o aparato regulatório das áreas e os moldes dos contratos de concessão tem sido outro fator decisivo para a contínua atração de empresas internacionais e, mais recentemente um grande aporte de empresas nacionais para o setor.

Ao longo de todas as rodadas de licitação realizadas (1999 a 2006), o bônus de assinatura – valor ofertado – e, o comprometimento com indústrias nacionais para fornecimento de bens e serviços foram aspectos considerados para determinação das empresas vencedoras.

A preocupação com a garantia de compromisso com fornecedores locais é primordial para internalização no país dos impactos econômicos provenientes das atividades de E&P. O comprometimento com a indústria nacional garante que a multiplicação da renda, do emprego e da capacidade de produção, decorrentes dos investimentos de E&P, sejam amplamente difundidos no país.

Conforme avaliação da ANP, a primeira rodada de licitações, em 1999, foi um marco na atividade petrolífera do Brasil, demarcando a flexibilização efetiva do monopólio Estatal sobre as atividades de E&P. Apesar do contexto conjuntural da época ser desfavorável, estando o preço real do petróleo em seu patamar mais baixo desde o início da década de setenta, a primeira rodada obteve êxito em atrair grandes empresas do setor para o país.

A segunda rodada de licitações foi realizada em 2000, entre as 16 empresas vencedoras estavam empresas médias e nacionais, diferentemente da primeira rodada, em que as 11 empresas vencedoras em geral eram de grande porte.

Em 2001, foi feita a terceira rodada de licitações, as áreas ofertadas englobaram de blocos em águas ultra-profundas a blocos terrestres em bacias maduras. Houve uma queda do número de empresas participantes no processo de licitação sinalizando a necessidade de uma reformulação dos critérios utilizados pela ANP para concessão dos campos petrolíferos em seu poder.

A entrada das *majors* no mercado petrolífero brasileiro se concentrou basicamente nas três primeiras rodadas de licitação. Tendo sido registrada na quarta rodada uma redução: do número de blocos licitados, da taxa de aproveitamento, da participação das novas empresas petrolíferas em relação à Petrobrás e, conseqüentemente do número de *majors* participantes (COUTINHO, et. ALL., 2001).

Com base nos resultados registrados na quarta rodada, pode-se inferir que a participação das *majors* no setor petrolífero brasileiro foi consolidada na terceira rodada.

Ou seja, estas empresas até a terceira rodada já haviam contratado todos os investimentos previstos no Brasil (ALMEIDA, E ET ALLI., 2003c).

Os resultados alcançados na quarta rodada, em 2002, impulsionaram a ANP a introduzir certas mudanças nas regras de licitação. Na quinta rodada, com o objetivo de atrair empresas de menor porte, as bacias sedimentares foram divididas em setores que por sua vez se dividiram em células, com isso, foi introduzido o Modelo por Células. Células terrestres foram dimensionadas para cobrir aproximadamente 30 Km². Em bacias em lâmina d'água inferior a 400m, as áreas tinham uma extensão de 180 Km² enquanto que as bacias marítimas tinham uma extensão de 720 Km² (ARAÚJO & PERTUSIER, 2002b).

Na quinta rodada, em 2003, as empresas passaram a delimitar suas propostas para áreas compostas de células escolhidas pelas próprias empresas e não mais para áreas com dimensões determinadas pela ANP. Deste modo, cada célula foi leiloada individualmente. O programa exploratório mínimo passou a ser definido pelas empresas, eliminando a obrigatoriedade de devolução parcial de blocos durante a fase de exploração. O período de exploração passou a variar de acordo com a localização dos blocos, estando sob poder do agente regulador a competência de estender o prazo de concessão em até dois anos desde que as empresas se comprometessem com a perfuração de um poço ao longo deste período. O programa de exploração mínimo passou a compor os critérios para definição da proposta vencedora, em adição ao bônus de assinatura e ao percentual de comprometimento com empresas fornecedoras nacionais.

Na quinta rodada foi estabelecido que o comprometimento com a indústria local passaria a ter peso de 40% na definição da proposta vencedora, até então este critério tinha peso de 15%. Além da alteração da ponderação do critério comprometimento nacional, o mesmo passou a ter um mínimo obrigatório. Estas medidas evidenciaram a preocupação com a promoção e consolidação da indústria nacional fornecedora de bens de capital e serviços para o setor petrolífero.

Quanto maior o comprometimento com o nível de conteúdo local, maiores são as oportunidades de melhoramento tecnológico e da capacidade competitiva para as empresas brasileiras fornecedoras de bens de capital e serviços para as atividades de E&P.

Além da preocupação em impulsionar a indústria local, a redução do peso do bônus de assinatura evidenciou a preocupação da ANP em possibilitar a inserção de

empresas de menor porte. O peso elevado atribuído ao bônus de assinatura tende a priorizar a participação de *majors* uma vez que estas têm vantagens consideráveis em relação às demais empresas no que tange ao montante de capital disponível.

Em 2004, foi realizada a sexta rodada de licitações, 3 modelos exploratórios foram configurados pela ANP para ofertar os blocos:

- Bacias Maduras - blocos que buscavam obter a retomada dos investimentos nas bacias maduras terrestres, predominantemente para pequenas empresas;
- Bacias de Novas Fronteiras - com objetivo de descobrir novas províncias petrolíferas;
- Bacias e/ou áreas de Elevado Potencial - com objetivo de garantir a sustentabilidade da auto-suficiência nacional na produção de petróleo.

Apesar dos esforços da agência reguladora em estabelecer critérios que permitissem a diversificação do perfil das empresas entrantes no setor petrolífero brasileiro, a consolidação destas estratégias só é notória a partir da sétima rodada. Em que empresas de pequeno porte de fato começam a ser introduzidas na indústria petrolífera. Durante a sétima rodada de licitações, foi realizada a primeira rodada de licitações referente a campos com acumulações marginais. Além dos blocos com risco exploratório (Parte A) foram ofertados pela primeira vez blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais (Parte B). Essas áreas inativas foram ofertadas visando à criação e fixação de pequenas e médias empresas nas atividades de E&P em campos *onshore* que foram devolvidos a ANP. Nesta rodada, houve uma nova ponderação dos critérios para definição da proposta vencedora, o *Bid* foi configurado com os seguintes pesos para cada um dos atributos: bônus de assinatura aumentou para 40%, conteúdo local foi reduzido para 20% e o programa exploratório mínimo se manteve com o peso de 40%.

Conforme avaliação da ANP, o sucesso da Sétima Rodada “pode ser medido por um lado, pelo grande interesse nos blocos com risco exploratório localizados nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo – principais focos em gás natural -; por outro, pelo número expressivo de pequenas e médias empresas – novas e mesmo sem experiência no setor – concentrando esforços nas oportunidades criadas nas áreas inativas com acumulações marginais”.

As tabelas a seguir resumem os resultados obtidos ao longo das sete rodadas de licitação realizadas entre 1999 e 2005.

Na Tabela 1 são apresentados os valores absolutos relativos ao número de empresas que participaram de alguma forma, das rodadas de licitação realizadas. Enquanto que, a Tabela 2 apresenta as taxas de crescimento do número de empresas participantes dos processos de licitação da primeira à sétima rodada.

Tabela 1

Informações sobre o n° de Empresas Participantes							
	Rodada 1 1999	Rodada 2 2000	Rodada 3 2001	Rodada 4 2002	Rodada 5 2003	Rodada 6 2004	Rodada 7 ¹ 2005
Habilitadas	38	44	42	29	12	24	Parte A - 46 Parte B - 91
Apresentando ofertas	13	27	26	17	6	21	Parte A - 32 Parte B - 53
Vencedoras	11	16	22	14	6	19	Parte A - 30 Parte B - 16

¹A partir da Sétima Rodada, além dos Blocos com Risco Exploratório (Parte A), foram ofertadas Áreas Inativas com Acumulações Marginais
Fonte: ANP

Pela Tabela 2, percebe-se que a configuração dada na quinta rodada aos procedimentos licitatórios para atrair empresas de menor porte, começam a surtir efeito na sexta e sétima rodada em termos de aumento do número de empresas participantes. Sobretudo na sétima rodada ao inserir um modelo de concessão específico para as áreas inativas com acumulações marginais adequado à participação de empresas pequenas e médias.

Tabela 2**Taxa de Crescimento do nº de Empresas Participantes**

	Rodada 1 1999	Rodada 2 2000	Rodada 3 2001	Rodada 4 2002	Rodada 5 2003	Rodada 6 2004	Rodada 7 ¹ 2005
Habilitadas	-	16%	-5%	-31%	-59%	100%	471%
Apresentando ofertas	-	108%	-4%	-35%	-65%	250%	305%
Vencedoras	-	45%	38%	-36%	-57%	217%	142%

¹A partir da Sétima Rodada, além dos Blocos com Risco Exploratório (Parte A), foram ofertadas Áreas Inativas com Acumulações Marginais (Parte B)
Fonte: ANP

A Tabela 3 apresenta o número de blocos licitados em cada uma das rodadas e o número de blocos concedidos. O maior insucesso em termos de número de blocos ofertados e os de fato arrematados é observado na quinta rodada, apenas 11% dos blocos licitados foram concedidos. Vale ressaltar que a consolidação das *majors* no país se deu até a terceira etapa e, na quinta etapa, a ANP deu início à reestruturação das regras de licitação.

Tabela 3**Informações sobre o nº de Blocos Licitados e Concedidos**

	Rodada 1 1999	Rodada 2 2000	Rodada 3 2001	Rodada 4 2002	Rodada 5 2003	Rodada 6 2004	Rodada 7 ¹ 2005
Blocos licitados	27	23	53	54	908	913	Parte A - 1134 Parte B - 17
Blocos concedidos	12	21	34	21	101	154	Parte A - 251 Parte B - 16

¹A partir da Sétima Rodada, além dos Blocos com Risco Exploratório (Parte A), foram ofertadas Áreas Inativas com Acumulações Marginais (Parte B)
Fonte: ANP

A Tabela 4 dispõe informações relativas à trajetória do total arrecadado com os Bônus de Assinatura. A sexta e sétima rodadas de licitação já com a nova configuração dos aspectos considerados e, dos pesos dados a cada um destes aspectos pela ANP, para determinação da oferta vencedora alavancaram o montante arrecadado com os Bônus de Assinatura pagos.

Tabela 4**Informações sobre o Bônus de Assinatura**

	Bônus de Assinatura (R\$)	Taxa de Crescimento do Bônus de Assinatura
Rodada 1	321.656.637,00	-
Rodada 2	468.259.069,00	46%
Rodada 3	594.944.023,00	27%
Rodada 4	92.377.971,00	-84%
Rodada 5 ¹	27.448.493,00	-70%
Rodada 6	665.196.028,00	2323%
Rodada 7: Parte A + B	1.088.848.604,00	64%
Parte A	1.085.802.800,00	
Parte B	3.045.804,00	

¹Até a quinta rodada o peso do Bônus de Assinatura para definição da proposta vencedora era de 15%, a partir daí, passou a ser de 40%

Fonte: ANP

Em junho de 2006, foi realizada a segunda rodada de licitações de áreas inativas com acumulações marginais. A oitava rodada de licitações referente a campos com risco exploratório maior e incompatível a empresas de pequeno e médio porte, foi realizada em novembro de 2006. A partir da sétima rodada, os leilões para áreas com alto risco exploratório foram separados das áreas inativas com acumulações marginais, tendo sido alterado a partir de então a métrica empregada pela ANP para concessão de campos produtores de petróleo e/ou gás natural tornando incomparáveis as rodadas posteriormente realizadas. Portanto, os resultados referentes à oitava rodada e segunda rodada de áreas com acumulações marginais não foram apresentados nas tabelas expostas nesta seção.

Na segunda rodada de áreas inativas contendo acumulações marginais, realizada pela ANP, 55 empresas dentre elas, 50 nacionais, se habilitaram para concorrer a 14 áreas nos Estados do Maranhão, Rio Grande do Norte e Espírito Santo. Estas áreas estavam inativas há mais de 15 anos. 31 empresas apresentaram ofertas e dentre estas, 9 arremataram 11 áreas das 14 ofertadas. Nesta rodada, o bônus de assinatura arrecadado para a União foi de R\$10,6 milhões, ou seja, o triplo do total arrecadado na primeira rodada (R\$3.045.804,00). Os contratos de concessão obrigam as empresas à aquisição de um percentual mínimo de 70% de bens e serviços da indústria nacional.

2.4. Experiência Internacional

As empresas entrantes no setor petrolífero brasileiro têm se configurado cada vez mais como empresas independentes, sobretudo de pequeno e médio porte, com foco nas atividades de E&P em áreas terrestres. A indústria de petróleo é altamente intensiva em capital e tecnologia, seus investimentos são caracterizados por ativos de alta especificidade, o que implica na necessidade de integração via contratos e relações de longo prazo entre as empresas atuantes e as fornecedoras de bens e serviços.

Entre os atributos determinantes para atratividade de investimentos em E&P estão os de natureza econômica relativos à estabilidade econômica, política e ao aparato regulatório do país; e à carga tributária sobre as atividades de E&P.

O Brasil, comparado a outros países com potencial para as atividades de E&P, se encontra em uma posição intermediária no que se refere aos atributos estabilidade e carga tributária. Entre os países que serviram de base de comparação estão: Noruega, Nigéria, Angola, Azerbaijão, Golfo do México e Reino Unido (CANELAS, 2004).

Infelizmente, por não haver uma consolidação internacional da definição de campos marginais em termos de capacidade de produção de um poço em campo marginal; a potencialidade e perfil de produção dos campos brasileiros marginais não pode ser contraposta à experiência internacional na E&P destas áreas (CÂMARA ET ALLI. 2004).

A experiência de outros países nas atividades de E&P em áreas com acumulações marginais serve como instrumento de análise e pesquisa para o desenvolvimento do *upstream* da indústria petrolífera brasileira. O estudo dos casos internacionais não tem como pretensão a implantação dos modelos de dinamização dos campos marginais explorados por estes países no Brasil.

As peculiaridades que norteiam cada país requerem que sistemas regulatórios personalizados sejam criados a fim de se adequarem às suas especificidades. Entre estas especificidades enquadra-se a capacidade de produção associada aos campos marginais seja qual for sua definição ⁸.

⁸ ZAMITH (2004) apresenta a E&P em campos maduros e/ou *onshore* dos EUA, sobretudo no Estado do Texas.

A E&P em campos com acumulações marginais na Venezuela se difere muito da classificação brasileira dada a estes campos bem como do perfil de investidores adequado a atuarem nestas áreas. A participação de empresas independentes, entre elas de pequeno e médio porte nos EUA também é incompatível com a brasileira o que confere aspectos regulatórios diferenciados entre estes dois países. As atividades em áreas com acumulações marginais venezuelanas e a participação dos produtores independentes na cadeia petrolífera norte americana são apresentados nas próximas seções.

2.4.1. Venezuela

No início da década de noventa, a PDVSA juntamente com o governo venezuelano iniciaram o processo de abertura da indústria petrolífera ao setor privado. A primeira iniciativa do Ministério de Energía y Minas (MEM) referente à reativação de campos marginais de posse da PDVSA, ocorreu entre 1992 e 1993. No Brasil, a reoperação dessas áreas entrou na pauta de prioridades da ANP em 2003, à partir da quinta rodada de licitações. Ou seja, seis anos após a criação da agência de regulação do setor petrolífero (CONTRERAS, 1998).

As primeiras áreas marginais venezuelanas foram licitadas por meio de contratos operativos, uma forma de convênio entre as empresas privadas e as filiais da PDVSA encarregadas de atuarem juntamente com as empresas vencedoras das licitações. Esse modelo contratual garantia às companhias privadas que a produção das mesmas em campos marginais não seria afetada pelas cotas da OPEP. Nos casos em que isso pudesse ocorrer, a PDVSA manteria a compra do óleo “protegido” se encarregando das reduções necessárias em sua própria produção. Entre as empresas privadas que se beneficiaram da E&P em áreas marginais se encontram as *majors*⁷: Shell, Teikoku, British Petroleum, Exxon, Chevron, Mobril, etc.

Para empresas verticalmente integradas ao longo da cadeia de atividades petrolíferas compreendendo as fases de E&P, refino e distribuição, como é o caso das *majors* e empresas estatais, os campos maduros são também considerados marginais, visto que do ponto de vista econômico o renda agregada é marginal (CÂMARA & FERREIRA, 2004). Portanto, o que Contreras (1998) denomina como campo marginal, em termos Venezuela,

na definição brasileira dada pela ANP, seriam classificados como maduros e não adequados aos investidores de pequeno e médio porte.

No Brasil, as *majors* não demonstraram interesse em áreas com acumulações marginais. Tendo sido alguns campos marginais incluídos nos blocos licitados nas primeiras rodadas de licitação e, posteriormente, devolvidos à ANP.

A garantia contratual de repasse da produção extraída à PDVSA provia substancial atratividade à atuação do setor privado em campos marginais. Na ausência de concorrência ao longo da cadeia de atividades compreendida pelo setor petrolífero, contratos que assegurem a parceria da empresa responsável pelo refino do petróleo ou do escoamento do gás extraído tornam-se imprescindíveis para o efetivo exercício de empresas privadas nessas áreas.

Na Venezuela, as duas primeiras rodadas de licitações de áreas marginais e/ou inativas, ocorreram entre 1992 e 1993, tendo como expectativa a produção diária de 90 mil barris de óleo referente a 13 áreas, a partir do final da década de noventa. Sendo que, no início de 1997, ao se incluírem 20 novos convênios realizados, a quantidade diariamente produzida estimada foi de 800 mil barris, ou seja, 62 mil barris/dia para cada uma das 13 áreas (CONTRERAS, 1998). No Brasil, a expectativa de produção em um campo marginal é de 20 barris de óleo diários (PATRES, 2006).

As atividades de E&P em campos com acumulações marginais no Brasil, por serem apropriadas à atuação de empresas de pequeno e médio porte, acirram a necessidade de parcerias com a Petrobrás em decorrência das limitações dessas empresas. A produção nestas áreas no Brasil não viabiliza a exportação da produção. Na Venezuela, o *upstream* nessas áreas corresponde a uma quantidade de extração muito superior à estimada no Brasil. Além do que, na Venezuela, as empresas atuantes nas áreas marginais por serem sobretudo *majors* têm maior mobilidade sobre a produção.

As reservas de gás natural e de petróleo venezuelanas são de longe superiores às do Brasil. Prova disso, é a significativa diferença referente às quantidades extraídas nas reservas venezuelanas tidas como marginais. Na Venezuela, as características de suas reservas inibem a participação de empresas petrolíferas nacionais nas atividades de E&P por restrições tecnológicas e financeiras. Até 1997, a PDVSA apresentava resistência em permitir que empresas nacionais incorressem em investimentos nas atividades de *upstream*.

Segundo Contreras (1998), a PDVSA temia que empresas venezuelanas cujos proprietários dispõem de contatos com a elite do poder, pudessem comprometer o domínio atribuído por ser a única grande empresa petrolífera nacional. Em 1997, empresas nacionais após vencerem múltiplas resistências dispuseram de cinco campos marginais para o exercício das atividades de E&P.

Em 1998 as práticas venezuelanas para dinamização do setor petrolífero foram reconfiguradas com a eleição do presidente Hugo Chávez. A atividade petrolífera voltou a ser concentrada pelo monopólio Estatal. As práticas venezuelanas relativas ao período pós Hugo Chávez não serão tratadas aqui por não constituírem parâmetro para o caso brasileiro devido às complicações políticas existentes naquele país.

2.4.2. Estados Unidos

Nos EUA, as companhias independentes correspondem a cerca de 8 mil empresas. Estas empresas operam campos de baixa produção, definidos de acordo com o nível de vazão de seus poços. A participação das empresas de menor porte no mercado corresponde a 65% da extração de gás natural e 40% da extração de petróleo. A expressiva representatividade da produção destas companhias na quantidade total se deve a diversos incentivos: créditos pela utilização de técnicas avançadas de recuperação; créditos para recolocar em produção poços temporariamente ou permanentemente abandonados; dedução do imposto a pagar devido a redução das reservas; disponibilização de créditos com prazos amplos e juros subsidiados (CORREIA, 2004).

Nos Estados Unidos, principalmente na região do Texas – foco da atividade petrolífera norte-americana – a atuação de empresas independentes, sobretudo de pequeno e médio porte, é constante ao longo de toda a cadeia de atividades incorporadas ao setor petrolífero.

A grande incidência de empresas independentes na indústria de petróleo confere ao mercado petrolífero dos Estados Unidos um caráter concorrencial. O que não se observa no Brasil, apesar da iniciativa proposta pela flexibilização do monopólio da Petrobrás de instauração da competição no setor petrolífero brasileiro.

O período de fixação das empresas independentes na região do Texas se confunde com o período de estruturação da própria indústria petrolífera naquele país. O desenvolvimento do aparato regulatório bem como dos incentivos à atuação de empresas de menor porte vem sendo incorporado gradativamente no setor (ZAMITH, 2005). No Brasil, o setor petrolífero foi historicamente caracterizado pela presença integrada da Petrobrás que até a década de noventa atuava de maneira monopolística. O aspecto concorrencial da indústria petrolífera brasileira só passa a ser discutido após a reestruturação do setor diferentemente dos EUA em que o mercado petrolífero é tradicionalmente competitivo.

A indústria petrolífera brasileira até a fase de reestruturação (década de 1990) não foi tratada em pormenores neste segundo capítulo uma vez que a participação de empreendedores de pequeno e médio porte, bem como as atividades de E&P em campos com acumulações marginais só passaram a ser priorizados após a flexibilização do setor petrolífero.

A experiência internacional relatada com base nos casos Venezuela e EUA atenta às diferenças existentes entre os países no que tange ao setor petrolífero sinalizando a necessidade de adoção de práticas específicas para dinamização deste setor.

CAPÍTULO III

CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA: ENFOQUE NEO-INSTITUCIONALISTA

Neste capítulo, a indústria petrolífera tem suas transações e forma organizacional caracterizadas com base na Economia Neo-Institucionalista. O propósito maior deste capítulo é analisar as transações do *upstream* da indústria de petróleo e gás natural relacionando a atuação de pequenos e médios operadores em campos marginais à estrutura da cadeia petrolífera.

O referencial teórico adotado neste trabalho se baseia na Nova Economia Institucional, com ênfase na Economia dos Custos de Transação. O aparato teórico introduzido por Coase (1937) e amplamente difundido, principalmente por Williamson (1985), tem como base a importância das instituições e dos contratos no desempenho econômico.

As formas como as instituições são construídas e se relacionam são determinantes nos resultados econômicos. Informação incompleta e assimétrica, os custos de transação, as formas contratuais, a questão regulatória e, a definição dos direitos de propriedade, são aspectos consideráveis inerentes às instituições. Para os institucionalistas, as “regras do jogo” de cada sociedade influenciam nas decisões de seus agentes.⁹

Diferentes modos de organização institucional levam a diferentes resultados econômicos. Neste sentido, o comportamento econômico repousa em instituições, “regras do jogo” estabelecidas por lei ou por meio de costumes que evoluem tendo em vista as vantagens que as instituições oferecem na redução da incerteza.

A visão institucionalista confere considerável realismo às análises econômicas por meio da caracterização das transações de mercado. A unidade básica de análise de acordo com este referencial teórico são as transações.¹⁰ Neste sentido, o propósito e efeito

⁹ As “regras do jogo” são definidas por: convenções, cultura, instituições, sistema legal e princípios éticos.

¹⁰ Segundo WILLIAMSON (1985), uma transação ocorre quando se transfere um bem ou serviço através de uma interface/estágio tecnologicamente separável.

principais das instituições econômicas do capitalismo são o de economizar os custos de transação.¹¹

Segundo Coase (1937), a economia dos custos de transação está encarregada do estudo das organizações econômicas, que vão das estruturas mais descentralizadas em que as transações se organizam entre empresas autônomas através de um mercado, até empresas verticalizadas que internalizam as transações a partir de uma estrutura hierárquica.

Por diferirem umas das outras, as transações requerem distintas estruturas de governança para regê-las.¹² Neste aspecto, por serem os contratos um fator determinante destas estruturas, estes devem ser formatados de acordo com o perfil das transações.

A economia dos custos de transação considera que os agentes estão sujeitos a racionalidade limitada¹³ e, que se inclinam ao oportunismo¹⁴ acirrando os problemas associados à incerteza. Em um mundo regido pelas incertezas, os contratos são incompletos e a execução dos mesmos recai em grande medida às instituições.

De acordo com os atributos das transações os contratos são delineados a fim de atingir a eficiência econômica objetivada a partir da escolha da estrutura de governança. Williamson caracteriza as transações segundo três atributos: especificidade dos ativos, riscos e incertezas e, frequência. A economia dos custos de transação sustenta que o atributo ou dimensão mais importante à descrição das transações é a especificidade dos ativos.

Antes de proceder à análise em pormenores do aparato teórico utilizado para descrever o setor e as atividades petrolíferas, é apresentado um panorama da E&P em campos marginais brasileiros.

¹¹ Existem dois tipos de custo de transação usualmente distinguíveis: *ex ante* e *ex post*. O primeiro, são os custos de redação, negociação e salvaguarda de um acordo. Como os contratos não são capazes de prever todas as possíveis contingências futuras, existem os custos de transação *ex post*. Estes são correspondentes aos custos relativos à execução do contrato, ou seja, problemas adaptativos referentes à erros, atrasos e omissões contratuais.

¹² Estrutura de governança é determinada pelo conjunto de formas organizacionais que rege uma transação.

¹³ Racionalidade limitada: imprevisibilidade parcial das contingências futuras.

¹⁴ Mesmo os contratos mais complexos e sofisticados podem dar brecha para que uma ou ambas as partes aja de maneira oportunista em benefício próprio.

3.1. Panorama Geral das Atividades de E&P de Petróleo e Gás Natural em Áreas com Acumulações Marginais

Desde a instituição da Nova Lei do Petróleo, a Petrobrás tem dado prioridade a atividades mais promissoras em termos de retorno financeiro no setor petrolífero, quais sejam a E&P *offshore*. Após a instituição da Nova Lei do Petróleo, a Petrobrás, como parte integrante de sua estratégia de competição, devolveu à ANP pequenos campos com volumes de produção em declínio e sem escala para o porte da empresa. Essa decisão foi consolidada em 1999, ao optar em seu programa de planejamento pela concentração de suas atividades de *upstream* nos campos de maior produtividade, sobretudo a E&P em águas profundas.

Entre os objetivos definidos pela lei que instituiu a ANP, estão: o de preservar o interesse nacional, promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos nacionais. (EGLER, 2003). No entanto, o foco da Petrobrás em atividades *offshore*, teve como consequência a paralisação da produção e o abandono de poços em determinadas áreas *onshore* do país. Comprometendo o desenvolvimento econômico das regiões nas quais se encontram muitos dos campos marginais e/ou maduros e, por sua vez, os objetivos da agência reguladora no que tange ao objeto de sua criação (CORREIA, 2004).

Entre os interesses que motivaram a ANP a promover a utilização dos campos marginais de petróleo e gás natural estão os benefícios provenientes da reativação destes poços para a sociedade. Entre os benefícios pode-se citar (CHAMBRIARD, 2004):

- Aumento do fluxo de investimentos no país;
- Motivar as empresas de menor porte a diversificarem investimentos e ingressarem no mercado petrolífero;
- Geração de novos postos de trabalho em caráter permanente;
- Reativação e consolidação da indústria brasileira de bens e serviços (PROMINP - Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural);
- Desenvolvimento e difusão do conhecimento nacional nas atividades do *upstream*;
- Recolhimento de tributos;

- Promover o desenvolvimento de uma nova indústria de influência regional, em vários pontos do país.

O processo de desvesticalização do monopólio da Petrobrás, embora iniciado com as mudanças no marco regulatório dos anos noventa ainda está em curso, apontando para o surgimento de segmentos da atividade de petróleo e gás com diferentes estruturas de mercado, o que, por sua vez resulta na necessidade de realização de ajustamentos nos instrumentos regulatórios.

A dinamização das atividades de E&P em áreas com acumulações marginais requer uma compatibilização dos incentivos mobilizados para realizar ajustamentos na configuração da estrutura industrial com as características específicas destas áreas produtivas.

A identificação das especificidades que estas áreas assumem nas atividades de exploração e produção de óleo e gás é importante para determinar os possíveis desdobramentos em termos de solução técnicas, modelos organizacionais e mecanismos regulatórios adaptados a essas especificidades.

Estes campos inativos com acumulações marginais correspondem a áreas que foram devolvidas à ANP pela Petrobrás após a instituição da Nova Lei do Petróleo.¹⁵ São áreas em que as oportunidades de ganhos são menores não apenas pelo tamanho correspondente, mas, também, por se tratarem de áreas *onshore* com um potencial de produção relativamente baixo (SHIOZER, 2002).

Segundo dados da ANP, 62 campos marginalmente econômicos foram devolvidos e permaneceram sob a guarda da ANP. Dentre estes:

- 32 na Bahia;
- 10 no Rio Grande do Norte e Ceará;
- 10 no Espírito Santo;
- 1 no Rio de Janeiro;
- 5 no Sergipe e em Alagoas;

¹⁵ A lei 9.478/97 (Nova Lei do Petróleo) a partir da Rodada Zero, em 1998, instituiu à Petrobrás contratos de concessão de 397 campos, outros 62 campos que já haviam produzido ou que se encontravam na etapa de desenvolvimento não foram reivindicados pela Petrobrás no prazo previsto pela lei. Desde 1998, outros campos vêm sendo devolvidos à ANP.

- 4 no Pará e Maranhão.

Na primeira rodada de licitações, a ANP inclui 5 destes campos em blocos exploratórios, 4 na Bahia e 1 no Rio Grande do Norte. Até a quarta licitação (2002), a ANP havia licitado 26 campos dos 62 campos marginais incluindo-os em blocos exploratórios. Dos 26 campos licitados até a quarta rodada 19 foram abdicados. A partir de então, a ANP passou a rever seus critérios de exploração destas áreas investindo em uma análise mais aprofundada a cerca do melhor modo de explorá-los.

Os campos terrestres de petróleo e gás devolvidos para a ANP possuem (CHAMBRIARD, 2004):

- Uma área equivalente a 385 Km²;
- Volume de óleo *in situ*¹⁶: 150 milhões de barris
- Volume de gás *in situ*: 4500 milhões de m³;
- Reserva de óleo: 6 milhões de barris
- Reserva de gás: 580 milhões de m³;
- 275 poços perfurados;
- 60 poços de produção.

A sistematização dessas informações permite inferir que os campos terrestres devolvidos têm em média 4 km² de extensão e uma capacidade de reserva de 0,4 milhões de barris de óleo/campo e, de 9,5 milhões de m³ de gás/campo. Segundo Monteiro & Chambriard (2002), 49% dos campos descobertos no país são de caráter marginal e correspondem a 0,94% das reservas provadas.

Tendo em vista a adoção de práticas melhores para exploração dos campos com acumulações marginais, em 2003, a ANP cedeu 10 desses campos (5 na Bahia e 5 no Rio Grande do Norte) ao Projeto Campo Escola. Entre os objetivos deste projeto estão:

- a formação de mão-de-obra especializada em termos técnicos e gerenciais para operar em campos *onshore*;
- o desenvolvimento de tecnologias e equipamentos nacionais voltados para a operação de empresas de pequeno porte.

Os riscos geológicos dos campos com acumulações marginais são menores e, a quantidade de informações disponíveis em virtude do histórico de perfurações e produção é

¹⁶ *In situ*: condição de uma espécie em seu habitat natural

vasta, embora não esteja no topo da ordem de prioridades de investimentos em pesquisas das empresas do setor nos últimos anos. Os custos, para re-operação destas áreas, dependem da data e do modo como estas foram abandonadas. Podendo haver casos em que a infra-estrutura instalada esteja em estado precário em decorrência do abandono.

Os investimentos em pesquisas relativas ao potencial petrolífero brasileiro seguem a seguinte ordem de prioridade segundo a ONIP (2003):

1. Águas profundas da Bacia de Campos;
2. Águas profundas das bacias do Espírito Santo e de Santos;
3. Águas profundas das bacias marítimas restantes;
4. Bacias produtoras *onshore*;
5. Bacias não-produtoras *onshore*.

Com base no ordenamento acima, percebe-se que a busca de informações com base em pesquisas sísmicas em áreas *onshore* não encabeçam as prioridades de investimentos em dados geológicos empregada pela Petrobrás antes e depois da reestruturação. Sendo tal ordem de priorização incorporada também pelas entrantes logo após a flexibilização do setor (ONIP, 2003).

Campos marginais ou que já alcançaram estágio de exploração avançado necessitam de um tratamento diferenciado, estes apresentam baixa escala de produção e necessitam de investimentos para seu rejuvenescimento incluindo infra-estrutura de produção, controle ambiental e aplicação de técnicas avançadas de recuperação. Estes campos necessitam de métodos especiais de recuperação terciária (uma vez que a recuperação secundária já foi utilizada na maior parte dos campos maduros), além de métodos de elevação artificial de reservatórios.

Campos marginais e/ou maduros requerem tecnologias avançadas para aumento de sua produção e recuperação de mais petróleo/gás do que a energia natural do poço é capaz de permitir. Estes campos apresentam um potencial para incorporação de reservas a partir da utilização de métodos especiais de recuperação: térmicos, gasosos, químicos, etc. A possibilidade de exploração destes campos tende a ser impulsionada pela tendência ao aumento do consumo e da participação do petróleo e do gás natural na matriz energética mundial (PETROBRÁS MAGAZINE, 2006).

Nestes campos, as propriedades do óleo existente na jazida são conhecidas por se tratarem de áreas outrora exploradas o que minimiza o risco exploratório. Por se tratarem de campos que já foram operados, é comum que já tenham sido implementados métodos para aumentar a produção e recuperar uma maior quantidade de petróleo basicamente por meio da injeção de água e gás natural, possibilitando elevar a recuperação média de 15% (obtida pela energia própria do reservatório) para até 45%. Para elevar a taxa de recuperação, é necessário o emprego de métodos especiais de recuperação, os quais possibilitam que seja recuperado em média 5% a 10% a mais da reserva que existia no campo no período de sua descoberta (CTPETRO, 2003).

Nestes campos, a estrutura básica de produção está montada, resultado do processo de produção anteriormente desenvolvido. Os desafios técnico-econômicos propostos para operacionalização destes campos estão relacionados à necessidade de aumento da produtividade na fase de produção. Desta forma, a retomada do processo produtivo apesar do investimento inicial necessário, repousa basicamente na recuperação ou reposição de equipamentos, além da contratação de serviços técnicos especializados. A participação dos fornecedores tradicionais de bens e serviços passa a estar vinculada a funções relacionadas com a produção e manutenção, atividades básicas para reabertura e início dos trabalhos nestes campos.

As atividades de exploração e produção em campos maduros e/ou marginais encontram-se condicionadas por um conjunto de requisitos econômicos e operacionais (CTPETRO, 2003):

- Há a necessidade de investimentos para a recomposição produtiva, principalmente em poços que se encontram fechados, ou seja, com a atividade produtiva paralisada.
- É importante que sejam feitos investimentos voltados para a manutenção dos equipamentos já instalados devido ao desgaste dos mesmos.
- A definição da logística envolvendo mecanismos de supervisão e transporte considerando a distância entre os campos também é um requisito relevante.
- Por fim, entre os requisitos econômicos e operacionais destacam-se as técnicas de controle de qualidade, especialmente aquelas envolvendo os níveis de BSW (tratamento do petróleo e eliminação da água emulsionada) e de preservação do meio ambiente.

Os investimentos previstos em áreas inativas com acumulações marginais incluem os custos relacionados à participação no processo de licitação, entre eles: análise profunda do pacote de dados, visitas às locações, taxas de participações, cauções, etc. Como parte do investimento total, também estão incluídos: o bônus de assinatura pago pela área em questão, além dos gastos de recolocação dos poços em operação e, do provisionamento de um fundo para o abandono final da área sob concessão (SHIOZER, 2002). Os dois últimos itens estão associados às licenças ambientais concedidas para atuar nos campos sob contratos de concessão. Estas licenças são condicionadas pelas diretrizes ambientais estabelecidas pelo IBAMA para cada área a ser licitada.

As Diretrizes Ambientais para licenciamento ambiental dos blocos ofertados são ditadas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

“As diretrizes detalham procedimentos, apontam a legislação pertinente e fornecem informações técnicas sobre o nível de exigência, os ecossistemas locais e outros aspectos sócio-ambientais de cada área em oferta (ANP – Diretrizes Ambientais)”

Tais diretrizes são revisadas e atualizadas a cada rodada de licitações, o que permite incluir novas áreas de proteção, evolução do conhecimento sobre os ecossistemas, as tecnologias de exploração e produção e a realidade socioeconômica local. É importante que estas informações sejam sempre consultadas, mesmo para blocos em oferta que já foram objeto de rodadas anteriores.

A elaboração dessas diretrizes é resultado do trabalho da ANP em conjunto com órgãos ambientais federais e estaduais com o objetivo de fornecer subsídios para o processo de licenciamento ambiental das rodadas.

Apesar de reduzidos, os riscos associados às áreas marginais estão também relacionados às práticas do operador anterior. Podendo ter havido alguma negligência técnica ou ambiental desconhecida na operação ou no abandono da locação o que implica em investimentos elevados para obtenção dos padrões ambientais necessários.

No que diz respeito à capacidade de fornecimento dos equipamentos necessários à produção em terra, a indústria brasileira encontra-se plenamente capacitada a fornecê-los (CONJUNTURA ECONÔMICA, 2006). A dúvida com relação ao fornecimento do maquinário é relativa ao alcance da escala eficiente mínima de produção destas empresas.

Em termos tecnológicos estas empresas estão aptas a produzir, a dúvida repousa na efetivação da demanda em quantidade suficiente para compensar a produção dos equipamentos.¹⁷ Visto isso, o comprometimento com a indústria local, homologado no contrato da sétima rodada, foi de 70% nas duas fases do contrato para áreas inativas com acumulações marginais.¹⁸

No Brasil, a Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (ABIMAQ) tem cerca de 400 empresas associadas classificadas como fabricantes de equipamentos para o segmento de petróleo e gás. Destas, 250 são cadastradas e homologadas pela Petrobrás. Toda a cadeia de suprimentos para as atividades de petróleo e gás é formada por cerca de 2 mil fornecedores diretos e outros 28 mil indiretos gerando aproximadamente 4 milhões de empregos. No Brasil, estima-se que a cada um dólar na indústria de óleo e gás quatro dólares são injetados na economia (III Workshop Nacional do PROMINP, 2005).

Dentre as empresas brasileiras aptas a abastecerem o setor petrolífero com máquinas e equipamentos, a ABIMAQ estima que estas indústrias estejam utilizando apenas 50% da capacidade instalada. Segundo a ABIMAQ, o setor de bens de capital no Brasil necessita que a Petrobrás – sua principal cliente – mantenha a continuidade de seus investimentos, de modo que não haja picos e vales na rentabilidade dos fornecedores especializados garantindo uma melhor programação destas empresas.

A ABIMAQ atenta para a necessidade de que seja adotada uma política de comprar a longo prazo, incluindo nos contratos a modalidade de compras por “aliança” e, conseqüentemente, a contratação de manutenção e fornecimento de sobressalentes por períodos determinados após a compra dos equipamentos principais, garantindo com isso um ciclo de fornecimentos futuros, quando os investimentos diminuïrem. As perspectivas das indústrias de fornecimento para o setor petrolífero apontadas no III Workshop Nacional do PROMINP (2005) foram todas voltadas para a Petrobrás, ou seja, em termos de planejamento, estas empresas mostram-se dependentes das ações da Estatal. Tal observação enfatiza a necessidade de parceria com a Petrobrás no que diz respeito ao acesso a

¹⁷ Em dezembro de 2003, foi criado o PROMINP (Programa de Mobilização Nacional de Petróleo e Gás Natural). Entre os objetivos do programa está o de avaliação do regime tributário vigente na atividade de fornecimento de bens e serviços para o setor de óleo e gás no mercado interno e externo.

¹⁸ Comprometimento de 70% tanto na Fase de Avaliação quanto na Fase de Produção.

equipamentos e serviços dos fornecedores do setor no caso de empresas com mobilidade restrita no mercado petrolífero.

Como dito anteriormente, o setor petrolífero brasileiro apresenta certa escassez de profissionais qualificados. Deste modo, empresas com maiores recursos financeiros têm maior capacidade de contratar os profissionais mais especializados. Vale ressaltar que as atividades de E&P em campos marginais são intensivas em mão-de-obra.

A motivação da ANP em atrair novos agentes às atividades de E&P *onshore* se justifica por existirem grandes áreas pouco exploradas e com potencial de desenvolvimento estagnado. A maior parte destas áreas está reunida na região Nordeste. A reativação destes campos, intensiva em ativos humanos, beneficiaria estas áreas que são em geral carentes, por meio da contribuição na geração de renda local, empregos, impostos e *royalties* (MOREIRA, 2006).

É incipiente a preocupação legal e institucional voltada para as bacias sedimentares *onshore*, os instrumentos necessários à instituição de uma ordem organizacional capaz de atrair investidores a essas áreas encontra-se em processo de desenvolvimento.

O aparato regulatório que vem sendo instituído pela ANP além de buscar atrair operadores para os campos marginais, intrínseca às suas formulações está a busca de motivações para desenvolvimento tecnológico e consolidação de prestadores de serviços e fornecedores capacitados e adequados às necessidades destas áreas e do perfil de investidor. A presença de operadores em campos marginais só é efetivamente possível caso as atividades complementares estejam plenamente disponíveis.

A ANP, da primeira à quarta rodada de licitações, incluiu algumas áreas marginais e/ou maduras, nos blocos que foram objeto de concessão a grandes empresas. Tal tentativa de dinamizar a atividade petrolífera nestas áreas foi frustrada com a subsequente devolução de muitos destes campos à ANP. No entanto, estes campos não podem ser indefinidamente devolvidos porque apresentam passivos.

A ANP, desde a quinta rodada tem se dedicado a discussão de questões relacionadas às atividades de menor escala. Tais como as regras até então estabelecidas e, se as mesmas são suficientes para tratar de uma questão tão sensível do ponto de vista econômico e tecnológico como são os campos com baixo volume de produção.

Desde a quinta rodada de licitações, em 2003, a ANP tem buscado aumentar o conteúdo local nos investimentos do setor petrolífero. A princípio, como iniciativa para atrair empresas de menor porte a participarem das atividades de E&P, o tamanho dos blocos ofertados assim como o valor do bônus de assinatura mínimo foram reduzidos e, um maior número de blocos *onshore*, com risco geológico menor, foram disponibilizados. (ALMEIDA ET ALLI., 2003b)

Na sétima rodada de licitações em 2005, a ANP instituiu um modelo específico para licitar áreas tidas como inativas com acumulações marginais. Estas áreas assim como o perfil dos participantes habilitados ao leilão foram caracterizados de modo a se adequar aos pequenos e médios investidores em termos técnicos, financeiros e jurídicos. A partir de tais iniciativas, a ANP tem obtido êxito em introduzir um número maior de empresas independentes, principalmente nacionais, no setor.

Os níveis de qualificação em termos técnicos, financeiros e jurídicos para atuar nas áreas inativas com acumulações marginais são menos rigorosos se comparados aos necessários para áreas com elevado risco exploratório.¹⁹

Como observado na sétima rodada de licitação, para áreas inativas com acumulações marginais especificamente, a ANP buscou atrair pequenas e médias empresas independentes. O risco de reentrada em operação de poços em áreas onde existem reservas de óleo e/ou gás comprovadas é pequeno, assim como o prêmio associado. Em geral, para cada barril de óleo extraído é cada vez maior a produção de água. Apresentando-se como uma oportunidade de investimento para as empresas de menor porte, que aproveitam o principal ativo desses campos que são os poços já perfurados.

A primeira rodada de licitações de áreas inativas contendo acumulações marginais ocorreu em outubro de 2005 junto com sétima rodada de licitações de áreas com risco exploratório. E, devido ao bem sucedido resultado obtido, desde então a ANP passou a realizar rodadas separadas para licitação desses campos. Tendo ocorrido, em 2006, a segunda rodada de licitações de áreas inativas com acumulações marginais.

Na primeira rodada foram oferecidas 17 áreas nos estados da Bahia e Sergipe em quatro bacias terrestres. Dessas áreas, 16 foram arrematadas.²⁰ O total de Bônus de Assinatura arrecadado foi de mais de três milhões de reais (R\$ 3.045.804,00).

¹⁹ O patrimônio líquido mínimo exigido para operar campos marginais é de R\$50.000,00.

O Programa de Trabalho Inicial aplicado às áreas inativas contendo acumulações marginais, indicado pelas 16 empresas (14 individuais e 2 em consórcio) foi de 6.182 unidades de trabalho, permitindo imputar investimentos mínimos para a atividade de avaliação de quase 62 milhões de reais (R\$ 61.820.000,00), nos dois anos subsequentes.

A maior parte das empresas estreates, na segunda rodada de licitação de áreas inativas contendo acumulações marginais em Junho de 2006, foram prestadores de serviço para a Petrobrás, ou seja, apresentam capacidade técnica e certa facilidade de negociação junto à Estatal que por sua vez possui a quase totalidade da capacidade de refino brasileira.²¹

Uma observação interessante feita pelo diretor geral da ANP Haroldo Lima logo após a realização da segunda rodada (2006) se refere ao portfólio limitado de áreas a apresentar nas rodadas específicas para áreas com acumulações marginais. A expectativa naquele momento segundo ele era de que a quantidade de áreas com este perfil já incluindo as que seriam devolvidas até o final de 2006 não chegaria a duas dezenas (FEIPetro, 2006). Ou seja, há uma limitação em termos de possibilidade de consolidação de empreendedores de pequeno e médio porte no setor petrolífero. Tal consolidação se efetivaria com a introdução contínua deste perfil de produtores ao longo da cadeia petrolífera, sobretudo nas atividades de E&P permitindo que o mercado petrolífero brasileiro apresentasse um perfil concorrencial tal como observado nos EUA, onde as companhias independentes, mesmo as de pequeno e médio porte apresentam certo poder de barganha por atuarem em uma cadeia composta por perfis diversificados de investidores.

O argumento, que dá margem à introdução deste perfil de investidores ao setor petrolífero, se baseia na falta de interesse de empresas de grande porte em realizarem investimentos em áreas não compatíveis à escala de produção destas empresas. Sendo uma oportunidade de investimento interessante às pequenas e médias empresas devido à compatibilidade entre o porte destas firmas e do projeto (PRATES, 2004). No entanto, mesmo com baixa produtividade, os campos maduros começam a abrir uma nova

²⁰ A área de Curral de Fora não recebeu ofertas.

²¹ Na primeira rodada a maior parte das empresas estreates no processo de licitação vinham de setores da economia não relacionados à atividade petrolífera.

perspectiva inclusive tecnológica para a Petrobrás.²² Campos marginais, inativos ou maduros, até pouco tempo atrás não eram capazes de viabilizar os investimentos de capital de grandes operadores como a Petrobrás. Entre os fatores que motivaram uma nova inversão de capital em campos maduros, pela Estatal, estão: a seqüência de alta nas cotações internacionais do petróleo, o desenvolvimento de uma tecnologia voltada para o rejuvenescimento de poços com baixa produtividade e, a manutenção da meta de auto-suficiência (Biblioteca Virtual de Engenharia de Petróleo, 2006).

Até a sexta rodada de licitações, o desenvolvimento das atividades *upstream* em áreas *onshore* com baixa produtividade, apontava ser um nicho de mercado a ser explorado pelas pequenas e médias empresas tendo em vista a falta de interesse dos grandes produtores (Almeida e Rodrigues, 2006). O que pôde ser observado pelo programa de planejamento da Petrobrás em 1999, que levou a uma descentralização estratégica da empresa com base na criação das unidades de negócio, isolando objetivos de negócios a partir de uma visão puramente localizada. Tal comportamento mostrou-se completamente distinto daquele que marcou a Estatal desde sua origem, sobretudo pelo seu direcionamento para a E&P em águas profundas. No entanto, o foco da empresa no âmbito local poderia comprometer metas de médio e longo prazo, apontando para a necessidade de uma maior integração da empresa.

A partir da sexta rodada de licitações, tem sido notável a inclusão estratégica da Estatal de uma outra vertente de prioridades, os investimentos em campos maduros (PETROBRÁS MAGAZINE, 2006). Em Agosto de 2004, a Petrobrás criou o RECAGE (Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração), entre os objetivos do programa está o de fazer um levantamento das áreas maduras em posse da empresa e rediscutir estratégias destinadas a estes campos.

A introdução de investimentos em campos maduros às prioridades da Petrobrás compromete a continuidade do processo iniciado pela ANP. Os blocos com baixo risco exploratório de posse da agência regulatória estão se esgotando e, a Petrobrás tem apresentado resistência em relação à devolução dos campos menos rentáveis. O que

²² Atualmente, os investimentos nessas áreas têm sido viabilizados de forma autônoma pelas unidades regionais da Petrobrás por meio da inclusão de blocos desse tipo em seus portfólios.

condiciona a ANP a reestruturar suas estratégias relacionadas à dinamização destas áreas com base na inserção de pequenos e médios produtores.

Com o RECAGE a Petrobrás busca otimizar a produção de campos que já ultrapassaram a fase de pico da produção. O objetivo principal da iniciativa é aumentar, de forma econômica, o fator de recuperação dessas áreas, retardando, assim, o declínio definitivo da produção. A implantação do RECAGE tende a melhorar o desempenho da Petrobras no processo de revitalização de campos.

O RECAGE engloba atualmente 199 campos (154 em terra e 45 no mar) dos quais 133 encontram-se na região Nordeste. Visando a otimização de custos, gestão de riscos e aumento da produtividade, o programa procura assegurar desenvolvimento, disseminação e aplicação de práticas e tecnologias destinadas a campos maduros e/ou marginais (BIBLIOTECA VIRTUAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, 2006).

A criação do RECAGE permite à Petrobras atuar de forma integrada, possibilitando um melhor acompanhamento e intercâmbio de experiência entre as unidades de negócios. A visão integrada das unidades de negócio permite o compartilhamento de tecnologias, que de forma individual não poderiam ser viabilizadas financeiramente. Com isso, o RECAGE busca criar fator de escala.

Com o preço do petróleo oscilando entre US\$ 40 e US\$ 50 por barril e sem perspectivas de queda expressiva nestes valores, a Petrobras e todas as companhias de petróleo vêm redobrando esforços na busca pelo aumento da produção e das reservas, uma vez que qualquer incremento significa a incorporação de alguns milhões de dólares.

Com a implantação do RECAGE, a empresa vem intensificando ainda mais o processo de intercâmbio tecnológico, incorporando inclusive a experiência adquirida através das atividades desenvolvidas na Argentina, Peru e Venezuela (BIBLIOTECA VIRTUAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, 2006).

Até bem pouco tempo, a área de Exploração e Produção da Petrobras não possuía um programa corporativo focado na revitalização de campos maduros, isto é, dos que já passaram pelo pico de produção previsto no esquema original de exploração, tendo produzido por mais de dez anos, em geral. Mas a criação do Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração, o RECAGE, mudou esse quadro. Em função do programa, campos maduros e/ou marginais sobretudo na região nordeste que já haviam

alcançado o pico de produção, ganham vigor novo e, em alguns casos, podem vir a totalizar produção ainda maior do que a atingida em seu ápice.

3.2. Descrição das Transações Inerentes a E&P de Petróleo e Gás Natural à Luz da Economia dos Custos de Transação

3.2.1. Ambiente Institucional

Na década de noventa, a indústria petrolífera brasileira defrontou-se com novos desafios. Uma série de eventos externos e internos à indústria modificou permanentemente o ambiente institucional no qual esta atuava, alterando os mecanismos de governança sobre os quais as transações econômicas do setor eram realizadas. Entre os eventos externos destaca-se a abertura econômica do país afetando de modo geral todos os setores do mercado e como evento interno ao setor, a reestruturação da indústria petrolífera.

A implantação e consolidação da indústria petrolífera brasileira servem como base para entender a organização econômica adotada por este setor, desde a sua formação até sua reestruturação.

A indústria petrolífera brasileira foi implantada com extrema intervenção do Estado, sendo um marco da atuação Estatal no setor petrolífero a criação da Petrobrás na década de 1950. Até a desregulamentação do setor nos anos 1990, verificava-se no Brasil a atuação integrada e monopolística da Petrobrás ao longo de toda a cadeia petrolífera.

Até a reestruturação, o ambiente institucional conciliava regras de atuação por parte da Petrobrás bem definidas. Ou seja, tanto a Estatal quanto as empresas prestadoras de serviços ao setor instaladas no país atuavam em um ambiente com menor exposição a eventos aleatórios. Pode-se dizer que a Estatal brasileira comparada às empresas congêneres internacionais, estava sujeita a um menor grau de complexidade e de incerteza quanto ao comportamento dos agentes atuantes no setor petrolífero brasileiro. No entanto, este panorama foi alterado a partir da década de 1990.

A reestruturação do setor levou a Petrobrás à implantação de um novo arranjo organizacional. A posse da Petrobrás por parte do Estado gerava distorções em termos de definição dos direitos de propriedade dos ativos relativos à atividade petrolífera. Os

conflitos de interesses entre União e Petrobrás ainda hoje se verificam, porém, menos intensificados. Estes conflitos, até a reestruturação tendiam a gerar arranjos ineficientes de incentivos à atividade tecnológica uma vez que a questão dos direitos de propriedade dos ativos era mal-definida. Esta indefinição evidencia que as estratégias empresariais da Petrobrás eram constrangidas pelo governo limitando suas possibilidades de uso eficiente de sua estrutura de governança verticalizada e monopolística.

Com a reestruturação, a introdução de outras empresas ao setor levou a Petrobrás a uma série de mudanças adaptativas buscando um arranjo mais eficiente apropriado ao novo ambiente institucional. Entre as mudanças adaptativas está uma atuação mais eficiente tanto econômica quanto tecnológica. O novo desenho organizacional que emergiu (e que ainda está em gestação) é decorrente em parte dos resultados da reestruturação.

O desafio à reestruturação setorial, segundo Holpburn & Spiller (2002), estaria na criação de instituições flexíveis o bastante para produzir decisões políticas balanceadas, em resposta a eventos não antecipados, mas, que fossem rígidas para afastar comportamentos oportunistas dos agentes públicos e privados.

No Brasil, a atual “estrutura de governança” estabelecida para o setor petrolífero é definida pela (MOUTINHO,2003):

- Nova Lei do Petróleo;
- Editais de licitação de áreas de concessão estabelecidos pela ANP;
- Os contratos de concessão da ANP, firmados entre a União e as empresas vencedoras nas rodadas de licitação;
- Sistema tributário vigente no país;
- O Decreto nº 2.705 de 1998, definindo critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais tratados pela Nova Lei do Petróleo, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural;
- Normas técnicas e portarias emitidas pela ANP regulamentando as atividades de E&P.

A estrutura de governança do setor petrolífero brasileiro envolve o efeito combinado dos diferentes aspectos que compõem o ambiente institucional no qual este setor está inserido.

No âmbito das reformas da década de 1990, a ANP foi instituída, tendo sido a ela atribuído o papel de gestora dos recursos naturais do Estado. No Brasil, a ANP exerce o papel de “principal”, ao conceder direitos exclusivos de E&P sobre os blocos por ela licitados a diferentes “agentes” (MOUTINHO, 2003).

A Economia Neo-Institucionalista ao refletir sobre as formas organizacionais existentes nos diversos setores da economia toma por base o Ambiente Institucional e as Instituições de Governança (WILLIAMSON, 1991a). O ambiente institucional se atém a questões mais amplas, sendo delimitado pelas leis que regem um determinado país, incluindo as normas estabelecidas pelo agente regulador. Enquanto as instituições de governança se limitam a um nível microinstitucional governado pelos regimes internos de uma determinada empresa. As seções posteriores se dedicam à análise interna dos segmentos que compõem as atividades de E&P de petróleo e gás natural, tendo como foco as atividades *onshore*.

3.2.2. Especificidade dos Ativos

Campos *onshore* demandam uma quantidade menor de tempo e de recursos financeiros para iniciar suas atividades se comparados às áreas *offshore*. Por exigirem menos especialização, a especificidade dos ativos relativos à atividade *onshore* é menor.

Quanto maior a especificidade dos ativos envolvidos em uma determinada transação, maiores serão os custos dessa transação. O setor petrolífero tem como marca de seus investimentos grandes aportes de capital com longo período de maturação. Sendo que grande parte dos investimentos inerentes à indústria petrolífera, tratam-se de ativos irrecuperáveis, ou seja, ativos que não são reempregáveis em outras atividades sem que haja perda de valor.

A atividade petrolífera apresenta um elevado montante de *sunk costs* (custos irrecuperáveis). A existência de significativos custos irrecuperáveis sugere - embora não seja suficiente para demarcar - a forte presença de ativos físicos específicos (AZEVEDO, 1996). Isso porque, o conceito de *sunk costs* aproxima-se, mas não se confunde com o de especificidade de ativos (vide Capítulo I).

As plantas das empresas petrolíferas associadas à E&P são em geral de grande porte e exclusivamente dedicadas à operação de uma atividade específica, qual seja, a extração de hidrocarbonetos, apresentando pouca flexibilidade para ser reempregada em outros setores. Mesmo um terreno - ativo que para grande parte das atividades seria facilmente reempregável - tratando-se da atividade petrolífera, muitas das vezes não pode ser reutilizado para outras atividades devido à possibilidade de contaminação do local decorrente da atividade petrolífera. Os padrões ambientais observados até a implantação da indústria podem ser alcançados desde que se incorra em elevados custos.

Do *upstream* ao *downstream*,²³ a especificidade dos ativos envolvidos é considerável. Bens de capital voltados para extração, separação e bombeamento são específicos à atividade petrolífera. Poços perfurados caracterizam-se como investimentos afundados, bem como os dutos, que transportam a produção até as refinarias (no caso do petróleo) e unidades de distribuição (no caso do gás). Sendo os investimento nestes dutos, assim como, os custos de escoamento, proporcionais à distância das unidades à que se destina a produção.

Pode-se afirmar que os investimentos na indústria petrolífera caracterizam-se por serem volumosos e concentrados na aquisição de um tipo de capital que em geral não é reempregado em outros setores.

Além da especificidade de ativos físicos, há também a especificidade locacional. Uma importante particularidade desta indústria são as dificuldades de transporte do óleo/gás, produtos que apresentam alta periculosidade tanto ao transporte quanto à armazenagem. Em virtude das limitações relacionadas ao deslocamento e à estocagem, os custos de transporte e armazenamento destes produtos são elevados. Como dito anteriormente, os investimentos associados à construção de dutos são significativos e proporcionais à distância entre a produção e o refino/distribuição. Portanto, quanto maior a proximidade entre estes dois segmentos da atividade petrolífera, menores serão os custos decorrentes da especificidade locacional associada.

A especificidade locacional apresenta um impasse no segmento petrolífero gerado pela dificuldade ou mesmo impossibilidade de troca de fornecedor ou comprador devido à questão distância. No Brasil, esta questão é mais relevante para empresas não integradas e

²³ As atividades relativas ao *downstream* não serão aprofundadas neste trabalho.

com menor poder de negociação como é o caso das empresas de pequeno e médio porte. Embora só existam duas refinarias privadas no sul do país com restrições tecnológicas ao processamento de petróleo pesado (tipo óleo em geral extraído no Brasil), é importante que este aspecto da especificidade locacional seja abordado.

A junção da especificidade locacional com a especificidade de ativos físicos gera um forte vínculo entre a produção e o refino/distribuição, criando uma relação baseada na dependência bilateral. Sendo esta dependência acirrada para empresas não integradas e sem capacidade de exportação.

No setor petrolífero observa-se ainda a ocorrência da especificidade associada a ativos dedicados. Os produtos associados à indústria petrolífera caracterizam-se por terem suas vendas concentradas em poucos compradores. Existe concentração também por parte da oferta devido à importância da escala de produção²⁴ associada ao setor, de natureza capital-intensiva. Havendo poucos fornecedores ou compradores disponíveis no mercado, maiores tendem a serem os custos de transação.

Outro aspecto associado aos ativos dedicados da indústria petrolífera é a limitação quanto à possibilidade de substituição entre o processamento de petróleo pesado (capacidade de refino brasileira concentrada neste tipo de petróleo) e leve. A pouca flexibilidade na substituição deste insumo por parte das refinarias estreita o relacionamento entre os segmentos da cadeia.

Entre os custos afundados incluem-se os gastos com informações e estudos das áreas a serem licitadas. E, por conseguinte, o pagamento do bônus de assinatura no caso de ser a empresa vencedora e, o fundo de provisionamento de abandono dos poços (ônus incluso no projeto).

Até a “flexibilização” do monopólio petrolífero da Petrobrás as atividades e informações do setor eram centralizadas. Embora os dados geológicos estejam atualmente de posse da ANP, existe um custo de acesso. Ou seja, se comparado à Petrobrás - que se tornou detentora de um conjunto de informações técnicas e geológicas apreciável - empresas entrantes têm um custo superior para dispor destas informações.

²⁴ Os segmentos que compõem o setor petrolífero são marcados pela presença de substanciais economias de escala, que condicionam e possibilitam a obtenção de menores custos de produção.

As atividades de refino, distribuição e comercialização relativas ao *downstream* da indústria petrolífera, também apresentam certas especificidades. As refinarias possuem ativos específicos e a capacidade de refino de cada unidade se estende exclusivamente ao processamento de determinados tipos de óleo (variações de densidade do petróleo: leve e pesado).

No Brasil, a atividade de refino é concentrada pela Petrobrás. Existindo apenas duas refinarias privadas ao sul do país especializadas no processamento de petróleo leve, a de Manguinhos e a Ipiranga, que são responsáveis por cerca de 3% da produção de combustíveis do país. Os campos brasileiros com acumulações marginais estão reunidos principalmente na região nordeste, sendo o petróleo pesado o de maior incidência. (MARTINS, 2003)

A produção em áreas com acumulações marginais não viabiliza a exportação da produção. Visto isso, o petróleo extraído deve ser processado pelas refinarias pertencentes à Petrobrás. O escoamento do gás pode ser feito diretamente ao consumidor final, desde que o operador tenha acesso a esta infra-estrutura. (MARTINS, 2003)

As atividades de distribuição e comercialização estão sujeitas a especificidade caracterizada pela marca, ou seja, a preferência pelo público. No *upstream* a especificidade da marca está relacionada à reputação construída pelas empresas junto às agências regulatórias, órgãos governamentais e ambientais (CAMARA, 2004).

Quanto ao fornecimento de bens e serviços, as empresas entrantes nas atividades de E&P precisam enfrentar os percalços gerados pela dificuldade em dispor de equipamentos e serviços instalados no Brasil que até a reestruturação do setor eram prioritariamente oferecidos à Petrobrás (CHAMBRIARD, 2004). O monopólio da Petrobrás até a reestruturação contribuiu para que tradicionalmente, os prestadores de bens e serviços ao setor concentrassem suas atividades para o atendimento da Estatal.

Existe ainda a especificidade dos ativos humanos. O setor petrolífero brasileiro apresenta uma lacuna em termos de profissionais qualificados, sendo custoso o recrutamento e treinamento de um corpo profissional adequado. O exercício da atividade petrolífera incorre no aprendizado de habilidades específicas.

No Brasil, a mão-de-obra especializada foi historicamente abarcada pela Petrobrás, com a reestruturação do setor, as empresas entrantes encontraram uma lacuna em termos de

profissionais capacitados. Sendo que, a reestruturação alavancou o crescimento da Estatal assim como sua demanda por mão-obra especializada intensificando a escassez destes profissionais. Existem, portanto, dificuldades para a captação de recursos físicos e humanos especializados nas atividades pertinentes ao setor de petróleo estando a mão de obra especializada concentrada na Petrobrás. A Petrobrás ocupa papel preponderante na acumulação de expertise necessárias para a produção nos campos maduros e/ou marginais, de forma que seu papel é crucial no processo de capacitação dos demais atores que operam na E&P de petróleo e gás.

Devido ao elevado nível de especificidade de ativos verificada no setor petrolífero, pode-se afirmar que este tenha sido um dos impulsores da estrutura organizacional (integração vertical) vigente no setor petrolífero brasileiro até a fase de reestruturação. Dada a importância da integração vertical para a indústria petrolífera brasileira, cabe analisar se há outros elementos, além da especificidade de ativos, que possam explicar a ocorrência de tal forma organizacional no setor.

Outro aspecto que ajuda a explicar a existência de integração vertical em empresas do setor petrolífero está relacionado à necessidade de garantia de suprimento contínuo de um determinado insumo por parte das companhias ligadas ao *downstream* e por outro lado, de garantia de estabilidade de compra do produto extraído por parte das empresas do *upstream*. Neste caso, a integração vertical seria uma estratégia de anular ou reduzir a incerteza associada ao fornecimento do insumo em questão (AZEVEDO, 1998).

Na ausência de especificidade de ativos ou outros fatores, a indústria petrolífera seria verticalmente integrada apenas por uma questão de estratégia competitiva das empresas atuantes, aumentando as barreiras à entrada e por sua vez, o lucro.

A integração vertical na indústria petrolífera poderia ser atribuída a uma forma de assegurar condições igualitárias de concorrência em um mercado onde os *players*, ou pelo menos grande parte deles estão integrados.

Outra justificativa para a integração vertical na indústria petrolífera é a melhora na circulação de informações ao longo da cadeia reduzindo o custo de todos os segmentos.

Levando em conta todas estas especificidades do setor petrolífero que justificariam a adoção de uma forma organizacional verticalizada por parte das empresas atuantes, vale ressaltar que tal “integração vertical” não precisa ser necessariamente realizada via fusão

formal das companhias *upstream* e *downstream*. Existe a possibilidade da imposição de controles ou restrições verticais por parte do ente regulador que podem manter ao menos parcialmente os resultados obtidos em um processo tradicional de integração vertical de firmas (PERRY 1989).

3.2.3. Riscos e Incertezas

Certas incertezas do setor petrolífero brasileiro foram geradas pelas mudanças internas e externas do país, o que provocou um profundo impacto na estrutura de governança do setor que até então era simplificada pela presença unificada da Petrobrás. As transformações iniciadas na década de 1990 continuam em processo. A reestruturação do setor ainda está em andamento, sendo importante avaliar quais rumos esta reestruturação vem tomando no Brasil e os impactos desse processo sobre o grau de incerteza intrínseco às atividades do setor.

Entre as várias abordagens da dimensão incerteza estão: a aleatoriedade dos eventos, a frequência das mudanças e a imprevisibilidade e complexidade do ambiente (WILLIAMSON, 1979).

No setor petrolífero, três fontes de risco podem ser identificadas: o risco de mercado, o risco exploratório e, o risco político (POSTALI, 2002).

O risco de mercado é inerente a todas as atividades econômicas, caracterizado por incertezas relativas ao comportamento futuro dos preços, dos custos e da demanda. Trata-se de um risco inerente ao funcionamento da economia.

Um risco exclusivo à atividade petrolífera é o exploratório. Este é caracterizado pelas incertezas em termos de localização dos campos, mapeamento e extensão das jazidas, qualidade do produto extraído e, por fim, da viabilidade econômica do projeto.

Existe ainda, o risco político associado a possíveis ações arbitrárias do governo. Os investimentos no setor petrolífero, por serem de longa maturação, podem chegar a ultrapassar mandatos governamentais. Havendo a possibilidade de ocorrência do risco associado ao descumprimento unilateral do contrato por parte do governo que pode se dar sob a forma de expropriações sem as compensações cabíveis, alterações no regime tributário, entre outras formas.

Nas atividades petrolíferas em campos terrestres de baixa produtividade o risco geológico é pouco relevante. Os fatores de maior incerteza associados à economicidade da extração nestas áreas são: as questões regulatórias e tributárias e, as oscilações de preço do petróleo.

A dotação institucional de cada país é um aspecto primordial à atração de investimentos. É importante que o desenho regulatório do setor petrolífero seja dotado de credibilidade. A fim de evitar a ocorrência de indefinições que contribuam para o aumento das incertezas associadas ao ambiente de forma a inibir potenciais investidores, deve-se atentar à importância de uma melhor especificação das atribuições de cada instituição relacionada ao setor, bem como das interconexões entre elas para que não haja sobreposição de funções (HOLPBRUN & SPILLER, 2002).

Com relação à questão tributária, uma melhor distribuição de riscos entre os investidores e o governo contribuiria para que áreas economicamente inviáveis do ponto de vista econômico, devido ao sistema tributário vigente, se tornassem atrativas. Segundo Postali (2002), os regimes tributários que recaem predominantemente sobre a renda do recurso tendem a distribuir melhor os riscos entre a União e as empresas.

A ANP tem reduzido continuamente as restrições à participação de empresas de pequeno e médio porte nos leilões. Para áreas inativas com acumulações marginais, o valor mínimo relativo ao bônus de assinatura é baixo e, o pagamento de *royalties* foi fixado em 5% (a Nova Lei do Petróleo permite que as alíquotas dos *royalties* variem entre 5% e 10% da produção bruta).

O compromisso governamental com a estabilidade fiscal e, com o estabelecimento de um sistema tributário neutro, que não inviabilize a execução de certos projetos, são questões inerentes ao regime fiscal do país consideradas na análise de risco do investimento pelo agente privado.

3.2.4. Frequência

O terceiro atributo a designar os custos de transação é a frequência com que determinadas transações são efetuadas. Quanto maior a frequência com que se repete uma transação, menores serão os custos associados. Isso porque a repetição gera uma maior

intimidade entre as partes envolvidas no processo no tocante aos procedimentos que envolvem específicas transações. Além do que, a frequência contribui para a construção da reputação dos agentes que transacionam.

A imposição do rigor regulatório induz os operadores a exercerem as melhores práticas no setor, contribuindo para que ao desenho regulatório instituído, seja atribuída confiança por parte dos demais atores. A repetição das transações permite a seleção dos operadores em termos das práticas aplicadas por estes na indústria petrolífera.

Com relação aos contratos de concessão de áreas marginais e/ou maduras, a frequência com que estes são concedidos pode ser considerada baixa dentro do propósito de construção da reputação. O mesmo pode ser dito em se tratando das transações efetuadas entre os operadores e prestadores de serviços e equipamentos para o setor (MONTEIRO & CHAMBRIARD, 2002).

A baixa frequência com que estas transações se efetivam compromete a dinamização da atividade petrolífera independente no país. A definição da reputação dos agentes envolvidos no *upstream* de áreas terrestres com baixa produtividade é importante, para que comportamentos oportunistas sejam evitados, sem que uma estrutura contratual completamente rígida, que comprometa as atividades do setor seja delimitada. Um melhor conhecimento a cerca da reputação dos agentes se reflete em modelos contratuais mais simplificados e, por sua vez, menos custosos.

3.2.5. Barganha: Poder de Negociação

A reestruturação do setor flexibilizou o monopólio da Estatal e permitiu que outras empresas por meio de licitações fizessem contratos de E&P com a União por intermédio da ANP. Embora muitas das empresas que foram introduzidas no setor após a reestruturação sejam de grande tradição no mercado petrolífero mundial, ou seja, possuem amplo poder de negociação, existem entre as entrantes empresas independentes, inclusive de pequeno e médio porte e, o poder de barganha por parte destas é consideravelmente menor.

Porter (1991) especifica uma série de critérios que atribuem aos compradores e fornecedores maior poder de barganha. Quanto menor o número de compradores, maior a

padronização de produtos, menores os custos de mudança para outro fornecedor e melhor a informação dos compradores quanto às condições de demanda, portanto, maior o poder de barganha dos compradores. De forma análoga, o poder de barganha dos fornecedores, é maior quanto menos fornecedores existirem, mais diferenciados entre si e mais importantes para a operação da indústria forem os insumos vendidos por eles.

No âmbito do poder de barganha do comprador no setor petrolífero, o volume produzido em campos marginais não é compatível à exportação, portanto, é necessário que o refino seja feito nacionalmente ou, no caso de ser extraído gás, o produtor deve ter acesso à infra-estrutura de distribuição. No entanto, as únicas refinarias privadas se localizam no sul, distante dos campos com acumulações marginais que em geral se encontram no nordeste do país. Mesmo que não houvesse a questão da distância, estas refinarias privadas têm capacidade para processar petróleo leve, que em geral não é o tipo extraído no Brasil. Resta aos pequenos e médios produtores, firmarem contratos de compra do óleo extraído com a Petrobrás, garantindo assim que a produção seja efetivamente comprada.

Um gargalo no setor petrolífero brasileiro relacionado à especificidade de ativos físicos é a prestação de serviços de sondas. As sondas assim como os serviços de *workover* (intervenção nos poços para correção de alguma anormalidade, recompletação, etc.) têm sua utilização concentrada pelos grandes operadores, especificamente a Petrobrás. Portanto, a obtenção destes serviços por parte dos pequenos e médios operadores depende da liberação destes pela Estatal.

Um outro gargalo é a prestação de serviços especializados, como canhoneio, perfilagem, e estimulação sob domínio de grandes empresas transnacionais que apresentam um modelo contratual pouco atraente para os produtores de pequeno e médio porte. Os grandes prestadores de serviço têm suas atividades focadas no atendimento de grandes empresas embora estejam preparados para as mais diversas operações. Os serviços demandados para áreas marginais são relativamente simples tornando estas operações significativamente caras quando atendidas pelos prestadores de serviço voltados para o mercado nacional e internacional. Neste aspecto, o contexto econômico que marca as atividades de produção em campos marginais demanda a presença mais expressiva de

empresas menores na prestação de serviços especializados voltadas para o mercado local e regional.²⁵

No Brasil, os fornecedores atuantes no setor petrolífero estão aptos a atender às necessidades dos campos marginais, portanto, a modernização da planta destas empresas não consiste num gargalo, sendo mais importante os fatores relacionados à organização da produção. O processo produtivo nos campos maduros e/ou marginais costuma ser caracterizado pelo uso de tecnologias acessíveis e bem difundidas, não apresentando, portanto, gargalos significativos para as principais empresas que atuam no segmento de fornecedores de bens e serviços. Apesar deste cenário de maturidade tecnológica no que diz respeito ao fornecimento de bens e serviços *onshore* verifica-se a ocorrência de problemas relativos à inserção de pequenos e médios operadores no setor. Existe uma limitação na oferta de alguns serviços importantes (como as sondas) devido à concentração de algumas atividades importantes por poucas empresas de prestação de serviços.

Existe ainda associado à atividade petrolífera a questão logística, a eficiência no tempo de utilização de um serviço é extremamente importante. Levando isso em conta, operadores pequenos e médios não podem adotar o modelo da Petrobrás por exemplo de estocar grandes quantidades de equipamentos. Estas empresas requerem novas formatações contratuais para atendimento dos serviços requeridos.

Uma grande dificuldade encontrada pelos pequenos e médios operadores é a de contratar os serviços necessários em pedido firme, ao invés de contrato de chamada que lhes seria mais adequado. Um contrato do tipo firme é um contrato por um período de tempo (meses) para a prestação de serviços, ao contrário da alternativa de contrato por chamada de serviço. A maior parte da prestação de serviços essenciais às operações na indústria do petróleo envolve o estabelecimento de contratos firmes e de longo prazo entre os operadores dos campos de petróleo e as empresas prestadores de serviços. Nesta situação, um determinado serviço não é realizado de acordo com uma demanda específica

²⁵ No que diz respeito à “*demanda de equipamentos por parte das operadoras, os mais importantes na formatação do processo de produção são as bombas (bombeio mecânico ou de cavidade progressiva), hastes de bombeio, cavalo de pau, motores (elétricos ou à combustão), válvulas para gás lift e mandris, linhas de surgência (escoamento de tubulação) e bombas de injeção (para as técnicas de recuperação). Os principais serviços associam-se à cimentação, ao fraturamento (para aumento de produtividade) e à acidificação, além do dimensionamento das operações, as aplicações de óleo quente visando a desobstrução de parafina depositada na tubulação e o aluguel de sondas*” (CTPETRO, 2003).

de intervenção em algum poço, mas pela disponibilização deste serviço em determinado período de tempo, estando ou não sendo utilizado.

Os operadores de pequeno e médio porte requerem um perfil contratual com maior flexibilidade de contratação para prestação de serviços. A grande questão é como configurar o contrato para estes operadores, uma alternativa seria a de que estas empresas deveriam formar um *pool* para aquisição de serviços. A formação desse *pool* depende por sua vez da introdução de empresas de pequeno e médio porte em número razoável. A articulação entre operadores e fornecedores depende do dinamismo da produção, quanto menor o número de poços em operação, menor tende a ser a demanda por equipamentos e serviços gerando um reflexo pouco expressivo no sistema de fornecimento.

Uma outra alternativa, mas ainda baseada na entrada constante de produtores de pequeno porte seria a consolidação de pequenos e médios fornecedores de bens e serviços. A adequação entre o porte das empresas atuantes tanto na E&P como nas atividades de fornecimento seria razoável para atender à estratégia da ANP de formação e consolidação de pequenos e médios operadores em áreas marginais.

Para que os fornecedores direcionem sua capacidade produtiva para as regiões em que os campos marginais predominem é necessário que se constitua um mercado relevante, os fornecedores só expandem suas atividades se encontrarem demanda razoável para tanto. Uma entrada mais consistente de novas empresas poderia facilitar a criação de consórcios que facilitariam não só a operação produtiva em si, como também uma possível participação conjunta em programas de desenvolvimento tecnológico nos campos maduros e ou/marginais.

O ritmo de atividades nestes campos deve ser suficiente para que se consolide uma escala mínima eficiente para a fabricação de alguns equipamentos para as atividades *onshore*. Caso contrário, a demanda por equipamentos deve ser suprida por importações sobrecarregando o ônus financeiro do projeto podendo vir inclusive a inviabilizá-lo. Neste sentido, um aspecto fundamental refere-se à necessidade de adensamento das articulações entre operadores e fornecedores de equipamentos e serviços, de modo a gerar um fluxo de compras inter-industriais que seja capaz de impulsionar a capacitação produtiva regional.

Dessa forma, o formato do modelo de licitação de campos de exploração e produção de petróleo e/ou gás possui relevância central para o desenvolvimento de articulações entre

a Petrobrás e os pequenos e médios operadores. Isto porque o formato contratual vigente entre estes atores pode repercutir em um ambiente em que exista grande rivalidade entre as partes ou, alternativamente, num contexto onde se desenvolva um amplo interesse em compartilhar a capacitação específica da Petrobrás com os pequenos e médios operadores para dinamização destas áreas.

Quanto menor o número de operadores em campos maduros e/ou marginais em uma determinada região, maior a dificuldade para a negociação de novos modelos de contrato através de um consórcio. Além disso, o número reduzido de operadores dificulta a formação de uma demanda capaz de atrair novos (e pequenos) prestadores de serviço. Dessa forma, pequenos e médios operadores não podem se adequar ao perfil de contrato firmado entre grandes operadores como a Petrobrás. A solução desta questão passa, entre outras iniciativas, por uma redefinição dos modelos de negócios de alguns prestadores de serviço, ou pela formação de consórcios para aquisição de serviços e equipamentos entre os pequenos e médios operadores de petróleo a nível regional.

A associação entre os pequenos e médios operadores dos campos de petróleo regionais seria um artifício para superar algumas restrições para a viabilidade do negócio. Tal associação poderia atuar em conjunto na busca de maior poder de barganha nos contratos de prestação de serviço, possibilitando a flexibilização do perfil destes contratos.

3.2.6. Forma Organizacional

O setor petrolífero comparado aos demais setores da economia tem um grau de incerteza associado mais elevado. Tendo em vista os aspectos considerados por Williamson no Capítulo I com relação à escolha da forma organizacional adequada em conformidade com as características do setor, pode-se inferir que considerando as dimensões das transações inerentes ao setor petrolífero, sobretudo a dimensão incerteza as formas organizacionais mais adequadas seriam mercado ou integração vertical.

O deslocamento da função de custos de governança é maior para a forma híbrida do que para as formas polares quando a incerteza associada ao setor é mais elevada que a média. Isto significa que a área de solução da forma híbrida é reduzida nos setores com maior incerteza associada. Deste modo, as formas híbridas seriam as menos apropriadas a

ambientes com maior incidência de incerteza. Nestes ambientes, seria de se esperar a predominância da forma mercado ou hierárquica, a escolha entre ambas as formas depende do tipo de adaptação que se fizer necessária, além das características do setor em questão (ROCHA, 2002).

A análise empírica da melhor forma organizacional a ser adotada no caso brasileiro é dificultada pela impossibilidade de se mensurar precisamente os custos de transação relativos a cada transação realizada ao longo da cadeia petrolífera. Levando em conta ainda a dificuldade de identificar o custo de transação específico a cada uma das possíveis formas de organização.

3.3. Conclusões do Capítulo III

Um *player* vital no setor de petróleo e gás brasileiro é a Petrobrás. Suas estratégias são determinantes para que as definições regulatórias bem como para a tomada de decisão de outros *players* do setor. O foco da Petrobrás nas atividades *offshore* no final da década de noventa constituiu fator preponderante para motivar estudos subsequentes sustentados pela idéia de que uma estrutura de mercado fundamentada em pequenos e médios operadores até então não observada no Brasil deveria ser constituída por adequar-se ao perfil dos campos *onshore* marginais e/ou maduros desprezados pelos grandes operadores.

A Petrobrás foi, portanto, a âncora do processo de mudança no aparato regulatório que instituiu políticas voltadas para dinamização das áreas marginais apoiadas em pequenos e médios operadores. A alteração nas estratégias competitivas da Petrobrás por ora também voltadas para as atividades de E&P em campos maduros e/ou marginais torna a interferir nas definições regulatórias da ANP. Até agora, a ANP tem mantido uma posição consistente com a proposta de consolidar no Brasil um nicho de empresas pequenas e médias nas atividades de E&P em áreas marginais, resta saber quais serão as diretrizes para que tal objetivo se sustente dado o impasse gerado pela Petrobrás.

Os instrumentos de regulação têm que se adequar à velocidade das mudanças tecnológicas e dos comportamentos estratégicos dos principais atores da indústria de petróleo e gás. A regulação, portanto, deve ser resultado do aprendizado desenvolvido ao longo do próprio processo de regular devendo ainda ser razoavelmente flexível, embora

esse grau de flexibilidade necessário para se adequar às mudanças tecnológicas e comportamentos estratégicos das empresas não possa comprometer a estabilidade das regras implícitas ao setor e necessárias para que o nível de incerteza se reduza e, conseqüentemente, o volume de investimentos diretos e indiretos se eleve.

CONCLUSÃO

A Petrobrás, ao centralizar a maior parte das atividades petrolíferas compromete a formação e consolidação de pequenos e médios produtores no setor. Para que as atividades petrolíferas sejam viáveis do ponto de vista do investidor de pequeno e médio porte, é necessário que existam produtores independentes em número e escala razoável atuando ao longo da cadeia de atividades da indústria petrolífera.²⁶ Conforme a análise das transações intrínsecas ao setor, segundo a economia dos custos de transação, a sustentabilidade de ativos muito específicos por parte de pequenas e médias empresas depende da existência de mercados dinâmicos, diversificados e mais abertos. No Brasil, a estrutura organizacional instalada no setor petrolífero não dá margem a esse tipo de perspectiva.

Um campo que produza 20 barris de óleo por dia, como é o caso dos campos marginais e/ou maduros, não se sustenta sem a parceria da Petrobrás nos serviços básicos de logística de escoamento, tratamento, separação e descarte de água e, compra do óleo extraído (PRATES, 2006).

Os impasses com que a pequena empresa brasileira se depara podem ser sintetizados em quatro itens específicos:

- Dificuldade de acesso às informações geológicas e geofísicas. O acesso a esses dados implica em custos elevados nem sempre compatíveis à carteira do pequeno investidor.
- Dificuldades de obtenção de mão-de-obra especializada, profissionais qualificados a atuarem no setor são escassos.
- Dificuldade de obtenção de prestação de serviços. A maior parte dos serviços está alocada para as grandes empresas petrolíferas.
- E ainda, a dificuldade relacionada aos passivos ambientais provenientes da reativação e do abandono de um poço. Este passivo muitas vezes é alto para o porte

²⁶ Zamith (2005), desenvolve um trabalho de análise do mercado petrolífero para pequenas e médias companhias independentes no Texas. Onde a inserção destes investidores se viabiliza pela ampla atuação dos mesmos nas atividades petrolíferas, o que contribui para a inserção da competição neste mercado.

de uma firma pequena. As restrições ambientais podem inviabilizar a entrada de pequenos e médios investidores (ANTUNES, 2003).²⁷

Além destas dificuldades operacionais, a Petrobrás tem um papel relevante na implantação das pequenas e médias empresas. A Petrobrás aloca a maior parte dos prestadores de serviços e fornecedores de máquinas e equipamentos. A Petrobrás é ainda, a única compradora possível da produção de óleo e gás natural obtida por estes produtores.

Levando em consideração todos os aspectos abordados, conclui-se que o interesse da Petrobrás em atuar em áreas com potencial de produção baixo, compromete o processo iniciado pela ANP de inserção de empresas de médio e pequeno porte no setor dado que a introdução contínua destes produtores depende da disponibilização por parte da Petrobrás de áreas marginais sob sua posse. A devolução de campos com este perfil de produção foi estancada pela Estatal que, incluiu uma nova vertente de investimentos em suas estratégias, tal qual, os campos maduros - muitas das vezes também marginais.

Com base na discussão realizada no decorrer do trabalho, conclui-se que, a introdução de pequenos e médios investidores nas atividades de E&P depende da disponibilidade da Petrobrás em inseri-los no setor. Atualmente, não existe possibilidade de que companhias independentes de pequeno e médio porte atuem sem a parceria da Petrobrás. E, futuramente, caso a Petrobrás não disponibilize novas áreas de baixa produtividade para concessão juntamente com a ANP, pequenas e médias empresas só terão a oportunidade de atuar no setor petrolífero caso a Petrobrás crie oportunidades para tanto.

Segundo PRATES (2006), as oportunidades para os investimentos privados em campos marginais só terão seqüência se o governo conseguir que a Petrobrás disponibilize campos ainda em funcionamento para parcerias evolutivas com investidores de pequeno e médio porte. Ou seja, os investidores adquiririam parcelas minoritárias do projeto (e da produção), evoluindo gradualmente à medida que sua operação alcançasse metas de desempenho. Em alguns casos, quando a parceria envolvesse investimentos do produtor independente na revitalização do perfil de produção, então, as cessões parciais poderiam ser aceleradas em função do resultado.

²⁷ A ANP dispõe de subsídios para cobrir os passivos ambientais disponíveis tanto para campos com acumulações marginais como para certos campos com maior risco exploratório.

O interesse do trabalho foi discutir as possíveis formas de E&P em campos com acumulações marginais. A forma mais amplamente discutida foi a adotada pela ANP com a introdução das rodadas de licitação específicas para estas áreas buscando atrair pequenos e médios investidores. No entanto, a dinamização destas áreas com base na introdução de produtores independentes deste porte só seria plausível caso se estabelecesse de forma contínua tendendo a uma aproximação da estrutura de mercado petrolífera observada nos EUA. Caso a formação de um nicho de produtores médios e pequenos não se consolide no Brasil, dado o entrave gerado pela introdução da Petrobrás à sua agenda de investimentos em campos maduros e/ou marginais, a estratégia adotada pela ANP tende a gerar complicações futuras em termos de continuidade das operações dos investidores pequenos e médios entrantes até a liquidação dos campos de posse da ANP. Isso porque, a relação de dependência entre estes produtores e os demais elos da cadeia petrolífera se manteria ao invés de se reduzir gradativamente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIMAQ – Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (2006), “*Visão das Empresas Fabricantes de Bens de Capital Diante das Oportunidades no Segmento de Óleo e Gás*”. III WORKSHOP NACIONAL DO PROMINP.

ALCHIAN, A.; DEMSETZ, H. (1972), “*Production, Information Costs, and Economic Organization*”. American Economic Review, 62, 777-795.

ALMEIDA, E. (2004), “*Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas: Apostila Didática*”. Rio de Janeiro, UFRJ.

ALMEIDA, E.; ARAUJO, L. (2003), “*Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileira*”. Boletim Infopetro, Rio de Janeiro, Julho.

ALMEIDA, E.; ARAUJO, L.; PERTUSIER, R. (2003a), “*Perspectivas para o Setor de Exploração e Produção*”. Boletim Infopetro, Rio de Janeiro, Janeiro.

ALMEIDA, E.; ARAUJO, L.; PERTUSIER, R. (2003b), “*Quinta Rodada de Licitações da ANP: Mudanças com a Marca do Novo Governo*”. Boletim Infopetro, Maio.

ALMEIDA, E.; ARAUJO, L.; PERTUSIER, R. (2003c), “*Quinta Rodada de Licitações: Desempenho e Impactos*”. Boletim Infopetro, Rio de Janeiro, Setembro.

ALMEIDA, E.; RODRIGUES, F. R. (2006), “*Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Oportunidades e Obstáculos*”. Boletim Infopetro, Jan/Fev.

AKERLOF, G. A. (1970), “*The Market for “Lemons: Quality Uncertainty and the Market Mechanism*”. Quarterly Journal of Economics, nº 84 (August), p. 488-500.

ANTUNES, P. de B. (2003), “*Proteção ambiental nas atividades de exploração e produção de petróleo: aspectos jurídicos*”. Rio de Janeiro: Lúmen Júris, 2003.

ARAÚJO, L.; PERTUSIER, R. (2002a), “*Quarta Rodada: Fim da Euforia?*”. Boletim Infopetro, Rio de Janeiro, Junho.

ARAÚJO, L.; PERTUSIER, R. (2002b), “*Definidas as Novas Regras para a Quinta Rodada de Licitações da ANP*”. Boletim Infopetro, Rio de Janeiro, Dezembro

ARROW, K. J. (1969), “*The Organization of Economic Activity: Issues Pertinent to the Choice of Market Versus Nonmarket Allocation*”. Joint Economic Committee, 91st Congress, 1st Session, Washington, DC: U.S. Government Printing Office, 59-73.

ANP – www.anp.gov.br

AZEVEDO, P. F. (1996), “*Integração Vertical e Barganha*”. Tese de Doutorado, USP, São Paulo.

AZEVEDO, P. F. (1998), “*Integração Vertical e Outros Arranjos*”. Encontro Nacional de Pós-Graduação em Economia, Vitória - Anais.

BACOCOLI, G.; COSTA, I.G. & BRANDÃO, J.A.S.L. (1989), “*O processo da descoberta de bacias petrolíferas no Brasil*”. Ed. Petrobras/Depex.

BARNARD, C. (1938), “*The Functions of the Executive*”. Harvard University Press, Cambridge.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. “*Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.*”

BRASIL, Decreto Nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. “*Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências*”.

BIBLIOTECA VIRTUAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, (2006) “*Espremendo o Óleo na Rocha*”. Cnpq – Prossiga.

BUCKLEY, P.J. e CHAPMAN, M. (1997), “*The Perception and Measurement of Transaction Cost*”. *Cambridge Journal of Economics*, vol.21 pp 127-145

CÂMARA, R. J.; ROCHA, P. S.; FERREIRA, L. E. (2004), “*Campos Maduros e Marginais – Definição para Efeitos Regulatórios*”. RECAM.

CANELAS, A. (2004), “*Investimentos em Exploração e Produção após a Abertura da Indústria Petrolífera no Brasil: Impactos Econômicos*”. Monografia – IE, UFRJ.

CHAMBRIARD, M. (2004), “*Campos Marginais da ANP e Incentivo à Pequena Empresa Petrolífera*”.

CHAMBRIARD, M. M. E. (2004), “*Reativação de Campos Marginais da ANP e Incentivo à pequena empresa Petrolífera*”. Outubro de 2004, ANP.

COASE, R. (1937), “*The Nature of Firm*”. *Economica*, vol.4, November, pp.386-405.

COASE, R. H. (1960), “*The Problem of Social Cost*”. *Journal of Law and economics*, 3 (October), 1-44.

COMMONS, J. R. (1932). “*The Problem of Correlating Law, Economics and Ethics*” Wisconsin Law Review 8: 3-26.

CONJUNTURA ECONÔMICA. vol. 60, Março de 2006.

CONTRERAS, J. M. (1998), “*Redefinición de la Industria Petrolera Latinoamericana em el Entorno de la Globalización: el Caso de la Industria Petrolera Venezolana*”. Universidad de los Andes.

CORREIA, J. (2004), “*Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros*”. UFRN.

COUTINHO, E.; GOMES, A.; FARIA, E.; FERNANDES, H. (2001), “*Os Novos Agentes na E&P de Petróleo no Brasil*”. Informe Infra-Estrutura, Agosto – BNDES.

DAHLMAN, C. J. (1979) “*The Problem of Externality*”. The Journal of Law and Economics, vol.XXII (3), pp 141-162.

DEMSETZ, H. (1967), “*Toward a theory of property rights*”. American Economic Review, Vol. 57, No. 2, pp. 347-359

EGLER, C.; PIRES DO RIO (2003), “*O novo mapa institucional: o papel das agências reguladoras na gestão do território*”. Anais do V Encontro da Associação Nacional de Pós-Graduação de Pesquisa em Geografia. Florianópolis.

FARINA, E.M.M.Q. ET.AL..(1997), “*A Reestruturação do Setores de Infra-estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios: Princípios Gerais, Características e Problemas*”. Convênio IPEA /FUNDAP.

FEIPetro - “ANP comemora resultado da Segunda “Rodadinha””. Informativo FEIPetro, Julho de 2006.

FIANI, R. (2002), “*Teoria dos Custos de Transação*”. In: KUPFER, D., HASENCLEVER, L. (org.) Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil. Rio de Janeiro: Campus.

FOSS, N. J. (1996), “*Firms, Incomplete Contracts and Organizational Learning*”. DRUID Working Paper n.96-2, April 1996. Danish Research Unit for Industrial Dynamics.

FOSS, N. J. (1999), “*Research in the Strategic Theory of the Firm: “Isolationism” and “Integrationism”*”. Journal of Management Studies, November 1999. Blackwell Publishers.

FREITAS, L. R. (2003), “*Apontamentos sobre a Responsabilidade Civil por Danos Ambientais em Caso de Transferência da Concessão*”. 2º Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo & Gás.

FURUBOTN, E. G.; RICHTER, R. (1991). *“The New Institutional Economics: A collection of articles from the Journal of Institutional and Theoretical Economics”*. Texas A. and M. Univ. Press.

GROSSMAN, S. J.; HART, O. D. (1986), *“The Cost and Benefit of Ownership: A Theory of Lateral and Vertical Integration”*. Journal of Political Economy, 94, 691-719.

HAYEK, F. A. (1945), *“The use of knowledge in society”*. American Economic Review, 35(4), 519-30.

HOLPBURN, G. L. F.; SPILLER P. S. (2002), *“The economic of contracts: Theories and applications”*. London, Cambridge University Press.

KLEIN, B.; CRAWFORD, R. G.; ALCHIAN A. A. (1978), *“Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process”*. The Journal of Law and Economics, Londres, vol.XXI, pp-297-326.

KREPS, D. (1990), *“A Course in Microeconomic Theory”*. New York: Harvester Wheatsheaf.

JOSKOW, P. L.(1988), *“Asset Specificity and the Structure of Vertical Relationships: Empirical Evidence”*. Journal of Law, Economics and Organization. Spring 1988.

LIGERO, E.; SCHIOZER, D. (2006), *“Análise de Risco em Reservatórios de Gás Natural na Fase de Desenvolvimento”*. XXVII CILAMCE, Belém.

MACLEOD, W.B.; MALCOMSON, J. (1993), *“Investment, hold-up and the form of contracts”*. The American Economic Review, v.83, n.4.

MAHER, M. E. (1997), *“Transaction cost economics and contractual relations”*. Cambridge Journal of Economics, v.21, n.2 pp. 151-175

MARSHALL, A. (1996), *“Princípios de economia”*. São Paulo: Nova Cultural, Col. Os Economistas.

MARTINS, C. A. (2003), *“Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Atividade de Refino de Petróleo no Brasil”*. Dissertação de Mestrado, UFRJ.

MONTEIRO, Newton R. (2002), CHAMBRIARD, Magda: *“Development of Marginal Fields Market”*. Rio de Janeiro, RJ. Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

NEWENDORP, Paul: Decision Analysis for Petroleum Exploration. Tulsa, OK. PennWell

MONTEVERDE, K.; TEECE, J. D. (1982), “*Appropriable Rents and Quasi-vertical Integration*”. Journal of Law and Economics, vol. XXV, pp.321-328

MONYEIRO, N.; CHAMBRIARD, M. (2002), “*Desenvolvimento do Mercado de Campos Maduros*”. ANP – WPC.

MOREIRA, G.; SILVA, M. (2006), “*Benefícios Sociais da Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural com a Lei do Projeto*”. Superintendência de Promoções de Licitações – ANP.

MOUTINHO, E.; ZAMITH, R. (2003), “*O Desenvolvimento das Atividades Onshore no Brasil – Introdução a uma Abordagem Contratualista*. 2º Congresso Brasileiro em E&P em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro.

NONNENBERG, M. J. (2004), “*Evolução Recente dos Preços do Petróleo*”. Boletim de Conjuntura – IPEA, Setembro.

CTPETRO (2003), “*Sistemas Produtivos e Inovativos Locais na Indústria de O&G – Análise da Experiência de Campos Marginais do Recôncavo Baiano*”. Nota Técnica 06 - Projeto CTPETRO, Instituto de Economia da UFRJ.

NEWENDORP, P. E SCHUYLER, J. (2000), “*Decision Analysis for Petroleum Exploration*”. Planning Press, Colorado, EUA.

NORTH, D. (1990), “*Institutions, Institutional Change and Economic Performance*”. Cambridge University Press.

ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo (2003), “*Situação Sísmica Terrestre no Brasil: Projeto ONIPGEO*”.

PERRY, M. K. (1989), “*Vertical Integration: Determinants and Effects*”. In: SCHEMALEWSEE, R. & WILLIG, R. *Handbook of Industrial Organization*. New York: The MIT Press.

PETROBRÁS MAGAZINE. ed. 44, abril de 2006.

PODOLNY, J.; ROBERTS, J. (1998), “*The Global Oil Industry*”. Stanford: Graduate School of Business – Stanford University.

PORTER, M. E. (1991), “*Estratégia competitiva: técnicas para análise de indústrias e da Concorrência*”. 5 ed.. Rio de Janeiro: Campus, 1991.

POSTALI, F. A. S. (2002), “*Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais em Exploração de Petróleo no Brasil*”. Dissertação de Mestrado, USP - 24º prêmio BNDES de Economia.

PRATES, J. P. (2005), “*Atenção: Campos Marginais não são Playmobil*”. Boletim Expetro, Agosto.

PRATES, J. P. (2004), “*Campos Marginais e Produtores em Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás – Aspectos Técnicos, Econômicos, Regulatórios, Políticos e Comparativos*”. Rio de Janeiro, F´prum Continuação de Energia, 2ª edição, Agosto.

REPSOLD JR, H. (2003), “*A Competição e a Cooperação na Exploração e Produção de Petróleo*”. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Novembro. (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético).

ROCHA, M.M. (2002), “*Integração Vertical e Incerteza*”. Tese de doutorado. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Universidade de São Paulo.

SANTOS, JR. A. (2004), “*Produção de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil – Uma Visão Pragmática*”. Dissertação de Mestrado, UNIFACS.

SANTOS, JR. A.; CORREIA, J. (2005), “*Revitalização de Campos Maduros Terrestres uma Proposta de Regulação*”. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP.

SIMON, H. A. (1962), “*Foreword to the Book Computer Applications in the Behavioral Sciences*”. H. Borko (Ed.). Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.

SHIOZER, R. (2002), “*Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros*”. Dissertação, UNICAMP.

THOMAS, J. E. (2001), “*Fundamentos de Engenharia de Petróleo*”. Editora Interciência.

ZAMITH, R. (2005), “*A Nova Economia Institucional e as Atividades de E&P Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil*”. Tese de Doutorado, USP.

WILLIAMSON, O. E. (1991a), “*Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives*”. *Administrative Science Quarterly* 36.

WILLIAMSON, O. E (1991b), “*Economic Institutions: Spontaneous and Intentional Governance*”. *Journal of Law, Economic and Organization*, vol 7 Spring, pp.159-87.

WILLIAMSON, O. E (1997), “*Hierarchies, markets and power in the economy: in the economic perspective*”. In: MENARD, C. (1997) *Transaction Cost Economics: recent developments*. Edward Elgar Publishing Company

WILLIAMSON, O. E. (1985), *“The Economic Institutions of Capitalism”*. New York, Free Press.

WILLIAMSON, O. E. (1979), *“Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations”*. The Journal of Law and Economics, Londres, vol.XXII (2), outubro de 1979.

WILLIAMSON, O. E (2000), *“The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead”*. Journal of Economic Literature, vol. XXXVIII, pp 595-613.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)