



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
TRABALHO DE TÉCNICAS DE PESQUISA EM ECONOMIA

Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Obstáculos e Oportunidades.

FELIPE RACHID RODRIGUES

Matrícula nº: 101142628

frachid82@yahoo.com.br

ORIENTADOR: EDMAR ALMEIDA

edmar@ie.ufjf.br

MARÇO 2007

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
TRABALHO DE TÉCNICAS DE PESQUISA EM ECONOMIA

Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Obstáculos e Oportunidades.

FELIPE RACHID RODRIGUES

Matrícula nº: 101142628

frachid82@yahoo.com.br

ORIENTADOR: EDMAR ALMEIDA

edmar@ie.ufrj.br

MARÇO 2007

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos aqueles que colaboraram direta ou indiretamente para a elaboração deste trabalho. Desta forma agradeço primeiramente a ANP pelo financiamento deste projeto através da bolsa de pesquisa concedida pelo Programa de Recursos Humanos. Agradeço especialmente ao meu professor e orientador, Edmar Almeida, sem o qual este trabalho não seria possível, e a todo o Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia (GEE-IE). Finalmente agradeço aos meus pais que me apoiaram em todos os momentos e aos meus amigos, sempre presentes.

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

RESUMO

Através da Lei 9.478/97, foi permitida, por meio de concessões, que outras companhias, além da Petrobras, explorassem e produzissem petróleo e gás em território nacional. Após a promoção da entrada das grandes empresas internacionais no setor de upstream nacional, passou-se, então, a desejar que empresas privadas de pequeno e médio porte investissem em tais atividades, formando um segmento de produtores independentes, como ocorre em outros países.

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo analisar como se encontra atualmente este segmento e focalizar os fatores que colaboram para o seu desenvolvimento, assim como aqueles que se constituem em entraves.

Para tal, foi feita uma pesquisa envolvendo empresas ligadas a indústria petrolífera, no intuito de captar a percepção destas sobre diversos fatores de atratividade de investimentos no setor de E&P no Brasil. O trabalho apresenta, também, uma análise dos principais resultados obtidos com a realização da pesquisa.

Com os resultados obtidos através da pesquisa, foram apontados obstáculos à formação de um segmento relevante de produtores independentes. Os principais obstáculos encontrados foram: questões relativas ao processo de licenciamento ambiental, limitação da oferta de mão-de-obra especializada para indústria petrolífera e disponibilidade de dados e informações geológicas e geofísicas. Neste sentido, o presente trabalho buscou apontar algumas políticas setoriais a serem elaboradas para mitigação destes entraves.

ÍNDICE

Introdução.....	7
1. Economia da Exploração.....	10
1.1. Setor de E&P de Petróleo.....	10
1.1.1. A Fase de Exploração.....	10
1.1.2. A Fase de Desenvolvimento dos Campos.....	16
1.1.3. A Fase de Produção.....	18
1.2. Riscos e Incertezas nas Atividades de E&P de Petróleo.....	19
1.3. Perfil das Companhias Petrolíferas.....	22
1.3.1. As Companhias Estatais e as <i>Majors</i>	22
1.3.2. As Companhias Independentes.....	24
2. Experiências Internacional.....	27
2.1. Experiências Internacionais com Produtores Independentes.....	29
2.2. O Caso dos Estados Unidos.....	29
2.3. O Caso do Canadá.....	32
2.4. O Caso da Austrália.....	33
3. Abertura do Setor no Brasil e o Papel dos Produtores Independentes.....	37
3.1. A Abertura do Setor.....	37
3.2. Qualificação das Empresas para Operar em E&P no Brasil.....	38
3.2.1. Qualificação para Áreas com Risco Exploratório.....	39
3.2.2. Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais.....	41
3.3. Rodadas de Licitações para Blocos com Risco Exploratório.....	42
3.4. Rodadas de Licitações para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais.....	45
3.5. Os Produtores Independentes e um Mercado de Campos Maduros e Marginais no Brasil.....	49
4. Pesquisa Sobre Fatores de Atratividade para Investimentos em E&P no Brasil e Análise das Respostas.....	52

4.1. Resultados Gerais.....	53
4.2. Cortes Analíticos.....	56
4.2.1. Origem das Empresas.....	56
4.2.2. Experiência Anterior em Projetos de E&P.....	57
4.2.3. Área de Atuação da Empresa.....	58
5. Uma Análise dos Principais Obstáculos Apontados pela Pesquisa.....	59
5.1. Licenciamento Ambiental.....	59
5.2. Oferta de Mão-de-Obra Especializada.....	63
5.3. Disponibilidade de Dados.....	65
CONCLUSÃO.....	68
Referências Bibliográficas.....	71
ANEXO I.....	76
ANEXO II.....	77

INTRODUÇÃO

O monopólio exercido pela Petrobras nas atividades de exploração e produção (E&P) no Brasil até 1997, embora tenha sido determinante para o desenvolvimento do segmento do *upstream* nacional, não permitiu que fosse desenvolvido um segmento de empresas privadas de E&P no país. Desta forma, as empresas instaladas no setor petrolífero do país eram prestadoras de serviço ou fornecedoras de materiais e mantinham acordos comerciais com a Petrobras, detentora, até então, do monopólio das atividades de E&P, refino e produção de derivados de petróleo.

A Emenda Constitucional nº. 9 sancionada em novembro de 1995 ao alterar o artigo 177 da Constituição Federal, abriu o mercado brasileiro, no que se refere às atividades da indústria do petróleo, permitindo a participação de empresas privadas nacionais e estrangeiras. Contudo, a regulamentação da emenda e a consolidação da abertura só ocorreram com promulgação da Lei 9.478 de 1997, conhecida como a “Lei do Petróleo”. Esta lei regulou o fim do monopólio das atividades petrolíferas exercido pela Petrobras, criou a Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Coube então, a ANP, promover Rodadas de Licitação, para que empresas privadas pudessem adquirir concessões de exploração e produção de blocos de petróleos concedidos pela União. O interesse em atrair grandes empresas internacionais, *majors* e estatais marcou as primeiras rodadas, quando a ANP priorizou a concessão de grandes blocos offshore com riscos geológicos incompatíveis com o perfil das empresas de porte médio e pequeno, também chamadas de independentes. Desta forma, as rodadas iniciais não contaram com a participação significativa destas empresas. Contudo, após quatro rodadas de licitação, houve uma natural diminuição do interesse das grandes companhias, que neste momento se concentravam na exploração dos blocos já licitados.

Assim, a partir da 5ª Rodada de Licitação em 2003, foi demonstrado um interesse da ANP em atrair de forma mais contundente as empresas independentes para as atividades de E&P. Já nesta rodada, foram ofertados blocos menores, reduzindo o preço mínimo de oferta e mais blocos em terra, onde o risco exploratório é inferior. Embora esta tenha sido a rodada com o menor numero de

participantes, a redução do custo de aquisição surtiu efeito já na rodada seguinte, o número de empresas independentes participantes aumentou, assim como número de ofertas vencedoras por parte das mesmas. Este efeito foi ainda mais expressivo na 7ª Rodada, em 2005.

Junto com a 7ª Rodada de Licitações de blocos com risco exploratório, foi promovida a Primeira Rodada de Licitação para Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais, com o objetivo declarado de motivar as pequenas e médias empresas a investir na produção de petróleo em bacias terrestres maduras, onde a infra-estrutura para tratamento e transporte já estão instaladas. Nesta rodada das 17 áreas ofertadas, 16 foram arrematadas, contando com a participação de 91 empresas, das quais apenas três eram estrangeiras.

Após o sucesso da primeira rodada de licitações de áreas com acumulações marginais, a ANP decidiu realizar Rodadas periódicas com cronograma próprio, desvinculadas das rodadas de licitações de áreas com risco exploratório, já tendo ocorrido inclusive a Segunda Rodada do gênero.

As empresas independentes desempenham uma função complementar aos investimentos das grandes empresas, pois há uma gama de projetos de menor rentabilidade e menores custos associados, que embora não atraiam as *majors* ou estatais, são adequados ao perfil das empresas independentes. Em um contexto de mercado aberto, estas empresas ganham papel relevante no desenvolvimento de uma província petrolífera. E o desenvolvimento de um mercado dinâmico de produtores independentes pode contribuir positivamente em termos de geração de renda e emprego.

Neste contexto, esta monografia tem como objetivo geral analisar a evolução recente e o atual estágio do setor de produtores independentes, ainda incipiente, e a capacidade de desenvolvimento do mesmo, após a abertura do setor de exploração e produção brasileiro à iniciativa privada. O objetivo específico será a focalização das oportunidades existentes e obstáculos a serem superados, para o desenvolvimento de um segmento relevante e dinâmico de produtores independentes no país.

A metodologia utilizada neste trabalho consiste na leitura e análise de textos, artigos e trabalhos acadêmicos sobre o setor de Exploração e Produção de petróleo e a participação de companhias independentes nestas atividades. Além disso, serão analisados estudos sobre a experiência de

produtores independentes no exterior e no Brasil. Serão utilizados dados obtidos através da ANP, Petrobras, IBP e outras fontes especializadas, para avaliação das atividades de exploração e produção, o processo de licitação e a participação das empresas privadas de petróleo no Brasil. Por fim, serão apresentados os resultados obtidos com a pesquisa realizada junto a empresas com alguma participação, direta ou indireta, na indústria petrolífera.

Desta forma a monografia terá a seguinte estrutura. Além da introdução e da conclusão, esta monografia será dividida em cinco capítulos. O primeiro capítulo discorrerá sobre a economia da exploração, apresentando suas características e peculiaridades técnicas e econômicas, os riscos inerentes às atividades de upstream do petróleo, o perfil das empresas envolvidas neste segmento. No segundo capítulo, serão apresentadas as experiências de países que tiveram um desenvolvimento do segmento de produtores independente bem sucedido e o papel das empresas independentes na indústria do petróleo. O terceiro capítulo apresentará um histórico do setor petrolífero nacional após o fim do monopólio, contemplando os processos de qualificação pelos quais as empresas devem se submeter para participar das rodadas de licitação, um resumo dos resultados destas, além da apresentação de uma perspectiva de formação de um mercado de campos maduros e marginais voltado para os produtores independentes. No quarto capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a pesquisa realizada junto às empresas ligadas a indústria petrolífera. Finalmente, no quinto e último capítulo, serão analisados os fatores, apontados pela pesquisa, como os principais obstáculos para o desenvolvimento de um segmento relevante de produtores independentes.

1) Economia da Exploração

Neste capítulo serão apresentadas as principais fases das atividades de E&P, quais sejam: exploração, desenvolvimento e produção; e os riscos inerentes e associados a estas atividades. Além de explanação geral sobre o perfil das empresas participantes deste ramo da indústria petrolífera: empresas estatais, *majors* e independentes.

1.1) O Setor de E&P do Petróleo

O setor de Exploração e Produção do Petróleo (E&P), também denominado de upstream da cadeia do petróleo, pode ser dividido, basicamente em três fases que compreendem diversas atividades. Estas fases são: a exploração, que é o conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, buscando descobrir e identificar jazidas de petróleo ou gás natural; o desenvolvimento, que reúne as operações e investimentos destinados à viabilização das atividades de produção de um determinado campo de petróleo ou gás; e a produção, conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida (Almeida, 2004).

1.1.1) A Fase de Exploração

A exploração de petróleo é caracterizada como uma atividade que envolve custos e riscos elevados, consistindo em um empreendimento apenas para empresas capacitadas a encará-los. As atividades de cada um dos segmentos da indústria petrolífera são intensivas em capital, mas o fato de a indústria ser “alicerçada na exploração e produção ininterrupta de um recurso mineral exaurível, a intensidade de capital é particularmente significativa na fase de E&P, em função do risco implicado” (Alveal, 2003, p.6). A dedicação das empresas à exploração é necessária para manter o ciclo de reprodução de reservas. A atividade de exploração pode ser dividida em duas partes. A primeira envolvendo estudos geológicos e geofísicos (levantamentos sísmicos) e a segunda envolvendo a perfuração exploratória de um ou mais poços de prospecção.

O risco é elevado na fase de exploração, pois a probabilidade de se encontrar petróleo ou gás é bastante reduzida. Na maioria dos poços perfurados não se encontra hidrocarbonetos em volumes que

justifiquem o aproveitamento comercial das jazidas e em muitos casos as perfurações resultam em poços secos. Os custos totais de perfuração de poços de petróleo podem representar entre 40% e 80% dos custos totais de exploração (Almeida e Araújo, 2002), tornando a atividade do geólogo de petróleo essencial para que a exploração tenha maiores chances de sucesso. Cabe a este profissional determinar, no campo explorado, o local exato onde deverá ocorrer a perfuração. Contudo, por mais conhecimento que se tenha da área explorada e com toda a sofisticação dos métodos geofísicos e geológicos, a certeza da presença de óleo em um reservatório só se torna possível após a perfuração do poço. Por esta razão, as empresas de petróleo mantêm, em seus quadros de funcionários, grandes equipes de geólogos de petróleo, que podem ser considerados a base desta empresa. As decisões de investimentos por parte da companhia são conseqüências da aquisição e interpretação dos dados geológicos por estes especialistas e os melhores são disputados pelas empresas, dispostas a lhes oferecer ótimos salários.

De acordo com Alveal (2003), as características físico-químicas do petróleo tornam sua exploração e produção, atividades de grande complexidade tecnológica, dada a exigência de extensa e multidisciplinar base de conhecimento (geofísica, sísmica, modelagem, processamento de dados) e vasta pluralidade de tecnologias empregadas (perfuração, sondagem). Estas atividades envolvem um conjunto de investimentos destinados à avaliação de áreas, identificação de jazidas, viabilização e coordenação das atividades de produção.

Um programa exploratório se inicia com a realização de estudos geológicos com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região (Thomas, 2001). A partir do resultado destes estudos é possível reconhecer e delimitar as bacias sedimentares e identificar estruturas com provável acumulação de hidrocarbonetos. Esta etapa, denominada de programa de prospecção de petróleo, exige um extenso e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares e do comportamento das diversas camadas do subsolo.

A delimitação das bacias sedimentares e a identificação das estruturas mais favoráveis são feitas através da geologia de superfície, que fornece mapas geológicos continuamente construídos e atualizados. A partir destes mapas, pequenas bacias com espessura sedimentar muito reduzida ou sem

estruturas favoráveis a acumulação são descartadas. Identificar as bacias sedimentares não constitui a tarefa mais difícil dos estudos geológicos, contudo nem todos os reservatórios apresentam manifestações óbvias em sua superfície, o que obriga os profissionais a se valerem de inferências e conjecturas, às vezes corretas, às vezes não, para a delimitação das áreas e estruturas mais favoráveis (Economides e Oligney, 2000).

Os estudos geofísicos, ou seja, os estudos da terra usando medidas de suas propriedades físicas objetivam obter informações sobre a estrutura e a composição das rochas. Os estudos geofísicos de gravimetria e magnetometria foram muito importantes no início da prospecção de petróleo, pois permitiam o reconhecimento e mapeamento das grandes estruturas geológicas que não apareciam na superfície (Thomas, 2001). O gravímetro é o aparelho utilizado na gravimetria e mede a intensidade gravitacional da terra enquanto magnetometria utiliza-se do magnetômetro, aparelho que mede o campo magnético da terra. Ambos podem ser empregados para a busca de acidentes geográficos que possam ser armadilhas para o petróleo, requisitos para a formação de uma jazida (Almeida, 2004 e Tomas 2001).

Existem ainda os métodos sísmicos, que proporcionam imagens das estruturas e camadas geológicas em subsuperfícies para análise dos interpretes especializados. Segundo Thomas (2001), o método de prospecção mais utilizado na indústria de petróleo é o método sísmico de reflexão e mais de 90% dos investimentos em prospecção são aplicados em sísmica de reflexão. Para Economides e Oligney (2000), poucas tecnologias na história da indústria do petróleo podem ser comparadas às medições sísmicas em importância e impactos na exploração e, eventualmente, na produção.

A aquisição de dados sísmicos consiste na geração de uma perturbação mecânica em um ponto da superfície e o registro das reflexões em centenas de canais de recepção ao longo de uma linha reta. Em outras palavras, são produzidos miniterremotos, gerando ondas sonoras que são interpretadas na busca de formações geológicas típicas de armadilhas para petróleo. No começo, os tremores eram provocados por explosivos. Porém, atualmente, em locais offshore são utilizados navios especiais que produzem grandes bolhas de ar dentro da água, criando abalos que ao atingir o solo marítimo produzem vibrações locais. Em terra, são utilizados caminhões equipados que golpeiam o solo criando vibrações. Os dados obtidos são posteriormente processados e interpretados, buscando

indicar situações favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos e perfuração do poço pioneiro. Conoway (1999) divide a prospecção sísmica em três fases: levantamento, processamento e interpretação dos dados.

A primeira fase da prospecção sísmica consiste no levantamento de dados através de campanhas sísmicas, geralmente desenvolvidas por empresas especializadas que são contratadas pelas empresas de petróleo. Contudo, há também um mercado desenvolvido de dados sísmicos, onde é possível comprar os dados de empresas que já realizaram este trabalho. No Brasil, estes dados podem ser comprados junto a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) através do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP). O custo da prospecção sísmica varia de acordo com a região estudada, sendo que sísmica *offshore* (em mar) chega ter um custo entre 5 a 10 vezes menor que em terra (Almeida, 2004). A prospecção em terra se torna onerosa em regiões remotas, pela dificuldade de transportar os equipamentos e trabalhadores, exigindo a uma logística local complicada. Em mar, o transporte de equipamentos não constitui um grande problema para a prospecção, por causa da existência de navios sísmicos de aquisição capazes de levantar dados em grandes extensões em um curto período de tempo. Segundo a Revista PETRO&QUÍMICA (edição 248) entre 1999 e 2002 foram gastos em torno de US\$ 200 milhões anualmente com o levantamento sísmico no Brasil, dos quais 99% realizados em bacias offshore.

A segunda fase compreende o processamento dos dados levantados na fase anterior para transformá-los em modelos úteis à análise da estrutura geológica do subsolo. Para tal, é necessário o uso de computadores potentes e velozes capazes de manipular um enorme volume de informações. De acordo com Almeida, esta fase é crucial para sucesso econômico da empresa, sendo assim a principal atividade na fase de prospecção. Durante o processamento de dados grandes campos podem ser identificados. A terceirização desta fase é pouco comum, utilizada apenas por empresas de menor porte, incapazes de manter um departamento de análise geofísica. As empresas, em geral, tentam desenvolver rotinas de processamento e análise que as diferenciem na capacidade de identificar reservas.

A terceira fase da prospecção sísmica consiste na interpretação dos dados que foram processados e geração de mapas estruturais. A interpretação das feições geológicas presentes nas sísmicas é

essencial para a indicação de situações favoráveis a acumulação de hidrocarbonetos e para determinar se deve ou não ser feita a perfuração de um poço pioneiro.

Thomas (2001) aponta como os dois objetivos fundamentais de um programa de prospecção: (i) a localização em uma bacia sedimentar das situações geológicas que tenham condições de acumulação de petróleo; e (ii) a verificação de qual destas situações possui maiores chances de conter petróleo. Embora não seja possível afirmar a sobre existência de petróleo antes da perfuração do poço, os estudos buscam apontar aqueles locais mais favoráveis à ocorrência. A identificação das áreas mais favoráveis à acumulação de petróleo e a indicação do local mais adequado à perfuração são realizadas através de métodos geológicos e geofísicos. Embora os investimentos nesta fase da exploração sejam consideráveis, estes são relativamente pequenos quando comparados ao custo de perfuração em um único poço (Thomas, 2001).

Com os resultados alcançados pelos diversos estudos e de acordo com os prognósticos, as companhias devem decidir se promovem ou não a perfuração de um poço exploratório. A presença de sinais positivos em relação à existência de óleo é fundamental para que as empresas optem pelo avanço no trabalho de exploração através da perfuração de poços de prospecção. De acordo com Almeida (2004), a perfuração é uma tecnologia-chave na exploração e produção de petróleo, e seus custos podem representar entre 40% a 80% dos custos totais de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo. Os custos de perfuração podem variar consideravelmente de país para país, assim como entre diferentes regiões. Obviamente, os custos se diferem entre as perfurações onshore e offshore, estas podem custar até quatro vezes mais do que aquelas (Economides e Oligney, 2000).

Os sucessivos avanços tecnológicos dos métodos geofísicos, geológicos e sísmicos têm possibilitado indicações cada vez mais acuradas, porém apenas com a perfuração do poço as previsões poderão ser confirmadas. Neste sentido Alveal (2003) afirma:

“... a despeito de todo o conhecimento e experiência acumulados por mais de meio século, a ocorrência de petróleo em quantidades economicamente rentáveis, em qualquer tempo, é definitivamente provada no ato de uma campanha de perfuração bem sucedida e não teoricamente dedutível.” (p. 6)

Por isso, a localização precisa do poço é extremamente importante, pois um caso de insucesso, ou seja, a perfuração de um único poço seco pode condenar todo o projeto (Conoway, 1999). Dado o elevado custo de perfuração e grande probabilidade de se deparar com um poço seco, as empresas devem contar com profissionais qualificados a interpretar os resultados dos estudos da forma mais precisa possível. Todavia, um poço seco não significa necessariamente o completo fracasso da campanha exploratória, uma vez que cada poço perfurado pode contribuir no avanço do conhecimento geológico da área explorada. Através da análise dos detritos das rochas perfuradas é possível obter informações geológicas do local onde ocorreu a perfuração mal sucedida. De acordo com Almeida (2004, p.13), “a indústria parapetrolífera desenvolveu equipamentos muito sofisticados, capazes de analisar a estrutura geológica de um campo, a partir de sua introdução em um poço seco”.

Os custos de perfuração variam de acordo com a região explorada e a perfuração no mar pode custar até quatro vezes mais que a atividade em terra (Almeida, 2004). Trata-se de atividade de risco altíssimo e por esta razão instituições financeiras raramente estão dispostas a financiar este tipo de operação. Por este motivo, empresas interessadas na exploração de petróleo devem possuir capital próprio para investir de forma isolada ou de forma associada a outras empresas através de *joint ventures*. Tal característica se constitui em uma forte barreira à entrada, que limita sensivelmente o grau de competição neste setor (Araújo, 2004).

A perfuração do poço de petróleo é realizada através de uma sonda. Segundo Thomas (2001), as sondas de perfuração são compostas por equipamentos responsáveis por determinadas funções na perfuração de um poço. As sondas de perfuração terrestre podem ser transportadas por partes em caminhões ou helicópteros, enquanto as sondas marítimas normalmente são montadas em embarcações (Almeida, 2004).

As sondas, de maneira geral, pertencem a empresas parapetrolíferas especializadas e são alugadas as companhias operadoras. Desta forma, os equipamentos podem ser alugados a diversos operadores ao redor do mundo e sua utilização é maximizada. As empresas proprietárias das sondas possuem mão-de-obra especializada em sondas, que são contratados junto com as sondas para operá-las (Conoway, 1999).

A perfuração de um poço exige uma alta coordenação das atividades, devendo ser conduzida de forma ininterrupta, sob pena de se incorrer em custos elevados em casos de paralisação. Esta atividade é intensiva em mão-de-obra para sua operação, principalmente na operação de brocas, em que se exige a constante adição e conexão dos tubos de perfuração.

Perfurado o poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de maneira segura e econômica, ao longo de sua vida produtiva. O conjunto de operações de preparação do poço para produção de óleo ou gás denomina-se completação (Thomas, 2001). Em relação aos aspectos técnico e operacional, busca-se otimizar a vazão da produção e tornar a completação a mais permanente possível, minimizando a necessidade de futuras intervenções para manutenção do poço, chamadas operações de *workover*.

Como a completação produz reflexos durante toda a vida produtiva do poço e a mesma envolve altos custos, torna-se “necessário um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa” (Thomas, 2001, p.137).

O trabalho de perfuração envolve o risco de erupções descontroladas de óleo ou gás, que podem danificar os equipamentos e trazer perigo de explosão e incêndio, provocando acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente. A fim de evitar estes problemas, são utilizados sistemas de segurança constituídos de Equipamentos de Segurança de Cabeça de Poço (ESCP) e de equipamentos complementares que possibilitem o fechamento e controle do poço, dentre estes, o mais importante é o *blowout preventer* (BOP), que é um conjunto de válvulas especiais para fechamento do poço (Thomas, 2001).

1.1.2) A Fase de Desenvolvimento de Campos

Após a avaliação dos dados obtidos na fase de exploração, cabe a empresa operadora de determinado campo decidir se deve prosseguir com o desenvolvimento do campo de petróleo. Embora nesta fase, o risco seja menor que na fase de exploração, há sempre o risco de prosseguir no desenvolvimento de um campo com reservas inferiores às estimadas ou deixar de desenvolver um

campo viável, mas cujos resultados de sondagem não foram promissores. Nesta fase, os investimentos são muito elevados e fluxo de caixa é fortemente negativo (Zamith, 2005).

Caso a empresa decida-se pelo desenvolvimento, devem ser realizadas atividades necessárias à preparação do campo para a produção comercial. Dentre estas, a instalação de equipamentos para extração, tratamento e estocagem do óleo produzido, sistemas de escoamento e transporte, muitas vezes por dutos, assim como devem ser definidos o número de poços necessários ao melhor aproveitamento do campo. A fase de desenvolvimento envolve vultosos investimentos, quase sempre em ativos específicos (Zamith, 2005). A determinação dos locais ideais e o número de poços a serem perfurados são essenciais para a obtenção do fluxo ótimo de produção, em que se aproveita de maneira mais eficiente a energia do próprio campo.

A perfuração também deve ser otimizada. Thomas (2001, p.99) define a otimização como a “escolha de parâmetros de modo a se conseguir uma perfuração econômica e segura” em que “os elementos que mais influenciam no custo da perfuração estão no programa de revestimento, programa de fluido e programa de brocas”.

Nesta fase de desenvolvimento do campo, devem ser instalados equipamentos de boca de poço e os equipamentos de controle e de separação, necessários para a fase seguinte de produção. Estes últimos equipamentos são necessários, pois o óleo, que é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando chega à superfície, vem misturado com gás natural e água, e os três componentes devem ser separados.

O poço deve ser preparado com a introdução de tubos de aço, a fim de evitar o desmoronamento das paredes e a entrada de materiais indesejados, além de permitir a descida da coluna de produção. Em seguida deve ser promovida a passagem do “canhoneio”, equipamento usado para comunicar o interior do poço com a formação produtora, criando canais de ligação através cargas explosivas. Realizada esta etapa, a própria pressão do poço deve ser suficiente para escoá-lo até as válvulas de controle de produção, instaladas na superfície. Caso a pressão não seja suficiente para escoar o óleo,

exige-se algum tipo de ação externa para produção, entre estas, bombeio de óleo, injeção de fluídos ou fonte de calor (Almeida, 2004).

1.1.3) A Fase de Produção

Terminadas as fases de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo, chega-se finalmente à fase de produção, quando é iniciada a extração de petróleo ou gás em escala comercial. Em um primeiro momento a produção ocorre pela descompressão do reservatório de petróleo, ou seja, pelo diferencial de pressão entre o campo e a atmosfera. Contudo, é comum que apenas uma parte do óleo seja extraída pela descompressão natural do campo.

Após a exaustão da energia natural do reservatório, torna-se necessário o emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. São os métodos ou tecnologias de recuperação, que, de uma maneira geral, “tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo” e “obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada” (Thomas, 2004, p.200). Em outras palavras, na medida em que o petróleo é retirado, a energia natural do poço diminui e a produtividade tende a cair. Torna-se, assim, necessário investir para manter um nível estável de produção durante um determinado período de anos, o chamado platô de produção. Uma vez terminado o platô, a produção inicia seu declínio e deve ser iniciado o ciclo de revitalização objetivando uma produção extra (Zamith, 2005).

A recuperação segundo Thomas (2004), pode ser dividida em três categorias de acordo com a natureza do processo aplicado. A recuperação primária é a produção resultante da atuação da energia natural do reservatório. A recuperação secundária, método frequentemente utilizado, é resultante da injeção de água ou gás e a nomenclatura “recuperação terciária” contempla os demais processos.

Esgotados todos os métodos de recuperação, a produção do campo se torna inviável economicamente. Neste momento deve ser realizado o descomissionamento, ou seja, a retirada dos equipamentos e instalações, o fechamento definitivo e o arrasamento dos poços e a restauração do ambiente.

O óleo produzido de forma economicamente viável é, então, comercializado como uma *commodity* no mercado internacional, cujo preço é definido no mercado *spot*. Para um mesmo tipo de óleo, o preço é mesmo a nível internacional, descontando-se o custo de transporte. O custo de produção do barril varia em função das condições de extração, como a geologia do local, vazão do óleo e localização do poço.

1.2) Risco e Incertezas nas Atividades de E&P de Petróleo

A avaliação dos riscos inerentes à exploração e produção de petróleo é imprescindível para qualquer empresa envolvida nesta atividade. Segundo Lerche e Mackay (1999, p. 10), “corporações têm alta aversão ao risco quando sua tolerância ao risco é definida em um nível baixo”. Este é justamente o caso das companhias independentes, empresas com menor aporte financeiro e que buscam projetos com riscos associados mais baixos. O alto risco envolvido nas atividades de E&P afeta principalmente as empresas menos capitalizadas (Zamith, 2005).

Desta forma, é necessário fazer uma abordagem sobre os riscos associados à atividade de exploração e produção de petróleo. A fase de exploração é altamente arriscada, pois a probabilidade de se encontrar hidrocarbonetos em condições economicamente favoráveis é muito pequena e mesmo quando uma jazida é descoberta em um nível comercialmente explorável, embora o risco diminua, o volume de recursos necessários para o desenvolvimento do campo é elevado (Zamith, 2005). Caso a jazida não apresente condições favoráveis de comercialização, muitos dos investimentos realizados na exploração se tornam irrecuperáveis.

Segundo Newendorp (1996, p.299), “o problema relacionado à tomada de decisões de exploração sob condições de risco e incerteza está presente desde o início da indústria petrolífera”. Na fase de exploração, como destaca Zamith (2005), há necessidade de grandes investimentos na busca por informações em relação a possíveis reservas de petróleo e “tais investimentos têm elevada probabilidade de serem quase que totalmente perdidos”. Lerche e Mackay (1999) corroboram, afirmando que “a exploração de hidrocarbonetos é um empreendimento de alto risco” e para eles, este elevado risco decorre de:

Por um lado, os aspectos geológicos são marcados de incertezas quanto à estrutura, o reservatório e a quantidade de hidrocarbonetos; por outro, a avaliação econômica do lucro potencial do empreendimento é marcada por incertezas em relação aos custos totais, a probabilidade de realmente encontrar e produzir de forma economicamente viável, o volume e o tipo de hidrocarbonetos e o preço futuro de venda do produto. (Lerche e Mackay, 1999, p.1)

Estes aspectos tornam a atividade extremamente arriscada e o fato de as incertezas estarem interligadas exige que sejam tomadas decisões de risco elevado, sem nenhuma garantia de encontrar hidrocarbonetos com sucesso. Ainda que estudos sísmicos apontem indícios da presença de hidrocarbonetos, esta só é confirmada após o poço ser perfurado. E as reservas, caso confirmadas, podem ser inferiores ao esperado ou simplesmente não serem comercialmente viáveis. Segundo Lerche e Mackay (1999, p.2), “sempre há chance de fracasso, com risco de perda total do investimento, contra a chance de sucesso, que traz um ganho que excede o investimento total”. O risco está sempre presente, não só na fase de exploração, mas também nas etapas conseqüentes e sua avaliação não deve ser desprezada. Pelas palavras de Newendorp (1996):

Não acredito que se possa ignorar o elemento do risco. Apesar da análise do risco ser complicada, ignorá-lo como alternativa é insustentável. Deve-se aceitar a realidade dos riscos exploratórios e buscar de forma positiva conhecer tudo possível sobre métodos de análise de riscos. Isto requer um esforço de aprofundamento dos conhecimentos de valoração do risco e de transmiti-los de maneira clara e concisa aos tomadores de decisão. (p.300)

A fase de desenvolvimento, iniciada pelo aproveitamento da jazida e o perfuramento de poços de desenvolvimento, constitui-se na instalação de infra-estrutura necessária à produção, escoamento e transporte. De acordo com Zamith (2005, p.53), esta fase “pode envolver milhões ou bilhões de dólares em investimentos, quase sempre específicos”.

Zamith (2005) aponta que na indústria do petróleo, as fontes de incertezas são decorrentes, de modo geral, de três tipos de riscos: (i) o risco de mercado, ligado ao funcionamento da economia como um todo e presente em todos os setores. No caso da indústria petrolífera, especificamente, este risco se associa a incertezas regulatórias; (ii) o risco exploratório, relativo à atividade extrativa, marcada pela presença de incertezas em relação ao tamanho, à localização, a qualidade e à viabilidade das jazidas. Este tipo de risco ganha maior relevância pela dificuldade de previsão dos parâmetros futuros de preço, taxa de juros do mercado, demanda e custos que influenciam o resultado do retorno de projetos de E&P. (iii) o risco político, associado à possibilidade de ações arbitrárias por parte do governo, que podem levar à expropriações de ativos ou nacionalizações sem compensações devidas. Engloba-se neste risco, a instabilidade política do país.

A decisão de investir a ser tomada pela empresa deve ser embasada em conhecimentos sobre os riscos e incertezas inerentes ao projeto, sob pena de resultar em grave prejuízo fiscal, não excluindo a hipótese de falência da companhia (Lerche e Mackay, 1999) em caso de insucesso. A importância das decisões na indústria do petróleo se torna ainda mais relevante, dadas características dos investimentos, geralmente, inflexíveis, dedicados e de baixa mobilidade (Zamith, 2005).

Diante de um cenário repleto de incertezas, o tomador de decisões tem a opção de fazer uma análise informal acerca da exploração a ser feita, utilizando-se de seu próprio julgamento, intuição, experiência e em alguns casos sorte, para determinar que caminho tomar. Por outro lado, pode tentar considerar os elementos de risco e incerteza de forma lógica e quantitativa. A primeira opção foi, no passado, largamente utilizada na indústria petrolífera, contudo, atualmente, sua aplicação de forma exclusiva causaria certo desconforto (Newendorp, 1996), em razão do envolvimento de investimentos pesados e da existência de métodos de análise de decisões.

De acordo com Newendorp (1996), estes métodos consideram de maneira quantitativa a presença do risco e da incerteza e provendo meios de incorporar a dimensão do risco a uma lógica e consistente estratégia de decisão sob condições de incerteza. A pedra fundamental para este tipo de análise é conceito de valor esperado - método que combina estimativas de lucratividade com estimativas quantitativas dos riscos, apontando um critério de decisão ajustado a estes riscos. O

conceito não pretende substituir o julgamento dos administradores, mas fornecer um método de análise em que as diversas conseqüências de cada decisão podem ser valoradas e comparadas.

1.3) O Perfil das Companhias Petrolíferas

Tradicionalmente as companhias de petróleo distinguem-se em companhias estatais, *majors* e independentes. O presente trabalho concentrará a discussão nas companhias independentes, contudo, é necessário também introduzir brevemente certos aspectos das demais companhias.

1.3.1) As Companhias Estatais e as *Majors*

As companhias estatais segundo Clô (2000), são empresas controladas por Estados consumidores ou produtores de petróleo e, em ambos os casos, estas companhias constituem importante instrumento de aplicação de políticas públicas de acordo com os interesses de cada país. O surgimento e a importância das empresas estatais explicam-se pela capacidade delas adotarem estratégias competitivas frente às *majors*. Na verdade, a atuação das companhias estatais varia bastante nos diferentes países. Em alguns casos exercem o monopólio do Estado em toda a cadeia da indústria do petróleo, em outros casos atuam juntamente com empresas privadas ao longo da cadeia. De acordo com Linde (2000), recentemente *joint ventures* se tornaram uma forma importante de aliança entre as empresas estatais e privadas, pois estes arranjos permitem às estatais encararem projetos que requerem investimentos de capital adicionais e experiência na elaboração e gestão de contratos para o desenvolvimento de novos campos.

O nível de independência na direção das empresas estatais também varia bastante entre os diferentes países produtores de petróleo. Este nível de autonomia que determina a capacidade de implementar estratégias de mercado apropriadas e métodos de administração eficientes. “Na maior parte dos casos, há uma relação muito próxima entre membros do governo e diretores das companhias” (Linde, 2000, p. 13). Isto ocorre pelo fato de estas companhias terem grande importância para economia nacional e os governos não desejam perder o controle sobre elas. Linde (2000) aponta que em alguns casos pela grandeza de algumas empresas estatais de petróleo, elas

acabam se tornando “um estado dentro do estado”. Contudo muitas destas empresas atuam de forma competitiva internacionalmente e buscam usufruir de suas vantagens competitivas.

As *majors*, por outro lado, são empresas com grande poder de mercado a nível global, surgidas como resultado da competição intrínseca a indústria do petróleo (Almeida e Rodrigues, 2006). São consideradas majors as empresas Exxon Mobil, Total, BP, Royal Dutch/Shell, Chevron, que juntas, em 2005, produziram 11.241.000 b/d e detinham reservas da ordem 32 bilhões de barris (OPEC, 2006). Clô (2000) aponta estas empresas como responsáveis pelo modelo de desenvolvimento inicial da indústria petrolífera. Os significativos poderes de mercado e financeiro destas companhias permitem o envolvimento com os projetos mais arriscados e com maiores possibilidades de lucro existentes na indústria e explorar economias de escala em projetos intensivos em capital, como o transporte, o refino e a comercialização (Almeida e Rodrigues, 2006). As *majors* também se caracterizam por possuírem longa tradição de experiência profissional adquirida; são grandes empresas tanto em termos absolutos quanto relativos; têm alta diversificação geográfica e de produção, assim como um alto nível de integração vertical (Clô, 2000).

Empresas privadas como as majors, por estarem expostas de forma mais direta a concorrência, têm papel fundamental para a pesquisa e o desenvolvimento (P&D) de novas tecnologias. Avanços tecnológicos e maior capacitação profissional se tornam necessários pelo aumento das barreiras à entrada criadas pelos altos custos envolvidos na exploração de petróleo e imposta às empresas interessadas neste tipo de investimento. De forma oposta, as empresas estatais muitas vezes não se vêem estimuladas a empregarem esforços em P&D, e dada a ligação com os governos, em muitos casos suas receitas são alocadas em outras áreas da economia. Em alguns casos, para estas empresas, avanços tecnológicos tornam-se secundários, pois têm garantido o acesso a reservas com baixos custos de exploração e produção, e a apropriação de altas rendas petrolíferas. A rentabilidade destas empresas, muitas vezes, não depende necessariamente do emprego de novas tecnologias, ao contrário do que ocorre com outras companhias, principalmente de capital privado, que por não possuírem tais atributos estão sujeitas a competição mais acirrada.

1.3.2) As Companhias Independentes

Além das companhias estatais e das *majors*, há um segmento da indústria menos conhecido, porém tão relevante quanto os demais, constituído pelas companhias independentes de petróleo. A maioria das empresas presentes no setor petrolífero pertence a este grupo, que é responsável por empregar maior parte da força de trabalho na indústria do petróleo (Almeida e Rodrigues, 2006).

A *Independent Producers Association of America* (IPAA) define como independentes, as companhias não integradas, cujos rendimentos são obtidos basicamente da produção de boca de poço, situadas exclusivamente no segmento de E&P da indústria petrolífera, sem operações no refino e na distribuição.

No entanto, as diversas companhias independentes diferem-se uma das outras em inúmeros aspectos, dentre estes, o porte financeiro de cada uma, o nível de integração e as áreas de atuação. Há empresas com atuação global e ainda assim são consideradas independentes. Diferem-se dos pequenos produtores locais e de empresas de médio porte, mas são classificadas na vasta categoria de empresas independentes.

Assim, para efeitos desta monografia, será considerada independente, a empresa que não reúna, ao mesmo tempo, a característica de ser integrada “do poço ao posto” e com o fato de atuar globalmente. Cabe ressaltar, que empresas estatais, mesmo que se encaixem neste perfil, não serão consideradas independentes.

As empresas independentes desempenham um papel importante no desenvolvimento da indústria do petróleo num contexto de mercado aberto. As *majors* e as estatais, com todo poder e tamanho, não esgotam todas as oportunidades de investimentos e negócios no setor. Estas empresas focam-se, como já dito anteriormente, em projetos de grande porte, com melhores perspectivas de rentabilidade, porém com maiores riscos envolvidos. Desta forma, diversos outros projetos, com menos riscos e menor rentabilidade, não são contemplados pelas *majors* e grandes empresas estatais. São justamente estes projetos que despertam maior interesse nas companhias independentes, pois se ajustam melhor às suas condições de empresas com alta aversão ao risco. É esta função de complementaridade nos

investimentos que dá às independentes um papel relevante no desenvolvimento de uma província petrolífera (Almeida e Rodrigues, 2006).

De acordo com Zamith (2005), pela lógica econômica da indústria do petróleo, os campos produtores em fase declinante em poder das grandes empresas, que pelo perfil de investimento focam-se em projetos de grande potencial, tendem a ser gradualmente transferidos a empresas pequenas e médias que se especializam em campos de baixa produção e garantem a vitalidade dos mesmos. Os volumes declinantes da produção, em geral, se tornam inviáveis para a estrutura das grandes empresas petroleiras, surgindo oportunidades de criação de empresas locais, que poderão empregar na própria região, gerando um pólo de dinamismo econômico (Zamith, 2005).

Estas empresas não têm todo o ciclo do petróleo integrado, ou seja, não estão presentes em toda a cadeia da indústria, operam a custos mais baixos, têm perfil de risco diferenciado e são dotadas de maior flexibilidade (Coelho Neto, 2005).

Os produtores independentes têm papel importante na indústria do petróleo de países com atividades terrestres consolidadas, tais como os EUA, Canadá, Austrália e Argentina (Prates, 2004). Nos EUA, as independentes são responsáveis por 85% dos poços perfurados e por aproximadamente 60% da produção do país (Almeida e Rodrigues, 2006), gerando cerca de 300.000 empregos diretos (Prates, 2004). A região do Texas, nos EUA, é um bom exemplo de desenvolvimento dinâmico e diversificado de campos maduros, que impulsiona a economia do estado gerando empregos, capital humano e tecnologia.

Prates (2004) aponta como eficiência administrativa do produtor independente os seguintes aspectos:

- (i) baixo *overhead*. Administração superior próxima à área de operação e com experiência no negócio;
- (ii) menos burocracia e processo decisório rápido;
- (iii) habilidade de negociação direta dos contratos com prestadores de serviços e fornecedores, simplificando a tomada de preços;

- (iv) freqüentes alianças com investidores regionais, fornecedores e mesmo com proprietários de terra;
- (v) Dedicção ao(s) projeto(s); menor conjunto de poços para administrar, incentivos de performance para funcionários e utilização de tecnologias de recuperação custo-efetivas;

Segundo Prates (2004), o produtor independente deve contar com uma equipe técnica detentora de “conhecimento técnico profundo dos processos de recuperação e informação ou experiência em produção na bacia e no campo” (p.18) e uma equipe gerencial com foco na eficiência, possuidora de conhecimento técnico, experiência na captação de recursos, não apenas no mercado nacional, mas no exterior, assim como na prestação de contas, que seja fiel ao cumprimento das restrições econômicas e atenta aos aspectos regulatórios e jurídicos das operações. Além disso, deve possuir ampla capacidade e competência de planejamento e negociação em relação à logística, mercado, governos locais, trabalhadores, fornecedores, sócios e capitalistas.

As companhias devem buscar uma inserção total na comunidade local, estando ciente dos impactos sociais, econômicos e políticos que a sua atuação pode gerar e dessa forma buscar maximizá-los. De maneira contrária, devem procurar minimizar os impactos operacionais nocivos ao ambiente, a cultura e população local (Prates, 2004).

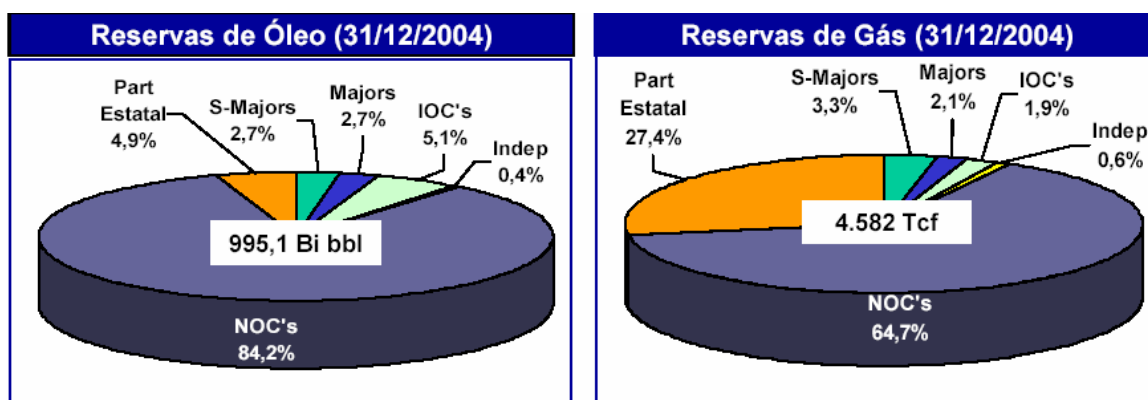
2) A Experiência Internacional

A indústria petrolífera mundial, embora composta por uma extensa quantidade de empresas, se caracteriza pela concentração das reservas, da produção, da capacidade de refinamento por um grupo restrito de companhias. De acordo com a *Petroleum Intelligence Weekly* – PIW (2005), 50 empresas são responsáveis pela maior parte das transações e negócios da indústria. Estas companhias detêm 84% e 70% das reservas mundiais de petróleo e gás natural, respectivamente. Representam, também, 79% da produção mundial de petróleo e 70% da produção de gás natural e 77% das vendas de produtos refinados. Isto se explica em boa parte pelo fato de 22 dentre as 50 empresas serem estatais. Somadas estas 50 empresas, em 2004, seus rendimentos atingiram o montante de US\$ 2,4 trilhões e empregaram 3,2 milhões de trabalhadores.

Além das companhias estatais, o ranking das 50 maiores empresas petrolíferas, elaborado pela PIW, conta ainda com a presença das *majors* e outras grandes companhias internacionais, que vêm obtendo melhores colocações, como resultado das grandes fusões e aquisições ocorridas nos últimos anos. As *majors* figuram entre as 10 mais bem colocadas, com destaque para a Exxon Mobil, classificada em segundo lugar, atrás apenas da estatal saudita Saudi Aramco. As *majors* (incluindo também as *super majors*), embora detenham apenas 5,4% das reservas, tanto de petróleo quanto de gás natural, são responsáveis, respectivamente, por 22,5% e 24,3% da produção mundial de petróleo e gás, (ver FIGURAS 2.1 e 2.2).

FIGURA 2.1

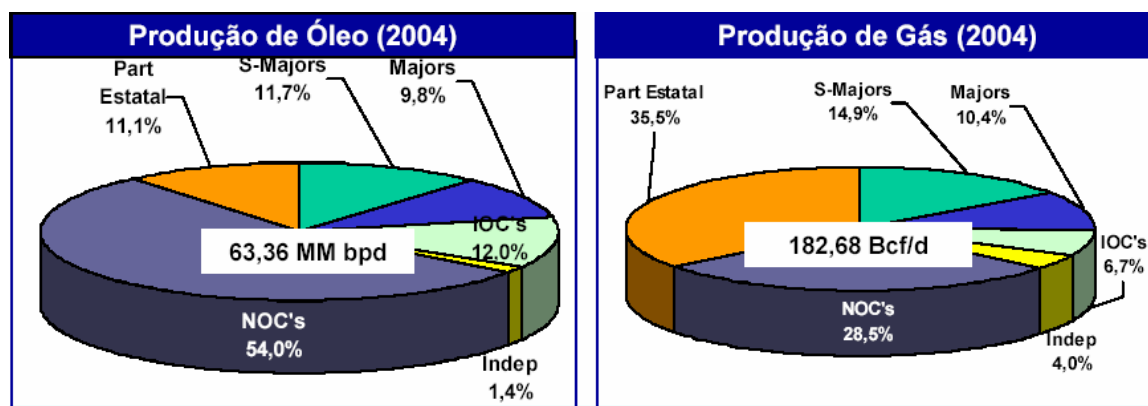
PARTICIPAÇÃO DAS EMPRESAS NAS RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL



Fonte: Azevedo, 2006.

FIGURA 2.2

PARTICIPAÇÃO DAS EMPRESAS NA PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL



Fonte: Azevedo, 2006.

Contudo, o relatório que acompanha o ranking, aponta que as grandes companhias internacionais privadas estão começando a ter restrições em relação ao acesso a grandes reservas, o que limita o panorama de investimentos destas empresas. A redução das reservas em poder destas companhias é corroborada pelos dados apresentados pela OPEC (2006), que indicam uma diminuição de 38,5 bilhões barris para 32 bilhões de barris, no período ente 2001 e 2005 nas reservas das majors. Ao mesmo tempo, enfrentam a concorrência de novas empresas de controle estatal, parcial ou total, como a PetroChina, Petronas e a indiana ONGC, dispostas a encarar riscos significativos, ainda que representem retornos reduzidos.

Embora, as companhias internacionais figurem entre as principais produtoras globais, nenhuma delas está entre as dez empresas detentoras das maiores reservas de hidrocarbonetos, grupo reservado às majors e às estatais (Arnfield, 2005). Isto se explica pelo fato das áreas de grande potencial estarem localizadas principalmente fora das regiões (EUA e Reino Unido) tradicionalmente dominadas por aquelas companhias.

Por outro lado, o acesso aos recursos se constitui na grande vantagem das empresas estatais. Estas empresas dominam as bacias em seus países e podem se utilizar de influência política e do seu status de estatal para acessar regiões em outros países. As principais estatais apresentam um maior crescimento da produção e reservas mais duradouras, agregadamente, do que as companhias privadas

internacionais. Ao mesmo tempo, eventuais desvantagens das empresas controladas por estados nacionais, como a eficiência, acabam sendo compensadas em um cenário de preços do petróleo elevados (Arnfield, 2005).

Com o amplo poder de mercado das grandes empresas petrolíferas internacionais e das estatais, cabe às independentes um papel suplementar, mas não menos importante, dentro da indústria petrolífera. Somadas, estas empresas, formam a maior parcela de companhias do setor, responsáveis por assumir e viabilizar diversos projetos menores, fora do interesse dos grandes *players*, porém essenciais para o desenvolvimento e vitalidade da indústria petrolífera. O segmento das companhias independentes é, também, o grande empregador do setor petrolífero, gerando empregos diretos e indiretos, nas áreas em que operam e ao seu redor.

2.1) Experiências Internacionais com Produtores Independentes

Alguns países apresentam segmentos de produtores independentes bastante desenvolvidos, responsáveis por parcela significativa da produção nacional de petróleo destes Estados. Neste capítulo serão expostas as experiências de três destes países, diversas vezes apontados como modelos neste sentido, quais sejam: Estados Unidos, Canadá e Austrália.

2.2) O Caso dos Estados Unidos

Em 2000, os EUA possuíam aproximadamente 457.000 poços marginais, que produziam cerca de 1,2 milhões de b/d. Esta produção representava 20% do total de óleo produzido internamente e era equivalente ao total de óleo importado da Arábia Saudita pelo país. Desta forma, a preservação de campos marginais é central para a segurança energética dos EUA. Neste país, os campos marginais com produção menor que 15 b/d, representam 75% da produção de petróleo das independentes menores, entre 30% a 60% das médias e 20% da produção das independentes maiores (IPAA, 2000).

De acordo com pesquisa realizada pela IPAA (1998), as empresas independentes estão presentes em 33 estados dos EUA. Segundo Zamith (2005), as empresas independentes são responsáveis por aproximadamente 85% das perfurações de poços de petróleo do país. Estas perfurações respondem

por 65% da produção de gás natural nacional e 40% da produção doméstica de petróleo. De acordo com Prates (2004), produtores norte-americanos investiram em E&P cerca de US\$ 52,9 bilhões em 2004. Neste mesmo ano foram perfurados 36.321 poços, dos quais, como mostrado acima, a maioria de autoria de empresas independentes. Para um exercício de comparação, Prates (2004) aponta que na história da exploração brasileira foram perfurados cerca de 20 mil poços, ressaltando o fato de atividade offshore ser predominante.

Durante década de 90, o número de produtores independentes nos EUA decresceu de aproximadamente 10.000 para cerca de 7.000. Em 2000, cerca de 311.000 trabalhadores estavam empregados na indústria petrolífera americana, em 1990 este número girava em torno de 583.000. De acordo com a IPAA, desde o começo da década de 1980, 470.000 postos de trabalho relacionados à indústria de petróleo e gás natural foram perdidos.

Dentre os produtores independentes dos EUA, estão presentes tanto grandes companhias, como pequenas empresas familiares operando um número reduzido de poços. De acordo com a IPAA, em média as independentes têm 24,5 anos de operação, empregam 11 funcionários em expediente integral e dois em regime de meio expediente. A produção gera uma receita bruta média de US\$ 4.000.000,00 ao ano e uma receita líquida de US\$ 500.000,00 ao ano. Embora a maior parte destas empresas não empregue mais de duas dezenas de trabalhadores, por serem numerosas, coletivamente, são muito importantes para economia do país.

Cada companhia independente tem, em média, 10 *leases* em áreas em terra, com uma produção diária de aproximadamente 120 b/d de petróleo. Porém, a produção diária das independentes que operam *offshore* é mais elevada, em média 446.500 b/d (IPAA, 1998). Muitos dos pequenos e médios produtores norte-americanos, que até então concentravam seus esforços exploratórios em terra, têm direcionado suas operações para atividades *offshore*, principalmente para o Golfo do México, região em que foram responsáveis por 20% das perfurações realizadas em 1997. De acordo com a IPAA (1998), 20% das empresas planejavam operar offshore até 2003, mas apontavam como maiores entraves à entrada delas nesta atividade: falta de capacidade financeira e operacional, custos ambientais e regulamentação governamental. De acordo com Prates (2004), a composição típica da

estrutura de produção destas empresas é de 50 poços de petróleo e 30 de gás, e os projetos costumam variar de US\$ 100.000 até US\$ 50.000.000.

Dentre as empresas que participaram da pesquisa, 17% operavam internacionalmente, enquanto 28,9% pretendiam fazer o mesmo até 2003. Canadá e América do Sul foram as regiões mais apontadas pelas empresas, que também apontaram como maiores impedimentos para atuarem no exterior, a quantidade de capital necessária para os projetos e incertezas no plano político. Segundo Zamith (2005), as empresas independentes norte-americanas, por atuarem em um “ambiente onshore super competitivo” (p.81), têm a oportunidade de se capacitarem primeiramente no mercado interno, para depois se aventurarem em novos mercados no exterior.

Em relação à fonte de capital destas empresas, a IPAA estimou uma composição de capital média em que 36,2% eram provenientes de recursos próprios, 27,8% de bancos e 20,3% de investidores externos. Como a principal fonte de financiamento das independentes americanas é constituída de capital próprio, gastos com investimentos são altamente relacionados com o preço do petróleo. A receita obtida com a venda da produção fornece a maior parcela dos recursos a serem reinvestidos no setor.

Pode-se destacar também, que mais de um quinto das empresas ouvidas na pesquisa, responderam que já negociam suas ações publicamente. O *New York Stock Exchange* (NYSE) é o mercado predominante entre estas firmas, correspondendo a 54,5% das transações, seguido do NASDAQ e do *American Stock Exchange* (AMEX), com 18,2% e 15,9% das transações, respectivamente.

Zamith (2005) destaca a diversificação e a robustez do mercado petrolífero norte-americano, que aliados a um regime regulatório apropriado, permitem um dinamismo permanente na indústria de petróleo dos EUA. Neste mercado há um processo de seleção natural entre as empresas atuantes, em que algumas desaparecem ou são incorporadas a outras, e um grupo de empresas que ao ser capaz de aproveitar as oportunidades reveladas em ambientes mais restritivos, se fortalece.

2.3) O caso do Canadá

O Canadá também se caracteriza pela concentração de um número significativo de produtores independentes no setor de E&P de petróleo. De acordo com a *Canadian Association of Petroleum Producers* (CAPP), as 150 companhias representadas pela associação são responsáveis por mais de 95% do petróleo e gás natural explorados e produzidos no país. Além disso, 130 empresas parapetrolíferas são associadas à CAPP, provendo uma série de serviços para o setor de exploração e produção de petróleo do Canadá.

A indústria petrolífera canadense, distribuída geograficamente em 12 das 13 províncias do país, movimentava anualmente cerca de US\$ 100 bilhões. Em 2006, de acordo com projeções da CAPP, o montante de investimento em bens de capital será de US\$ 41 bilhões, quase o dobro do investimento do setor manufatureiro, previsto em US\$ 21 bilhões. A indústria do petróleo no Canadá gera aproximadamente 500.000 postos de trabalho (diretos, indiretos e induzidos) contribuindo de forma significativa para a economia do país.

No Canadá, entre 2000 e 2005, foram perfurados em média 20.500 poços por ano, equivalente ao dobro da média aferida para toda a década de 90, em que foram perfurados anualmente 10.000 poços. Estes números demonstram o esforço exploratório empregado pela indústria petrolífera canadense, maior fornecedora de petróleo e produtos derivados dos EUA. Para 2006, a CAPP prevê que sejam perfurados cerca de 24.500 poços.

A CAPP tem como objetivos principais: elaborar políticas e sistemas regulatórios eficientes que atendam aos interesses da indústria; apoiar iniciativas de pesquisa e desenvolvimento; atuar como porta voz oficial da indústria; manter uma rede de comunicação no setor; buscar a melhor capacitação dos profissionais da indústria; recomendar taxas e políticas fiscais no intuito de manter o setor de *upstream* da indústria de petróleo do Canadá competitiva internacionalmente.

De acordo com a CAPP, para atrair e encorajar investimentos no país, o governo deve assegurar que as companhias tenham acesso aos hidrocarbonetos em um período de tempo apropriado, garantido através de aprimoramentos no sistema regulatório, tornando-o mais eficiente e focado na

melhor integração entre governos, empresas e órgãos reguladores. A indústria necessita, ainda, de acesso seguro aos mercados para venda de seus produtos, livre de intervenções do governo. Finalmente, aponta a necessidade de políticas fiscais e regulatórias que garantam o Canadá economicamente competitivo em comparação a outras áreas produtoras ao redor do mundo, pois assim como outros ramos da indústria canadense, o setor de upstream compete globalmente por investimentos.

As empresas de petróleo e gás natural canadenses também se caracterizam por negociarem publicamente suas ações. A proporção destas empresas no mercado de ações canadense é maior do que em outros países. O *Toronto Stock Exchange* (TSX) tem mais empresas petrolíferas registradas do que qualquer outro mercado aberto, contando com 448 empresas, seguido pelo NYSE com 119 companhias. Em 2005, as empresas petrolíferas canadenses com negociações em mercado aberto levantaram US\$ 7.1 bilhões em transações (Vilas, 2006).

2.4) O Caso da Austrália

A Austrália também costuma ser citada em relação à presença de empresas independentes atuando no upstream da indústria do petróleo. De acordo com a *The Australian Petroleum Production and Exploration Association* (APPEA), operam no setor de E&P do país 60 companhias e há, ainda, a presença de quase uma centena de empresas fornecedoras de materiais e prestadoras de serviços, ligadas à indústria petrolífera, que, em 2003, empregaram diretamente 15.000 trabalhadores. Em relação aos empregos indiretos, os números são ainda mais significantes, com 30.000 postos de trabalhos gerados apenas na região oeste da Austrália (APPEA, 2006).

As empresas que compõem o setor de upstream australiano podem ser divididas da seguinte forma, conforme a APPEA (2006). As *super-majors*, focadas principalmente nas grandes oportunidades de exploração e produção de gás natural offshore; as grandes companhias australianas, capazes de financiar suas atividades de E&P com o próprio fluxo de caixa da produção, envolvidas predominantemente com projetos de grande escala em áreas offshore; companhias internacionais focadas em atividades tanto onshore quanto offshore; as companhias australianas médias são tipicamente detentoras de ativos em produção, localizados em diversas regiões do país, assim como

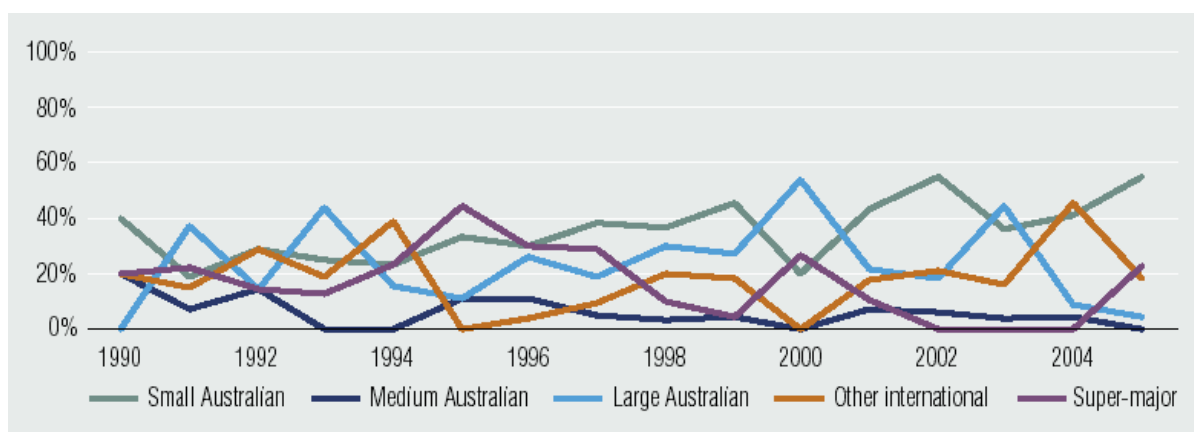
em países vizinhos; e as pequenas empresas australianas, que embora, individualmente, produzam pouca quantidade, conjuntamente, consistem em exploradores essenciais. Estas empresas têm recursos limitados ao mercado de capitais, e representam o maior grupo de empresas envolvidas no upstream do país.

Os gráficos 2.1 e 2.2 ilustram a atividade relativa de cada uma das categorias de empresas, baseado nas permissões para operação, concedidas no período entre 1990 e 2005. Nas áreas *offshore* (gráfico 2.1), houve uma grande alternância entre categorias de empresas detentoras da maior quantidade de permissões. Cabe, ressaltar a participação relevante das companhias de pequeno porte durante todo período analisado, e um distanciamento significativo em relação às demais categorias em relação ao número de permissões. Nas áreas onshore (gráfico 2.2), as pequenas empresas mantiveram o domínio como operadoras durante toda a série. Em 2005, representaram 90% das empresas em operação no país.

Na ótica da APPEA (2006), a diversidade dos agentes atuantes na indústria petrolífera australiana tem sido o principal fator de sucesso do setor. De pequenos exploradores às grandes companhias internacionais, os diversos interesses envolvidos são vitais para a dinamização e desenvolvimento do setor e sua contribuição em termos econômicos para o país.

GRÁFICO 2.1

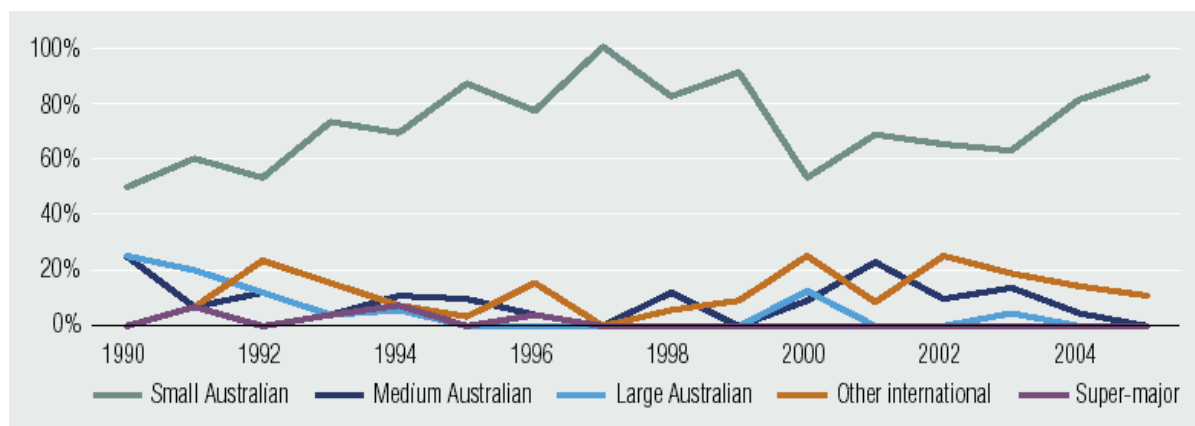
PERMISSÕES CONCEDIDAS PARA EXPLORAÇÃO *OFFSHORE* POR CATEGORIA DAS EMPRESAS OPERADORAS (1990-2005)



Fonte: APPEA, 2006.

GRÁFICO 2.2

PERMISSÕES CONCEDIDAS PARA EXPLORAÇÃO *ONSHORE* POR CATEGORIA DAS EMPRESAS OPERADORAS (1990-2005)



Fonte: APPEA, 2006.

O setor de serviços ligados ao upstream também é composto tanto por grandes empresas internacionais, como a Schlumberger e a Halliburton, quanto por empresas locais australianas que atuam regionalmente provendo suporte logístico as empresas de E&P. Muitas destas empresas fornecem serviços especializados, focadas somente no setor de upstream da indústria petrolífera. Mais recentemente, algumas delas começaram a expandir suas atividades para além da Austrália, operando em outros países da região.

A indústria do petróleo tem impacto significativo na economia australiana. Segundo a APPEA (2006), em 2005, foram exportados 12,6 bilhões de dólares australianos em petróleo bruto, consistindo na segunda commodity em valor exportado, ficando atrás apenas do carvão. Neste mesmo ano, a produção de petróleo do país foi valorada em 24 bilhões de dólares australianos e o pagamento de taxas ao governo foi de 7,6 bilhões. Além disto, de um aumento de 20% na produção de petróleo leva a um crescimento de 0,4 a 0,5 por cento no PIB australiano e a um crescimento de 0.2 a 0.4 por cento no nível de emprego do país (APPEA, 2004).

As bacias sedimentares australianas são relativamente pouco exploradas, algumas delas não possuem estudo algum, tornando desconhecido o real potencial de hidrocarbonetos do país. Por esta

razão, o encorajamento para um maior esforço exploratório se tornou uma prioridade para o governo, reconhecido pelo Primeiro Ministro australiano, no Comitê de Desenvolvimento Econômico da Austrália, em julho de 2006.

Neste sentido, o governo destinou 25 milhões de dólares australianos para aquisição de dados geológicos e geofísicos, no período de 2003 a 2007, com prioridade para áreas *offshore*. Este investimento, denominado pelo governo de “trabalho pré-competitivo”, também se destinará a modernização dos dados já obtidos. O governo deste país entende que o conhecimento geológico das bacias por parte das empresas, e a conseqüente diminuição do risco, é essencial para atraí-las e promover a atividade exploratória na Austrália. Há, também, a preocupação em assegurar às empresas, desejosas em investir em E&P no país, o acesso às áreas exploratórias, em terra e mar, em um período de tempo razoável, evitando custos extraordinários causados pelo retardamento da liberação.

3) A Abertura do Setor Petrolífero no Brasil e o Papel dos Produtores Independentes

Neste capítulo será apresentado um breve histórico do setor petrolífero brasileiro a partir do fim do monopólio estatal e as implicações para o setor de E&P e serão descritos, de maneira sucinta, os processos de qualificação exigidos para empresas participarem das rodadas de licitação. Também será apresentado um resumo dos resultados das rodadas de licitação para blocos com risco exploratório e para áreas inativas contendo acumulações marginais e perspectivas para a formação de um mercado e um mercado de campos maduros e marginais no Brasil que proporcione uma ampla participação de produtores independentes.

3.1) A Abertura do Setor

Entre 1953 e 1995, a exploração, lavra, transporte, comercialização e distribuição de petróleo e gás foi exercida através de monopólio pela empresa estatal Petrobras. Em 1995, a Emenda constitucional nº. 9, alterou o artigo 177 da Constituição Federal, marcando o início da abertura do setor de petróleo e gás no Brasil. A emenda manteve o monopólio sob a égide da União, mas permitiu que outras empresas, além da Petrobras, exercessem atividades de exploração e produção no país através de contratos de concessão. Em 1997, a emenda foi regulamentada e a abertura complementada, com a Lei nº. 9.478, a “Lei do Petróleo”.

A Lei nº. 9.478 foi sancionada, com o objetivo de proteger os interesses do consumidor em relação aos preços, qualidade e oferta do produto, promover a livre concorrência, atrair investimentos para a área de energia e aumentar a competitividade do país no mercado internacional.

A lei não só regulamentou a quebra do monopólio da Petrobras nas atividades da indústria petrolífera, como criou dois novos institutos, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O CNPE tem como objetivo assessorar o Presidente da República na formulação de Política Energética. Já a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis (artigo 8º, *caput*, da Lei nº. 9.478/97). À ANP compete, também, promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das

atividades de exploração, desenvolvimento e produção; regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas; elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução (artigo 8º, incisos II, III e IV, da Lei nº. 9.478/97).

É importante ressaltar que embora, a empresa estatal, Petrobras, tenha passado a exercer suas atividades em caráter de livre competição, a Lei 9.478/97, artigo 21, declara de forma expressa o monopólio da União: “todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP”.

Além disto, a lei assegurou à Petrobras os direitos de produção nos blocos, nas fases de exploração e desenvolvimento, em que a empresa tivesse realizado investimentos e o direito sobre campos que já estivessem em fase de produção (Canelas, 2004).

3.2) Qualificação das Empresas para Operar em E&P no Brasil

As empresas interessadas em participar das rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo em território brasileiro devem atender as condições e os requisitos presentes nos Editais de Licitação divulgados pela ANP. Os processos de qualificação são distintos para as áreas com risco exploratório e para as áreas inativas contendo acumulações marginais, devendo obedecer aos respectivos editais. Em ambos os processos as empresas obterão qualificações técnicas, financeiras e jurídicas, emitidas pela ANP.

Nesta seção, serão apontados os pontos mais relevantes em relação ao processo de qualificação das empresas. Maiores detalhes podem ser encontrados nos editais divulgados pela ANP para cada processo de licitação.

3.2.1) Qualificação para Áreas Com Risco Exploratório

Segundo o Edital da Sétima Rodada de Licitações, referente às áreas com risco exploratório, as empresas interessadas em participar do leilão, são qualificadas como operadoras “A”, “B”, “C” de acordo com as qualificações técnicas, financeiras e jurídicas, emitidas pela ANP.

As empresas devem declarar se desejam participar como Operadora ou Não Operadora, neste ultimo caso só é possibilitado a empresa participar da licitação em consórcio com outras empresas, desde que uma delas seja classificada como Operadora.

A partir da qualificação obtida pela empresa, ela estará habilitada a participar da licitação e eventual exploração de diferentes tipos de blocos, caso vencedora. A empresa classificada como Operadora “A” poderá operar em qualquer bloco, inclusive aqueles localizados em águas profundas. A empresa classificada como Operadora “B” estará autorizada a operar em blocos situados em águas rasas e em terra, enquanto a empresa que obtiver a classificação “C” só poderá operar nos blocos situados em terra.

A qualificação técnica das empresas é baseada na comprovação de experiências em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, na qualidade ou não de operadora do campo. Para cada empresa são computados pontos de acordo com o local de operação e o tempo de experiência, conforme especificado na tabela 3.1. São atribuídos, ainda, pontos para a experiência do quadro técnico e gerencial da empresa (ver tabela 3.2), volume da produção operada e operações em ambientes adversos.

TABELA 3.1**PONTUAÇÃO DA EMPRESA EM FUNÇÃO DO SEU TEMPO DE EXPERIÊNCIA E DO LOCAL DE OPERAÇÃO**

Tempo de Experiência, T(anos)	$2 \leq T < 5$	$5 \leq T < 10$	$T \geq 10$
	Pontuação		
Local de Operação			
Terra	5	10	15
Águas Rasas	10	15	20
Águas Profundas	15	20	25

Fonte: ANP

TABELA 3.2**PONTUAÇÃO DA EMPRESA EM FUNÇÃO DA QUALIFICAÇÃO DO SEU QUADRO TÉCNICO: TEMPO DE EXTERIÊNCIA E TIPO DE ATIVIDADE**

Tempo de Experiência, T(anos)	$2 \leq T < 5$	$5 \leq T < 10$	$T \geq 10$
	Pontuação		
Área de atividade			
Exploração	3	6	9
Perfuração	3	6	9
Avaliação de Reservatórios	3	6	9
Produção	3	6	9

Fonte: ANP

Desta forma, para efeitos de enquadramento das empresas na qualificação técnica, a Comissão Especial de Licitação (CEL) utilizará o seguinte critério:

- 1 a 24 pontos: Operadora “C”
- 25 a 80 pontos: Operadora “B”
- 81 pontos ou mais: Operadora “A”

A classificação final da empresa como operadora “A”, “B” ou “C”, no entanto, é condicionada a ao valor do Patrimônio Líquido mínimo exigido (ver tabela 3.3), que será verificado no momento da qualificação financeira da empresa, assim como as demais informações requeridas no edital.

TABELA 3.3
PATRIMÔNIO LÍQUIDO MÍNIMO EXIGIDO

Qualificação da Empresa	Patrimônio Líquido mínimo exigido
A	Maior ou igual a R\$ 22.000.000,00
B	Maior ou igual a R\$ 20.000.000,00
C	Maior ou igual a R\$ 1.000.000,00*

Fonte: ANP

Em relação à qualificação jurídica devem ser fornecidos o estatuto ou contrato social da empresa, declaração expressa do representante credenciado a respeito da existência de toda e qualquer pendência legal ou jurídica relevante. A empresa estrangeira é ainda obrigada a apresentar, além dos documentos citados anteriormente, comprovação de que a empresa encontra-se organizada e em regular funcionamento, de acordo com as leis de seu país, e o compromisso, caso vencedora, de constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, ou indicação de empresa já constituída.

3.2.2) Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais

As empresas interessadas em operar nas áreas inativas contendo acumulações marginais também devem obter qualificação técnica, financeira e jurídica, emitida pela ANP. Entretanto, o processo e as condições exigidas pelo respectivo edital, divulgado para a Segunda Rodada de Áreas Inativas, realizado em junho de 2006, são mais simples, uma vez que este tipo de leilão busca atrair empresas de pequeno e médio porte.

Em relação à qualificação técnica, as empresas devem apresentar um sumário técnico contendo uma declaração demonstrando interesse na condição de Operador ou Não Operador e uma descrição dos principais projetos e atividades da empresa, deixando claro se a empresa é do ramo de petróleo ou não. Aquelas empresas que desejarem ser qualificadas como Operadoras devem comprovar capacitação técnica de quadro próprio ou contratação de serviços de terceiros.

Quanto à qualificação financeira, as empresas devem comprovar um Patrimônio Líquido mínimo de R\$ 50.000,00, apresentar referências bancárias mencionando o histórico do relacionamento da empresa com o banco e as Demonstrações Financeiras completas dos três últimos anos.

Finalmente, as empresa devem informar de forma detalhada a cadeia de controle societário existente entre a matriz ou a empresa controladora e a requerente, a fim de obter a qualificação jurídica. Devem ser preenchidas também as demais condições exigidas pelo edital.

3.3) Rodadas de Licitações para Blocos com Risco Exploratório

Em agosto de 1998, ocorreu o “*round zero*” (rodada zero), onde foram assinados 397 contratos entre a ANP e a Petrobras. Foram concedidos 115 blocos, em alguns ocorreram parcerias da Petrobras com empresas entrantes em E&P no Brasil. De acordo com Canelas (2004, p. 46), “do ponto de vista dos resultados exploratórios, este foi o melhor sucedido dos *rounds*, dado que as principais descobertas de óleo das empresas entrantes se deram em blocos oriundos deste *round*”. Para o mesmo autor, a presença da Petrobras foi fundamental para a viabilização da abertura e se manteve como “a única determinante do crescimento do segmento de E&P no país em direção à sua meta de auto-suficiência no suprimento de (óleo) cru” (p.47).

A partir de 1999, ocorreram anualmente rodadas de licitação de blocos com risco exploratório, contabilizando sete rodadas até 2005, além das duas Rodadas de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais, em 2005 e 2006. Assim, a ANP concluiu sete rodadas de licitação de blocos com risco exploratório entre 1999 e 2005, concedendo em total de 594 blocos exploratórios. Os modelos exploratórios contemplados nas rodadas foram os seguintes: blocos em bacias de elevado potencial para descobertas de gás natural e petróleo, visando recompor as reservas nacionais e o atendimento da crescente demanda interna; blocos em bacias de novas fronteiras tecnológicas ou do conhecimento, com o objetivo de atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, buscando identificar novas bacias produtoras; e blocos em bacias maduras, objetivando oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas, em bacias densamente exploradas, possibilitando a continuidade da exploração e a

produção de petróleo e gás natural nestas regiões onde essas atividades exercem importante papel sócio-econômico (ANP, 2005).

As rodadas foram bem sucedidas contando com uma média de 33 empresas habilitadas para as licitações dos blocos. No entanto, a participação de empresas brasileiras foi relativamente baixa até a Sexta Rodada, em 2004 (ver tabela 3.4), embora a Petrobras seja a maior vencedora dos leilões realizados.

A pequena participação de empresas nacionais nas rodadas, principalmente até a Quinta Rodada, se deveu ao fato da ANP, no intuito de atrair as grandes empresas internacionais para o país, ter priorizado à concessão de grandes blocos offshore, incompatíveis com o perfil de investimento das empresas brasileiras, que exceto a Petrobras, são pequenas e médias independentes.

TABELA 3.4
AS RODADAS DE LICITAÇÃO DE BLOCOS COM RISCO EXPLORATÓRIO E AS EMPRESAS
HABILITADAS

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7
Total de Empresas Habilitadas	38	45	42	29	12	24	44
Total de Empresas Brasileiras	3	5	6	4	4	8	22
Brasileiras / Total	0,08	0,11	0,14	0,14	0,33	0,38	0,5
Blocos Onshore Ofertados	5	10	10	15	254	294	509
Blocos Onshore Concedidos	1	6	6	13	20	89	210
Blocos Offshore Ofertados	22	13	43	39	654	619	625
Blocos Offshore Concedidos	11	13	28	8	81	65	41

Fonte: ANP

Neste contexto, as primeiras rodadas foram dominadas pela Petrobras e pelas grandes empresas internacionais, as *majors*, atraídas pelo processo de abertura do mercado. Contudo, o número de companhias participantes foi decrescendo progressivamente na medida em que as grandes

companhias se estabeleceram no país e voltaram seus esforços para a exploração dos blocos obtidos nas licitações anteriores. Segundo Canelas (2004, p.48), a “primeira fase de entrada das majors internacionais, aparentemente, havia se concretizado nos três primeiros *rounds*”.

A partir da Quinta Rodada a ANP buscou reduzir o tamanho dos blocos ofertados e aumentar a oferta de blocos em terras, cujos riscos geológicos são menores. Foi introduzido o modelo de células, no qual as bacias sedimentares passaram a ser divididas em setores, e estes divididos em células (blocos menores). Com a redução do custo de aquisição dos blocos, proporcionada pelas medidas efetuadas pela ANP, o número de empresas independentes, inclusive brasileiras, participantes e vencedoras aumentou significativamente.

Também pôde ser observado o aumento da oferta de blocos onshore, cuja oferta era bastante reduzida até a Quarta Rodada e aumentou expressivamente nos eventos seguintes (ver tabela 3.4). Apesar de efetuada ainda na Quinta Rodada, as medidas surtiram efeito relevante apenas nas rodadas seguintes. O número de ofertas vencedoras de companhias independentes brasileiras ou regionais, a maior parte de procedência argentina, aumentou de 10% para 47% da Quinta para a Sétima Rodada. Até 2005, estavam sendo exploradas no país 125 áreas onshore, espalhadas pelas bacias Potiguar, Espírito Santo, Solimões, Sergipe-Alagoas e Recôncavo, oriundas das rodadas zero até a Sexta edição. A Petrobras concentra a maior parte delas, sendo responsável pela operação de 48 áreas. Em relação à produção, apenas 14 campos estavam sendo operados por novos *players*, dos quais, nove pela Petrosynergy, quatro pela W. Washington e um pela UP Petróleo. A Petrobras também responde pela maior parte destes campos, sendo responsável por 177 deles. (Brasil Energia, 2005)

Ainda na Quinta Rodada foram efetuadas mudanças nos critérios do *bid*, buscando atrair empresas de pequeno e médio porte para o processo de licitação. Assim o peso do bônus de assinatura na avaliação das ofertas caiu de 85% para 30%. Desta forma, reduziu-se a vantagem das majors diante das demais empresas no que se refere ao montante de capital despendido na licitação. Além disto, o peso do Conteúdo Local foi aumentado de 15% para 40%, demonstrando a intenção de fomentar a indústria nacional ligada ao setor, e Programa Exploratório Mínimo (PEM) passou a compor o valor das ofertas, com um peso de 30%. O aumento do peso do conteúdo nacional no

resultado das ofertas se explica pelo objetivo de aumentar a atratividade do país a companhias independentes e por consistir em um mecanismo de estímulo a recuperação da atividade industrial no país, e conseqüentemente da renda, emprego e capacitação da indústria nacional de bens de capital (Canelas, 2004).

Os critérios de avaliação das ofertas foram mantidos na rodada seguinte e alterados na Sétima Rodada, em que o peso do bônus de assinatura na composição na nota elevou-se para 40%, o PEM continuou representando 40% e o Conteúdo Local teve seu peso reduzido para 20%.

A Sétima Rodada de Licitação de Blocos com Risco Exploratório, como pode ser observado na tabela 3.1, contou com a presença mais numerosa de empresas nacionais, 22 no total, quase três vezes mais que a maior participação verificada anteriormente. Destas 22 empresas, 14 participaram pela primeira vez de uma rodada de licitação. Nesta rodada, dos 251 blocos exploratórios concedidos, 154 foram arrematados por treze empresas nacionais, entre elas, seis estreantes.

3.4) Rodadas de Licitações para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais

Campos marginais são ocasionalmente confundidos com campos maduros, pois muitas vezes um campo pode ser classificado em ambos os estágios simultaneamente. Segundo Souza (2003, *apud* Coelho Neto, 2005), campo maduro é aquele em estágio avançado de exploração, cuja produção encontra-se em fase declinante. Nesta fase, geralmente, é crescente a produção de água ou gás e há o envelhecimento de equipamentos de superfície e subsuperfície. Do ponto de vistas de empresas que têm todo o ciclo do petróleo integrado, abrangendo as fases de exploração, produção, refino e distribuição, caso das majors e estatais, os campos maduros, a partir de uma conceituação econômica, são ocasionalmente considerados campos marginais, pois os resultados agregados por eles são marginais (Coelho Neto, 2005).

Campos marginais são aqueles que estão chegando ao seu limite econômico por qualquer razão técnica ou econômica, não sendo necessariamente um campo maduro, pois é possível que um campo novo seja economicamente marginal (Souza, 2003, *apud* Coelho Neto, 2005). De acordo com

Monteiro e Chambriard (2002), aproximadamente 50% dos campos brasileiros são marginais e estes representam apenas 1% das reservas provadas do país.

Prates (2004) define campos marginais como:

“... 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 e cujos investimentos necessários ao incremento da produção já não coincidam com os objetivos e escala de tal operador” (p.6).

Para o mesmo autor, entre os fatores que podem determinar tal marginalidade estão: maturidade e declínio final da produção; 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 mercado consumidor; baixa prioridade no plano de investimento da empresa.

Prates (2004, p.7) aponta, ainda, que campo marginal “é um conceito econômico, cujos critérios de definição dizem respeito a uma decisão empresarial e fatores econômicos externos”, enquanto campo maduro é um “conceito técnico (operacional), associado apenas ao declínio do perfil de produção por idade”.

No intuito de atrair empresas de pequeno e médio porte para o segmento de E&P, mais especificamente na produção de petróleo em bacias terrestres maduras, onde a infra-estrutura para tratamento e transporte já estão instaladas, a ANP passou a promover rodadas de licitação de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais. As Áreas oferecidas nestas rodadas, segundo os motivos expostos pela ANP, foram selecionadas considerando a possível reativação da produção de campos com recursos conhecidos que não atraem o interesse econômico das grandes empresas, face ao retorno dos investimentos para o baixo volume de hidrocarbonetos recuperáveis, podendo, entretanto representar oportunidades interessantes a pequenas e médias empresas.

De acordo com audiência pública promovida pela ANP, a meta deste novo processo de licitação é acrescentar mais empresas petrolíferas de pequeno e médio porte ao cenário brasileiro. Em termos gerais, estas rodadas visam à reativação da produção pelo reaproveitamento dos poços já perfurados; maior utilização de bens e serviços de conteúdo nacional; geração de postos de trabalho; disseminação de práticas de produção terrestres; e a introdução de mecanismos regulatórios específicos para o pequeno operador de campo petrolífero.

Contudo, antes da realização deste novo processo, foi realizado em 2001, o que se chamou de “Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros da Petrobras”, almejando o mesmo objetivo, a atração de empresas independentes para o setor de E&P. Porém, tal iniciativa foi um grande fracasso. Dos 73 campos oferecidos, divididos em 11 grupos, apenas 13 campos foram vendidos, um grupo em Alagoas e outro na Bahia.

Monteiro e Chambriard (2002) apontam como razões do fracasso: lances mínimos muito elevados; escassez de serviços disponíveis no mercado, uma vez que todos os equipamentos estavam alugados a Petrobras; e a ausência de incentivos financeiros às eventuais empresas compradoras. Prates (2004) sinaliza outras razões que contribuíram para o insucesso: não admissão do conceito de parceria ou consórcio para os projetos; processo licitatório confuso e mal organizado; inexperiência da ANP; condições contratuais oferecidas, preço de compra do óleo e ambiente operacional desfavoráveis.

Em 2005, juntamente com a Sétima Rodada de Licitação de Blocos com Risco Exploratório, ocorreu a Primeira Rodada de Licitação de Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais. Já a segunda ocorreu, em evento separado, em junho de 2006. A ANP já havia tentado incluir alguns dos “campos marginais” em blocos exploratórios em rodadas anteriores, visando o valor dos mesmos, contudo a iniciativa não revelou muito atrativa.

A iniciativa de realizar as rodadas exclusivas para essas áreas, obteve sucesso significativo. Foram oferecidas 17 áreas na Primeira Rodada e 14 na Segunda, contando com a presença de 91 e 50 empresas habilitadas, respectivamente. Enquanto a Primeira Rodada se destacou pelo montante de investimentos mínimos comprometidos pelas empresas para os dois anos seguintes através do

Programa de Trabalho Inicial (PTI), a Segunda Rodada arrecadou em bônus de assinatura uma quantia correspondente ao triplo da rodada anterior (ver tabela 3.5).

TABELA 3.5
RODADAS DE LICITAÇÃO DE ÁREAS CONTENDO ACUMULAÇÕES MARGINAIS

	Primeira Rodada (2005)	Segunda Rodada (2006)
Número de Áreas Oferecidas	17	14
Número de Áreas Arrematadas	16	11
Empresas Habilitadas	91	50
Empresas que Apresentaram Ofertas	53	30
Total de Bônus de Assinatura	R\$ 3.045.804,00	R\$ 10.677.058,00
Total de Investimentos em PTI	R\$ 61.820.000,00	R\$ 24.000.000,00

Fonte: ANP

Mais do que isso, a realização destes leilões, não só atraiu empresas de pequeno e médio porte, já existentes para a atuarem segmento de produção de petróleo, como incentivou a criação de diversas outras novas empresas. A maior parte destas novas empresas provinha de outros setores da economia, ligadas a atividades econômicas não relacionadas à indústria do petróleo. No entanto, havia também empresas, prestadoras de serviços e fornecedoras de materiais, já vinculadas à indústria do petróleo – chamadas empresas parapetrolíferas, como pode ser observado na Tabela 3.6, referente às empresas habilitadas a participar na Primeira Rodada de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais.

TABELA 3.6
SETORES DE ORIGEM DAS COMPANHIAS PARTICIPANTES NA PRIMEIRA RODADA DE ÁREAS INATIVAS CONTENDO ACUMULAÇÕES MARGINAIS

Setor de <i>Downstream</i>	9
Setor de <i>Upstream</i>	13
Engenharia	20
Logística e Transporte	5
Parapetrolífero	11
Construção Civil	5
Consultoria	8
Mineração	5
Outros	15
Total	91

Fonte: Almeida e Rodrigues (2006)

Estas licitações permitem que pequenos e médios produtores atuem no setor do upstream, sem a necessidade de parcerias e consórcios com grandes empresas, pois para a revitalização das áreas com acumulações marginais os investimentos são significativamente menores em relação aos exigidos para os blocos exploratórios, e a perspectiva de retorno do investimento fica em torno de três a quatro anos (Gasenergia, 2005).

3.5) Os Produtores Independentes e um Mercado de Campos Maduros e Marginais no Brasil

Segundo Monteiro e Chambriard (2002), as bacias maduras brasileiras em terra podem se tornar um importante mercado para empresas independentes de médio e pequeno porte. De fato, prevalece na indústria do petróleo brasileira o consenso de que campos terrestres, marginais ou maduros, constituem a grande oportunidade para o estabelecimento destas empresas no Brasil, e para a conseqüente formação de um segmento forte formado por elas.

Essa percepção se fortalece ainda mais, pelo claro desinteresse das grandes empresas em relação aos campos com produção declinante, principalmente os campos marginais. Fato evidenciado pela devolução de campos incluídos em blocos exploratórios. Se estes campos não atraem empresas de grande porte, podem se enquadrar perfeitamente ao perfil de empresas menores. Embora o prêmio seja pequeno, e não atrativo para empresas maiores, o risco de reentrada em operação de poços localizados em áreas onde há reservas comprovadas também é reduzido, e as empresas menores podem se aproveitar do principal ativo destes campos, que são os poços já perfurados, cujo reaproveitamento pode ser feito com baixos custos (Química e Derivados, 2004). Em bacias madura onshore “prevalecem oportunidades de ganhos menores que são compensadas por riscos geológicos igualmente mais digeríveis, pois o longo histórico de perfurações e produção disponibilizou grandes quantidades de informações” (Zamith, 2005, p.65).

De acordo com Coelho Neto (2005), para empresas que não têm o ciclo integrado, que operam a custos mais baixos ou dominam tecnologias mais avançadas, ou seja, as independentes, os campos maduros considerados economicamente marginais para grandes produtores, podem se tornar comercialmente viáveis. Para o mesmo autor, ganhos de produtividade em campos marginais estão

muito mais associados à disponibilidade de recursos humanos para cada projeto, do que o aporte financeiro. Pois a logística de suprimentos de material, assim como o escoamento e tratamento da produção constituem atividades complexas e exigem não só investimentos, como também muita dedicação gerencial por parte do operador do campo. “O incremento de produção não está somente ligado à aplicação de tecnologias de produção. Está diretamente ligado a criatividade da área operacional e à capacidade de atuar em conjunto para driblar as dificuldades e manter uma logística focada na produção” (Coelho Neto, 2005, p.19).

Para Monteiro e Chambriard (2002), o estabelecimento de companhias de pequeno e médio porte no mercado brasileiro, poderia significar: (i) aumento na produção *onshore* de petróleo e gás natural; (ii) aumento da arrecadação dos estados e municípios; (iii) criação de um número significativo de novos postos de trabalho; (iv) aumento dos investimentos nas bacias terrestres brasileiras; (v) incorporação de reservas novas e de baixo risco.

Segundo eles, um mercado brasileiro de campos marginais, em uma primeira fase, contribuiria com a criação de aproximadamente 6.000 novos empregos diretos. Prates (2004) aponta que “em um segundo momento, o desenvolvimento gradual da indústria de prestação de serviços, fornecimento de equipamentos, apoio, conexões com *downstream* e outras atividades ancilares” (p.17) expandiria de forma mais intensa o mercado de trabalho em torno da produção.

Prates (2004) destaca ainda, que estas atividades propiciam a interiorização do investimento, dos empregos e do desenvolvimento tecnológico. Além disto, para o autor, a operação de campos marginais por produtores independentes permite o prolongamento da vida econômica destes campos, possibilita a extensão da presença do investimento na região e manutenção dos pagamentos de royalties e pagamentos aos superficiários no local.

Para constituição de um mercado deste tipo, Monteiro e Chambriard (2004) indicam como necessárias, as seguintes medidas de curto prazo para o estabelecimento sólido de um segmento de empresas brasileiras independentes: selecionar e tornar público um portfólio de campos marginais; elaborar condições de financiamento apropriadas para a aquisição de concessões; e aprimorar o sistema de taxação de indústria petrolífera nacional.

Na visão de Mendes (2006), a formação de um *cluster* seria necessária para o desenvolvimento das empresas independentes no país. O conceito de *cluster* está relacionado à idéia de empresas vinculadas industrial ou comercialmente (Silva, 2004). Segundo Porter (2001), são conglomerados geográficos de empresas de determinado setor e de atividades correlacionadas. Clusters consistem de indústrias e instituições com ligações particularmente fortes entre si, tanto horizontal como verticalmente e, geralmente, incluem empresas de produção especializada, empresas fornecedoras, prestadoras de serviços, instituições de pesquisa, instituições públicas e privadas de suporte fundamental. Para este autor, a essência do desenvolvimento de clusters está na criação de capacidades produtivas especializadas dentro de regiões para a promoção de seu desenvolvimento econômico, ambiental e social. Estes tipos de conglomerados se expandem em direção aos clientes e canais de distribuição e atraem para si empresas fabricantes de produtos complementares e serviços afins.

A partir da formação deste cluster, estariam dadas as condições para a criação de um Mercado de Campos Marginais e Maduros; a consolidação do setor de serviços relacionados à indústria de petrolífera; o desenvolvimento de mecanismos de financiamento; e as intervenções governamentais poderiam ser otimizadas (Mendes, 2004).

4) Pesquisa Sobre Fatores de Atratividade para Investimentos em E&P no Brasil e Análise das Respostas

Com o objetivo de identificar os obstáculos e as vantagens apresentadas pela indústria petrolífera nacional para o desenvolvimento das companhias independentes, foi realizada uma pesquisa com empresas atuantes no setor de petróleo e gás. A pesquisa foi feita durante o Congresso *Brazil Onshore*, ocorrido entre os dias 27 e 30 de Novembro de 2006. A escolha deste evento para a realização da pesquisa se justificou pelo fato de estarem presentes empresas brasileiras de pequeno e médio porte, potenciais formadoras de um segmento de empresas independentes no país, além de empresas internacionais, todas com expectativas de investir no setor petrolífero brasileiro.

O foco da pesquisa foi captar a percepção das diversas empresas participantes, nacionais e estrangeiras, em relação aos fatores de atratividade para investimentos presentes ou ausentes no setor de petróleo no Brasil. Ao todo foram entrevistados representantes do corpo decisório de 40 companhias e instituições presentes ao evento. Dentre as empresas participantes estão presentes: aquelas diretamente ligadas às atividades de exploração, produção e distribuição de petróleo, gás e derivados, ou seja, as empresas de petróleo e gás; fornecedoras especializadas no fornecimento de bens e serviços para indústria petrolífera; e os fornecedores não especializados, que além de outros setores, atendem também a indústria do petróleo.

Como visto anteriormente neste trabalho, parcela relevante das empresas participantes das rodadas de licitações de áreas inativas contendo acumulações marginais realizadas pela ANP era proveniente de setores diversos à indústria petrolífera, embora muitas já atuassem junto às empresas de petróleo como prestadoras de serviços e fornecedoras de matérias. A maioria se tratava de firmas recém criadas, com pouca ou nenhuma experiência em projetos de E&P de petróleo, desejosas em se estabelecer no ramo. Desta maneira, a pesquisa buscou englobar todas as firmas que de alguma forma estivessem ligadas ao setor petrolífero e não apenas aquelas ligadas ao *upstream*, pois aquelas são potenciais formadoras do segmento de produtores independentes no país.

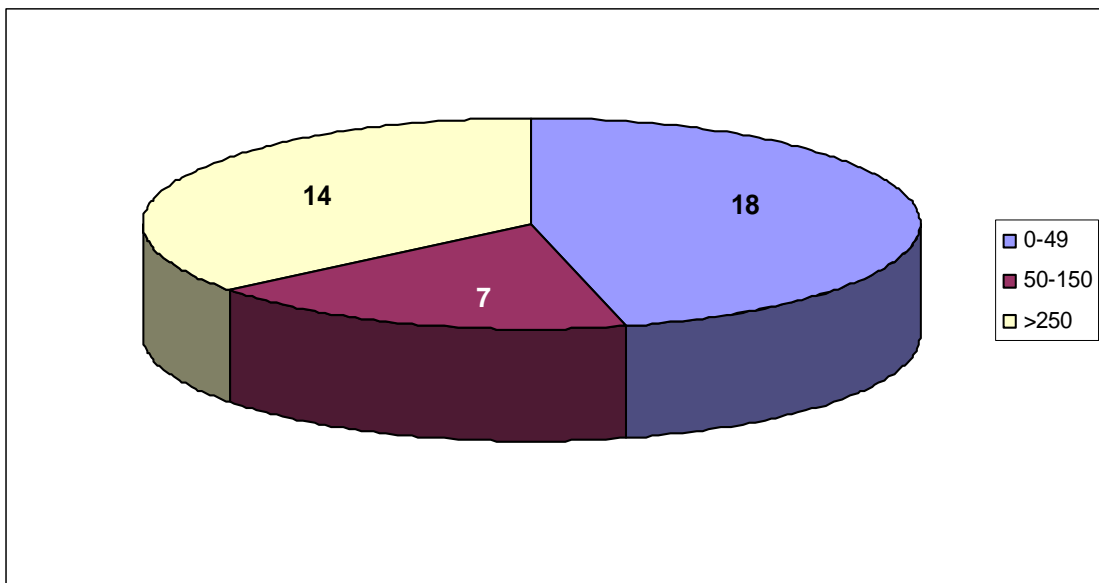
Os entrevistados responderam o questionário (ANEXO), aplicado ao longo do congresso, com base em suas percepções de como as firmas que representam, enxergam o Brasil em relação a fatores

de atratividade macroeconômicos e setoriais. Este capítulo busca apresentar os principais resultados obtidos pela pesquisa.

4.1) Resultados Gerais

Em relação à nacionalidade destas empresas, 27 são brasileiras e 12 estrangeiras, além da participação de um representante das companhias do Canadá, enviado pelo consulado deste país. Quanto ao tamanho das empresas medido em número de funcionários, 18 companhias declaram ter até 49 empregados, sete delas disseram ter entre 50 e 150 empregados e as demais afirmaram ter um quadro de funcionários superior a 250 funcionários (Gráfico 4.1) Das 27 companhias nacionais participantes, 17 têm até 49 empregados, se enquadrando ao perfil da empresa independente típica. Por outro lado, entre as empresas estrangeiras, oito possuem um quadro de funcionários com 250 ou mais empregados.

GRÁFICO 4.1
TAMANHO DAS EMPRESAS EM NÚMERO DE FUNCIONÁRIOS



Fonte: Elaboração Própria

Os participantes foram questionados sobre como eles vêem o Brasil sob 14 fatores de atratividade para investimento no setor de exploração e produção de petróleo e gás. Os quatro

primeiros dizem respeito a fatores macroeconômicos gerais e outros dez a fatores setoriais específicos da indústria petrolífera. Os fatores foram os seguintes: estabilidade econômica, estabilidade política, infra-estrutura e logística, regulamentação e burocracia, arcabouço regulatório do setor de E&P, potencial geológico, disponibilidade de dados, fornecimento de bens e serviços, capacitação de fornecedores, qualidade dos recursos humanos locais, oferta de mão-de-obra especializada, processo de licenciamento ambiental, venda da produção e posição da Petrobras no mercado nacional. De maneira geral, os fatores, presentes no país, qualificados como aqueles que exercem mais atração foram: a posição da Petrobras no mercado nacional, a possibilidade de venda da produção, o potencial geológico, a estabilidade econômica e o fornecimento de bens e serviços (Tabela 4.1).

TABELA 4.1
RESULTADOS GERAIS DA PESQUISA

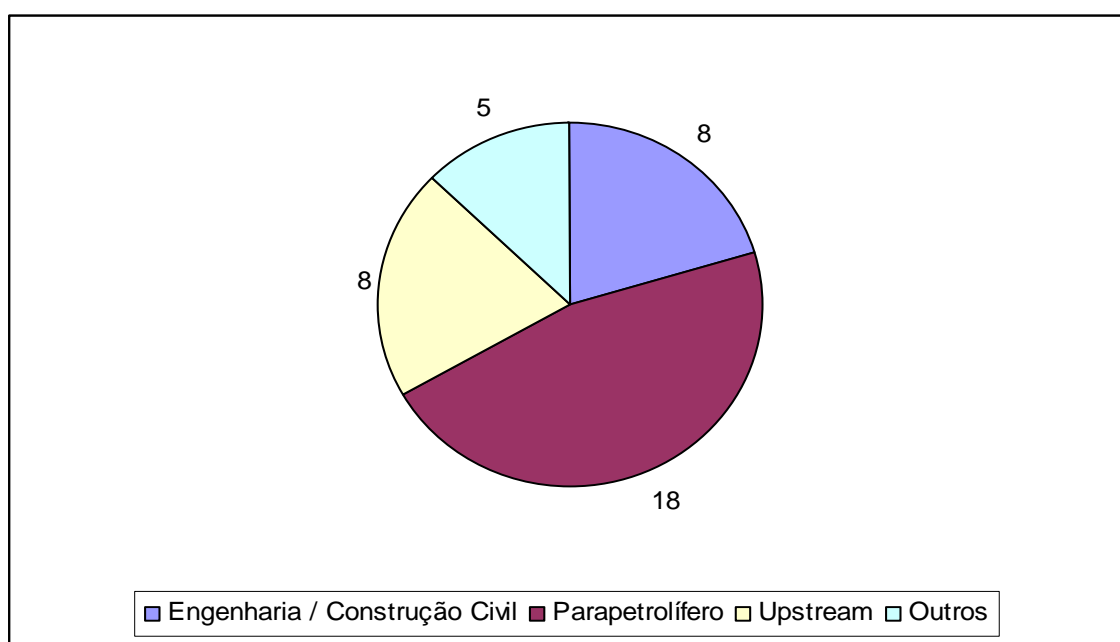
Fatores de Atratividade	NEGATIVO	NEUTRO	POSITIVO
Estabilidade Econômica	15,0%	40,0%	45,0%
Estabilidade Política	17,5%	52,5%	30,0%
Infra-estrutura e Logística	57,5%	35,0%	7,5%
Regulamentação e Burocracia	72,5%	20,0%	7,5%
Arcabouço Regulatório do Setor de E&P	27,5%	55,0%	17,5%
Potencial Geológico	10,0%	25,0%	65,0%
Disponibilidade de Dados	55,0%	37,5%	7,5%
Fornecimento de Bens e Serviços	20,0%	37,5%	42,5%
Capacitação dos Fornecedores	25,0%	37,5%	37,5%
Qualidade dos Recursos Humanos Locais	47,5%	30,0%	22,5%
Oferta de Mão-de-Obra Especializada	65,0%	30,0%	5,0%
Processo de Licenciamento Ambiental	67,5%	27,5%	5,0%
Venda da Produção	10,0%	25,0%	65,0%
Posição da Petrobras no mercado nacional	5,0%	12,5%	82,5%

Fonte: Elaboração Própria

Estes primeiros resultados apontam, principalmente, que as empresas enxergam a Petrobras como essencial para o desenvolvimento das empresas independentes no país. Para elas a Petrobras representa uma alavanca para o crescimento geral do setor e conseqüentemente para o segmento de

produtores independentes, seja através de parcerias ou pelas oportunidades abertas e relegadas posteriormente pela estatal. Tal resultado, no entanto, pode estar distorcido, como será mostrado adiante neste capítulo. A provável garantia da venda da produção, sem surpresas, foi considerada por 65% das empresas como um fator de alta atratividade, e possivelmente pode ter contribuído para a qualificação bastante positiva da Petrobras, compradora da produção. O posicionamento do fator “fornecimento de bens e serviços” entre os mais atrativos deve ser interpretado com cuidado, pois 45% das empresas atuam no setor parapetrolífero (Gráfico 4.2), ou seja, são fornecedoras de bens e serviços para a indústria. Além disto, apesar do baixo crescimento econômico apresentado pelo país nos últimos anos, as empresas consideraram a estabilidade econômica um fator de atração, uma vez que 85% das companhias avaliaram entre neutro e alto este fator.

GRÁFICO 4.2
ÁREA DE ATUAÇÃO DAS EMPRESAS



Fonte: Elaboração Própria

Por outro lado, os fatores que, de modo geral, receberam as piores qualificações foram: regulamentação e burocracia; processo de licenciamento ambiental; oferta de mão-de-obra especializada; infra-estrutura e logística; e disponibilidade de dados. É importante destacar que de acordo com as percepções das empresas, embora a regulamentação e burocracia em geral sejam

vistas de forma bastante negativa, com 73% das avaliações negativas, o arcabouço regulatório específico do setor de E&P foi qualificado como pelo menos neutro pelo mesmo percentual dos entrevistados. Contudo, em relação a estes dois fatores, quando separadas as respostas das empresas que declararam já ter alguma experiência na área de E&P no país daquelas que nunca tiveram envolvidas em tais projetos chega-se a um resultado interessante. Dentre as empresas com alguma experiência no setor, não houve qualificação positiva para nenhum dos dois fatores, enquanto para empresas sem experiência no setor de E&P nacional, 11% e 26% avaliaram de maneira positiva os fatores “regulação e burocracia” e “arcabouço regulatório do setor de E&P”, respectivamente, mostrando que tais fatores, na prática, atuam de forma negativa para a atração de investimentos e para o desenvolvimento do setor.

4.2) Cortes Analíticos

Nesta seção serão apresentados os resultados mais interessantes obtidos após terem sido feitos cortes analíticos das respostas gerais da pesquisa. Os cortes foram feitos, desagregando as respostas de acordo com: a origem das empresas, nacional ou estrangeira; experiência em projetos de E&P no país; e a área de atuação principal da companhia.

4.2.1) Origem das Empresas

Ao desagregar as respostas fornecidas pelas empresas nacionais daquelas dadas pelas estrangeiras, dois resultados mostraram-se bem interessantes, um em relação à infra-estrutura e logística e o outro a respeito da oferta de mão-de-obra especializada.

O primeiro mostra que enquanto 62% das empresas estrangeiras entrevistadas consideraram a infra-estrutura e logística um fator neutro de atratividade, 67% das empresas nacionais classificaram o mesmo fator negativamente. A visão mais pessimista das empresas de origem brasileira pode ser explicada pelo maior contato e experiência dessas empresas com os problemas e dificuldades causados pela infra-estrutura precária presente em diversos setores no país. Muitas dessas companhias enfrentam tais dificuldades cotidianamente na realização de seus negócios.

Em relação ao segundo resultado, 74% das empresas nacionais participantes da pesquisa apontaram a oferta de mão-de-obra como um fator no qual o Brasil exerce baixa atração aos investimentos, 54% das empresas estrangeiras consideraram tal fator pelo menos neutro. Isto pode ser explicado pelo tamanho das empresas e o poder financeiro de cada uma delas. A maioria das empresas estrangeiras, 62%, são empresas consideradas grandes, de acordo com os critérios da pesquisa. Enquanto a mesma proporção das empresas nacionais, que foram entrevistadas, são pequenas, com um quadro de funcionário de até 49 empregados.

Dado que a oferta de mão-de-obra especializada para o setor é bastante escassa, empresas maiores têm maior facilidade na contratação destes funcionários, dificultando a formação de quadros de qualidade para as empresas menores. A presença da Petrobras torna a situação ainda mais complicada para estas empresas, pois a companhia estatal, pelo seu tamanho, posição e poder financeiro, necessita de um número bastante amplo de profissionais qualificados, comprimindo ainda mais a oferta mão-de-obra especializada.

4.2.2) Experiência Anterior em Projetos de E&P no Brasil

Quando são desagregadas as respostas entre empresas que já tiveram algum projeto na área de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil e aquelas que declararam que nunca tiveram projetos deste tipo no país, alguns resultados merecem destaque. Todas as empresas com experiência em E&P no Brasil, classificaram os fatores estabilidade política e estabilidade econômica do país entre neutro e alto. Tal proporção não se manteve na análise das respostas do outro grupo. Os fatores estabilidade econômica e estabilidade política tiveram 22% e 26% de qualificações negativas, respectivamente.

Outros resultados interessantes obtidos com este corte analítico dizem respeito aos fatores fornecimento de bens e serviços e capacitação de fornecedores. Novamente, todas as companhias com alguma experiência em E&P, qualificaram ambos os fatores como neutro ou alto, enquanto o outro grupo forneceu, respectivamente, 30% e 37% de qualificações negativas para fornecimento de bens e serviços e capacitação dos fornecedores.

O fato de todas as empresas com experiência na área de E&P avaliarem como pelo menos neutro estes fatores, pode indicar uma percepção equivocada das empresas sem participações anteriores em projetos de E&P, sobre a real qualidade do fornecimento de bens e serviços oferecidos no país e assim como sobre a capacitação dos fornecedores. Neste caso, a avaliação de empresas com experiência na área parece ser mais relevante do que a apresentada por companhias que nunca tenham efetivamente atuado no setor.

4.2.3) Área de Atuação das Empresas

O resultado mais interessante obtido com a desagregação das respostas por área de atuação das empresas, foi a comparação entre a visão das empresas do setor de upstream em relação as demais companhias sobre a posição da Petrobrás no mercado brasileiro.

Se de modo geral a posição da Petrobras no mercado tenha sido qualificada positivamente por mais de 80% das empresas entrevistadas. Quando analisadas as respostas das empresas cuja área de atuação principal é o setor de upstream, tal visão muda completamente. Dentre estas empresas, nenhuma classificou este item de forma positiva, 25% o consideraram neutro e 75% negativo.

Pode-se concluir desta forma, que as empresas que atuam em outros setores têm uma imagem melhor da Petrobras do que aquelas que concorrem com a estatal na área de produção e exploração. O fato de a Petrobras ser a principal contratadora dos serviços prestados pela grande maioria das empresas entrevistadas, faz com que elas tenham uma visão bastante diferenciada das empresas específicas do setor de E&P, sobre a questão. Enquanto estas, de alguma forma, competem com a Petrobras, aquelas têm na estatal a razão de suas existências. É válido ressaltar ainda que, a Petrobras detém diversas áreas inativas com acumulações marginais em seu portfólio e domina a atividade terrestre nacional. A exploração onshore e, mais especificamente, os campos marginais são apontados como as maiores oportunidades para o desenvolvimento de empresas independentes no país.

Em relação aos demais fatores a percepção das empresas do setor de upstream se aproximou das respostas das demais empresas, não ocorrendo a discrepância observada entre as observações referentes à posição da Petrobras no mercado brasileiro.

5. Uma Análise dos Principais Obstáculos Apontados pela Pesquisa

Como já apontado no capítulo anterior, os fatores que receberam mais qualificações negativas para a atração de investimentos e desenvolvimento do setor, na pesquisa realizada, foram: infraestrutura e logística; regulamentação e burocracia; processo de licenciamento ambiental; oferta de mão-de-obra especializada; e disponibilidade de dados.

Neste capítulo será feita uma análise dos três últimos, que são fatores específicos do setor petrolífero e atingem diretamente as empresas deste ramo. Os outros dois fatores, por se tratarem de aspectos macroeconômicos gerais, atingem qualquer empresa estabelecida ou desejosa em se estabelecer no país, independente do seu ramo de atuação, em maior ou menor intensidade. Uma análise destes fatores exigiria um trabalho específico, que extrapolariam os objetivos e limites da monografia. Desta forma, não será feita uma abordagem mais detalhada sobre eles neste trabalho.

5.1) Licenciamento Ambiental

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, dentre elas a aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição, constituem-se em atividades potencialmente causadoras de impactos ambientais, sendo, portanto objeto de licenciamento ambiental. Compete ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e aos órgãos ambientais estaduais indicarem os níveis de exigência para Licenciamento Ambiental das atividades da indústria do petróleo na plataforma continental brasileira e fornecerem as licenças ambientais referidas.

O processo de licenciamento ambiental engloba as seguintes exigências e autorizações: licença prévia de perfuração; licença prévia de produção para pesquisa; licença de instalação; licença de operação para atividade de exploração e produção marítima; licença de operação para atividade sísmica (Tabela 5.1). As licenças são compostas por condicionantes, que podem ser divididas em condicionantes gerais, que compreendem o conjunto de exigências legais relacionadas ao licenciamento ambiental, e as condicionantes específicas, que compreendem um conjunto de restrições e exigências técnicas associadas, particularmente, à atividade a ser licenciada.

TABELA 5.1

ATIVIDADES E TIPOS DE LICENÇAS

ATIVIDADE	TIPO DE LICENÇA	ESTUDO AMBIENTAL APLICÁVEL	FINALIDADE
PERFURAÇÃO <i>(Programa Exploratório Mínimo contratado com a ANP)</i>	Licença Prévia para Perfuração - (LPper)	Relatório de Controle Ambiental - RCA	Autoriza a atividade de perfuração.
PRODUÇÃO PARA PESQUISA <i>(Teste de Longa Duração - TLD, autorizado pela ANP)</i>	Licença Prévia de Produção para Pesquisa - (LPpro)	Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA	Autoriza a realização do Teste de Longa Duração – TLD.
SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO <i>(Sistema de Produção e escoamento em novo campo ou bloco – Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP)</i>	Licença de Instalação – (LI)	Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental - EIA/RIMA.	Autoriza, após a aprovação do EIA/RIMA com a respectiva realização de Audiência Pública, a instalação de sistemas e unidades necessárias à produção e ao escoamento.
SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO <i>(Áreas onde já se encontra implantada a atividade)</i>	Licença de Instalação (LI)	Relatório de Avaliação Ambiental - RAA	Autoriza, após a aprovação do RAA, a instalação de sistemas e unidades adicionais necessários à produção e ao escoamento.
SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO	Licença de Operação (LO)	Projeto de Controle Ambiental (PCA).	Autoriza, após o atendimento das condicionantes da LI, a aprovação do PCA, do PEI e da realização da vistoria técnica, o início da operação do empreendimento.
AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS <i>(Autorização da ANP para realização da atividade de Levantamento de Dados Sísmicos Marítimos, não exclusivos)</i>	Licença de Operação – (LO)	Estudo Ambiental (EA)	Autoriza, após aprovação do EA, o início da atividade de levantamento de dados sísmicos marítimos.

AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS <i>(Contrato de Concessão ANP do Bloco, que prevê atividades de pesquisa, compreendendo a Aquisição de Dados Sísmicos Marítimos, exclusivos)</i>	Licença de Operação(LO)	Estudo Ambiental (EA)	Autoriza, após aprovação do EA, o início da atividade de levantamento de dados sísmicos marítimos.
--	--------------------------------	-----------------------	--

Fonte: www.ibama.gov.br

As informações disponíveis sobre os impactos e interferências das atividades da indústria do petróleo sobre o meio ambiente, principalmente em relação às áreas costeiras marinhas brasileiras, ainda são incipientes e se faz necessário investir na produção de conhecimento. Esta carência de informações sobre os recursos ambientais e atividades humanas gera implicações diretas nos processos de licenciamento ambiental, mais especificamente, no que concerne à qualidade dos estudos ambientais e aos prazos de licenciamento.

A lentidão para deferimento de licenciamento ambiental foi apontada como o um obstáculo relevante para o desenvolvimento da atividade exploratória por parte significativa das empresas. O tempo decorrido para a liberação de licenças, foi considerado pelas empresas como extremamente longo. Esta morosidade na liberação das licenças por parte do órgão ambiental competente, em uma indústria como a petrolífera, onde os custos de equipamentos são contados aos milhares de dólares diários, e diversas vezes em centenas de milhares, pode levar à inviabilidade dos projetos. Um prolongamento demasiado é incompatível com a natureza da indústria.

Em um cenário de demanda por equipamentos aquecida por conta do alto patamar dos preços de petróleo, a demora na concessão de licenças causa ainda mais preocupação aos executivos. Como exemplo, podem ser citadas as sondas de perfuração, contratadas por um período predeterminado, e com poucas possibilidades de extensão ou flexibilização do prazo de contratação devido à alta procura pela plataforma, qualquer demora além do previsto na concessão das licenças pode comprometer a programa de exploração. Deve-se destacar, que a taxa de aluguel dessas sondas pode variar de US\$ 50 mil a US\$ 400 mil diários (DIC, 2006), de acordo com local (águas profundas, águas rasas ou onshore) e com a data em que o contrato de locação foi firmado.

A lentidão para a concessão de licenças atinge diretamente as empresas desejosas em investir na exploração de blocos com risco exploratório, sejam em campos maduros, com alto potencial ou em nova fronteira. Diferentemente, os contratos de concessão das áreas inativas contendo acumulações marginais são condicionados à manifestação favorável dos órgãos ambientais responsáveis após reavaliação ambiental. Nestes casos, assinados os contratos subentende-se que as licenças ambientais já foram concedidas, estando o concessionário responsável por danos ambientais supervenientes decorrentes de sua atuação.

Na tentativa de prevenir futuras inconveniências advindas do processo de obtenção de licenças ambientais, o IBAMA introduziu as “Guias para o Licenciamento Ambiental das Atividades de Exploração de Petróleo – Sísmica e Perfuração”. Estas guias objetivam proporcionar um maior esclarecimento sobre as questões ambientais – legais e técnicas – que devem ser observadas pelas empresas durante a fase de planejamento das atividades e, ao mesmo tempo, antecipar informações sobre futuras exigências do processo de licenciamento ambiental dos projetos de E&P. Com isso, espera-se ampliar a proteção ambiental e reduzir as incertezas para potenciais investidores. As análises trazidas pelas guias apenas classificam as áreas quanto à sensibilidade ambiental, visando orientar o investidor a respeito das dificuldades do licenciamento e conseqüentes investimentos dele decorrentes. As guias não pretendem, assim, assegurar que os setores sejam licenciáveis, são apenas instrumentos de análise preliminar, visando alertar as empresas sobre áreas de maior sensibilidade ambiental, que dificilmente serão licenciados. Desonera-se o poder executivo de futuros embates e evita-se que empresas empreguem esforços e investimentos desnecessários em empreendimentos potencialmente inviáveis.

Assim, urge encontrar, o quanto antes, uma solução que contemple de maneira equilibrada, a justa preocupação com o meio ambiente e a necessidade das empresas, que, no atual cenário muitas vezes, se encontram paralisadas ou em compasso lento no que se refere à atividade exploratória. Iniciativas como a crescente cooperação entre a ANP e os órgãos ambientais; maior transparência e clareza dos procedimentos adotados; minimização das incertezas regulatórias; e incentivo à responsabilidade ambiental da indústria; devem ser adotadas a fim de se encontrarem meios de adequar as atividades de E&P de petróleo e gás natural às políticas públicas de conservação e desenvolvimento sustentável.

5.2) Oferta de Mão-de-Obra Especializada

A escassez de mão-de-obra especializada também foi apontada como um obstáculo para o desenvolvimento do setor. Não obstante a criação de programas de formação e capacitação de profissionais especializados para a indústria, as empresas petrolíferas continuam a se queixar em relação à oferta insuficiente de mão de obra qualificada para preenchimento de seus quadros.

A Petrobras, ao longo de sua história, assumiu a formação de quadro de funcionários e o desenvolvimento de recursos humanos propiciou um padrão de excelência à companhia. Assim, uma maior preocupação na qualificação de trabalhadores para a indústria fora da empresa não se constitui em uma prioridade. Desta forma, após a abertura, a partir de 1997, o setor se encontrou sem mão-de-obra especializada fora dos quadros da estatal. Além disto, o grande crescimento da empresa nos últimos anos agravou ainda mais a questão, ao absorver os melhores profissionais do mercado, a oferta destes se tornou ainda mais restrita.

A solução utilizada para o problema foi, e continua sendo, a importação de profissionais para implementação dos investimentos programados pela indústria. Contudo, esta situação, incômoda tanto para o governo quanto para as empresas, levou a ANP a firmar convênios com universidades para a formação de cursos de capacitação em áreas relevantes para indústria do petróleo, como geologia, geofísica, engenharia do petróleo, química, direito e economia. Entre 1999 e 2004, a ANP concedeu 3.294 bolsas de estudo para a formação de técnicos e profissionais de nível superior (Bylaardt, 2004). A ANP firmou convênios com os Centros Federais de Educação Tecnológica próximos as principais regiões produtoras de petróleo visando a formação de técnicos.

Não obstante a iniciativa de formar mão-de-obra para a indústria do petróleo, de acordo com ANP, apenas uma pequena parcela da demanda por profissionais com curso superior será atendida até 2010. Segundo dados da agência, se forem considerados apenas alunos contemplados com bolsas de estudos, apenas 7% da demanda por profissionais especializados com curso superior seria atendida. Caso também sejam considerados os alunos não contemplados com bolsas, a oferta de mão-de-obra especializada aumentaria, mas ainda assim só atenderia 11% do necessário. As previsões da ANP

levaram em conta somente os 185 mil empregos diretos que a Petrobras espera criar a partir dos investimentos previstos em seu plano estratégico até 2010 (Valor Econômico, 2004).

A escassez, acima referida, atinge todas as empresas do setor, porém as independentes, por serem aquelas com menor poder financeiro e econômico, têm maiores dificuldades em contratar os escassos profissionais capacitados do mercado. Assim, além de possuírem menos recursos do que as grandes empresas, seus quadros acabam sendo formados por profissionais menos qualificados.

A menor capacitação dos funcionários acaba por tornar estas empresas ainda menos competitivas frente suas concorrentes. Esta qualificação inferior dos quadros pode comprometer projetos, pela má interpretação de dados ou por uma decisão equivocada de perfurar ou não, por exemplo.

O problema se agrava com o fato de muitas dessas empresas, de pequeno porte e de criação recente, serem desconhecidas até mesmo dentro do próprio mercado petrolífero nacional. Com o objetivo de solucionar, ou ao menos atenuar tal problema, a ANP e as próprias empresas independentes deveriam buscar meios de promoção destas. Tal promoção poderia ser feita através de seminários, congressos e feiras destinados aos profissionais da área. Estes eventos teriam como objetivo apresentar as empresas ao mercado e aos profissionais, tornando mais amplo o conhecimento das atividades promovidas por elas.

Sem uma promoção destas companhias ou ações que possibilitem a criação de um canal entre elas e os recursos humanos existentes, os esforços empregados na formação de recursos humanos continuarão sendo basicamente, destinados a abastecer os quadros das empresas já estabelecidas na indústria petrolífera nacional. Quanto às pequenas e médias empresas entrantes no mercado, restará a alternativa de contratar marginalmente os profissionais disponíveis, que evidentemente não serão aqueles mais qualificados.

5.3) Disponibilidade de Dados

O reduzido conhecimento geológico das áreas potencialmente portadoras de hidrocarbonetos e a dificuldade de acesso aos dados e informações geológicas e geofísicas também foram apontados como uma dificuldade enfrentada pelas empresas para desenvolvimento de suas atividades.

Os levantamentos de sísmica e de outras técnicas geofísicas proporcionam informações essenciais para que as empresas avaliem o potencial de sucesso exploratório de determinada área. Desta maneira, é de fundamental importância que tais informações estejam disponíveis em quantidade e qualidade adequadas à tomada de decisão pelos investidores.

No caso brasileiro, grandes investimentos foram realizados no levantamento de dados em áreas de águas profundas e ultra-profundas e os esforços dedicados aos estudos das bacias terrestres e das chamadas zonas de transição, áreas com maiores possibilidades de atuação por parte das empresas de pequeno e médio porte, ficaram aquém das necessidades.

A decisão de avançar, a partir de 1980, a exploração para águas profundas em razão dos choques do petróleo e do estabelecimento da meta de atingir uma produção de 500 mil barris por dia, e os excelentes resultados exploratórios na Bacia de Campos, a partir de 1985, levaram a uma prioridade praticamente exclusiva para esta bacia e, em particular, para a região de águas profundas. Assim, em 1997, quando da abertura do setor, a Petrobras vinha se concentrando quase que exclusivamente nas águas profundas da Bacia de Campos e das bacias limítrofes do Espírito Santo e de Santos. Neste contexto, as empresas recém chegadas, tanto as petrolíferas quanto as operadoras de sísmica *spec*, resolveram seguir as mesmas prioridades da estatal, concentrando-se, com prioridade decrescente nas seguintes áreas e bacias: i) águas profundas da Bacia de Campos; ii) águas profundas das bacias do Espírito Santo e de Santos; iii) águas profundas das demais bacias marítimas; iv) bacias produtoras terrestres; v) bacias terrestres não produtoras (ONIP, 2003).

Além da ampla prioridade dada aos estudos em águas profundas, a acentuada desmobilização de empresas brasileiras dedicadas a levantamentos sísmicos terrestres no Brasil agravou ainda mais a situação. Durante a década de 80 aproximadamente 12 equipes operavam no segmento, enquanto em

2003, restava apenas uma, integrante do sistema Petrobras (ONIP, 2003). O país, assim, desconhece o potencial petrolífero de seu subsolo, pois há uma extensa área das bacias sedimentares brasileiras completamente inexplorada por levantamentos sísmicos. Dos 4,8 milhões de km² das bacias terrestres do país, menos de 15% estavam cobertos por sísmicas até 2004 (Petro & Química, 2004).

Neste cenário, a maioria das bacias sedimentares terrestres brasileiras apresenta escassez de coberturas sísmicas para a exploração de petróleo, seja pela ausência de cobertura, seja pela existência de dados escassos, antigos e tecnologicamente obsoletos (Tabela 5.2). Isto, de fato, inibe uma atividade mais contundente dos operadores independentes, que necessitam de informações como estas para a tomada de decisões, para atenderem às próprias necessidades de seus programas exploratórios e às exigências contratuais.

Difícilmente as companhias independentes teriam condições de arcar com os altos custos de levantamentos de dados. Nos casos de sísmica terrestre 2D, um quilômetro custa entre US\$ 5 mil a US\$ 10 mil, enquanto o custo da sísmica offshore varia entre US\$ 300 a US\$ 1000, por quilometro (Brasil Energia, 2003). Deve-se destacar que os custos de mobilização de equipamentos e pessoal são elevados, principalmente em áreas remotas. Desta forma, este papel, fundamental para atividade exploratória do país, deveria ser assumido pelo governo, que através da ANP demonstra claro interesse em aumentar a oferta de campos em terra e estimular as companhias independentes a explorá-los.

A fim de encontrar soluções para a questão, a partir da 8^a Rodada de Licitação, a ANP oferecerá acesso gratuito aos dados de poços das áreas incluídas na rodada. Desta maneira, as empresas interessadas em participar da rodada poderão agendar visitas, com duração máxima de duas horas, para consulta e visualização dos dados relativos aos 14 setores, compreendidos em 7 bacias sedimentares, contemplados na licitação. A ANP espera com a medida facilitar o acesso às informações sobre as áreas e com isso possibilitar às empresas interessadas uma melhor definição de suas estratégias. Há, também, a possibilidade das empresas, mediante pagamento da taxa de participação, adquirirem DVD contendo pacotes com dados técnicos, sumários geológicos, históricos exploratórios e informações sobre as bacias e setores oferecidos.

Ainda deve ser apontada a existência de sérios obstáculos à operação sísmica no Brasil, como entraves para a internação dos equipamentos de sísmica terrestre, os encargos financeiros para o leasing daqueles não fabricados no país e as complexidades do licenciamento ambiental. Como consequência, uma equipe sísmica não inicia suas atividades em um período inferior a um ano (ONIP, 2003).

TABELA 5.2
CONSIDERAÇÕES QUANTO À QUANTIDADE E À QUALIDADE DOS DADOS SISMICOS
DISPONÍVEIS SOBRE AS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS

	BACIAS	QUANT. TER.	QUAL. TER.	QUANT. MAR.	QUAL. MAR.	SPEC
01	FOZ AM			REGULAR	BOA	SIM
02	PA-MA			REGULAR	BOA	SIM
03	S. Luis	POBRE	REGULAR			
04	BARREIR.	REGULAR	POBRE		REGULAR	SIM
05	CE-VAR.				REGULAR	SIM
06	CE-MUN.				BOA	SIM
07	POTIGUAR	BOA	POBRE		REGULAR	SIM
08	PB-PE				REGULAR	SIM
09	SE-AL	BOA	REGULAR		REGULAR	SIM
10	JACUIPE				REGULAR	SIM
11	CAM-AL				REGULAR	SIM
12	JEQUITIN.	REGULAR	REGULAR		REGULAR	SIM
13	CUMURU.				POBRE	SIM
14	ES	BOA	BOA		REGULAR	SIM
15	CAMPOS				BOA	SIM
16	SANTOS				BOA	SIM
17	PELOTAS				BOA	ND
18	ACRE	POBRE	BOA			
19	TACUTU	REGULAR	BOA			
20	SOLIMÕES	REGULAR	BOA			
21	AMAZONAS	POBRE	POBRE			
22	MARAJÓ	POBRE	BOA			
23	PARNAÍBA	MT. POBRE	ND			
24	RECÔN.C.	BOA	POBRE			
25	TUC. -JAT.	POBRE	BOA			
26	PARANÁ	MT. POBRE	ND			
27	SÃO FRAN.	MT. POBRE	ND			
28	PARECÍS	MT. POBRE	ND			
29	A. TAPAJÓS					

Fonte: ONIP, 2003

CONCLUSÃO

Com a quebra do monopólio estatal sobre a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, proporcionada pela reforma institucional da indústria petrolífera brasileira, foi aberta a possibilidade de empresas privadas investirem nestas atividades no país. Para tal, passaram a ser realizadas anualmente rodadas de licitações que permitissem aos novos entrantes obter concessões para atuar no setor de E&P brasileiro.

Caracterizadas pela oferta de grandes blocos offshore, as primeiras rodadas indicaram a intenção inicial do governo em atrair as grandes empresas petrolíferas internacionais para o país, em detrimento da formação de um setor de produtores independentes, como ocorre em outros países. De fato, não foi observada, neste período a presença significativa das companhias chamadas “independentes” no setor de *upstream* nacional.

Contudo, a partir da Quinta Rodada puderam ser percebidos os primeiros sinais de que ANP se mostrava desejosa em atrair empresas independentes para o setor de E&P. Os esforços para o desenvolvimento deste segmento de empresas passaram a se focar nas bacias terrestres maduras, mais apropriadas para este tipo de empresas. Apesar das medidas adotadas, a participação na Quinta e na Sexta Rodadas de empresas de menor porte, assim como a presença destas nas atividades de exploração e produção do país continuou deveras retraída, podendo de certa maneira ser considerada irrelevante.

A partir da Sétima Rodada juntamente com a realização das Rodadas de Licitação de Áreas Inativas contendo Acumulações marginais, a presença de empresas consideradas independentes cresceu consideravelmente. A atração de diversas novas empresas para a disputa de concessões no *upstream* nacional, levou estas rodadas a serem consideradas um grande sucesso neste sentido. Aparentemente, o setor de E&P brasileiro, passou, enfim, a exercer atração sobre outras empresas, que não os grandes *players* do cenário mundial.

O número elevado de companhias habilitadas para estas rodadas demonstra que muitas delas devem ter sido criadas pouco antes destes eventos, e, portanto, desprovidas de experiência neste ramo

de atividade e conhecimento dos seus riscos, incertezas e dificuldades. A inexperiência pode levar algumas empresas a certo deslumbramento quanto a potenciais ganhos com a exploração e produção de petróleo, que na verdade podem nunca ocorrer.

A procedência diversa das empresas independentes entrantes indica a provável ausência de uma base de conhecimento sólida quanto ao funcionamento da indústria do petróleo, especialmente no *upstream*, por boa parte delas. Esta falta de conhecimento pode ser crucial para a sobrevivência destas empresas no setor petrolífero, cercado de riscos e especificidades. Sugere-se desta forma a aproximação das companhias aos centros de ensino e universidades, onde são desenvolvidas linhas de pesquisas focadas na indústria do petróleo, além de promoverem a formação e especialização de profissionais essenciais para o atendimento das demandas desta indústria. Estas instituições acadêmicas constituem-se em centros de excelência de desenvolvimento científico para o setor de petróleo e gás no país, capazes de contribuir significativamente para o desenvolvimento de um setor de produtores independentes, forte e sustentável, através da difusão de conhecimento, necessário às empresas sem experiência no ramo. Neste sentido, pode-se citar, como exemplo, o Programa de Recursos Humanos da ANP, financiado com recursos da ANP e do CTPETRO, que entre 1999 e 2004 concedeu um total de 3.294 bolsas, contemplando 31 instituições de ensino em 16 estados brasileiros (Bylaardt, 2004).

A euforia criada com o resultado destas rodadas não pode, nem deve mascarar os diversos obstáculos ainda existentes para o desenvolvimento robusto e sustentável de produtores independentes no país, como desejam a ANP e o governo. Além de problemas conhecidos em outros setores da indústria nacional, como a deficiência em infra-estrutura do país e a burocracia existente, componentes do muitas vezes citado “Risco Brasil”, há entraves a serem solucionados ainda âmbito da indústria petrolífera.

A pesquisa realizada neste trabalho revelou que a indústria petrolífera carece, principalmente, de: uma oferta mais ampla de oferta de mão-de-obra especializada, especialmente se o setor de E&P efetivamente se expandir com a participação de mais empresas; maior disponibilidade de dados que possibilite as empresas tomarem suas decisões minimizando os altos riscos envolvidos; e de processos de licenciamento ambiental que consigam equilibrar agilidade e transparência com a

necessária preocupação com o meio ambiente. Esses obstáculos se apresentam de forma negativa a todas as empresas envolvidas com o setor de upstream nacional, independente do porte financeiro e econômico de cada uma. Porém, para companhias menores e inexperientes seus efeitos são muitos mais prejudiciais, podendo tornar tais obstáculos intransponíveis.

Além disto, a presença, a posição e os investimentos da Petrobrás, embora essenciais para o crescimento da indústria petrolífera nacional e os demais ramos a esta ligados, parecem restringir a atuação de novas empresas nacionais no setor de E&P, como mostraram os resultados da pesquisa. De fato, é extremamente complicado para estas empresas competirem com a estatal pelas melhores oportunidades existentes no país.

Desta maneira, se realmente há a intenção de criar um segmento forte de produtores independentes no Brasil, com a participação destes não apenas em campos marginais, mas também em áreas com risco exploratório. E que eles colaborem efetivamente para a produção de petróleo e gás, a exemplo do que ocorre, com bastante sucesso em outros países, se faz mister o enfrentamento dos entraves presentes, através de ações conjuntas dos agentes governamentais e empresas privadas. Caso contrário, o setor de companhias produtoras independentes no país definhará, sem nunca ter realmente existido de fato.

Devido aos limites impostos pelos objetivos deste trabalho, outros temas de grande relevância para a questão do desenvolvimento de produtores independentes não puderam ser abordados ou esgotados. Assim, com base nas proposições feitas nesta monografia, sugere-se o desenvolvimento futuro de novas linhas de pesquisas que abordem os seguintes aspectos: a real viabilidade técnica e econômica dos projetos apontados como propulsores do desenvolvimento de empresas de pequeno e médio porte no Brasil; quais profissionais a indústria petrolífera apresenta maior carência; meios que proporcionem um maior acesso aos dados geológicos e geofísicos; o valor dos royalties cobrados; possibilidades de oferta de financiamentos para as empresas operadoras independentes.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, Edmar L. F.: **Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas**: Apostila Didática. Rio de Janeiro, RJ. Instituto de Economia – UFRJ, 2004.

ALMEIDA, Edmar L. F.; ARAÚJO, Leandro R.: Análise Econômica dos Indicadores Sobre Poços Perfurados. **Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil**. Rio de Janeiro, RJ. Ano 3, n.2, p. 4-5, fev. 2002. Disponível em:
<http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/pdf/2002_fev_petrogas.pdf>

ALMEIDA, Edmar L. F.; ARAUJO, Leandro R.: Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileiro. **Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil**. Rio de Janeiro, RJ. Ano 4, n.7, p. 6-9, jul. 2003. Disponível em:
< <http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-jul2003.pdf>>. Acesso em: 23 jan. 2006.

ALMEIDA, Edmar L. F.; ARAÚJO, Leandro R.; PERTUSIER, Rafael: Perspectivas para o Setor de Exploração e Produção. **Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil**. Rio de Janeiro, RJ. Ano 4, n. 1, p. 6-8, jan. 2003. Disponível em:
<<http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-jan2003.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2006.

ALMEIDA, Edmar L. F.; RODRIGUES, Felipe R.: Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Oportunidades e Obstáculos. **Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil**. Rio de Janeiro, RJ. Ano 7, n. 1, p. 10-13, jan. 2006. Disponível em:
< <http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-janfev2006.pdf>>. Acesso em: 25 fev. 2006.

ALVEAL, Carmen: Fundamentos de Economia do Petróleo. Apostila Didática – Economia e Gestão em Energia. Curso de Especialização. COPPEAD-IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2003.

AGENCIA NACIONAL DO PETROLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTIVEIS (ANP): **Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão Parte A**: Disposições Aplicáveis às Atividades de Exploração, Avaliação, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural Em Blocos Com Risco Exploratório. Sétima Rodada de Licitações. Rio de Janeiro. 2005.

_____: **Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão**: Disposições Aplicáveis às Atividades de Avaliação, Reabilitação e Produção em Áreas Inativas com Acumulações Marginais. Rio de Janeiro. 2006.

ARAÚJO, Leandro R.: Análise sobre a Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003). 2004. 70 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

ARNFIELD, Catherine *et al*: Access to Resources: The Rise of National Oil Companies. Credit Suisse / First Boston: Equity Resarch – Global Energy Oil and Gas. Maio 2005.

AUSTRALIAN PETROLEUM PRODUCTION AND EXPLORATION ASSOCIATION (APPEA): **Key Statistics**: March 2004. Canberra, 2004.

_____: **Australia's Upstream Oil and Gas Industry**: A Platform of Prosperity. Canberra, 2006.

AZEVEDO, José Sergio Gabrielli: Apresentação da Petrobras Rio Oil & Gás 2006. **Rio Oil & Gas 2006**. Rio de Janeiro, 14 de setembro de 2006.

BRASIL ENERGIA: **Perspectivas na Sísmica Onshore**. Revista Brasil Energia, nº. 277, dezembro de 2003.

BRASIL ENERGIA: **Terra Firme, Passos Contidos**. Revista Brasil Energia, nº. 299, outubro de 2005.

BYLAARDT, Raimar van der: Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás Natural. **Rio Oil & Gas 2004**. Rio de Janeiro, outubro de 2004.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS (CAPP): **Canada's Oil and Natural Gas Industry**: Contributing to a Strong National Economy. Calgary, Alberta, Canada, 2005.

_____: **Canada's Upstream Oil and Gas Industry Energized**: A Special Information Supplement for the Canadian Association of Petroleum Producers. 2006.

CANELAS, André L. S.: **Investimentos em Exploração e Produção Após a Abertura da Indústria Petrolífera no Brasil**: Impactos Econômicos. 2004. 87 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

CLÔ, Alberto: **Oil Economics and Policy**. Norwell, MA. Kluwer Academic Publishers, 2000.

COELHO NETO, Valdívio: **Competências Organizacionais para o Desenvolvimento Estratégico do Negócio de Exploração de Petróleo em Campos Maduros**: O Caso Petroreconcavo S/A. 2005. 91 f. Dissertação (Mestrado em Administração) – Escola de Administração, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2005.

CONOWAY, Charles F.: **The Petroleum Industry**: A Nontechnical Guide. Tulsa, OK. PennWell Publishing Company, 1999.

DIÁRIO COMÉRCIO, INDÚSTRIA e SERVIÇOS (DIC): **Regulação e licença ambiental preocupam investidor do petróleo**. 25 de Setembro de 2006.

ECONOMIDES, Michael; OLIGNEY, Ronald: **The Color of Oil. The History, the Money and the Politics of the World's Biggest Business**. Katy, TX. Round Oak Publishing Company, 2000.

GÁSENERGIA: Pequenas empresas devem ampliar presença na exploração de petróleo. **Portal GásEnergia**, Rio de Janeiro, RJ, 30 de abril de 2005. Disponível em :
< <http://www.gasenergia.com.br/portage/port/not/notcias> > Acesso em: 05 de mar. 2006.

HANNESSON, Rögnvaldur: **Petroleum Economics. Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production**. Westport, CT. Quorum Books, 1998.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (IBAMA): **Licenciamento Ambiental Federal**. Disponível em:
<<http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>> Acesso em 25 de mar. 2006.

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF AMERICA (IPAA): **Reports and Statistics: Frequently Asked Questions**. Disponível em:
<<http://www.ipaa.org/reports/faq.php>>. Acesso em: 28 jun. 2006.

_____: **1996 Profile of Independent Producers**. Disponível em:
<http://www.ipaa.org/issues/factsheets/energy_policy/1996ProfileofProducers.php>. Acesso em: 28 jun. 2006.

_____: **1998 Profile of Independent Producers**. Disponível em:
<http://www.ipaa.org/issues/factsheets/energy_policy/1998ProfileofProducers.php>. Acesso em: 28 jun. 2006.

_____: **Oil Fact Sheets: Marginal Wells**. Setembro de 2000. Disponível em:
<<http://www.ipaa.org/issues/factsheets/oil/marginalwells.php>>. Acesso em: 28 jun. 2006.

JOHNSTON, Daniel: **International Petroleum Fiscal System and Production Sharing Contracts**. Tulsa, OK. PennWell Publishing Company, 1994.

LEI Nº. 9.478, de 06 de agosto de 1997.

LERCHE, Ian; MACKAY, James A.: **Economic Risk in Hydrocarbon Exploration**. San Diego, CA. Academic Press, 1999.

LINDE, Coby van der.: **The State and the International Oil Market: Competition and the Changing Ownership of crude Oil Assets**. Norwell, MA. Kluwer Academic Publishers, 2000.

MENDES, Natal: Expex: Strategic Future For Brazilian Independents. **Latin Independent Forum 2006**. Rio de Janeiro, RJ, março de 2006.

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

NEWENDORP, Paul: **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. Tulsa, OK. PennWell Publishing Company, 1996.

ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO (ONIP): **Situação da Sísmica Terrestre no Brasil**: Projeto ONIPGEO. Dezembro, 2003.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OPEC): **Annual Statistical Bulletin 2005**. Viena, Austria, 2006.

QUÍMICA E DERIVADOS: **Retomando os Maduros**. Revista Química e Derivados, nº. 431, outubro de 2004.

PETRO & QUÍMICA: **Participação em Toda a Cadeia**. Revista Petro & Química, nº. 248, maio de 2003.

_____: **Potencial Brasileiro**. Revista Petro & Química, nº. 258, março de 2004.

PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY (PIW): **PIW Ranks The World's Top Oil Companies**. Energy Intelligence. Dezembro, 2005.

PORTER, Michael: **Estratégia Competitiva**: Técnicas para Análises de Indústrias e da Concorrência. Editora Campus. São Paulo, 2001.

PRATES, Jean-Paul: **Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás: Aspectos Técnicos, Econômicos, Regulatórios, Políticos e Comparativos. Fórum Continuado de Energia – 2ª. Edição**. Rio de Janeiro, RJ, ago. 2004.

RESOLUÇÃO Nº. 350, de 06 de Julho de 2004.

RIBEIRO, Marilda S.: **Aspectos Gerais da Segunda Rodada de Licitações de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais. Audiência Pública**. Rio de Janeiro, RJ, mar. 2006. Disponível em:

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round2_AM/Aud_Publica_apresentacoes/Marilda.pdf> Acesso em: 04 mai. 2006.

SILVA, Antenor Roberto Pedroso: **Pólo Regional ou Cluster do Município de Rio Verde, Goiás, Brasil**. Caminhos de Geografia – Revista On Line, p. 41-55. Uberlândia, MG, out. 2004

THOMAS, José E.: **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro, RJ. Editora Interciência, 2001.

VALOR ECONÔMICO: **Setor de petróleo continuará importando mão-de-obra**. São Paulo, 08 de setembro de 2004.

VILAS, Arturo: **Scotia Waterous: Equity & Debt Financing for Acquisitions in Latin America. Latin Independent Forum 2006**. Rio de Janeiro, RJ, mar. 2006.

ZAMITH, Maria Regina M. A.: **A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil.** 2005. 299 f. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

ANEXO I

QUESTIONÁRIO

1. Empresa: _____

2. País de Origem: _____

3. Área de Atuação:

- Setor de *Downstream* Setor de *Upstream*
 Engenharia/Construção Civil Logística e Transporte
 Parapetrolífero Consultoria
 Mineração Outros

4. Tamanho da Empresa (nº de empregados):

- 0 – 49 () 50 – 150 () 151 - 249 () mais de 250 ()

5. A empresa tem ou já teve algum projeto na área de Exploração e Produção de Petróleo e Gás no Brasil?

- Sim () Não ()

6. Fatores de Atratividade de Investimentos em E&P do Brasil

	Baixo	Neutro	Alto
Estabilidade Econômica			
Estabilidade Política			
Infra-estrutura e Logística			
Regulamentação/Burocracia			
Arcabouço Regulatório do Setor de E&P			
Potencial Geológico			
Disponibilidade de Dados			
Fornecimento de Bens e Serviços			
Capacitação dos Fornecedores			
Qualidade dos Recursos Humanos Locais			
Oferta de Mão-de-Obra Especializada			
Processo de Licenciamento Ambiental			
Venda da Produção			
Posição da Petrobras no mercado nacional			

ANEXO II

Empresas e Instituições Participantes da Pesquisa:

- **ABDM**
- **Aprimor**
- **Atlas Copco**
- **Aurizonia Petróleo**
- **Clariant**
- **Confacon**
- **Consulado Canada**
- **CWA**
- **E.I.M.**
- **Emtep**
- **Engepet**
- **Engepetrol**
- **Equipetrol**
- **F. I. Cunha**
- **Gavea Sensors**
- **High Tech**
- **Intecnial**
- **JC Proj. e Serv.**
- **Kical**
- **Koch Petróleo**
- **Metalfort**
- **Netzsch**
- **Nova Coating**
- **Oficar**
- **Perbras**
- **Petroreconcavo**
- **Polar**
- **Queiroz Galvão**
- **RAL Engenharia**
- **Reslab Solintec**
- **Santiago Engenharia**
- **Schlumberger**
- **Sercel**
- **The Expro Group**
- **TS Automação**
- **V&M**
- **Vabos Construções**
- **Vetco Argentina**
- **Vetco Brasil**
- **Vipetro**