



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

BERNARDO PEREIRA CABRAL

**O *CLUSTER* DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO RECÔNCAVO
BAIANO E OS CAMPOS MADUROS E/OU MARGINAIS: UMA ANÁLISE
EXPLORATÓRIA PELOS DADOS DA RAIS**

SALVADOR

2010

BERNARDO PEREIRA CABRAL

**O *CLUSTER* DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO RECÔNCAVO
BAIANO E OS CAMPOS MADUROS E/OU MARGINAIS: UMA ANÁLISE
EXPLORATÓRIA PELOS DADOS DA RAIS**

Trabalho de conclusão de curso
apresentado no curso de Ciência Econômicas da
Universidade Federal da Bahia como
requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel
em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. Hamilton de Moura Ferreira Jr.

SALVADOR

2010

Ficha catalográfica elaborada por Vânia Magalhães CRB5-960

Cabral, Bernardo Pereira

C117 O cluster da Indústria do Petróleo e Gás Natural do Recôncavo baiano e os campos maduros e/ou marginais: uma análise exploratória pelos dados da RAIS/ Bernardo Pereira Cabral. _ Salvador, 2010.

50 f. : il.: tab.; quad.; fig.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) - Universidade Federal da Bahia, Faculdade de Ciências Econômicas, 2010.

Orientador: Profº. Dr. Hamilton de Moura Ferreira Júnior.

1. Indústria do petróleo. 2. Cluster. I. Ferreira Júnior, Hamilton de Moura II.Título. III. Universidade Federal da Bahia.

CDD – 338.27282

BERNARDO PEREIRA CABRAL

O CLUSTER DA INDÚSTRIA DO PETROLEO E GAS NATURAL DO RECÔNCAVO
BAIANO E OS CAMPOS MADUROS E/OU MARGINAIS: UMA ANÁLISE
EXPLORATÓRIA PELOS DADOS DA RAIS

Trabalho de conclusão de curso apresentado no curso de Ciências Econômicas da
Universidade Federal de Bahia como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em
Ciências Econômicas.

Aprovada em 17 de novembro de 2010.

Banca Examinadora

Orientador: _____

Prof. Dr. Hamilton de Moura Ferreira Júnior
Faculdade de Economia da UFBA

Gervásio Ferreira dos Santos
Prof. Dr. Da Faculdade de Economia
Da UFBA

Leonardo Bispo de Jesus Júnior
Me. Da Faculdade de Economia da
UFBA

Dedico este trabalho ao meu avô Lazineho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao professor Hamilton de Moura, não só pela orientação na elaboração deste trabalho, mas também por ministrar algumas das melhores aulas que presenciei nestes quatro anos de faculdade.

Ao professor Gervásio Ferreira, por, além de me oferecer aulas tão boas, ter aceitado prontamente o convite para participar da minha banca e a Leonardo Bispo, por não só ser meu colega de pesquisa, mas por ser meu co-orientador e exemplo de dedicação ao trabalho.

À minha mãe, pelo amor e apoio incondicional a todas as minhas escolhas, ao meu pai, eternamente o meu economista favorito, e ao meu irmão, companheiro de toda uma vida.

À Rafaela, Camila, Tomás, Felipe, Caio, Rodrigo e outros grandes amigos que me proporcionaram tantos momentos inesquecíveis na Faculdade.

À Mateus, Lorena, Musa, Pedro e todos os membros da minha família mineira que, apesar da distância, sempre estiveram presentes na minha vida.

Aos amigos do NEC e do UNES, que me ajudaram direta e indiretamente na construção deste trabalho.

Aos professores Oswaldo Guerra, Gilca Garcia, Paulo Balanco, André Luis Mota, Henrique Tomé e António de Pádua, por me oferecerem reais momentos de realização com o curso que escolhi.

RESUMO

Este estudo destina-se a demonstrar a existência de um *cluster* da indústria de petróleo e gás natural na região do recôncavo baiano. A partir de uma metodologia de análise chamada *industry perception method* (IPM), usam-se os dados da Relação Anual de Indicadores Sociais (RAIS) de 2009 para chegar a esta conclusão. Antes disso, discute-se a conceituação dos campos maduros e/ou marginais de petróleo e gás natural, que representam boa parte da realidade dos campos baianos, e o próprio conceito de *cluster*, qual seja o de uma aglomeração industrial onde os agentes diminuem seus custos de transação pela existência de fornecedores e consumidores na mesma região. Feita as conceituações, parte-se para a análise do modelo de exploração do petróleo adotado desde a quebra do monopólio da Petrobrás com a promulgação da Lei do Petróleo de 1997 e da criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Percebe-se que este novo modelo permitiu a entrada de outros *players* no mercado e, a partir da realização de leilões especialmente voltados para os campos marginais, a entrada também de empresas menores, conhecidas como produtores independentes. Por fim, após demonstrar a existência do *cluster* na Bahia, mostra-se sua importância social para a região e, mais a frente, algumas perspectivas para ele no novo paradigma de exploração na camada do pré-sal.

Palavras-chave: Petróleo. *Cluster*. Campos marginais. Produtores independentes.

SÚMARIO

1	INTRODUÇÃO	7
2	A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL, OS CLUSTERS E OS CAMPOS MARGINAIS E/OU MADUROS.....	10
2.1	CAMPOS MARGINAIS E/OU MADUROS: EM BUSCA DE UMA DEFINIÇÃO	11
2.1.1	Os Campos Maduros	12
2.1.2	Os Campos Marginais	13
2.2	O CONCEITO DE CLUSTER E SUA IMPORTÂNCIA COMO REFERENCIAL ANALÍTICO	15
3	CAMPOS MARGINAIS, PRODUTORES INDEPENDENTES E A ANP	20
3.1	CAMPOS MARGINAIS E AS EXPERIÊNCIAS DE SUCESSO	22
3.1.1	E&P por Produtores Independentes nos EUA	23
3.1.2	E&P por Produtores Independentes no Canadá	25
3.1.3	E&P por Produtores Independentes na Austrália	26
3.2	CAMPOS MARGINAIS E O BRASIL	27
3.2.1	Os Modelos Regulatórios para Concessão de Blocos Exploratórios.....	29
3.2.2	Os Leilões da ANP e a Exploração de Campos Marginais por Produtores Independentes no Brasil	32
4	O CLUSTER DA IPGN NO RECÔNCAVO BAIANO: IMPORTÂNCIA, IDENTIFICAÇÃO E PERSPECTIVAS.....	36
4.1	A IMPORTÂNCIA SOCIAL DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA BAHIA.....	36
4.2	IDENTIFICAÇÃO DO <i>CLUSTER</i> DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO RECÔNCAVO BAIANO.....	38
4.3	POSSÍVEIS PERSPECTIVAS PARA O <i>CLUSTER</i> DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO RECÔNCAVO BAIANO	44
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	45
	REFERÊNCIAS	47

1 INTRODUÇÃO

A Indústria Mundial de Petróleo (IMP), que remonta à metade do século XIX, sempre foi objeto de curiosidade no estudo da economia moderna. A sua dinâmica, tão inovadora no que diz respeito à sua organização industrial, foi analisada por grandes mentes como Alfred Chandler e Edith Penrose¹ e foi considerada um paradigma para a análise do padrão de concorrência oligopolístico.

Ainda que, em um primeiro momento, a busca de lucros extraordinários no curto prazo tenha sido responsável por uma exploração predatória por petróleo na região conhecida como *Oil Creek Valley* (Pennsylvania – EUA), no fim do século XIX o empresário Jonh D. Rockefeller, criou a *Standard Oil Company* e estabeleceu um objetivo: auferir ganhos com a integração vertical² da cadeia do petróleo. Quando, no começo do século XX, a firma criada por Rockefeller foi desmembrada em outras trinta e nove empresas em uma decisão da Suprema Corte norte-americana, as empresas ali nascentes deram início ao que seria então um novo formato para a IMP: um mercado oligopolizado, com grandes barreiras à entrada e uma menor, mas ainda muito comum, integração vertical.

As grandes firmas criadas a partir dessa época, ainda que com diferentes estruturas acionárias (estatais, mistas ou privadas) e em diferentes regiões do mundo, seguiram perpetuando esses aspectos estruturais do mercado. Mesmo assim, a maturação da indústria e alguns aspectos pontuais em sua evolução permitiram o aparecimento de um mercado diferenciado para pequenos e médios produtores, investindo no que se convencionaria chamar de campos maduros e/ou marginais.

Estes campos, embora não gozem de uma conceituação amplamente aceita, passaram a entrar na pauta de debates sobre os caminhos da IMP quando se percebeu que, embora não haja, por uma série de aspectos particulares, interesse de grandes empresas em explorar estas regiões, existe possibilidade de ganhos para empresas menores. Estas empresas, que deveriam ser

¹ Alfred Chandler foi um grande pesquisador na área da história econômica e Edith Penrose, por sua vez, uma grande estudiosa da teoria da firma.

² Integração vertical diz respeito à expansão de uma firma através da adição de atividades anteriores e/ou posteriores ao processo de produção e distribuição.

enquadradas em um regime regulatório diferenciado, não só conseguem obter um retorno para seus investimentos como, por uma série de efeitos diretos e indiretos, promovem mudanças positivas nas regiões em que se instalam.

Trazendo a discussão para a realidade brasileira, percebe-se que as transformações da indústria de petróleo nacional com a Lei do Petróleo em 1997, quais sejam: redefinição do papel da grande empresa petroleira nacional, a Petrobras, e a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foram cruciais para os projetos de exploração e produção (E&P) em campos marginais nacionais. Estes campos, dos quais o estado da Bahia possuía cerca de um terço em 2008, embora tenham sido alvos de licitações e sejam continuamente observados pelos órgãos responsáveis, ainda estão longe de ter a importância que têm em outros países como Estados Unidos e Canadá (ANP, 2010).

Na Bahia, percebe-se que a presença destes campos, embora sendo explorados de uma maneira aquém da desejável, mantêm a cadeia produtiva do petróleo e gás natural ativa, dando ênfase especial ao *cluster* da indústria no recôncavo baiano. Embora não seja apontado em outros trabalhos dessa forma, as empresas do recôncavo baiano, ao possuir ganhos de eficiência pela aglomeração espacial, formam, como será visto mais a frente neste trabalho, um distrito industrial.

Estruturada em cinco capítulos, com esta Introdução inclusa, a monografia que aqui se segue tem como objetivo, além de entender melhor a realidade da exploração marginal de petróleo e gás no recôncavo baiano, apontar a formação de um *cluster* dessa indústria na região. No próximo capítulo, intitulado “A indústria do petróleo e gás natural, os *clusters* e os campos marginais e/ou maduros”, serão levantados alguns conceitos básicos que serão usados largamente nesta monografia, como os conceitos de campos maduros, campos marginais e *cluster*.

No terceiro capítulo, o estudo em torno dos campos maduros e/ou marginais dará espaço para uma análise sobre como torná-los viáveis para exploração, usando exemplos de países onde um aparato institucional eficiente conseguiu colocar o pequeno e médio produtor como agente importante de fornecimento óleo e gás natural (O&G). Mais a frente, ainda neste capítulo, será mostrado como, no Brasil, as mudanças ocorridas na década de 1990 foram diferentes das de outros países e como isso foi determinante no desenvolvimento deste segmento de

mercado no país, dando destaque ao papel da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e seus leilões.

No penúltimo capítulo, que contempla a discussão principal deste trabalho, será mostrada a importância da E&P de petróleo e gás natural em campos marginais e/ou maduros na economia das cidades baianas e, através dos dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) de 2009, demonstrar a conformação dessa indústria na Bahia em um *cluster*. Desta forma, lança-se mão de todo o debate realizado nos capítulos anteriores para demonstrar como o *cluster* do recôncavo baiano é relevante no cenário nacional da IPGN, ainda que com produção *onshore* e com exploração em campos marginais.

No último capítulo, que contém as considerações finais, será apontado como a conformação da IPGN estadual em um *cluster* coloca esta em um papel relevante para a realidade nacional. A exploração de petróleo e gás natural, embora realizada em campos *onshore* e de porte marginal, permitem não só melhorar os indicadores sociais dos municípios, mas, ao se considerar as vantagens competitivas de toda sua cadeia, pode dar início a um processo de desenvolvimento de um pólo supridor regional que é capaz, inclusive, de ser ofertante dos grandes investimentos de O&G no Brasil.

1 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL, OS CLUSTERS E OS CAMPOS MARGINAIS E/OU MADUROS

A indústria de petróleo e gás, responsável pelo aproveitamento dos hidrocarbonetos encontrados em rochas sedimentares, está incorporada entre as atividades de natureza intermediária. A utilização de seus produtos ocorre em inúmeros setores produtivos (indústrias têxtil, embalagens, automobilística, eletroeletrônica, etc.), inserindo-se como insumos nos estágios iniciais de diversas cadeias produtivas. Esta indústria se caracteriza por ser intensiva em capital, operar com escalas mínimas elevadas e em grandes unidades produtivas, sendo dominada, conseqüentemente, por grandes companhias internacionais (LIMA; FERNANDES, 2009).

Conforme demonstrado na Figura 1, a IMP envolve um conjunto de atividades que pode ser dividido em três segmentos, quais sejam: (i) prospecção, exploração, perfuração e completação; (b) produção propriamente dita; e (c) transporte, refino e distribuição. Os dois primeiros segmentos são denominados à montante ou *upstream* e o último segmento, à jusante ou *downstream* (TEIXEIRA; GUERRA, 2003).

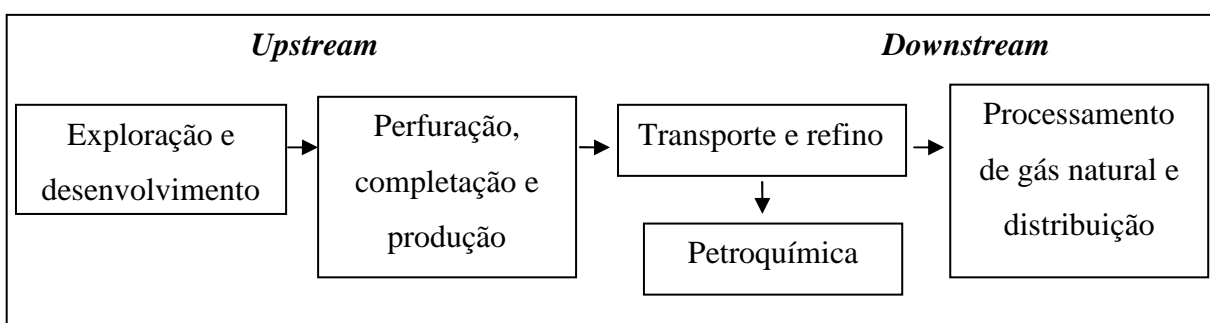


Figura 1 - Cadeia de atividades da indústria do petróleo

Fonte: LIMA; FERNANDES, 2009; TEIXEIRA; GUERRA, 2003

Estes segmentos são correspondentes a:

Exploração e desenvolvimento compreendem prospecção e delimitação de jazidas; o segmento de perfuração, completação e produção concentra-se na atividade de perfurar o poço e prepará-lo para receber os equipamentos para a produção permanente de petróleo e gás; o segmento de refino e transporte volta-se para o traslado do óleo cru e do gás para as unidades de produção de derivados; enquanto o processamento e a distribuição de gás natural cobrem um conjunto de operações

destinadas ao transporte, à distribuição e à utilização de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. (LIMA; FERNANDES, 2009, p. 323).

É importante acrescentar, como revela o Quadro 1, que cada um dos diferentes segmentos se caracteriza pela especificidade de padrões tecnológicos, identificados nos materiais, equipamentos e serviços (LIMA; FERNANDES, 2009).

Segmento	Materiais e equipamentos relevantes	Principais serviços
Exploração	Sismógrafos, explosivos e computadores de grande porte.	Levantamento e processamento geofísico, determinação do perfil dos poços e avaliação de formações.
Perfuração, completção e produção	Tubos de revestimento, “árvores-de-natal molhadas”, linhas flexíveis, turbinas e grandes geradores e compressores.	Perfuração e cimentação de poços, afretamento de embarcações de apoio e lançamento de linhas submersas.
Refino e transporte	Grandes compressores e bombas, turbinas a vapor, fornos torres, vasos de pressão e sistemas supervisores de controle.	Manutenção mecânica e instalação e montagem de plantas industriais, de oleodutos e gasodutos e de sistemas de armazenamento.

Quadro 1: Etapas da cadeia produtiva de petróleo e gás natural

Fonte: ANP *apud* LIMA; FERNANDES, 2009

Essa divisão por segmentos faz-se válida para toda a indústria do petróleo, independente das demais particularidades que possam existir. Sobre estas particularidades, uma em especial é fundamental para o andamento desta monografia: a existência de campos produtivos de petróleo e gás natural considerados marginais e/ou maduros.

2.1 CAMPOS MARGINAIS E/OU MADUROS: EM BUSCA DE UMA DEFINIÇÃO

Para dar início à discussão a que se propõe esta monografia é necessário, antes de qualquer coisa, partir para a conceituação dos campos marginais e/ou maduros. Esta definição é muito importante para efeitos regulatórios e, ainda que estes conceitos sejam considerados em

muitos casos sinônimos, há uma vasta discussão acadêmica sobre os reais componentes de cada um destes.

Mesmo propondo uma separação destes conceitos para melhorar o entendimento, não cabe a esta monografia a difícil missão de conceituar perfeitamente cada um deles. Assim como em Zamith (2005), prevalece neste trabalho apenas o desejo de se definir genericamente o escopo da discussão no meio técnico.

2.1.1 Os Campos Maduros

O termo maduro está associado, no dia-a-dia, à chegada de algo a uma idade mais avançada. No que tange aos campos de petróleo, as definições para a maturidade de um campo são diversas, mas todas têm embutido um caráter técnico relacionado ao regime de produção. Usando o levantamento realizado por Câmara (2004) e Zamith (2005), serão demonstradas algumas das conceituações elaboradas na literatura especializada.

Primeiramente, há a noção de maturidade relacionada ao limite econômico, como realizado nos trabalhos de Cheatwood e Guzman *apud* Câmara (2004) e Fleckenstan *apud* Câmara (2004), que definiram áreas maduras como aquelas que têm, historicamente, baixa margem econômica. Esta noção promove uma ligação entre a maturidade e aspectos econômicos como receitas, viabilidade, despesas e outros.

Autores como Ponde e Clark *apud* Câmara (2004) usam, por sua vez, a qualificação das propriedades do campo para determinar sua maturidade. Estes autores, como também Logan *et al* *apud* Câmara (2004), colocam como determinantes para considerar um campo como maduro o uso da recuperação secundária ou terciária³. O problema nesta noção, no entanto, está no caráter subjetivo da definição, inviabilizando o uso para efeitos regulatórios (CAMARA, 2004).

³ Para a extração de petróleo em um poço, primeiramente usam-se mecanismos naturais do próprio poço. Quando estes mecanismos começam a falhar, usam-se ferramentas artificiais para recuperar a produtividade do poço em questão, a chamada recuperação secundária. Se, no entanto, a recuperação for feita aumentando a mobilidade do óleo, chama-se este processo de recuperação terciária.

Outra forma de definição é a usada por Coste e Valois *apud* Câmara (2004), que levam em consideração o tempo de produção e a quantidade produzida em cada campo. Para estes, um campo com produção iniciada a mais de 10 anos e com a perfuração de mais de 1000 poços é considerado maduro. Esta definição, segundo Câmara (2004), entra em contraste com casos de campos que apesar de terem produção antiga, não têm muitos poços perfurados, sendo, desta forma, desconsiderados.

Alguns outros autores conceituam um campo maduro a partir de informações específicas de cada campo. Para isso, profissionais de uma empresa, baseando-se em conhecimento próprio, fazem essa classificação, mas, sem nenhuma preocupação com definições para efeito regulatório. Alguns destes são Mathis e outros *apud* Câmara(2004) e Fabel e outros *apud* Câmara (2004).

Além destas, a literatura internacional contempla algumas outras definições para campos maduros que, no escopo deste trabalho, não serão consideradas. No entanto, algumas definições, feitas mediante observação da realidade brasileira, destacam-se. Dentre estas, as que melhor respondem às demandas deste trabalho são: 1) a de Prates (2010), considerando campo maduro “aquele, de qualquer tipo [...] cujo tempo de produção já está além do planalto principal e, portanto, se encontra naturalmente em queda de produtividade rumo à exaustão de sua reserva recuperável” e 2) a de Schiozer *apud* Zamith (2005), que define campos maduros em termos de volume tecnicamente recuperável não superior a três milhões de barris de óleo equivalente e que esteja produzindo a pelo menos dez anos.

Por fim, cabe ressaltar que a ANP, em seu primeiro leilão no ano de 2001, ao licitar campos considerados maduros, denominou estes como campos marginais. A separação destes termos faz-se, então, necessária.

2.1.2 Os Campos Marginais

Os campos marginais, embora gozem de uma definição mais comum entre diferentes autores, também estão sujeitos à variedade de opiniões dos especialistas. Luczynski *apud* Zamith (2005) propõe três aspectos fundamentais para a determinação da marginalidade de um

campo: geológicos, econômicos e tecnológicos. No primeiro aspecto, marginal é aquele campo onde a estrutura geológica dificulta sua exploração. No aspecto econômico, marginal é aquele campo que depende muito do preço do petróleo ao longo de sua vida produtiva. Por fim, o aspecto tecnológico delimita um campo marginal como sendo aquele que, com as condições tecnológicas vigentes, tem um óleo difícil de recuperar.

Já segundo Prates (2004, p. 2):

Campo Marginal é 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.

Há também a definição de Ferreira (2009, p. 55), que denomina campo marginal como sendo um campo produtor com Valor Presente Líquido (VPL⁴) baixo, no limite de sua economicidade. Acrescenta ainda, ampliando o conceito, que todos os seguintes fatores são importantes para a determinação da marginalidade:

- **Estratégia do concessionário:** os investimentos necessários para aumentar e/ou prolongar a produção não fazem parte dos planos do concessionário. Se o operador tiver que escolher entre dois campos, o de melhor economicidade produzirá em detrimento do de inferior rentabilidade.
- **Exaustão econômica:** devido ao nível de maturidade do campo, a curva de declínio se tornou imbatível. A economicidade está sujeita as condições físicas do reservatório e ao cenário técnico vigente. Sendo assim, cada empreendimento terá um limite econômico, assim como um limite de exposição máxima em relação a investimentos.
- **Porte ou escala:** um projeto pode envolver uma reserva muito pequena ou produção já muito pequena. Algumas reservas de gás ainda não desenvolvidas podem apresentar problemas técnicos ou de escala.
- **Questões técnicas:** a manutenção das atividades de extração depende da assimilação de novas técnicas ou diferentes processos de produção que não motivam o concessionário economicamente ou até mesmo estrategicamente.
- **Gargalos de infra-estrutura:** por exemplo, os poços ficaram temporariamente abandonados por alguns anos e o equipamento e a infra-estrutura de escoamento foram deteriorados. A infra-estrutura de processamento do óleo cru pode estar obsoleta e o investimento para viabilizar a adequação do óleo pode não ser economicamente viável. O investimento e o tempo necessário para colocar a

⁴ VPL é um método matemático utilizado para calcular a viabilidade de um investimento. Para isso, compara-se o valor inicial do investimento com uma taxa mínima de atratividade, transpondo esse valor para o futuro com o acréscimo de uma taxa de juros de referência.

produção *online* novamente podem não ser econômicos ou podem não representar a melhor estratégia de retorno.

- Comercialização de óleo: o concessionário muitas vezes consegue produzir bem e economicamente, mas não consegue um contrato para comercialização de seu óleo.
- Mercado: o cenário mercadológico pode se tornar desfavorável por um período de tempo longo, inviabilizando a produção.

Ressalta-se, ainda, que:

O primeiro é um conceito econômico, o segundo é técnico. [...] No caso da marginalidade de um campo, é o operador quem decide sobre a sua economicidade; no caso da maturidade, trata-se de um efeito inexorável do regime de produção (conceito técnico). [...] Pode-se dizer que quase todo campo marginal tem a maturidade entre as razões que podem levar seu operador a considerá-lo como tal; mas o contrário nem sempre é verdadeiro: ou seja, nem todo campo maduro é marginal. (PRATES, 2010, p. 2).

A partir dessa pequena explanação, percebe-se que o conceito de campo maduro não é o ideal para o escopo deste trabalho, visto que alguns podem ter elevada produção e lucratividade, o que não se adequa a realidade da Bahia. Sendo assim, a partir do próximo capítulo, será empregada a metodologia de Ferreira (2009) que, além de se referir apenas aos campos como marginais, designa estes, quando trata do caso brasileiro, como sendo campos inativos explorados e devolvidos pela Petrobrás à ANP ao longo das últimas décadas.

2.2 O CONCEITO DE CLUSTER E SUA IMPORTÂNCIA COMO REFERENCIAL ANALÍTICO

Dando continuidade à construção teórica que antecede a discussão desta monografia, tenta-se, nesse tópico, explicitar outro conceito importante que será vastamente usado ao longo deste texto: o conceito de *cluster*. Antes de falar deste formato de cooperação deve-se, no entanto, discutir o conceito mais genérico de rede de firmas.

A existência, em praticamente todos os ramos de atividade econômica, de diferentes formas de cooperação entre firmas tem, nos últimos anos, sido material de pesquisa recorrente na

Economia Industrial. Isso se deve, principalmente, pela percepção de que a melhoria no desempenho competitivo devia não só se centrar na empresa individual, mas, também, na relação desta com outras empresas e instituições. Para analisar essa interdependência entre firmas, constrói-se, então, o conceito genérico de rede (BRITTO, 2002; LASTRES, 2010).

O uso do conceito de rede como referencial analítico, segundo Britto (2002), tem sido fundamental para a análise de diferentes temas, quais sejam:

- (i) Alianças estratégicas entre empresas;
- (ii) Programas de cooperação de agentes em áreas distintas para viabilizar inovações;
- (iii) Processos de subcontratação e terceirização com o objetivo de verticalização no interior da cadeia produtiva;
- (iv) Sistemas flexíveis de produção com base em relações constantes entre firmas;
- (v) Distritos industriais baseados em diferentes formatos de aglomeração espacial;
- (vi) Sistemas nacionais e regionais de inovação baseados em interação e especialização de diferentes *players*;

Destaca-se, no conceito de rede, sua capacidade de captar a dinâmica sofisticada das relações entre diferentes firmas e instituições, que caracterizam o movimento da economia contemporânea. É importante destacar, ainda, a maleabilidade do conceito, o que o torna aplicável para analisar diferentes fenômenos que tenham como característica a cooperação entre agentes, o que reforça sua interdependência e exige que mecanismos de coordenação coletiva sejam adotados (BRITTO, 2002; LASTRES, 2010).

Não se pode esquecer, também, das possíveis confusões que surgem com o uso de termos como “empresas em rede”, “redes de empresas” e “indústrias em rede”. Segundo Britto (2002):

O primeiro deles associa-se a conformações intra-organizacionais que se estruturam como desdobramento evolutivo da empresa multidivisional, a partir do advento de novas tecnologias de informação-telecomunicação. As “indústrias em rede” estão geralmente associadas a setores de infra-estrutura, baseando-se num padrão de interconexão e compatibilidade entre unidades produtivas, que se constitui em requisito básico para a operação eficaz das mesmas. O conceito de “redes de empresas”, por sua vez, refere-se a arranjos interorganizacionais baseados em vínculos sistemáticos – muitas vezes de caráter cooperativo – entre empresas formalmente independentes, que dão origem a uma forma particular de coordenação das atividades econômicas. (BRITTO, 2002, p. 347).

Segundo Britto (2002), nos últimos anos existiu uma tentativa de se construir uma tipologia sobre redes de empresas, baseadas em modelos estilizados – busca-se formatar a diversidade

das redes. Como é de se imaginar, apesar das dificuldades em se construir tal tipologia, é válido separar estas redes em três formas estilizadas, tais como: (1) redes de subcontratação, onde existe uma empresa principal que é responsável pela coordenação das transações da rede, (2) redes baseadas na aglomeração industrial (*clusters*) e (3) redes tecnológicas, armadas para facilitar o intercâmbio de aptidões para a possível criação de inovações (BRITTO, 2002).

Sobre os diferentes formatos de rede, neste trabalho dá-se ênfase à rede baseada na aglomeração industrial que, a partir de agora, será chamada de *cluster*. Este modelo de rede, segundo Britto (2002, p. 374): “(...) está baseado na obtenção de ganhos de eficiência em virtude da aglomeração espacial de atividades complementares do ponto de vista tecnológico e/ou mercadológico, através da formação de distritos ou aglomerações industriais”.

Segundo Chorincas e outros (2001), os *clusters*, que foram elaborados a partir do conceito de distritos industriais, desenvolvido por Alfred Marshall, estão diretamente ligados aos ganhos adquiridos pela especialização das empresas e da mão-de-obra de empresas que atuam no mesmo ramo de atividade, ou em atividades relacionadas. Já Britto (2002) afirma que os *clusters* estão associados com a presença de sistemas de produção regionais intensamente integrados, que possuem oito características marcantes, quais sejam:

- (1) a ocorrência de uma especialização produtiva ao nível local, com base num processo histórico de acúmulo de competências;
- (2) a relevância da produção concentrada em determinadas localidades em relação à produção total de determinada indústria no âmbito nacional;
- (3) a existência de uma intensa divisão de trabalho ao nível local, em termos intra e interindustriais, responsável pela redução dos custos de transação nas operações realizadas entre empresas locais;
- (4) a presença de uma pluralidade de protagonistas ao nível local, associada à existência de um grande número de agentes locais satisfatoriamente capacitados e à ausência de uma empresa dominante claramente identificável para o conjunto de atores participantes da rede;
- (5) a ampliação cumulativa da base de conhecimentos dos agentes locais por meio do processo de especialização, facilitando a introdução de novas tecnologias e viabilizando o aumento dos níveis de produtividade;
- (6) a existência de um sistema eficiente de transmissão de informações ao nível local, garantindo uma circulação rápida e eficiente de informações sobre escoadouras para a produção, tecnologias alternativas, disponibilidade de insumos-componentes e novas técnicas de marketing e comercialização;
- (7) a existência de um elevado nível de qualificação dos recursos humanos ao nível local, como resultado de um processo histórico de sedimentação de habilidades e conhecimentos;
- (8) a generalização de relações diretas entre os agentes ao nível local, o que facilita a difusão extensiva de inovações tecnológicas e organizacionais, favorecendo o aumento da eficiência dos sistemas locais de produção. (BRITTO, 2002, p. 378).

A respeito do ajustamento no interior destas redes, estas estão baseadas na geração de ganhos pela especialização na produção de insumos, partes e componentes, com o intuito de reduzir os custos de produção e facilitar as adaptações para atender a demanda. Já aos aspectos técnico-produtivos estão associados à diminuição de custos advindos da possibilidade de ajustar a logística de operação da rede para lidar com a sazonalidade do mercado (BRITTO; 2002; LASTRES, 2010).

Em relação a sua construção interna, segundo Britto (2002, p. 381):

geralmente incluem empresas interdependentes (incluindo fornecedores especializados), agentes produtores do conhecimento (universidades, institutos de pesquisa, empresas de consultoria etc.), instituições-ponte (consórcios, incubadoras etc.) e consumidores, os quais se articulam entre si através de uma cadeia produtiva espacial e setorialmente localizada.

Ao se ajudarem mutuamente, os agentes integrados ao *cluster* conseguem vantagens competitivas em nível industrial para determinada região, o que permite explorar diversas economias de aglomeração e outras formas de externalidades indutoras de maiores níveis de eficiência econômica (BRITTO, 2002; LASTRES, 2010).

Considerando novamente as características básicas deste tipo de arranjo produtivo, normalmente ressaltam-se três destas, tais como: (1) a presença de economias externas específicas ao espaço territorial, onde interagem os agentes, permitindo vantagens competitivas para seus participantes, (2) a presença de um equilíbrio constante de ideais de cooperação e competição entre as empresas, o que gera redução dos custos de transação e (3) a existência de um balanço entre regras de mercado e regras de cunho mais social estabelecidas localmente (BRITTO, 2002).

Outro autor importante na discussão de *clusters*, Schimtz (1995) definiu estes como concentrações geográficas de empresas e introduziu a idéia de eficiência coletiva, que ressalta os ganhos competitivos envolvidos em uma interação entre empresas em nível local, além de outras vantagens relacionadas à aglomeração. Essa eficiência coletiva nada mais é que um processo dinâmico que permite o aumento da competitividade através da troca de informações e do fortalecimento de laços cooperativos entre os agentes.

Quanto à morfologia, os *clusters* caracterizam-se pela dispersão dos agentes, além de um baixo nível de hierarquização interna e especialização funcional de empresas independentes. Quanto ao processo de coordenação intra-rede, nota-se a criação de ações coletivas para aumentar a eficiência coletiva. Sobre estas existe particular ênfase em duas, quais sejam: (1) a existência de centros prestadores de serviços técnicos especializados, que funcionam como deflagradores de externalidades que posteriormente são aproveitadas pelo restante dos membros do arranjo e (2) a criação de associações empresariais para intercâmbio de informações e competências, funcionando, também, como grupos de pressão pelos interesses de seus membros em uma esfera mais ampla (BRITTO, 2002).

3 CAMPOS MARGINAIS, PRODUTORES INDEPENDENTES E A ANP

Diante das particularidades dos campos marginais, há de se entender que as firmas típicas do mercado de E&P de petróleo e gás natural não estejam interessadas neste setor. Como chama a atenção Ferreira (2009), no caso de, por exemplo, algum problema na produção de um campo marginal, a mobilização de serviços de intervenção, que inclui uma sonda com custo em torno de R\$ 20mil/dia, estará competindo por serviços de outro poço com produção bem maior. Além do custo operacional, “(...) poços marginais precisam de atenção especial para continuar produzindo e, compreensivelmente, grandes empresas não podem priorizar pequenos projetos em detrimento de suas grandes e lucrativas produções”. (FERREIRA, 2009, p. 60).

Com a ausência das grandes firmas nesse segmento de mercado, surgem, no cenário de exploração e produção (E&P) de campos marginais, pequenas empresas, também conhecidas como independentes. A produção de petróleo e gás natural realizada por essas empresas, embora individualmente seja pequena quando comparada às firmas típicas do setor, pode ser, como no caso dos EUA (o maior produtor em campos marginais) de grande importância para a produção total do país.

Segundo a Independent Petroleum Association of America (IPAA), firma independente é toda aquela que não é integrada, tira suas receitas basicamente da extração do poço e situa-se somente no segmento de E&P da indústria petrolífera, sem operações no refino e na distribuição. Ainda assim, como em qualquer outro mercado, o porte financeiro, as áreas de atuação mais específicas e mesmo a integração de cada firma, variam (RODRIGUES, 2007).

Usando a mesma metodologia de Rodrigues (2007), usar-se-á a denominação de independente para toda a empresa que não seja integrada “do poço ao posto” e, ao mesmo tempo, não tenha possibilidade de atuar globalmente. As empresas estatais, ainda que se encaixem neste perfil, também serão desconsideradas como independentes para não prejudicar a análise dos ambientes institucionais estudados.

A eficiência clara destas firmas na gestão de campos declinantes reside, como afirma Prates *apud* Rodrigues (2007), em:

- (i) baixo *overhead*⁵. 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 *apud* Rodrigues (2007), o produtor independente deve ter, além de uma equipe técnica com bom conhecimento dos processos necessários para a exploração de um campo marginal, uma equipe gerencial eficiente e técnica com experiência na captação de recursos nacionais e internacionais, assim como ciente dos aspectos institucionais das operações.

Claro que, ainda que sem a concorrência das grandes firmas de E&P de petróleo e gás, as firmas independentes estão preocupadas com fatores que aumentam (ou diminuem) a viabilidade dos poços marginais em que se encontram. Segundo Ferreira (2009), basicamente são três estes fatores: 1) preço do barril do petróleo, 2) custo operacional e 3) ambiente regulatório favorável.

O preço do barril, internacionalmente estabelecido e com grande influência da OPEP⁶, está relacionado com a capacidade dos produtores de converter suas respectivas produções em receita propriamente dita. Há de se imaginar que, diante de um preço muito baixo para a venda, a exploração dos campos é prejudicada e dificilmente consegue ser viabilizada, motivo pelo qual, além de outros fatores da indústria, a temática dos campos marginais venha a ser mais discutida em um momento de cotação internacional elevada para os padrões históricos.

Sobre o custo operacional, o segundo fator de viabilidade, existe uma miríade de pequenas barreiras à entrada para as firmas independentes. Essas barreiras são, basicamente: capacidade

⁵ *Overhead* é um termo usado para designar as despesas gerais de uma empresa.

⁶ Organização dos Países Exportadores de Petróleo, criada em 1960 com o objetivo de reter maior parte das rendas petrolíferas geradas nos países membros através de ações coordenadas. Seus membros são: Venezuela, Arábia Saudita, Iraque, Irã, Kuwait (1960), Qatar (1961), Indonésia (entrou em 1962 e saiu em 2009), Líbia (1962), Emirados Árabes Unidos (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Equador (entrou em 1973, suspendeu sua participação entre 1992-2007), Gabão (entrou em 1975 e saiu em 1995) e Angola (2007). (OPEP, 2010)

de fornecimento de equipamentos, déficit de capital humano especializado, informação disponível sobre as áreas a serem exploradas, restrições ambientais, problemas de acesso à energia elétrica, assessoria jurídica específica, entre outros (FERREIRA, 2009).

Quanto ao aspecto regulatório, a viabilidade econômica da exploração destes campos está intrinsecamente relacionada ao aporte de algum tipo de incentivo e/ou uma legislação específica que facilite os investimentos e aumente as receitas obtidas (BRITTO; DANTAS; SANTOS; GÓES, 2003).

Sabendo o que torna o investimento em campos marginais viável, passa-se, então, a discutir-se o motivo que justifica a produção. Basicamente pode-se citar: (i) as empresas que operam neste tipo de campo não exigem benefícios do poder público para produzir, embora necessitem de incentivos para se instalarem; (ii) as pequenas e médias companhias necessitam de pessoal, infraestrutura e serviços locais; (iii) as atividades petrolíferas de campos marginais geram emprego e renda local, que têm efeito multiplicador; e (iv) empresas de O&G de menor porte têm maior possibilidade de verificar e orientar o uso adequado dos recursos provenientes de suas atividades, na medida que ao necessitarem diretamente dos serviços, da mão-de-obra e da infraestrutura local e, também, por estarem mais próximas da realidade social dos municípios, exigem mais das autoridades locais. (REIS; LIMA, 2009, p. 239).

3.1 CAMPOS MARGINAIS E AS EXPERIÊNCIAS DE SUCESSO

Como evidenciado anteriormente, o sucesso no aproveitamento dos potenciais produtivos de campos maduros e/ou marginais está diretamente ligado às “regras do jogo” estabelecidas. Partindo daí, percebe-se que em alguns países a experiência com as empresas de menor porte na exploração destes campos foi bem sucedida e digna de exemplo para países com este mercado ainda reprimido. Mesmo diante da existência de outros países com relativo sucesso nessa empreitada, segue, abaixo, a análise mais pormenorizada somente dos modelos adotados por EUA, Canadá e Austrália.

3.1.1 E&P por Produtores Independentes nos EUA

Os EUA, embora seja país de origem de algumas das maiores empresas de petróleo do mundo, é, também, o país com o maior número de produtores independentes de petróleo e gás natural. Para ter uma idéia da importância da produção independente neste país, segundo relatório elaborado pela *Independent Petroleum Association of America* (IPAA), em 2009, eles são responsáveis pela produção de 68% do petróleo e 85% do gás natural do país, além de serem proprietários de 90% dos poços em atividade.

Mesmo que, dentro da metodologia usada no relatório da IPAA, algumas empresas independentes tenham porte relativamente grande e exerçam até atividades em outros países próximos, é claro o papel dos poços marginais na atividade dessas firmas: em 1998 representavam cerca de 65% dos poços explorados e em 2009, cerca de 75%. Havendo, ainda segundo o relatório, 457.000 poços marginais produzindo 1,2 milhões de barris por dia em 2000 (equivalente ao que é importado da Arábia Saudita), faz-se clara a importância da produção marginal para a segurança energética do país (RODRIGUES, 2007).

Segundo Prates *apud* Rodrigues (2007), os produtores americanos independentes investiram cerca de US\$ 52,9 bilhões em 2004, perfurando 36.321 poços. Para ter noção da representatividade deste número basta saber que em toda a história da produção brasileira de petróleo só foram perfurados cerca de 20 mil poços.

A maturação das empresas independentes nos EUA é tamanha que, ainda segundo o relatório do IPAA, de 2009, quase 60% destas empresas tem suas ações ofertadas na bolsa de valores de Nova York (NYSE) com objetivo de aumentar sua capacidade de investimento. Atrelado a isso, as novas tecnologias criadas nos últimos anos transformaram estas firmas em altamente *high tech*, aumentando sua produtividade e empregando cada vez mais funcionários (IPAA, 2009).

Indo além das questões de caracterização das firmas independentes americanas, é válido ressaltar, também, algumas questões sobre o aspecto legal destas. Como o modelo regulatório da atividade de E&P nos EUA obedece a uma legislação estadual e não a uma federal, pode-se ressaltar o grande êxito do estado do Texas na elaboração de sua organização institucional.

Porém, antes de entender o que foi feito no Texas, é necessário discutir outro aspecto da legislação americana (nesse caso, federal): nos EUA, diferentemente do Brasil, a propriedade engloba não só o solo, como também o subsolo do terreno. Em sendo assim, a superfície deste terreno pode pertencer a um agente e o subsolo, a outro. Para se obter o direito à exploração de O&G no local, faz-se um contrato de *lease*.

(...) através de aluguel de áreas para a exploração de petróleo, o proprietário de direitos sobre o mineral (...) transmite ao empreendedor interessado o direito de exploração de seu subsolo, em contrapartida ao recebimento inicial de um bônus e de *royalties*, durante o período de produção, e, tanto do ponto de vista do proprietário dos recursos, como do arrendatário, esta transação econômica terá continuidade enquanto a mesma for lucrativa. (LOWE *apud* ZAMITH, 2005, p. 71).

Partindo daí, faz-se necessário, então, ressaltar a importância do órgão regulador estadual, a *Texas Railroad Commission (TRC)* que, fazendo jus ao papel do estado como grande produtor do país, sempre manteve uma política favorável aos campos marginais. Nesse sentido, a opção de isentar estes poços da regra de proporcionalidade de produção⁷ e a regulação sobre acesso aos dutos foram medidas que permitiram, mesmo em um momento de preço baixo do petróleo, a existência de uma miríade de produtores produzindo nestes campos (ZAMITH, 2005).

Ainda que a contínua exploração nos poços marginais só se sustente até hoje pela elevação dos preços do petróleo, há de se ressaltar que a opção da *TRC* pelo apoio a estes poços nos momentos desfavoráveis evitou que houvesse um abandono destas áreas, o que poderia tornar a recuperação do petróleo impossível. Ressalta-se que:

(...) a estrutura industrial do Texas tem sobrevivido ao longo do tempo, superando grandes momentos de preços declinantes ou resistindo à onda de fusões. (...) A única forma de sobreviver tem sido através da combinação de uma política regulatória favorável e de grande dinamismo industrial, promovendo avanços precoces de tecnologias, estruturas empresariais enxutas e ágeis. (ZAMITH, 2005, p. 79).

⁷ Esta regra era usada pela *TRC* como forma de manter os preços do petróleo constantes no longo prazo, dando ênfase basicamente a importância das relações entre oferta e demanda do produto.

3.1.2 E&P por Produtores Independentes no Canadá

O Canadá é outro país que também possui uma grande quantidade de produtores independentes com representatividade 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 do país. Além disto, 130 empresas para-petrolíferas são associadas à CAPP, provendo uma interessante parceria para o desenvolvimento do setor de exploração e produção de petróleo do Canadá.

A indústria petrolífera canadense, presente em 12 das 13 províncias do país, movimenta anualmente, segundo dados da CAPP, algo em torno de US\$ 100 bilhões. Em 2007 e 2008, ainda de acordo com a CAPP, o montante de investimento em bens de capital foi de US\$ 50 bilhões, representando o maior setor privado daquele país. A indústria do petróleo no Canadá é sétima maior do mundo, a de gás natural é a terceira maior e a produção total de energia é a quinta maior (CAPP, 2010).

No Canadá, entre 2000 e 2005, foram perfurados em média 20.500 poços por ano, número equivalente ao dobro da média aferida para toda a década de 90, em que foram perfurados anualmente 10.000 poços. Estes números representam a eficiência do país no esforço exploratório empregado pela indústria petrolífera, maior fornecedora de petróleo e derivados dos EUA (RODRIGUES, 2007).

A existência de uma associação com grande representatividade é no Canadá, como também é nos EUA, muito importante. Em parceria com o governo, a CAPP tenta encorajar investimentos no país, estimulando este a assegurar que as companhias tenham acesso aos hidrocarbonetos em um período de tempo apropriado, o que deve ser garantido através de melhoras no sistema regulatório, tornando-o mais eficiente e focado na melhor integração entre governos, empresas e órgãos reguladores (CAPP, 2010).

No Canadá, especificamente nos campos petrolíferos de Alberta, a *Alberta Securities Commission* (ASC) instituiu regulamentos, objetivando a formação de regras para a exploração e produção de petróleo na província. Esta província é responsável por aproximadamente 60%

da produção de petróleo do país, com a presença marcante de pequenas e médias empresas (FERREIRA; COELHO, 2008).

3.1.3 E&P por Produtores Independentes na Austrália

A Austrália é outro país referência quando o assunto é a presença de empresas independentes atuantes 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, além de quase uma centena de empresas fornecedoras que, em 2003, empregaram diretamente 15.000 trabalhadores (APPEA, 2010).

Ainda segundo a APPEA, em 2005 as permissões para exploração em áreas *onshore* foram, em quase 90% dos casos, dadas para empresas de pequeno porte. Desde o começo da coleta de dados pela associação em 1990, estas empresas são as que mais receberam permissões nestas áreas, inclusive nas de exploração marginal. Isso demonstra a nítida opção do país em favorecer os produtores independentes, entendendo o papel multiplicador da atuação desses agentes na economia (APPEA, 2010).

A diversidade dos agentes atuantes na indústria petrolífera australiana é considerada o principal motivo da estratégia de sucesso adotada no país. O casamento quase que perfeito na atuação de empresas de médio, grande e até multinacionais estrangeiras promove a dinamização e auxilia na condição do país de grande exportador de petróleo (RODRIGUES, 2007).

As bacias sedimentares australianas são relativamente pouco exploradas, sendo que algumas delas não possuem estudo de viabilidade, tornando desconhecido o real potencial de hidrocarbonetos do país. Ainda assim, segundo dados da APPEA, embora a produção de petróleo esteja caindo nos últimos anos, o potencial de produção de gás natural é cada vez maior, principalmente neste momento onde 70% das novas usinas de energia elétrica do mundo têm como matriz principal este insumo (APPEA, 2010).

O governo da Austrália entende que o conhecimento geológico das bacias por parte das empresas, que ajuda na diminuição dos riscos exploratórios, é essencial para aumentar a atratividade da atividade exploratória no país, principalmente para as empresas independentes. Há, também, uma facilitação para o acesso às áreas exploratórias, em terra e mar, tanto para empresas grandes quanto para pequenas por um período de tempo razoável, evitando custos consideráveis causados pelo atraso na liberação das permissões (RODRIGUES, 2007).

3.2 CAMPOS MARGINAIS E O BRASIL⁸

As reformas com objetivo de incrementar a capacidade estatal, como acrescenta Bresser - Pereira (2006), foram introduzidas no Brasil em 1995, com o Plano Diretor de Reforma do Aparelho do Estado (PDRAE), elaborado pelo Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado (MARE). Um dos princípios fundamentais desta reforma foi o de que o Estado só deveria executar diretamente as tarefas que são exclusivas de Estado, que envolvem o emprego do poder de Estado, ou que apliquem os recursos do Estado. Sobre essas tarefas, no entanto, devem-se diferenciar: 1) as centralizadas, que são formuladas e controladas por políticas públicas e pela Lei, a serem executadas por secretarias ou departamentos do Estado e 2) as de execução, que devem ser descentralizadas para agências reguladoras autônomas. Basicamente, a reforma tinha por objetivo conceber um caráter coordenador-regulador à ação estatal, em substituição a uma atuação mais centralizadora das funções de execução e prestação de serviços públicos, característico do modelo burocrático.

Nesse contexto, o monopólio do Estado sobre o setor de hidrocarbonetos, assegurado desde 1953, foi quebrado com a sanção da Lei 9.478 (a conhecida Nova Lei do Petróleo – NLP), de 1997, e a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) – agência reguladora responsável pela contratação e fiscalização das atividades ligadas à indústria do petróleo. A priori, a NLP estabeleceu alguns aspectos básicos: (i) o estímulo à concorrência; (ii) o incentivo ao investimento privado; (iii) a regulamentação, no que tange às participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural; e (iv) a criação da Agência Nacional

⁸ Seção baseada no relatório de pesquisa realizado pela Unidade de Estudos Setoriais (UNES) da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia no projeto “Política Tecnológica para a Indústria do Petróleo e Gás Natural”.

do Petróleo, cujo nome seria alterado anos mais tarde para agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Essa grande mudança do quadro institucional culminou no fim do monopólio estatal das atividades básicas dessa indústria e, mais a frente, na abertura à participação direta de qualquer empresa, independentemente da origem de seu capital, nas atividades de exploração, produção, transporte, refino, importação e exploração de petróleo (IOOTY, 2008; BRITTO; DANTAS; SANTOS, GÓES, 2003; FURTADO, 2002).

Além da ANP, foram criadas nesse momento histórico, no Brasil, oito agências autônomas ao longo dos dois mandatos do então presidente Fernando Henrique Cardoso – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Lei 9427/96; Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL), Lei 9472/97; Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVISA), Lei 9782/99; Agência Nacional de Saúde (ANS), Lei 9961/00; Agência Nacional da Água (ANA), Lei 9984/00; Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), Lei 10233/01; Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), Lei 10233/01; Agência Nacional do Cinema (ANCINE), Medida Provisória 2228-1/01 convertida na lei 10454/02 – com o objetivo de assegurar uma ação regulatória aberta ao controle democrático, através de procedimentos de vocalização de demandas de cidadãos no âmbito do processo decisório⁹ (JESUS JÚNIOR, 2009).

Com o objetivo de dotar o Estado de órgãos especializados na formulação e fiscalização das atividades no setor, é realizada a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), vinculada ao Ministério de Minas e Energia pelo decreto nº 2455, e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de Assessoramento do Presidente da república pelo decreto nº 2457 (BRITTO; DANTAS; SANTOS, GÓES, 2003).

No que tange à Petrobras, a empresa continuou sob controle acionário do Governo Federal, podendo criar subsidiárias ou se associar com outras empresas nacionais e estrangeiras, majoritária ou minoritariamente, para exercer suas atividades dentro e fora do país. A imposição, instituída pelo novo marco regulatório, de um ambiente mais competitivo para a empresa promoveu uma reorientação de sua conduta: começou-se a privilegiar atividades de

⁹ A Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) só veio a ser implantada em 27 de setembro de 2005, pela Lei n. 11.182.

E&P com maior rentabilidade, o que, no caso brasileiro, diz respeito às bacias sedimentares ou *off-shore*¹⁰ (BRITTO; DANTAS; SANTOS, GÓES, 2003).

Com a mudança institucional advinda da quebra do monopólio da Petrobras, existe sempre o risco que a estatal, agora sob a pressão da concorrência e de uma carga tributária mais alta, venha a deixar de lado algumas das importantes missões que lhe foram atribuídas durante o período do monopólio, como a de desenvolver a produção de petróleo em solo nacional. No que diz respeito ao sistema nacional de inovação, a Petrobrás exerceu importante papel fomentando a atividade de pesquisa, a pós-graduação, e o desenvolvimento tecnológico de fornecedores nacionais. (FURTADO, 2002, p. 12).

Sobre as atribuições da ANP, ressaltam-se: (i) a implementação da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis; (ii) o poder de fiscalização direta ou por intermédio de convênios com outros órgãos públicos das atividades integrantes das indústrias reguladas; (iii) a responsabilidade de cálculo do valor dos *royalties* e demais participações governamentais; (iv) o estabelecimento de critérios para movimentação e comercialização de petróleo, derivados e gás natural; (v) o papel de realizador de licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás e fiscalização no que se refere ao cumprimento dos contratos; (vi) promoção de estudos geológicos e geofísicos, além da manutenção de uma base de dados onde as informações geológicas das bacias sedimentares brasileiras são disponibilizadas; e, (vii) proteção do interesse dos consumidores quanto ao preço, a qualidade e a oferta de produtos (IOOTY, 2008).

3.2.1 Os Modelos Regulatórios para Concessão de Blocos Exploratórios

Em conjunto com a mudança no marco regulatório e a reorientação estratégica da Petrobras, a partir do ano de 1999 começam a se realizar leilões para concessão de blocos para exploração e produção, principalmente daqueles dos quais se falou anteriormente: os campos marginais. A concessão de blocos exploratórios se dá basicamente através de dois modelos regulatórios: o sistema de concessões e o sistema contratual. No sistema contratual pode-se verificar a presença de contratos de partilha de produção e os contratos de prestação de serviços, sendo que estes últimos podem ser divididos em contratos de serviços sem riscos (entendidos como

¹⁰ Chama-se *offshore* a E&P de petróleo em regiões oceânicas.

“puros”), e contratos de serviços com risco. A principal diferença entre o sistema regulatório de concessões e o sistema contratual se encontra na determinação do direito de propriedade do óleo após a sua extração (IOOTY, 2008).

No sistema de concessão, a propriedade do óleo após a produção é da empresa concessionária – selecionada com ou sem processo de licitação – durante a vigência do contrato. A contrapartida da concessão deste direito é: o compromisso da concessionária na realização de esforços exploratórios mínimos, o pagamento de tributos, *royalties* ou outras formas de participações governamentais, e, algumas vezes, o compromisso com alguma outra obrigação, como a contratação de bens e serviços no mercado local. Logo, percebe-se que os contratos de concessão seguem a lógica de transferência de direitos de propriedade do Estado para empresa concessionária, como forma de compensar estas empresas dos gastos incorridos com E&P e com o próprio pagamento da parcela governamental. Os contratos de concessão foram adotados, por exemplo, na Argentina, Estados Unidos, Peru, Portugal, Canadá, África do Sul, Venezuela e Brasil (IOOTY, 2008).

Já no sistema contratual, a propriedade do petróleo após sua produção é do Estado, que pode usar de duas formas para compensar a empresa pelos esforços em E&P e pelos pagamentos ao governo, a saber:

(i) repartir a produção, em volume, com a empresa (partilha de produção/*production sharing*). Neste modelo, o Estado ou a autoridade competente permanece com os direitos às reservas petrolíferas mesmo depois de retiradas do subsolo, podendo celebrar com uma empresa petrolífera um Contrato de Partilha de Produção, ficando a contratante responsável pelo financiamento, por sua conta e risco, exploração e desenvolvimento da área contratada. Sendo o projeto bem-sucedido, a companhia petrolífera recuperará seus custos, a partir do petróleo de custo, que em geral representa uma parcela fixa da produção que cobrirá os custos para a fase de exploração, desenvolvimento e produção do projeto. O petróleo remanescente, petróleo de lucro, será dividido, conforme a fórmula estabelecida no contrato, entre governo e contratante. O pagamento de *royalties* ao Estado poderá ser inserido, antes da divisão da produção do petróleo de custo e de lucro e a cobrança de demais impostos sobre o petróleo de lucro. Os contratos de partilha da produção constituem o regime regulatório dominante em lugares onde se têm um grande volume de petróleo, sendo adotados, por exemplo, nos seguintes países: Angola, Bolívia, Colômbia, Equador, Líbia, Moçambique, Nigéria, China e

Malásia. A adoção deste sistema permite ao Estado um maior controle sobre a produção e exportação de petróleo, o que possibilita, portanto, um maior grau de interferência do governo na determinação do ritmo de exploração de novos poços, por exemplo (IOOTY, 20008); ou,

(ii) conceder um ressarcimento financeiro à empresa, sem dar o direito a esta de parte do volume de óleo produzido (prestação de serviços). O contratante, que assina contrato com o Estado ou com a empresa estatal, provê todo o capital necessário à exploração e ao desenvolvimento do campo nesta modalidade contratual, recebendo, em contrapartida, caso a exploração seja bem-sucedida, os custos incorridos na empreitada, através da venda dos produtos explorados. Após a recuperação dos custos, o contratante fará jus a uma remuneração proporcional à reserva remanescente, paga pelo Estado, que detém a propriedade de todo o óleo desenvolvido no campo. A diferença em relação ao contrato de partilha da produção é mínima e se refere à natureza do pagamento; enquanto no contrato de partilha o contratante recebe uma parte da própria produção como pagamento, no contrato de risco, este pagamento poderá ser feito através de desconto na compra de petróleo cru, pagamento em dinheiro ou uma parcela da produção. Entre os países que adotam esse tipo de contrato podem-se citar, a Venezuela, o Irã e o Kuwait (IOOTY, 2008).

Apesar das diferenças entre os sistemas regulatórios serem facilmente identificadas, a análise empírica não é tão simples. Por esse motivo, é comum, em muitos casos, a adoção de modelos regulatórios diferentes dentro de um mesmo país, em áreas com riscos exploratórios diferentes. Apesar das dúvidas que pairam em torno dessas escolhas, é fato que as estratégias de investimento em E&P se encontram fortemente dependentes do sistema regulatório adotado em cada país, e que, a priori, o sistema de concessão é sim mais propício para a ação de investimentos privados no setor (IOOTY, 2008).

Percebendo essa facilidade, no Brasil as operações em campos de petróleo ocorrem através de contratos de concessão e de prestação de serviços. Nestes contratos a Petrobrás cede aos ganhadores da licitação a concessão dos blocos, além dos ativos neles existentes.

Sinteticamente, os contratos de concessão estabelecem:

- (i) os pagamentos pela ocupação (ou retenção) das áreas; ii) o pagamento dos royalties; iii) o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; iv) as condições de devolução das

áreas; v) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; vi) o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais; vii) o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora, com período variável entre três a oito anos; viii) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto aos danos ao meio ambiente. (IOOTY, 2008).

Por sua vez, com os contratos de prestação de serviços de operação não existe cessão do contrato de concessão, apenas uma prestação de serviço por parte da empresa contratada. Sobre a operação de campos maduros por meio do contrato de prestação de serviço, ressaltam-se: (i) a predominância dos interesses da concessionária sobre os da contratada; (ii) a exigência de solidariedade passiva de investidores financeiros, por parte da concessionária, pelas obrigações assumidas pela operadora; (iii) o risco em relação ao prejuízo ambiental que tenha se manifestado posteriormente, mas que se originou antes do início da prestação dos serviços de operação; (iv) a responsabilidade da contratada, que eventualmente poderá incorrer em prejuízo, caso não incremente a produção de óleo e de gás natural no campo, nos investimentos de desenvolvimento da produção (CÂMARA, 2004).

Percebendo essas facilidades, a ANP realiza as operações em campos de petróleo através de contratos de concessão e de prestação de serviços. Nestes contratos a Petrobras cede aos ganhadores da licitação a concessão dos blocos, além dos ativos neles existentes (CÂMARA, 2004).

3.2.2 Os Leilões da ANP e a Exploração de Campos Marginais por Produtores Independentes no Brasil

Voltando à discussão dos campos marginais, percebe-se que após a promulgação da Lei do Petróleo, a Petrobras concentrou seus esforços na obtenção da concessão de áreas com grande potencial exploratório. Em sendo assim, um total de 62 campos que já haviam produzido não foram requeridos pela empresa no prazo previsto, o que os deixou à disposição da ANP. No intervalo entre 1998 e 2005, a Petrobras devolveu outros 15 campos à agência, que passaram a ser chamados de “campos marginais da ANP” (RODRIGUES; COLELA; SUSLICK, 2008; SIQUEIRA, 2006).

Primeiramente, a ANP tentou incluir alguns desses campos marginais em blocos exploratórios maiores oferecidos em seus leilões, um modelo que não foi atrativo para os concessionários – estes acabaram optando pela devolução dos campos. Constatando esse fato, segundo Rodrigues, Colela e Suslick (2008):

(...) a ANP, atendendo à Resolução nº 2/2004 do CNPE, incluiu na Sétima Rodada de Licitações parte dos 54 “campos marginais” em seu poder àquela época, promovendo então a 1ª Rodada de Licitações de Áreas Inativas com Acumulações Marginais. A 2ª Rodada de Licitações dessas áreas ocorreu em acordo com a resolução supracitada em que os campos considerados marginais pelas grandes empresas podem despertar o interesse de empresas de menor porte.

Em função do pequeno porte exploratório dessas áreas e sua localização privilegiada em bacias maduras e terrestres, que já possuíam infra-estrutura instalada para transporte e tratamento do O&G, surgiu uma oportunidade de negócio única para pequenas e médias empresas interessadas em produzir petróleo no Brasil sem a incerteza exploratória (RODRIGUE; COLELA; SUSLICK, 2008).

No primeiro leilão das áreas com acumulações marginais foram licitados 17 blocos, com uma área total de 95 km² distribuídos ao longo da Bahia (onze áreas) e de Sergipe (seis áreas). Este leilão se destacou pela alta competição pelas áreas, ao passo que a área de Bom Lugar recebeu 21 ofertas e as demais uma média de 6 a 8 ofertas (apenas a área de Curral de Fora não recebeu oferta). Apesar disso, quando se leva em conta o nível de investimento realizado nas aquisições, as empresas se demonstraram muito tímidas – apenas R\$3 milhões de bônus - apesar da intensa atividade no leilão e de terem previsto investimentos na casa de R\$62 milhões na revitalização dos campos (RODRIGUES; COLELA; SUSLICK, 2008).

No segundo leilão das áreas com campos de acumulação marginal, realizado no ano de 2006, 14 blocos foram oferecidos, somando uma área total de 305 km² distribuídos entre as bacias do Espírito Santo (3 blocos), Potiguar (8 blocos) e na Bacia de Barreirinhas (3 blocos). Mais a frente, por questões de ordem ambiental, a ANP retirou da licitação 2 blocos da Bacia Potiguar (Riacho da Pedra e Diogo Lopes) e 5 na Bacia do Espírito Santo (Conceição da Barra, Jaó, Capela São Pedro, Foz do Rio Doce e Rio São Domingos). Ao fim do leilão foram arrematados 11 blocos, em uma quantia que chegou a R\$10.677.058, referentes aos bônus de assinatura efetuados por 10 das 30 companhias que apresentaram propostas. Até então, calcula-se que as companhias vencedoras irão investir R\$24 milhões em projetos de

revitalização desses campos e conseqüente produção (RODRIGUES; COLELA; SUSLICK, 2008; SIQUEIRA, 2006).

O segundo leilão também pode ser considerado um sucesso quanto à competitividade. A totalidade dos blocos arrematados recebeu mais de uma oferta, com alguns blocos recebendo propostas de 11 firmas (Espigão na bacia de Barreirinhas), de 9 firmas (Rio Ipiranga na bacia do Espírito Santo) e de 8 firmas (São João na bacia do Maranhão). Apesar do número de participantes menor quando comparada à Primeira Rodada, é perceptível o maior interesse das empresas de pequeno e médio porte, principalmente em função do pagamento de bônus três vezes maior na compra das áreas e pelo fato das companhias terem realizado ofertas preferencialmente sozinhas, não constituindo consórcios como no 1º leilão (RODRIGUES; COLELA; SUSLICK, 2008).

Óleo (b/d)¹¹	Gás (boe/d)¹²	Total (boe/d)
179.255,00	43.084,00	222.339,00

Quadro 1 - Produção de petróleo e gás natural da Petrobrás em 2009
Fonte: VIANA, 2010

Concessionário	Óleo (b/d)	Gás (boe/d)	Total (boe/d)
Petrosynergy	741	59	800
Starfish	228	8	236
W. Petróleo	138	5	143
Recôncavo	129	3	132
Brazalta	125	5	130
Alvorada	64	3	67
Severo & Villares	62	0	62
Aurizonia	43	8	51
Cheim	43	3	46
Partex	45	0	45
Koch	14	0	14
Nord	10	0	10
Egesa	8	0	8
Mercury	7	0	7
Erg	0	7	7
Odebrecht	6	0	6
Potióleo	6	0	6

¹¹ B/d refere-se à quantidade de barris explorada por dia.

¹² Boe/d é uma unidade de energia baseada na energia gerada pela queima de um barril de petróleo. É equivalente a 170 m³ de gás natural.

Silver Marlin	4	1	5
Phoenix	4	0	4
Panergy	0	3	3
Orteng	0,5	0	0,5
Delp	0,4	0	0,4
Logos	0,4	0	0,4
Total	1678,3	105	1783,3

Quadro 2 - Produção *onshore* independente no Brasil em 2009
 Fonte: VIANA, 2010

Finalmente, percebe-se que nesse novo ambiente criado pela abertura do mercado da IPGN, cerca de 65 companhias realizam atividades relacionadas à E&P de petróleo no país, tanto em áreas adquiridas nos diversos leilões quanto em áreas com campos marginais. O número de empresas que, além da Petrobras, tiveram sucesso exploratório de jazidas localizadas em bacias terrestres e marítimas é controverso. Conforme vemos no quadro 1, a Petrobras, como é amplamente sabido, responde por quase a totalidade do volume de óleo e de gás produzido, ao passo que a Shell, a Repsol e a Devon produzem na bacia de Campos e outras companhias de menor porte, como vemos no quadro 2, produzem na porção terrestre das bacias Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas (VIANA, 2010).

4 O CLUSTER DA IPGN NO RECÔNCAVO BAIANO: IMPORTÂNCIA, IDENTIFICAÇÃO E PERSPECTIVAS

Até meados da década de 80, a atividade petrolífera nacional sempre esteve concentrada em operações de produção terrestre localizadas em regiões historicamente mais carentes, como Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Ceará e Rio Grande do Norte. A Bahia, mais especificamente no bairro de Lobato, em Salvador, foi o local onde a indústria nacional nasceu, ainda no ano de 1939. Apesar de o primeiro poço ter sido considerado inviável economicamente, a partir dali começou uma concentração de esforços para procurar petróleo na região e dois anos depois, no também município baiano de Candeias, foi descoberta a primeira acumulação com potencial comercial (LUCCHESI, 1998).

Como discutido anteriormente, a promulgação da Lei do Petróleo gerou uma mudança considerável no paradigma de exploração e produção da *commodity* no Brasil. Ao passo que a Petrobras direcionou praticamente toda sua atenção para os campos com maior escala produtiva, leia-se campos *offshore*, e a agência reguladora do setor, a ANP, começou, a partir da última década, a leiloar as áreas devolvidas pela Petrobrás para empresas menores, percebe-se uma mudança no perfil dos investimentos nessas regiões (VIANA, 2010).

4.1 A IMPORTÂNCIA SOCIAL DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA BAHIA

Com o começo desses investimentos de empresas menores e com investimentos da própria Petrobras, como visto no quadro 3 entre 2002 e 2009, no recôncavo baiano, região onde se encontra o petróleo e gás na Bahia, foi gerado quase R\$2 bilhões em *royalties* para estado e municípios. Da mesma forma, como vê-se nos quadros 4 e 5, foram gerados, entre 2004 e 2009, quase R\$20 mil em participações governamentais e quase R\$ 100 milhões em participações para os proprietários das terras. Dessa forma, é perceptível que a presença de operações de exploração, ainda que de pequeno porte, se reflita em uma compensação relevante para a economia do estado e dos municípios.

Bahia / Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Estado	77.689	114.993	129.686	148.111	166.610	152.094	203.620	138.991	1.131.793
Municípios	54.192	79.644	87.800	106.102	112.748	106.775	149.171	106.823	803.255
Total	131.881	194.637	217.486	254.213	279.358	258.869	352.791	245.814	1.935.048

Quadro 3 - Distribuição de royalties sobre a produção de petróleo e de gás natural na Bahia, em R\$:

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, 2010

Beneficiários / Ano	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Bahia	4.356	3.548	3.542	2.272	1.271	236	15225,22
Pojuca (BA)	1.089	887	886	568	318	59	3806,304
Total	5445,166	4434,426	4427,766	2840,468	1588,665	295,0324	19031,52

Quadro 4 - Pagamento aos proprietários da terra de participação sobre a produção de petróleo e de gás natural na Bahia, em R\$

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, 2010

Ano / Pagamento	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Pagamento total	14.791.295	14.975.998	17.399.743	16.173.909	20.778.964	14.005.898	98.125.807

Quadro 5 - Pagamento aos proprietários da terra de participação sobre a produção de petróleo e de gás natural na Bahia, em R\$

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, 2010

A geração destas compensações financeiras não é, no entanto, o maior benefício gerado pela presença e prolongamento da produção dos campos marginais na Bahia. Segundo Ferreira (2010), alguns estudos sobre os impactos socioeconômicos desse segmento apontam que, por exemplo, em Mata de São João, município da região do recôncavo onde a Petrobras terceiriza suas operações para a empresa PetroRecôncavo, as receitas advindas do pagamento de ISS por prestadores de serviços são duas vezes superiores às receitas provenientes dos *royalties*.

Além disso, a dinâmica do comércio local também é impactada. O Quadro 6 indica os setores apontados como atividades impactadas pela presença de produção de O&G no modelo dos concessionários independentes. A presença destas pequenas operações possibilita a instalação e/ou manutenção de diversos serviços públicos (estradas, agências bancárias, energia elétrica, agências dos Correios, etc.), que provavelmente não estariam à disposição nessas áreas do interior, visto que estão em regiões isoladas e com baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) (FERREIRA, 2010).

Petróleo e gás	Transporte e armazenagem	Produtos químicos
Arrendamento e locação	Comércio atacado	Produtos plásticos e de borracha
Serviços técnicos e especializados	Utilities	Bens imóveis
Gestão empresarial	Serviços financeiros	Indústria da informação
Produtos de petróleo e lubrificantes	Máquinas e manufaturados	Serviços de suporte administrativo
Produtos minerais não metálicos	Fabricação de metais	Equipamentos de transporte
Serviços de alimentação	Construção civil	Entretenimento e lazer
Serviços de qualificação	Gestão de resíduos e serviços de saneamento	Governo estadual e local
Mercados e supermercados	Produtos de informática e outros eletrônicos	Concessionárias, revendedoras e oficinas de veículos
Mercadorias em geral	Postos de combustível	Equip. elétricos e eletrodomésticos
Serviços de manutenção	Serviços informais	Serviços de transporte

Quadro 6 – Setores mobilizados pela presença dos produtores independentes de O&G:
Fonte: FERREIRA, 2010

É fato que o óleo originário desses pequenos projetos de produção representa uma fatia irrisória do volume extraído anualmente no Brasil. Ainda assim, os ganhos sociais e econômicos diretos e indiretos na região são de grande importância. A não-consolidação deste nicho de mercado para a livre atuação dos empresários de pequeno porte na produção de petróleo e gás em campos marginais significa, portanto, uma perda em vários níveis de atividade econômica (FERREIRA, 2010).

4.2 IDENTIFICAÇÃO DO *CLUSTER* DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO RECÔNCAVO BAIANO

Depois de analisar a importância da presença das atividades ligadas direta e indiretamente à exploração de petróleo e gás natural no recôncavo baiano, este trabalho parte agora para demonstrar, através de uma união da metodologia desenvolvida por Britto e Albuquerque (2002) e Puga (2003), que existe um *cluster* da indústria nessa região. Ambos os trabalhos envolvem uma análise exploratória dos dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), produzidos pela Secretaria de Políticas de Emprego e Salário do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE), mas com alguns critérios diferentes.

Primeiramente, cabe ressaltar que estes trabalhos são representantes de um dos três métodos de identificação de aglomerações de empresa aplicados ao Brasil: a abordagem conhecida como *industry perception method* (IPM). Nesta abordagem são realizadas três etapas, quais sejam: 1) identificação de *clusters* através de um quociente locacional (QL), 2) acréscimo de outros critérios específicos e 3) validação dos resultados preliminares, geralmente através de pesquisa de campo com empresas e instituições locais (HASENCLEVER; ZISSIMOS, 2006).

No trabalho de Britto e Albuquerque (2002), após a análise da especialização (divisão CNAE¹³) da região através do QL, é considerada a importância do emprego na região em relação ao emprego total de cada setor e, por último, considerada a densidade quanto ao número de estabelecimentos presentes em seu setor. Puga (2003) segue metodologia semelhante, mas, acrescenta a análise do coeficiente de Gini locacional para complementar as respostas obtidas com o uso do QL.

Quanto às suas diferenças, ressalta-se que Britto e Albuquerque (2002) consideram relevante o $QL > 1$, quando Puga (2003) considera relevantes apenas clusters com $QL > 5$. Outra diferença diz respeito à área geográfica considerada no cálculo do QL: os primeiros usam a participação do município em relação ao país e o segundo usa a microrregião em relação ao país. Em sendo assim, este trabalho, com o objetivo de adequar da melhor forma estas duas metodologias, desenvolve um referencial intermediário de análise, exposto no Quadro 7.

Critério 1 (especialização)	Critério 2 (relevância)	Critério 3 (densidade)
$QL > 1$	$QL > 1$ e Participação $> 0,1\%$	Mais de 20 estabelecimentos no total das atividades

Quadro 7 – Critérios considerados na identificação do *cluster*:

Fonte: Elaboração própria baseada em BRITTO; ALBUQUERQUE, 2002

¹³ CNAE é a sigla para a Classificação Nacional de Atividades Econômicas, tabela criada sob coordenação do IBGE e adotada por entidades públicas e gestores de registros administrativos.

Primeiramente, faz-se uma exposição das quatro classes de atividades da CNAE que constituem a cadeia do petróleo e gás natural, conforme o Quadro 8, e, posteriormente, faz-se um levantamento das microrregiões da Bahia onde estas atividades estão presentes. A partir daí, somando o total de empregados nas quatro atividades, calcula-se o quociente locacional (QL). Ressalta-se aqui que, da mesma forma que Puga (2003), optou-se por usar no cálculo do QL a microrregião em relação ao país, e não o município em relação ao país, como em Britto e Albuquerque (2002).

Classe	Classe 06000	Classe 09106	Classe 19217	Classe 28518
Descrição	Extração de P&G	Atividades de Apoio à Extração de P&G	Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	Fabricação de Máquinas e Equipamentos para a P&E de Petróleo

Quadro 8 – Classes de atividades CNAE que compõem a cadeia do petróleo e gás natural:
Fonte: Elaboração própria com base no BRASIL, 2010

Destaca-se, também, que a opção de considerar o total das atividades na IPGN e não as atividades separadamente é uma opção metodológica que atende a outro critério estabelecido por Britto e Albuquerque (2002): o da superposição de atividades. Intui-se que, na possibilidade de existência de um *cluster* da IPGN, que este *cluster* é vertical, ou seja, existe uma interdependência entre atividades de fornecedores e consumidores em uma mesma região geográfica.

Analisando os dados da RAIS de 2009 percebe-se que as microrregiões com incidência de atividades diretamente ligadas com a cadeia do P&G são: Juazeiro, Feira de Santana, Alagoinhas, Entre Rios, Catu, Salvador, Jequié e Ilhéus e Itabuna. Ao se calcular o QL¹⁴, no entanto, apenas três possuem a soma das atividades da cadeia maior que a média nacional, quais sejam: Entre Rios, Catu e Salvador. A distribuição dos empregos no estado segue a Figura 2 :

¹⁴ QL = (total da microrregião empregado na cadeia de P&G/total de empregados da microrregião) / (total do país empregado na cadeia de P&G/ total de empregados do país)

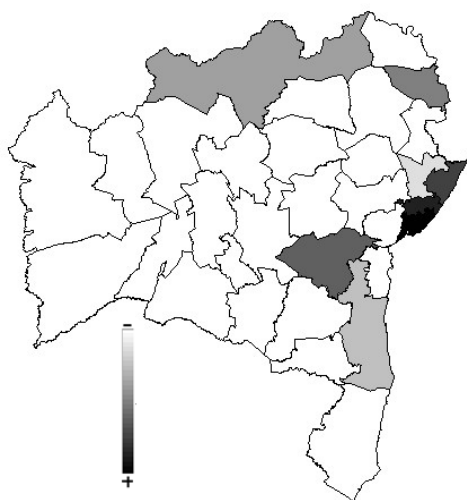


Figura 2 – Densidade do emprego da IPGN na Bahia por microrregião, segundo a RAIS 2009

Fonte: Elaboração própria com dados da RAIS, 2009

As três microrregiões com QL relevante são precisamente as que compõem o recôncavo baiano e aparecem com cor mais escura na Figura 1. No que diz respeito ao segundo critério, a participação do emprego nos setores selecionados da microrregião em relação ao total de empregos destes setores no Brasil ser maior que 0,1%, o resultado obtido confirma que as três microrregiões também tem participação relevante no contexto nacional, conforme a tabela 9.

Vale ressaltar também que cada uma dessas três microrregiões é composta por diferentes municípios, quais sejam: 1) Entre Rios: Cardeal da Silva, Conde, Entre Rios, Esplanada e Jandaíra; 2) Salvador: Camaçari, Candeias, Dias d'Ávila, Itaparica, Lauro de Freitas, Madre de Deus, Salvador, São Francisco do Conde, Simões Filho e Veracruz; 3) Catu: Amélia Rodrigues, Catu, Itanagra, Mata de São João, Pojuca, São Sebastião do Passé e Terra Nova.

Tabela 9 – Total de empregos em cada setor da IPGN por microrregiões destacadas da Bahia, resultado do quociente locacional e da participação relativa em relação ao Brasil:

Microrregião da Bahia	Classe 06000	Classe 09106	Classe 19217	Classe 28518	Total nas Classes	QL	Participação
Juazeiro	0	0	50	0	50	0,5156	0,0553%
Feira de Santana	0	55	0	0	55	0,1959	0,0608%
Alagoinhas	0	1	0	0	1	0,0172	0,0011%
Entre Rios	482	3	0	0	485	21,1385	0,5364%
Catu	1.378	1.870	0	0	3.248	44,0018	3,5920%
Salvador	1.653	2.325	2.072	321	6.371	2,8928	7,0458%
Jequié	0	0	58	0	58	0,6358	0,0641%
Ilhéus e Itabuna	9	0	15	0	24	0,0940	0,0265%
Total Bahia	3.522	4.254	2.145	321	10.242	40,1173	11,3821%

Fonte: Elaboração própria com dados da RAIS, 2009



Figura 3 – Densidade do emprego da IPGN no Brasil por estados, segundo a RAIS 2009

Fonte: Elaboração própria com dados da RAIS, 2009

Ressalta-se, ainda, que, embora somente extraindo petróleo e gás natural de campos em terra, a IPGN baiana é uma das que mais emprega no país, ficando atrás somente do Rio de Janeiro. A Bahia é seguida por São Paulo, Rio Grande do Norte e Sergipe, respectivamente. A Figura 3 destaca essa relevância da Bahia no contexto nacional, sendo uma das regiões mais escuras da figura.

Partindo para o último critério, onde se estabeleceu, como em Britto e Albuquerque (2002), que só seria considerada como *cluster* a microrregião que tivesse densidade mínima de 20 estabelecimentos, percebeu-se que das três microrregiões restantes, somente a microrregião de Entre Rios não atendia a este critério. Em sendo assim, chega-se a conclusão que as microrregiões de Salvador e Catu, consideradas separadamente ou como uma grande região econômica, constituem-se em um *cluster* da IPGN na Bahia.

Para acrescentar outras variáveis que confirmam a existência desse *cluster*, destacam-se características quanto à coordenação intra-rede já levantadas no primeiro capítulo desta monografia, quais sejam: a (1) a existência de centros de P&D da indústria e (2) a criação de associações empresariais para intercâmbio de informações e competências. Sobre o primeiro, destacam-se a iniciativa da Petrobras em investir na criação de um centro de P&D em revitalização de campos marginais no Parque Tecnológico da Bahia (TecnoBahia) e a criação, pela escola de Geociências da UFBA, do campo-escola, também para desenvolver novas tecnologias para revitalização de campos marginais. Sobre o segundo, ressalta-se a criação da Redepetro Bahia, uma associação das empresas fornecedoras de bens e serviços para a cadeia produtiva de P&G na Bahia.

Sobre as possíveis críticas à metodologia usada, ressaltam-se as já levantadas por Hasenclever e Zissimos (2006) a respeito dos modelos IPM. Primeiramente, diz-se que o uso da hipótese de que a produtividade regional do trabalho é igual à produtividade do trabalho em uma área mais ampla é extremamente restritivo. Quanto à escolha dos dados da RAIS, em detrimento de outras bases de dados (censos demográficos, censos industriais, pesquisas industriais mensais e anuais do IBGE ou dados do CAGED¹⁵), ressalta-se que a RAIS tem um nível detalhado de desagregação geográfica e setorial dos dados, ainda que cubra apenas dados de relações formais de trabalho e use auto-classificação das empresas na coleta de suas informações (SUZIGAN *apud* HASENCLEVER; ZISSIMOS, 2006).

¹⁵ CAGED é a sigla usada para Cadastro Geral de Empregados e Desempregados, criado pelo Governo Federal, através da Lei nº 4.923/65, que instituiu o registro permanente de admissões e dispensa de empregados, sob o regime da Consolidação das Leis do Trabalho – CLT (BRASIL, 2010).

4.3 POSSÍVEIS PERSPECTIVAS PARA O *CLUSTER* DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO RECÔNCAVO BAIANO

Passado o momento de identificação do *cluster* da IPGN no recôncavo, este trabalho tenta, ainda que brevemente, traçar algumas perspectivas para esta aglomeração em um futuro próximo. Primeiramente, com a nova realidade do petróleo no pré-sal encontrado em bacias *offshore* do Sudeste, é de imaginar um movimento ainda maior da Petrobras e das grandes empresas em direção a estes investimentos nos próximos anos (PETROBRAS, 2010; NOVAES, 2009).

O aumento das atividades em torno do pré-sal pode, a priori, interferir ainda mais na realidade da indústria de petróleo e gás natural baiana. Ao passo que o *downstream*, que conta com a presença do pólo petroquímico de Camaçari, deva sofrer menos, é o *upstream* que deve sofrer mais com essa nova rota de investimentos. Nesse sentido, alterar a regulação para tornar mais fácil e atrativa a atividade em campos marginais para empresas de menor porte pode ser uma solução para não acabar com os efeitos multiplicadores gerados nas regiões onde se encontram essas atividades na Bahia.

Em caso de sucesso na manutenção destas atividades, a Bahia, a posteriori, pode se aproveitar dos grandes investimentos na camada do pré-sal do sudeste e ser um pólo supridor para a indústria. Ainda que este trabalho não entre na discussão das possibilidades tecnológicas dessa inserção e que a Bahia esteja fora da rota das reservas do pré-sal, imagina-se que a especialização adquirida com o aumento nos investimentos *onshore* na região sirva como ferramenta para atender as demandas destes novos empreendimentos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Indústria Mundial do Petróleo (IMP) sempre foi notadamente formada por grandes e verticalizadas empresas que, embora com diferentes estruturas acionárias (estatais, mistas ou privadas) e em diferentes regiões do mundo, passaram décadas dominando este mercado. A criação de políticas para inserção de empresas de menor porte em países como EUA, Canadá e Austrália, além do aumento do preço do barril do petróleo, no entanto, permitiu o aparecimento de um mercado diferenciado para pequenos e médios produtores, investindo nos chamados campos marginais *onshore*.

Estes campos, no entanto, carecem ainda de uma conceituação amplamente aceita e por vezes são considerados também como campos maduros. Usando alguns trabalhos nacionais e estrangeiros conseguiu-se, embora não tenha sido esse o objetivo primário desta monografia, diferenciá-los e adotar um conceito que melhor atendeu às necessidades deste trabalho, qual seja a idéia de um campo de pequeno porte, cuja lucratividade, para o operador atual, encontre-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 (PRATES, 2004).

No Brasil, com a quebra do monopólio estatal sobre a E&P de petróleo e gás natural, por meio da promulgação da Lei do Petróleo, em 1997, foi aberta a possibilidade de novos entrantes obterem concessões para atuar no setor de E&P brasileiro, via rodadas de licitações. Ao mesmo tempo, a nova conformação do grande *player* do petróleo nacional, a Petrobras, fez com que os grandes esforços exploratórios tomassem lugar nas bacias *offshore*, o que deixou de lado a exploração terrestre nacional.

No entanto, a partir da sétima rodada de licitações da ANP, onde também houve a realização de licitação dos campos marginais de petróleo e gás natural, as pequenas e médias empresas começam a se multiplicar e percebem boas oportunidades neste segmento de mercado. Na Bahia, estado onde há grande presença destes campos, começa então a ver as atividades da indústria do petróleo e gás natural mudarem de perfil: maior presença de PMEs e menor, mas ainda marcante, presença da Petrobras.

Embora, quando comparados com a realidade de outros países, o segmento de E&P de campos marginais de petróleo e gás natural baiano esteja bem aquém da desejável, é ele que dá início a uma cadeia da IPGN no estado que é de grande relevância no cenário nacional. Concentrando toda sua exploração no recôncavo baiano e movimentando atividades correlatas por toda a região, este setor forma, como foi apontado ainda há pouco neste trabalho, um *cluster*.

Este *cluster*, como também foi discutido nesse trabalho, tem uma grande importância social para a região do recôncavo. Além dos ganhos em *royalties* e participações especiais para as entidades públicas, ele é responsável pelo emprego da mão-de-obra local, melhora na infraestrutura regional, etc. Ao passo que a Petrobras a cada momento se dedica mais à exploração de hidrocarbonetos nas bacias *offshore* do sudeste brasileiro, é necessário que a ANP esteja preparada para estimular empresas de menor porte para dar continuidade a essa atividade na região, visto seus efeitos multiplicadores.

Esse estímulo dado pelas entidades públicas pode, ao passo que ajuda a economia local, ser um primeiro passo em direção à formação de um pólo supridor na região. Com os crescentes investimentos realizados pela Petrobras e outras empresas maiores nas bacias *offshore*, principalmente com a descoberta de petróleo no pré-sal, é de se imaginar que a demanda por insumos para estes investimentos aumente exponencialmente. Com a especialização da região neste segmento de mercado, ainda que este trabalho não considere as possíveis barreiras tecnológicas inerentes a essa inserção, a Bahia pode aproveitar a chance de, mesmo fora da rota de grandes reservas nacionais, aumentar sua importância neste setor e crescer em paralelo a este novo marco na produção de petróleo nacional.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL - ANP. **Anuário estatístico 2010**. Disponível em: < <http://www.ang.gov.br>>. Acesso em: 20 out. 2010.

AUSTRALIAN PETROLEUM PRODUCTION AND EXPLORATION ASSOCIATION – APPEA. **Australia’s upstream oil and gas industry: a platform of prosperity**. Disponível em: < www.appea.com.au> Acesso em: 23 jun. 2010.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. **Nota técnica MTE 059/03**. Disponível em: <<http://www.mte.gov.br>>. Acesso em: 20 out. 2010.

BRESSER-PEREIRA, L. C.; PACHECO, R. A reforma do Estado brasileiro e o desenvolvimento. In: VELLOSO, J. P. R.; ALBUQUERQUE, R. C. (Orgs.). **Crise política e reforma das instituições do estado brasileiro**. Rio de Janeiro: José Olympio, 2006. v. 1. p. 149-170.

BRITTO, J. N. P.; DANTAS, A. T.; SANTOS, R. T.; GÓES, A. P. **Sistemas produtivos e inovativos locais na indústria de O&G** – análise da experiência de campos marginais do Recôncavo baiano. In: CASSIOLATO, J. E.; LASTRES, H. M. M.; VARGAS, M. A. (Coords.). Rio de Janeiro: UFRJ, 2003, 77 f. (Nota técnica, 04/2003).

BRITTO, J. Cooperação interindustrial e redes de empresas. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia industrial - fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 345-388.

BRITTO, J.; ALBUQUERQUE, E. M. *Clusters* industriais na economia brasileira: uma análise exploratória a partir de dados da RAIS. **Estudos Econômicos**, v. 32, n. 1, p. 71-102, 2002.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS – CAPP. **Canada’s upstream oil and gas industry energized: a special information supplement for the Canadian Association of Petroleum Producers**. Disponível em: <www.capp.ca>. Acesso em: 23 jun. 2010.

CAMPOS, A. F. **reestruturação da indústria de petróleo sul americana nos anos 90**. 2005. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro, 2005.

CÂMARA, R. J. B. **Campos maduros e campos marginais – definições para efeito regulatório**. 2004. 180f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria da Energia) – UNIFACS, Salvador, 2004.

CHORINCAS, J.; MARQUES, I.; RIBEIRO, J. F. “Clusters” e políticas de inovação – Conceitos, experiências europeias e perspectivas de aplicação a Portugal. **Revista Prospectiva e Planeamento**, Portugal, 2001.

FERREIRA, D. F. Produção de petróleo e gás em campos marginais no Brasil – desafios e oportunidades. In: FERREIRA, D. F. (Orgs). **Produção de petróleo e gás em campos marginais: um nascente mercado no Brasil**. Campinas: Komedi, 2009. p. 53-66.

FERREIRA, E. B. Z. S; COELHO, J. M. **Financiamento para os pequenos produtores brasileiros de petróleo e gás natural, baseado nas experiências canadense e americana de quantificação, valoração e certificação de reservas**. Minas Gerais, 2008. Disponível em: <<http://www.adimb.com.br/simexmin2008/palestras/posters/04.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2010.

FERREIRA, D. F. Pequenos produtores, pequenos municípios e grandes esperanças. **TN Petróleo**, Salvador, v.51, n.7, jan./fev. 2010.

FURTADO, A. T. Mudança institucional e inovação na indústria brasileira de petróleo. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 1, p. 9-29, 2002.

GUERRA, O. F.; TEIXEIRA, F. L. C. A competitividade na cadeia de suprimento da indústria de petróleo. **Revista de Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. 7, n. 2, p. 263-288, 2003.

HASENCLEVER, Lia; ZISSIMOS, Isleide. A evolução das configurações produtivas locais no Brasil: uma revisão da literatura. **Estudos Econômicos**, v. 36, n.3, p. 407-433, 2006.

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF AMERICA – IPAA. **Profile of independents producers 2009**. Disponível em: <www.ipaa.com>. Acesso em: 22 jun. 2010.

INTERSTATE OIL AND GAS COMPACT COMMISSION – IOGCC. **Marginal wells: fuel for economic growth – 2008 Report**. Disponível em: <www.iogcc.state.ok.us>. Acesso em: 19 jun. 2010.

IOOTY, M. Documento setorial: petróleo. In: KUPFER, D. (Coord.). **Perspectivas do investimento em energia**. Rio de Janeiro: UFRJ; Campinas: UNICAMP, 2008. 71 p. (Projeto PIB: perspectiva do investimento no Brasil).

JESUS JÚNIOR, Leonardo Bispo de. **Análise da concorrência no setor de aviação civil brasileiro**. 2009. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) - Universidade Federal da Bahia, Faculdade de Ciências Econômicas, 2009.

LASTRES, Helena M. M.; CASSIOLATO, José E. **Glossário de arranjos e sistemas produtivos e inovativos locais**. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/redesist>>. Acesso em: 15 out. 2010.

LUCCHESI, Celso Fernando. Petróleo. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 12, n. 33, ago. 1998. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40141998000200003&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 27 out. 2010.

NOVAES, R. C. S. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano**. 2009, 175f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES PRODUTORES DE PETRÓLEO – OPEP. **World oil outlook 2010**. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm>. Acesso em: 20 jun. 2010.

PETROBRÁS. **Petrobrás**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/presal>>. Acesso em: 25 out. 2010.

PRATES, Jean Paul. Campos marginais e produtores independentes de petróleo e gás - aspectos técnicos, econômicos, regulatórios, políticos e comparativos. In: FÓRUM CONTINUADO DE ENERGIA, 2., 2004, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2004. Disponível em: <<http://www.ebape.fgv.br/novidades/pdf/D01P04A01.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2010.

PRATES, Jean Paul. **Campos marginais, Petrobras e produtores independentes: convivência**. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/blogs/petroleo>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

PUGA, F. P. **Alternativas de apoio a MPMEs localizadas em arranjos produtivos locais**. Rio de Janeiro: BNDES, jun. 2003. (Texto para discussão, n. 99).

REIS, A. C.; LIMA, R. C. P. O cenário socioeconômico e oportunidades de desenvolvimento para regiões produtoras maduras. In: FERREIRA, D. F. (Org.). **Produção de petróleo e gás em campos marginais: um nascente mercado no Brasil**. Campinas: Komedi, 2009. p. 222-245.

RODRIGUES, Felipe Rachid. **Desenvolvimento das companhias de petróleo independentes no Brasil: obstáculos e oportunidades**. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

RODRIGUEZ, Monica R.; COLELA JR., Olavo; SUSLICK, Saul B. Os processos de licitação de áreas exploratórias e áreas inativas com acumulações marginais no Brasil. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 38, n. 2, jun. 2008.

SCHMITZ, H. Collective efficiency: growth path for small-scale industry. **The Journal of Development Studies**, England, v. 31, n. 4, apr. 1995.

SIQUEIRA, C. O muito ainda é pouco. **Brasil Energia**, v. 312, p. 16-24, 2006.

VIANA, Cássio. O outro Brasil do petróleo. **TN Petróleo**, Salvador, v.51, n.7, jan./fev. 2010.

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.