



IBP1082_06

A SUPPORT STRATEGY FOR NEW ENTRANTS OF THE NEWLY-CREATED MARGINAL FIELDS MARKET IN BRAZIL

Doneivan F. Ferreira¹, Anabal Santos Jr.², Genivaldo B. Santos³

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

O objetivo deste artigo é relatar os recentes esforços coletivos realizados para estabelecer um mercado atrativo e competitivo para projetos de revitalização de campos marginais no Brasil. Este artigo pretende: (1) fornecer uma breve descrição histórica da formação deste mercado; (2) salientar a peculiaridade do cenário doméstico; (3) definir o conceito brasileiro de “campos marginais” e descrever o cenário doméstico de oportunidades; (4) apresentar os principais protagonistas deste processo; e (5) brevemente descrever os resultados do primeiro leilão de concessões de campos marginais realizado no Brasil. Campos marginais de petróleo e gás oferecem muitos desafios e oportunidades para pequenas e médias empresas produtoras. Pequenos e médios empreendedores vêm injetando nova vida e ativos não-convencionais em campos amadurecidos. As bacias terrestres maduras brasileiras devem se tornar um importante mercado para tais empreendedores. Adicionalmente, operações de produções marginais podem dar novo fôlego às pequenas e estagnadas economias de municípios pobres da Região Nordeste. Esta possibilidade tem feito com que autoridades governamentais busquem novas maneiras de reativar produções temporariamente abandonadas, prolongando a vida de projetos existentes e incentivar a busca de novas oportunidades em áreas maduras.

Abstract

The objective of this paper is to report on recent joint efforts being made to establish an attractive and competitive market for the revitalization of marginal fields in Brazil. This paper will: (1) provide a brief historical overview of the creation of this market; (2) outline the uniqueness of this scenario; (3) define the Brazilian marginal concept; (4) introduce the key protagonists of this process; and (5) present a brief overview of the results of Brazil's Seventh Bid Round, the first to offer areas of marginal accumulations. Marginal fields offer economic challenges and opportunities for small to mid-size producers. The role of such players has become increasingly significant in the global market. These companies have injected new life into mature fields and unconventional assets and their work is progressing in helping resources on a global scale. Brazil mature onshore basins may become an important market for these players. In addition, petroleum and gas operations of marginal fields will boost the stagnated economy of impoverished municipalities within the Brazilian Northeastern Region. This has prompted government officials to find new ways to get production on line, prolong the life of existing projects, and find new opportunities in old provinces.

1. Introdução

¹ Ph.D., Geologia, Economia de Petróleo – Núcleo de Petróleo e Gás (SENAI-CETIND/FIEB)/Coordenador; Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO/UNICAMP)/Pesquisador Associado; Capital Intelectual Instituto Interdisciplinar de P&D (C3I P&D)/Diretor

² Mestrando, Regulação, Engenharia de Petróleo – Associação de Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural em Campos Marginais do Brasil (APPOM)/Secretário Executivo; Solução.EXE Consultoria/Diretor; UNIFACS.

³ Mestrando, Regulação, Engenheiro de Petróleo, Economista – Instituto Euvaldo Lodi (IEL/FIEB)/Consultor; UNIFACS.

Com a quebra do monopólio estatal brasileiro do petróleo no fim da década de 90 surgiram várias mudanças no setor *upstream* de petróleo. Uma das mais marcantes foi o surgimento de um novo mercado de projetos para revitalização de áreas de acumulações marginais. A maioria dessas áreas envolve campos produtivos explorados, desenvolvidos e explotados pela Petrobras ao longo das últimas décadas. Outras áreas envolvem campos descobertos pela Empresa, mas que nunca foram desenvolvidos por questões econômicas ou estratégicas. Destaca-se também que, com a descoberta de grandes reservatórios na Bacia de Campos durante a década de 70 e 80, a Petrobrás, por questões estratégicas, intensificou seus esforços em áreas *offshore* obtendo grandes e importantes resultados. Outros grandes *players* vêm se estabelecendo no país repetindo esta mesma estratégia concentrando esforços em áreas *offshore* de elevado potencial para grandes descobertas. Grande parte dessas áreas da Plataforma Continental Brasileira já conta com uma estrutura logística bem estabelecida, modelos geológicos definidos, tecnologia adequada disponível, e fontes de financiamento doméstico, possibilitando horizontes de retornos financeiros mais atraentes.

Segundo Schiozer (2002), o desinteresse por campos com acumulações marginais deu-se em função de alguns fatores, incluindo: mercado; baixo volume remanescente (exaustão física), ou pequenas dimensões; grau API muito baixo e/ou com outras propriedades do óleo que reduzem seu valor de mercado; alta razão gás/óleo (não havia ainda um mercado para o gás natural estabelecido); impactos dos *royalties* e demais participações governamentais; estágio incipiente de desenvolvimento das pequenas empresas petrolíferas no país; falta de uma estrutura de suporte para novos entrantes do setor (fornecedores de serviços e equipamentos especializados, mão-de-obra especializada, estrutura para especialização e qualificação de pessoal, etc.); dentre outros.

A indústria de petróleo é dinâmica e possui várias especificidades. O processo decisório sobre o desenvolvimento ou continuidade de projetos em áreas de acumulações marginais envolvem fatores críticos de risco, incerteza, custos de investimento, etc. No caso dos campos maduros e/ou campos com acumulações marginais, o risco exploratório já não existe. A maior limitação está relacionada aos baixos retornos (VPL) de projetos desta natureza, onde busca-se prolongar a vida do projeto, gerenciando a situação de produção declinante, avaliando a viabilidade de possíveis investimentos em tecnologias e técnicas de produção avançada. Na maioria das vezes, mesmo sob um cenário de mercado favorável, tais esforços não são justificáveis para os acionistas e os projetos são abandonados. No entanto, mesmo com todos esses desafios, algumas pequenas empresas estão capacitadas a operar tais projetos, prolongando pequenas produções, e mantendo um cenário de rentabilidade atrativo.

Outros fatores críticos para o estabelecimento deste mercado é justamente a criação de um ambiente regulatório favorável, claro e com ações específicas para elevar a atratividade do setor. Espera-se também um tratamento adequado para os pequenos concessionários e operadores. Destaca-se a importância da discussão sobre a redução e isenção de *royalties* e outros benefícios fiscais objetivando a viabilização econômica de inúmeras áreas de acumulações marginais. Na maioria desses casos, mesmo não havendo o recolhimento de *royalties* ou gerando-se apenas reduzidas participações governamentais, o desenvolvimento ou prolongamento de pequenos projetos de produção de petróleo estariam gerando empregos diretos e indiretos, além de outras receitas regionais. A presença de pequenos projetos de produção possibilita a instalação e/ou manutenção de alguns serviços públicos (estradas, bancos, energia elétrica, etc.) em áreas isoladas, fortalecendo a enfraquecida economia de algumas áreas do Nordeste brasileiro. Este cenário é de grande importância socioeconômica para o país e, principalmente, para os estados do Nordeste.

Segundo Câmara (2004), a maioria das reservas mundiais estão em reservatórios considerados maduros. Sob o atual cenário de mercado, preços mantendo-se elevados por longos períodos, campos maduros e marginais passam a ser vistos com maior interesse pelo setor. Exemplos de outros países produtores indicam que tais projetos seriam melhores aproveitados se operados por pequenas empresas, as quais podem operar com VPLs positivos em cenários de preços significativamente mais baixos ou de maior volatilidade.

Alguns dos desafios a serem superados para a viabilização deste mercado incluem: (1) as limitações financeiras dos concessionários pequenos e médios; (2) a falta de tecnologia adequada ao porte dos projetos; (3) a viabilidade econômica desses projetos; (4) as restrições ambientais; (5) a falta de disposições regulatórias específicas; (6) o déficit de mão-de-obra especializada; e (7) sérias limitações no fornecimento de serviços e equipamentos.

Com o propósito de criar um ambiente mais atrativo identificou-se a necessidade de fomentar o surgimento de novos concessionários do setor de petróleo. Logo, guiados pelas necessidades deste nascente mercado, várias iniciativas de apoio foram implementadas simultaneamente, mas de forma independente. Decidiu-se então que tais esforços deveriam ser organizados e concentrados gerando uma sinergia de atuação, identificando pontos críticos e trabalhando em soluções eficientes e de forma coletiva.

2. Descrição do Cenário:

2.1 A Bacia do Recôncavo:

Segundo Horta-Nogueira (2002) existem no Brasil cerca de 29 bacias sedimentares que ocupam 4.650.000 km² de área terrestre e 2.570.000 km² de área marítima até o limite do mar territorial. De acordo com a ANP (2003), apenas oito bacias são atualmente produtoras de petróleo e gás natural, com reservas totais de 13,1 bilhões de barris e

reservas provadas de 9,8 bilhões de barris (2002). Das reservas provadas, 90,6 % estão em áreas marítimas e apenas 9,4% em áreas terrestres.

A Bacia do Recôncavo foi a primeira província produtora do país e representou nas décadas de 50 e 60 o que hoje representa a Bacia de Campos. Esta província petrolífera totaliza cerca de 100 campos com aproximadamente 3.500 poços perfurados. Desses, apenas 1.500 poços (de produção e injeção) encontram-se em operação e, em sua maioria com economicidade marginal (Rocha et al, 2003).

Segundo Rocha et al (2003) e Câmara (2004), todos os campos desenvolvidos na Bacia do Recôncavo são considerados maduros e em estágio declinante de produção. Parte dos poços desta Província já foram temporária ou permanentemente abandonados (desativados) em decorrência de um ou mais dos seguintes fatores: (1) baixa produtividade; (2) recuperação de óleo próxima ao fator de recuperação final; (3) crescente produção de água ou gás; e (4) envelhecimento dos equipamentos. Destaca-se que em alguns casos, poços foram abandonados quando projetos locais passaram a ter Valor Presente Líquido (VPL) negativo durante longos períodos de preços baixos no passado.

2.2 Questões Socioeconômicas:

A importância do petróleo para a maioria das regiões produtoras nordestinas vem desde a absorção de mão-de-obra, crescimento da indústria e comércio periféricos, até a arrecadação de tributos e participações pelos Estados e Municípios produtores. É grande a importância econômica da Bacia do Recôncavo não só para o Estado da Bahia, como para toda região.

É importante destacar a importância de políticas de incentivo a um aproveitamento ótimo dos recursos naturais. Como pode ser observado no Nordeste brasileiro, o prolongamento da vida de projetos de petróleo e a viabilização de outros projetos marginais devem ser vislumbrados como instrumentos de desenvolvimento socioeconômico, distribuição de renda, de melhoria da qualidade de vida das comunidades locais e circunvizinhas. Destaca-se que a maior parte dos municípios produtores encontra-se em áreas de baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Logo, a presença de pequenas unidades produtoras em algumas áreas pobres e isoladas da região é o fator motivador e catalisador para o estabelecimento e manutenção de infra-estrutura básica e outros serviços públicos com relevante impacto na enfraquecida economia de algumas áreas do Nordeste brasileiro. Por esta razão, além de uma ferramenta importante para o desenvolvimento regional, a produção de petróleo na região, mesmo que marginal, deve ser vista como uma questão social. Um exemplo do benefício socioeconômico propiciado por projetos desta natureza é a disponibilização de energia elétrica para pequenas localidades e comunidades isoladas em função da extensão da rede elétrica destinadas a energizar equipamentos de produção no campo. Existem muitas comunidades e povoados próximos a importantes centros urbanos que permanecem que ainda não foram atendidas por programas de universalização de energia elétrica e sem atendimento de outros serviços básicos.

2.3 Perspectivas Futuras:

Segundo Rocha et al (2003) a Bacia do Recôncavo tem pujança suficiente para ser um dos principais negócios e empregador do estado da Bahia. Apesar do notável declínio que vem se desenhando ao longo das últimas décadas em seus campos, o cenário da Bacia do Recôncavo é passível de mudanças. Em diversos países do mundo existem províncias com características produtivas semelhantes às encontradas no Recôncavo; porém, com políticas regulatórias direcionadas ao aproveitamento, prolongamento de suas vidas econômicas e desenvolvimento de novas oportunidades exploratórias. Quanto a tais oportunidades, destaca-se que, além da existência de centenas de campos identificados no passado e que nunca foram desenvolvidos, existe a expectativa de identificação de outros reservatórios associados outrora ignorados sob tecnologias existentes durante as décadas de 70 e 80.

O Canadá, os EUA e a Austrália são alguns dos países que têm obtido considerável sucesso por meio da aplicação de políticas de incentivo ao setor. Esses países possuem uma legislação específica para Campos Maduros e Campos Marginais. No Brasil, pequenos projetos são penalizados por estarem sujeitos ao mesmo tratamento regulatório dado as *majors*. Cerca de 8.000 pequenos operadores dos EUA produzem aproximadamente 65% do total do gás natural e 40% do óleo produzido no país. A maioria deles em campos maduros do Texas onde as regras são flexíveis e claras para todos os agentes (Rocha et al, 2003). Esses fatores propiciam uma maior busca a empreendimentos desta natureza principalmente pela segurança proporcionada para seus investimentos (fator atratividade), impulsionando significativamente a indústria de petróleo nestes países. A viabilidade legal e econômica (atratividade) de pequenos empreendimentos de produção de petróleo, nos modelos existentes nos EUA e Canadá, por exemplo, depende de uma regulação específica. ZAMITH (2005) fornece um panorama do regime regulatório atual para este setor específico.

Ainda que caracterizada como madura, a Bacia do Recôncavo apresenta-se como uma ótima oportunidade para pequenos produtores, caso sejam implementadas políticas específicas pela ANP e demais órgãos competentes, que objetivem a continuidade do processo de abertura iniciada com a Lei 9.478/97. O mercado precisa tornar-se mais atrativo e competitivo para impulsionar o fluxo de investimentos por empreendedores que tenham porte compatível com as dimensões do negócio e com real capacidade de empreender projetos desta natureza. Dentre as ações necessárias, destacamos: (1) políticas específicas para Campos Maduros e Marginais; (2) a implementação de políticas

de fomento que motivem novos entrantes; (3) a discussão da questão fiscal; (4) a aplicação de técnicas de exploratórias inovadoras e relativamente baratas; (5) a disponibilização de fontes de recursos para Pesquisa e Desenvolvimento de tecnologias baratas e eficazes; (6) o reprocessamento de antigos dados adquiridos em décadas passadas; (7) a aquisição de novos dados sísmicos; e, eventualmente, (8) a perfuração de novos poços.

Quanto à aquisição e reprocessamento de dados, neste nicho específico de negócio o parâmetro “informação” é diretamente proporcional à atratividade. Portanto, a atuação da ANP em promover políticas de incentivo e fomento à aquisição ou reprocessamento de dados é crucial para o sucesso do setor.

Uma questão polêmica, mas igualmente importante, é o papel da ANP em requisitar a devolução de áreas com acumulações marginais, campos terrestres maduros com VPLs marginais ou negativos, e projetos terrestres temporária ou permanentemente abandonados por serem de economicidade baixa ou negativa. A lógica indica que tais projetos, os que ainda não foram abandonados pela Petrobras, serão em um curto prazo. A estratégia de grandes empresas não é compatível com a manutenção de projetos de pequena produção de óleo e gás com economicidade marginal. Um outro aspecto importante é que, sendo o petróleo um bem da União e sendo a operação de um campo produtor uma concessão confiada à empresa produtora, se esta decidir que a continuidade da operação não é mais economicamente ou estrategicamente interessante, a concessão deveria ser devolvida. Considerando a importância socioeconômica de tais projetos e o potencial de negócio para pequenos empreendedores, arrasar poços de produção baixa ou marginal abandonando-os permanentemente seria, no mínimo, o sub-aproveitamento de um bem da União. Pequenos projetos podem e devem ter suas vidas prolongadas por empresas capazes de operar com custos e expectativas de rentabilidade inferiores. Cientes de que o incremento da produção nacional relacionada a esta política pode ser inicialmente apenas simbólica, uma política nesta direção alavancaria o desenvolvimento deste mercado promovendo a pulverização neste pequeno segmento (que corresponde atualmente a cerca de 2% da produção doméstica), tornando-o competitivo e gerando benefícios diretos para a União, Estados e Municípios. Registre-se de igual modo que em um estudo da ANP, feito em 2002, todas as concessões que atualmente se enquadram na categoria de Campos com Acumulações Marginais representam 1% das reservas provadas totais do Brasil. Estes dados demonstram claramente que se trata realmente de acumulações marginais.

3. Iniciativas:

3.1 A Sétima Rodada:

A ANP realizou em outubro de 2005 a Sétima Rodada de Licitações trazendo duas novidades: (1) áreas com maior potencial para prospecção de gás natural e (2) a oferta de áreas inativas com acumulações marginais. A sétima rodada envolveu um total de 194.739 km² arrematados e distribuídos na forma de 251 Blocos com Risco Exploratório (194.651 km²), denominada Parte A, e 16 Áreas Inativas com Acumulações Marginais, denominada Parte B. Foram 116 empresas habilitadas para participar desta rodada, 85 empresas apresentando ofertas isoladamente ou em consórcio, e 41 empresas que concretizando a assinatura da concessão. O total arrecadado para essas áreas de acumulações marginais foi de três milhões de reais (R\$ 3.045.804,00). O Programa de Trabalho Inicial (PTI) aplicado às Áreas Inativas com Acumulações Marginais totalizou 6.182 Unidades de Trabalho, pressupondo investimentos para atividades de avaliação de pelo menos 62 milhões de reais (R\$ 61.820.000,00) ao longo dos próximos dois anos. O total de ofertas realizadas (vencedoras e não-vencedoras) somaria um investimento total de R\$260.000.000,00, ou seja quase R\$200.000.000,00 de compromisso de investimentos no Nordeste foram desperdiçados por falta de oportunidades para todos os demandantes. Detalhes adicionais desta rodada estão indicados na [Tabela 1](#).

3.2 A Criação da RECAM:

A Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros foi criada em 2001 por meio de um edital da FINEP com o objetivo de: (1) desenvolver projetos cooperativos de pesquisas com vistas à viabilização técnica e econômica de campos maduros; (2) viabilizar, dos pontos de vista científico, tecnológico, regulatório, logístico e econômico, o aproveitamento das reservas de petróleo em campos maduros na região Nordeste; (3) criar e/ou consolidar competências regionais para desenvolver projetos relacionados ao setor de petróleo e gás natural; (4) criar a infraestrutura administrativa e operacional da RECAM, estabelecendo a gestão do conhecimento obtido com o desenvolvimento de projetos cooperativos; (5) formar e capacitar recursos humanos na área de Petróleo e Gás Natural; (6) transferir tecnologia para universidades e centros de pesquisa do Nordeste do Brasil. Atualmente a RECAM compõe-se de 7 instituições acadêmicas e de pesquisa e desenvolvimento do Nordeste, dentre elas: Universidade Salvador (UNIFACS), Universidade Federal da Bahia (UFBA), Universidade Federal de Sergipe (UFS), Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Universidade Católica de Pernambuco (UNICAP), Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e Fundação Instituto Tecnológico do Estado de Pernambuco (ITEP) e também de empresas como a Petrobras e Petrorecôncavo.

Tabela 1. Resultados da Sétima Rodada de Licitações – Edital B (Áreas de Acumulações Marginais)

SEQ BID	BACIA	BLOCOS COM ACUMULAÇÕES MARGINAIS	CONSÓRCIO	BÔNUS	PTI	NO. DE OFERTAS
1	Tucano Sul	Sempre Viva	ORTENG EQUIP* (34%) DELP ENG (33%) LOGOS ENG (33%)	R\$ 300.000	126	8
2	Tucano Sul	Curral de Fora	Sem Ofertas			0
3	Recôncavo	Araças Leste	EGESA ENG * (100%)	R\$ 401.011	240	9
4	Recôncavo	Rio Uma	SINALMIG S.S.P.V* (100%)	R\$ 51.233	60	3
5	Recôncavo	Bom Lugar	CONSTRUTORA PIONEIRA ** (100%)	R\$ 50.000	525	21
6	Recôncavo	Jacarandá	ALCOM COM.* (100%)	R\$ 279.999	287	4
7	Recôncavo	Fazenda São Paulo	ALCOM COM.* (100%)	R\$ 102.601	110	8
8	Recôncavo	Pitanga	ALCOM COM.* (100%)*	R\$ 97.560	225	6
9	Recôncavo	Gamboa	+ Sem Ofertas	R\$ 2.001	75	2
10	Camamu	Jiribatuba	CONSTRUTORA PIONEIRA	R\$ 104.200	756	21
11	Camamu	Morro do Barro	PANERGY* (30%) ERG (70%)	R\$ 710.999	1386	12
12	Sergipe	Cidade de Aracaju	CONSTRUTORA PIONEIRA* (100%)	R\$ 106.200	630	16
13	Sergipe	Alagamar	+ Sem Ofertas	R\$ 10.000	81	1
14	Sergipe	Foz do Vaza Barris	RAL ENG.* (100%)	R\$ 413.000	252	7
15	Sergipe	Tigre	SEVERO&VILARES* (100%)	R\$ 200.000	1005	14
16	Sergipe	Carapitanga	SILVER MARLIN* (100%)	R\$ 207.000	378	9
17	Sergipe	Cidade de Pirambu	C FOSTER* (100%)	R\$ 10.000	46	1
TOTAL						142
* Operadora						
Nota⁺. Algumas empresas vencedoras, por razões diversas, optaram em não assinar os contratos de concessão, como foi o caso da GEOBRAS, PETROLAB E TRANSP DALÇOQUIO. Em função da decisão destas empresas houve um remanejamento resultando em 3 substituições e desistências em 2 áreas.						

3.3 A Criação da RedePetro:

A *RedePetro* é uma rede de apoio à competitividade das empresas fornecedoras de bens e serviços à cadeia produtiva de petróleo e gás do Estado da Bahia. Articulação entre fornecedores e *majors* da indústria de petróleo, instituições e universidades baianas, a Rede foi concebida em 2004 quando alunos e acadêmicos da Universidade Federal da Bahia (UFBA) identificaram a necessidade de se criar um foro aglutinante dos atores envolvidos na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Estado da Bahia.

Várias iniciativas foram desenvolvidas simultaneamente na Bahia no ano de 2005 visando à estruturação da Rede. A Secretaria de Ciência Tecnologia e Inovação do Estado da Bahia (SECTI), interessada em um primeiro momento nas questões tecnológicas associadas à exploração e produção de petróleo em campos maduros, lançou no início de 2005 em parceria com a Federação das Indústrias do Estado da Bahia (FIEB), por meio do Instituto Euvaldo Lodi (IEL/FIEB), uma campanha de sensibilização diante das empresas atuantes no setor de Exploração e Produção na Bahia. Quase simultaneamente, o SEBRAE-BA assinou um convênio com a Petrobras visando a inserção competitiva das micro e pequenas empresas baianas à cadeia produtiva de petróleo e gás natural do Estado. Uma das ações resultantes deste projeto consistiu na estruturação de um grupo de micro e pequenas empresas atuantes, ou com potencial para atuar, na cadeia produtiva de petróleo e gás na Bahia.

Hoje, a *RedePetro Bahia* envolve 40 empresas fornecedoras atuantes no setor *upstream* e *downstream* responsáveis por mais de 3.000 empregos diretos e 9.000 empregos indiretos; duas empresas âncora; e cinco instituições além de manter contatos com universidades, centros de pesquisa, entidades financiadoras, órgãos ambientais, etc. (*RedePetro*, 2006).

3.4 A Criação da APPOM:

Com a perspectiva do crescimento da exploração de petróleo e gás em campos maduros e marginais nas diversas bacias terrestres localizadas majoritariamente no Nordeste, algumas empresas de pequeno e médio porte

estreadas no mercado de petróleo em função de concessão alcançadas na Parte B da 7ª. rodada de licitações promovidas pela ANP em 2005, aliadas a outras empresas que já atuavam no mercado de campos marginais, resolveram criar a primeira associação voltada para a promoção e defesa da atividade. A Associação das Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais do Brasil (APPOM) tem, entre outras responsabilidades, viabilizar a contratação coletiva de insumos e serviços para execução de projetos, realizar cursos e eventos para discutir questões técnicas e convênios para estímulo a pesquisa, além de agregar empresas atuantes e buscar uma adequação regulatória e legal a este novo mercado. A APPOM foi criada com a finalidade promover e defender a atividade de produção de petróleo e gás natural extraídos de campos marginais e atua nos planos institucional, empresarial, de capacitação e tecnológica e operacional. A iniciativa de constituição da associação contou com o apoio da Rede de Engenharia de Campos Maduros (RECAM) e da Federação das Indústrias do Estado da Bahia (FIEB). A APPOM além de abrigar empresas concessionárias e operadoras em projetos de exploração e produção de campos com acumulações marginais, acolhe também empresas interessadas em ingressar nesta atividade, além de empresas fornecedoras de bens e serviços vinculadas à área.

3.5 A Criação do Núcleo de Petróleo e Gás da FIEB:

O SENAI-CETIND começou a articular-se com o objetivo de estabelecer uma estrutura de suporte aos novos entrantes do setor *upstream* em 2004. Em 2005 foi então criado o Núcleo de Petróleo e Gás (NPG), que vem, desde então, nucleando profissionais e especialistas, e estabelecendo parcerias e convênios com instituições nacionais, internacionais e outros órgãos governamentais com o objetivo de apoiar os novos concessionários auxiliando no estabelecimento de um mercado atrativo e competitivo. Em algumas áreas o NPG foi beneficiado por capacitações já existentes no SENAI e em outros braços do Sistema FIEB, como a reconhecida excelência na área de qualificação e certificação profissional (incluindo operação, segurança, combate a incêndios, metrologia, meio ambiente, manutenção, etc.), sendo que tais competências eram voltadas para o setor *downstream*. A adaptação para o setor *upstream* foi efetuada com prontidão e eficiência. Considerando-se que a atuação e experiência em projetos de produção em áreas maduras e em projetos marginais no país é limitada, o NPG estabeleceu também parcerias com instituições internacionais especializadas neste nicho específico.

Algumas das demandas que o SENAI busca atender são: (1) capacitação de mão-de-obra; (2) qualificação e certificação para atender normas de SMS existentes e outras sendo estabelecidas; (3) análises e ensaios químicos (densidade API, teores de Enxofre, Sódio, Ferro, Vanádio, Níquel, BSW, Salinidade, etc.), (4) assessoramento na obtenção de licenças ambientais, monitoramento e outros processos e atividades correlatas, incluindo interface entre as empresas e as comunidades diretamente impactadas, (5) treinamento especializado na área operacional, e (6) especializações voltadas para atividades do setor.

As parcerias e convênios estabelecidos pelo NPG vêm resultando em esforços conjuntos para estimular o contato direto e a cooperação entre seus participantes, incluindo corpo docente, estudantes, departamentos e institutos de pesquisa, colaborando nos seus respectivos campos de atuação. Sob este cenário, as parcerias e convênios objetivam as seguintes formas de atuação: (1) consultorias e prestação de serviços técnicos e especializados para o setor; (2) a implementação de projetos colaborativos; (3) a operação de projetos de multiparceria; (4) atividades educacionais e de pesquisa conjuntas; (5) a colaboração em publicações; (6) o intercâmbio de material e publicações acadêmicas; (7) o intercâmbio de pessoal acadêmico para pesquisa, seminários, workshops, cursos e outros eventos; (8) o intercâmbio de estudantes para atividades de estudo e pesquisa; (9) o intercâmbio de experiências na promoção da interação entre a academia e o setor produtivo.

4. Conceituação de Campos Marginais:

A definição para Campos Marginais adotada pela ANP (Portaria no. 279/03) é precisa estabelecendo uma produção máxima de 500 barris/dia para campos de petróleo e 75.000 m³/dia para gás natural onde exista infra-estrutura de escoamento da produção ou 150.000 m³/dia onde tais estruturas não estejam estabelecidas. De fato, existe diversidade de opiniões com respeito a definição de campos maduros como indicadas pelos seguintes autores: Schiozer (2002), que definiu como maduro o campo que se encontra em fase de produção irreversivelmente declinante; Câmara (2004) que sugeriu definições determinísticas distinguindo campos maduros e campos marginais dos demais campos em produção ainda ascendente e/ou de grande produtividade e economicidade; e Rocha et al (2003) que indicou não existir definições claras sobre campos maduros na bibliografia nacional e internacional. Geralmente é considerado como maduro um campo que se encontra em estágio avançado de produção, onde mais de 75% ou 85% das suas reservas recuperáveis já tenham sido extraídas. Ou, ainda, campos que necessitam de métodos especiais de recuperação (térmicos, gasosos, químicos etc.).

Esta temática assume um caráter polêmico principalmente quando envolve a discussão de políticas públicas e outras ações relacionadas à concessão de incentivos ao setor. Academicamente, a marginalidade de um campo vem

sendo definida quando seu custo operacional aproxima-se de seu Valor Presente Líquido (VPL), ou vice-versa. Note que este critério é específico para projetos em andamento e onde os investimentos relativos às etapas exploratórias e de desenvolvimento já foram devidamente amortizados ao longo da vida do projeto. Existe também a possibilidade de considerar um campo ainda não desenvolvido como marginal. Neste caso, a avaliação econômica resultante da modelagem do projeto indica que componentes como os investimentos necessários para seu desenvolvimento somados às estimativas dos custos operacionais, resultarão em um baixo VPL (sob os prováveis cenários mercadológicos). Novamente, esta definição dependerá de parâmetros importantes como o custo operacional de uma empresa, sua taxa interna de retorno (TIR), seu comportamento em relação à avaliação de risco, etc.

Assim, a ANP optou pelo pragmatismo de sua portaria, onde se define inquestionavelmente a marginalidade de um campo. Sob esta portaria, a combinação total da produção de todos os campos brasileiros que se enquadram nesta definição não chega a totalizar 3% da produção doméstica. Desta forma, ficam claramente definidos os projetos candidatos a um tratamento diferenciado de incentivos fiscais e/ou tributários, alívio de *royalties*, e para a inclusão em programas de fomento à pesquisa e desenvolvimento de tecnologias. Igualmente, ficam claramente definidos os projetos maduros que estariam excluídos de tais programas de incentivo devido a suas elevadas produções e rentabilidade (VPLs), como ocorre em várias áreas na Bacia de Campos.

5. Stakeholders e outras partes envolvidas:

Este nascente mercado de petróleo e gás em áreas de acumulações marginais vem causando a mobilização de vários segmentos da sociedade estabelecendo-se um novo cenário envolvendo novos protagonistas e participantes (Tabela 2).

Tabela 2. Protagonistas e Atores do Setor

Principais Atores	Associados/Participantes/Afiliados
Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	
Associação das Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais do Brasil (APPOM)	Severo & Villares Projetos e Construções Ltda.; Engesa Engenharia S.A.; Sinalmig; Ral Engenharia; Petroreconcavo S.A.; W. Washington Empreendimentos e Participações Ltda.; Alcom Comércio de Óleos Ltda.; Cfoster – Serviços e Equipamentos de Petróleo Ltda.; Consórcio Panergy/Erg;
FIEB – Bahia State Federation of Industries	SENAI, IEL
Governo da Bahia	SECTI, FAPESB
Instituições de Ensino	UFBA (Campo-Escola, CPGG, CEEPETRO, Departamento de Geologia); UNIFACS; CEFET-BA;
RECAM – Rede de Engenharia de Campos Maduros	UNIFACS; UFBA; UFS; UFPE; UFRN; ITEP; PETROBRAS/CENPES; Petroreconcavo
REDEPETRO	Fornecedores de equipamentos e serviços, SEBRAE, SECTI, Petrobras, FIEB
PETROBRAS	
Comitê de Petróleo e Gás da FIEB	FIEB, SENAI, IEL, SECTI, BAHIA GÁS, RECAM, UFBA, UNIFACS, ANP, APPOM, Representantes de Empresas de E&P, Transporte, Refino e Fornecedoras de Bens e Serviços da Indústria de Petróleo.
PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo e Gás	Petrobras, MME, SECTI, SEBRAE, UFBA, UNIFACS, FIEB.

6. Considerações

O estabelecimento de um ambiente atrativo e competitivo depende de inúmeros fatores incluindo: políticas públicas; ambiente regulatório sensível às peculiaridades do setor; estabelecimento e adequação de fornecedores de equipamentos e serviços da cadeia produtiva; disponibilidade de mão-de-obra especializada; instituições voltadas para capacitação e especialização de pessoal; instituições de pesquisa e desenvolvimento voltadas a buscar soluções eficientes e acessíveis a pequenos produtores; programas de financiamentos especialmente elaborados para o setor; etc.

Neste ambiente, as políticas de concorrência passam a ter um papel fundamental, garantindo que o mercado aloque e distribua eficientemente seus recursos na economia. Cabe ao órgão regulador, a ANP, o estabelecimento de políticas e a definição de regras justas que forneça um ambiente atrativo para pequenos produtores mesmo em um mercado até agora formatado para as *majors* (competitividade) e que, conseqüentemente, tais políticas venham facilitar o ingresso de novos atores (atratividade) e o fluxo de investimentos. É importante destacar que a manutenção do atual cenário de mercado (preços altos) propicia um momento oportuno para catalisar o progresso do setor; auxiliando no estabelecimento de um mercado pulverizado, atrativo e competitivo.

Existem várias questões relevantes a este setor que ultrapassam o escopo deste artigo, mas são de igual importância, incluindo: (1) a questão de transferência de responsabilidades ambientais e de custos de abandono *ex-post* (ver Portaria ANP No. 279/03); (2) o tratamento fiscal e alívio de *royalties*; (3) o papel da ANP na disponibilização de informação gerando atratividade; (4) o papel da academia na geração de soluções acessíveis a pequenos produtores; (5) fontes de financiamento adequadas para o setor; (6) infra-estrutura operacional e de transporte; (7) questões relacionadas à venda da produção; (8) o gerenciamento ambiental em projetos maduros; (9) a disponibilidade e capacitação de fornecedores de equipamentos e serviços especializados; (10) a capacitação de mão-de-obra em vários níveis; (11) a implantação de uma cultura específica sob um cenário de produtores pequenos e independentes; (12) outras questões aparentemente insignificantes, mas cruciais para a viabilização de pequenos projetos em áreas isoladas (i.e. roubo de equipamentos em áreas ermas e isoladas; relacionamento com as comunidades locais; etc.).

7. Agradecimentos

Os autores são gratos a FAPESB e ao SENAI/FIEB pelo suporte financeiro fornecido para este projeto, aos especialistas do C3I P&D, a Nicolás Honorato pela revisão do manuscrito e valiosos comentários.

8. Referências

- ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Nacional, 2003.
- CÂMARA, R.J.B. Campos Maduros e Campos Marginais – definição para efeitos regulatório. Salvador, Maio, 2004.
- CÂMARA, R.J.B. Campos Maduros e Campos Marginais – Definição para efeitos regulatórios. Dissertação de Mestrado, Salvador, Maio, 2004.
- HORTA-NOGUEIRA, L.A. Produção e processamento de petróleo e gás natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos 20 anos. ANP, 2002.
- CÂMARA, Roberto J.B. Campos Maduros e Campos Marginais – definição para efeitos regulatório. Salvador, Maio, 2004.
- RedePetro, URL Oficial da RedePetro. Disponível em: <<http://www.redepetrobahia.com.br>>. Acesso em 20/06/2006.
- ROCHA, P.S.M.V., SOUZA, A. O. B., CÂMARA, J. R. B. O Futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira. Revista Bahia Análise e Dados – SEI, Salvador, Bahia, Brasil, 2003.
- SCHIOZER, R.F. Um modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo. Campinas, Fevereiro, 2002.
- ZAMITH, M.R.M.A.. A nova economia institucional e as atividades de exploração e produção Onshore de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil. Tese de Doutorado, Departamento de Energia, Universidade Estadual de São Paulo – USP, 2005.