

## Produção em campos marginais de petróleo no Brasil - Benefícios Socioeconômicos e Desafios da Atividade

*Regina Célia Palácio Lambiase\**

**Resumo:** Este artigo apresenta os benefícios socioeconômicos e os desafios da atividade de exploração e produção (E&P) em campos brasileiros considerados de baixa rentabilidade. Entre as vantagens deste tipo de produção está a possibilidade de empresas de menor porte, na maioria das vezes nacionais, façam parte deste cenário. Deste modo, haveria aumento da geração de emprego e renda, principalmente em municípios que já tiveram grandes produções de petróleo e que atualmente encontram-se com produção declinante e pouco rentável. Este trabalho mostra de maneira crítica estas e outras vantagens de incentivar a produção de petróleo em campos marginais. Além disso, aborda sucintamente os desafios de operar nestes, buscando entender o que pode estar impedindo ou mesmo dificultando a atividade.

**Palavras-chave:** Regulação, Petróleo, Campos marginais, Benefícios, Desafios.

**Classificação JEL:** L71; O3.

---

\*Possui mestrado em Regulação da Indústria de Energia pela UNIFACS (Universidade Salvador) e formação em Economia pela UFBA (Universidade Federal da Bahia). Atualmente é coordenadora do Curso de Petróleo e Gás e professora de dedicação exclusiva do IFBA (Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia).

## 1 Introdução

Existem duas versões para o termo campos marginais de petróleo. Uma é apresentada pelos agentes da indústria de petróleo e outra foi definida pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que regula o setor. A primeira define o termo, relacionando estes campos a baixos resultados econômicos - projetos marginais são aqueles que não acrescentam valores significativos ao portfólio de uma companhia. Enquanto a segunda versão foi criada pela Portaria nº 279 de 31 de outubro de 2003 que define estes campos pela quantidade máxima de petróleo ou gás natural produzidos diariamente.

A grande crítica para a segunda definição é que, a depender do preço do barril do petróleo, que é negociado internacionalmente, e que, independe do governo brasileiro, o campo marginal poderá ser bastante lucrativo.

Considerando a definição de campos marginais designada pela Agência, em 2006, o Brasil possuía 60% dos campos na condição de marginal, representando 0,7% das reservas brasileiras. Eles se concentram principalmente no estado da Bahia, possuindo outros nos estados de Sergipe, do Rio Grande do Norte, do Espírito Santo e do Maranhão.

A idéia brasileira é que campos considerados marginais venham a ser operados por empresas de menor porte em termos de capital. Sendo assim, esta seria uma maneira de incentivar a entrada de pequenas e médias empresas no setor de E&P (exploração e produção de petróleo) - mercado normalmente de grandes e multinacionais.

Na realidade, esta não é uma idéia surgida no Brasil. Muitos países seguem este modelo de inserção de pequenas e médias empresas na operação de campos de petróleo considerados de pouca rentabilidade para as grandes. Os exemplos mais claros disso estão nos EUA e no Canadá. Nestes países, as acumulações marginais são operadas e produzidas por milhares de pequenos e médios produtores independentes<sup>1</sup>. Os EUA e o Canadá implementaram políticas que incentivam a produção, dando tratamento especial na legislação do setor e estímulos tributários e de crédito. (Canadian..., 2006).

A pretensão do Brasil, em seguir modelos como estes, é, entre outras, de aumentar a geração de emprego e renda, principalmente em municípios que já tiveram grandes produções de petróleo e que atualmente encontram-se com produção declinante e pouco rentável.

Assim, a ANP iniciou em 2005 o processo de licitação de campos considerados marginais. A agência mudou os procedimentos da licitação para incluir o pequeno e médio empresário nacional, licitando pequenos campos de petróleo, devolvidos pela Petrobras a ela por razões econômicas. (ANP, 2005 b).

A questão agora é saber, se depois de passados alguns anos da primeira licitação destes campos, se esta política de incentivo ao pequeno e médio produtor surtirá os benefícios socioeconômicos esperados. Outro fator de

---

<sup>1</sup> Empresas que produzem petróleo e/ou gás natural e que não participam de todos os segmentos da indústria, diferentemente das grandes empresas petrolíferas (denominadas de majors) que atuam desde a exploração e produção de hidrocarbonetos até a venda de combustíveis (na bomba do posto).

extrema importância são as dificuldades enfrentadas por estes novos agentes que se inseriram no mercado.

## 2 Percepções sobre os campos marginais no Brasil

Para evitar distorções dos benefícios socioeconômicos advindos da revitalização de campos marginais, deve-se ter bem definido qual o tipo de campo marginal a que se relaciona determinado benefício.

Baseando-se na definição de campos marginais da ANP (ANP, 2005 A), ainda assim, podem-se classificar pelo menos quatro tipos de campos marginais existentes no Brasil, de acordo com características das empresas que os opera:

- A – campos marginais em produção por *majors*<sup>2</sup>;
- B – campos marginais, operados por empresas de grande porte, em regime de contrato com uma *major*;
- C – campos marginais transferidos por uma *major*<sup>3</sup> ou licitados pela ANP - operados por empresas independentes; e
- D – campos marginais inativos.

Campos marginais A são, atualmente, operados pela Petrobras. Neles, a lucratividade depende da infra-estrutura (estrada, energia elétrica, rede de telefonia, etc) já existente ou do preço do petróleo em casos de campos isolados, sem nenhuma infra-estrutura. Campos marginais B são operados por empresas de grande porte com contrato de operação com a Petrobras, a exemplo da Petroreconcavo. Nestes, a produção é normalmente viável e a operadora adquire bens e serviços com pouca dificuldade. No tipo de campo marginal C, atuam empresas de pequeno e médio portes que adquiriram os campos por meio de licitações específicas de campos marginais, a exemplo das empresas: Alcom, Construtora Pioneira, Egesa, Orteng, Panergy e Sinalmig; ou por aquisição direta com a Petrobras, a exemplo da W. Washington. Nestes campos a produção é normalmente viável e os bens e serviços são adquiridos com dificuldade. No tipo D se enquadram os campos fechados, que já tenham sido operados ou não.

A viabilidade de campos marginais serem operados por grandes empresas existe apenas quando estes campos já estão sendo operados e já existe uma infra-estrutura implantada. A ideia é que grandes empresas operam com expectativas de retornos elevados. Estrategicamente, seria ineficiente investir e direcionar esforços em recursos humanos (hoje escassos) em projetos com baixos retornos financeiros.

Quando um poço que produz apenas 20 bbl/dia para, faz-se necessário a mobilização de serviços de intervenção (incluindo uma sonda com custos entre US\$ 8 e 10 mil/dia). Este poço estará competindo com outro que produz, por exemplo, 1.000 bbl/dia. Logo, o custo operacional desses campos para grandes empresas é significativamente superior ao custo operacional de pequenos

<sup>2</sup> São empresas com grande poder de mercado em nível global, surgidas como resultado da competição intrínseca a indústria do petróleo. Elas atuam desde a exploração e produção de hidrocarbonetos até a venda de combustíveis (na bomba do posto).

<sup>3</sup> A W. Washington se enquadra nesta classificação.

operadores. Campos desta natureza precisam de atenção especial para continuar produzindo e, compreensivelmente, grandes empresas não podem priorizar pequenos projetos em detrimento de suas grandes e lucrativas produções.

Sendo assim, a política e o modelo adotados pela ANP pode ser resumido como: (1) a atuação da Petrobras para garantir a execução da política energética brasileira; (2) a presença de outras grandes empresas para diluir os riscos e investimentos em grandes empreendimentos e em fronteiras exploratórias; e (3) a pulverização do mercado para pequenos projetos marginais.

### **3 Benefícios da produção em campos marginais para o Brasil**

Faz-se necessário uma visão um pouco mais crítica, minuciosa e imparcial dos verdadeiros benefícios de reativar os campos marginais, principalmente se a condição para esta reativação for o estímulo à entrada de novos operadores independentes de pequeno e médio porte. Primeiramente, há um claro exagero em relação estes benefícios. Alguns autores, por exemplo, chegaram a citar a geração de 6.000 Empregos diretos como a entrada de novos operadores de campos marginais. Os novos operadores de campos marginais perseguem redução de custos, por isso, normalmente contratam poucos empregados, sendo a grande maioria, com perfil generalista, desempenhando várias atividades simultaneamente.

Em relação aos benefícios trazidos ao país, os quatro tipos de campos marginais (A, B, C e D) apresentam os mesmos ganhos. Pode-se citar: a preservação o interesse nacional, a promoção do desenvolvimento, a ampliação do mercado de trabalho e a valorização dos recursos energéticos nacionais. Todos estes ganhos citados, na realidade, apenas cumprem com o capítulo i - princípios e objetivos da política energética nacional, da lei do petróleo.

Em relação às vantagens locais da produção em campos marginais, Santos Jr. (2006) enumera pelo menos cinco, listadas abaixo e explicadas na seqüência:

1. Aumento da demanda por pessoal, infra-estrutura e serviços locais;
2. Geração de emprego e renda local;
3. Dinamização do parque de suprimentos locais;
4. Aprimoramento e inovação de tecnologia para recuperação secundária;
5. Possibilidade de verificação e orientação do uso adequado das verbas provenientes das atividades de produção de petróleo e gás.

Em relação à vantagem 1, percebe-se maiores contribuições das empresas classe B, C e D, porém, a classe A também contribui, em menores proporções. Ao utilizar a mão-de-obra local, a empresa deixa de ter custos adicionais com transporte ou moradia para trazer trabalhadores de outros locais, e perdas com possíveis transtornos na adaptação destes. Devido à baixa produção dos campos marginais, para que a operadora independente se estabeleça competitivamente no mercado, é fundamental buscar redução contínua de custos, e, uma das

maneiras para conseguir isso, é utilizar os recursos locais.

Quanto ao uso dos serviços locais, a empresa, ao se estabelecer na região, passa a ter gastos com restaurantes, hospedagem, etc, e em contrapartida, a economia do município é aquecida. Isso é pouco visível atualmente, porque grandes empresas (classe A), que produzem P&G na região, optam por levar seu próprio sistema de serviços<sup>4</sup> (refeitórios, alojamentos, etc). Além destas vantagens, quando o campo marginal é de classe D, a instalação de pequenos projetos, de produção de petróleo e gás, torna possível a alocação e gerenciamento de alguns serviços públicos (saneamento, estradas, bancos, energia elétrica, etc.), Os quais estão pouco disponíveis em muitos municípios.

Outra motivação para a produção em campos marginais, refere-se ao benefício 2. Quando uma empresa de petróleo necessita contratar mão-de-obra, infra-estrutura e serviços locais, propicia um efeito multiplicador de emprego e renda na região. Isso porque, a presença de uma atividade produtiva torna possível o desenvolvimento da indústria e de comércios periféricos, aumentando a circulação de dinheiro dentro do município. Decorre daí o também o benefício 3. O parque de suprimentos locais de bens e serviços, gerais e específicos, ganham maior dinamismo, se fortalecendo para atender às necessidades das operadoras, direta o indiretamente.

Em relação ao benefício 4, é visível o aprimoramento e inovação de tecnologia para recuperação secundária apenas para a classe A. Isto ocorre porque existe por parte das operadoras a necessidade de investimentos em P&D, fixação de pesquisadores e inovação, porém, apenas empresas de grande porte poderão fazer tais investimentos. Empresas de menor porte preferem utilizar técnicas tradicionais de extração, devido à perseguição permanente à redução de custos. O que se pode atribuir às empresas de classes B, C e D são pequenas melhorias em técnicas antigas, fruto de muita criatividade e dedicação à atividade. Portanto, quando Prates (2004) refere-se ao desenvolvimento tecnológico proveniente da produção em campos marginais, provavelmente está se referindo a classe A.

O quinto benefício refere-se à idéia de que as operadoras de campos marginais têm maior possibilidade de verificar e orientar o uso adequado das verbas provenientes de suas atividades. A base desta afirmação é que, por estas empresas necessitarem diretamente dos serviços, da mão-de-obra e da infra-estrutura local e também por estarem mais próximos da realidade social dos municípios, exijam mais das autoridades locais. A empresa poderá exercer certa pressão junto às prefeituras no sentido de fazer com que os gastos públicos sejam melhor direcionados em prol da população e, conseqüentemente, da própria empresa. Esta última vantagem, teórica e supostamente, relaciona-se principalmente às classes B, C e D. Isto porque, por o gerenciamento está mais presente na região, a sensibilidade para os problemas sociais do local são mais

---

<sup>4</sup>A Petrobrás normalmente licita uma empresa para o refeitório, por exemplo. Este contrata mão-de-obra local, como garçons, cozinheiros, caixa, etc. Porém, a maior parte da renda recebida por uma empresa de porte maior, na maioria das vezes, se concentra em sua sede, que comumente fica na capital. Empresas de menor porte tendem a contratar empresas também pequenas da própria região, fazendo com que a grande parte da renda fique no município. Além disso, muito provavelmente os fornecedores do refeitório, neste último caso, também serão locais.

latentes. No entanto, na prática, principalmente pelo poder que uma *major* exerce sobre o município, percebe-se que esta tem conseguido fazer a verificação do uso dos recursos com maior êxito.

Finalmente, existe também outro benefício que hipoteticamente poderia ser atribuído às operadoras de petróleo ao instalarem-se nos municípios. Este seria a não necessidade de contrapartida ou incentivos de qualquer ordem do poder público. Usualmente, para que uma empresa se instale em determinado município, ela estabelece uma série de exigências de cunho fiscal e de infraestrutura, o que geralmente recai como contrapartida do poder público. Ao contrário destas empresas, as operadoras de campos marginais não necessitariam e não exigiriam qualquer tipo de benefício para produzirem, além de que, também geram renda e emprego para a população local, seja de forma direta ou indireta, repassam royalties para os municípios e renda para o superficiário, que refletem diretamente e positivamente na riqueza local. Entretanto, estas vantagens são hipotéticas e só se aplicam a campos marginais de classe A, ainda assim, com exceções. Os operadores das classes B e C, freqüentemente, buscam redução dos tributos, das participações governamentais e do repasse ao superficiário. Os operadores da classe D, muito provavelmente, também farão uso desta solicitação.

#### **4 Dificuldades encontradas na produção em campos marginais**

Apesar de tantas motivações para o ingresso destas operadoras na extração de petróleo e gás em campos marginais, a operação da produção dos campos classes C e D é um negócio de risco, incertezas e, ainda, recente no Brasil no âmbito das empresas privadas independentes. A revitalização de campos marginais é uma tarefa que envolve não só as operadoras destes campos, mas também os governos das três esferas (federal, estadual e municipal), a ANP, as universidades, institutos de pesquisa, as associações empresariais e fornecedores de bens e serviços.

Outros desafios gerais para a produção em campos marginais, classes C e D, são: 1) a necessidade de intenso acompanhamento operacional e intervenções de poço; 2) a localização da maior parte dos campos marginais em terra e em locais de difícil acesso em termos de estrada e de transmissão de energia elétrica; 3) a complexa logística de suprimento; 4) os investimentos e a dedicação gerencial demandados para o escoamento e tratamento da produção; e 5) a necessidade de mão-de-obra especializada não disponível no mercado. (Souza, 2003).

Sem dúvida, o grande demarcador da possibilidade ou não de revitalizar campos marginais é o preço do petróleo. Com preços mais elevados, é possível suportar gastos também mais altos, e viabilizar a produção. Porém, não existe controle sobre o preço do petróleo, este é dado internacionalmente.

Pode-se ainda inferir outros desafios mais específicos dos campos tipo C e D, como referentes à regulação destes campos, à obtenção de licenciamento

ambiental, à escassez de mão-de-obra especializada disponível para trabalhar nas operadoras independentes e à oferta de bens específicos e serviços especializados.

Quanto à regulação dos campos marginais, os campos tipos C e D necessitaram de um contrato de concessão específico para campos com acumulações marginais, o que trouxe algumas mudanças na regulação. Porém, o que se fez até agora em relação à regulação para campos com acumulações marginais classes C e D, foram adequações do contrato de concessão vigente para áreas exploratórias.

Algumas alterações podem ser citadas: 1) definição de área marginal como: “áreas com descoberta de petróleo e/ou gás natural conhecidas onde, ou não houve produção, ou esta foi interrompida por falta de interesse econômico”; 2) substituição do PEM (Programa Exploratório Mínimo) pelo PTI (Programa de Trabalho Inicial) com exigências um pouco menores, porém, da mesma maneira que nos contratos exploratórios, caso o pti não seja cumprido durante o prazo da fase de avaliação “a anp ficará autorizada a executar a(s) garantia(s) financeiras como compensação por tal descumprimento”; 3) redução do período de avaliação para dois anos, em contratos exploratórios a duração circula entre 3 a 8 anos; e 4) redução, pela ANP, dos *royalties* em 5%<sup>5</sup> (cinco por cento) da produção de petróleo e gás natural, e o valor de pagamento aos proprietários da terra, em 0,5%<sup>6</sup> (meio por cento) – porcentagens mínimas admitidas pela lei do petróleo.

O outro problema regulatório, comumente difundido, refere-se à disponibilidade de dados e de ocupação da área. Os dados sísmicos e as técnicas geofísicas fornecem informações fundamentais para que as empresas avaliem o potencial de sucesso da produção de petróleo e gás. Portanto, é de essencial importância que estas informações estejam disponíveis em quantidade e qualidade adequadas à tomada de decisão pelas operadoras. Estas informações estão pouco disponíveis ou tecnicamente obsoletas.

Em relação aos dados relativos à ocupação da terra, muitos problemas têm surgido pela falta de informações quanto ao superficiário<sup>7</sup>. O tratamento com eles é comumente hostil. Além de que, com freqüência, as pessoas que residem no local não são os verdadeiros donos da terra. Medidas simples como informação dos dados do verdadeiro proprietário também não são fornecidas pela agência. Com isso, muitas vezes a empresa precisa ter uma série de ações investigativas e de precaução para, só então, iniciar as suas atividades, o que onera a produção e requer tempo da operadora.

Tanto o problema da disponibilidade de dados sísmicos, quanto de dados sobre a ocupação de área passam por um impasse. Por um lado, as operadoras desejam informações mais detalhadas e precisas. Porém, por outro lado, uma vez que a ANP forneça tais informações, responsabiliza-se pelas mesmas, de forma que, qualquer alteração poderá acarretar em processos jurídicos indenizatórios. Além disso, o leilão, logo em seu início, deixa claro que estas questões serão por conta e risco da empresa concessionária.

<sup>5</sup> Anteriormente era de 10%.

<sup>6</sup> Anteriormente era de 1%.

<sup>7</sup> Proprietário da terra onde o campo se encontra.

Por fim, se apresenta como outro problema regulatório, a venda do óleo produzido pelas operadoras de campos marginais. Atualmente, a Petrobras é praticamente a única compradora deste óleo. Desta maneira, as condições comerciais, estabelecidas no contrato de compra e venda do produto, são impostas pela estatal. Vale ressaltar ainda que, obviamente, existem tarifas relativas aos serviços de estocagem e transporte (prestados pela Petrobras). O pagamento pelo serviço é justo, no entanto, a possibilidade de negociação é muito pequena.

Desta maneira, num primeiro momento percebem-se alguns problemas regulatórios no âmbito da produção em campos com acumulações marginais tipo C e D. E, tendo em vista os benefícios gerados pela atividade, parece realmente que caberia ao governo federal, em especial à ANP, promover o aumento da oferta de campos marginais e estabelecer uma legislação compatível com a realidade destes. No entanto, quando se observa a questão de maneira mais crítica, imparcial e minuciosa, nota-se a busca incessante por parte das pequenas e médias operadoras de campos marginais de eximirem-se dos riscos inerentes à atividade.

Em relação ao desafio da obtenção de licenciamento ambiental, o problema mais grave é a lentidão do processo. Isto ocorre devido à dois fatores: (1) a escassez de fiscais do IMA (Instituto do Meio Ambiente – Bahia) especializados na atividade e (2) porque algumas das etapas do licenciamento estão absolutamente fora do controle da empresa e são interdependentes. Para solicitar o licenciamento ambiental é requerida a aprovação do plano de trabalho (pti), pela ANP, para aquela concessão. Para a emissão do PTI é necessário a anuência do superficiário. Este, muitas vezes desconhecido ou residente em outra localidade. Como o processo de licenciamento está completamente dependente dos outros processos, o mesmo tende a ser mais demorado. A exigência tanto pelo órgão ambiental quanto pela ANP de anuências prévias do superficiário e do município onde está a concessão atrasa o processo. (Oliveira, 2006).

Quanto à escassez de recursos humanos especializados disponíveis pode-se afirmar que a carência de pessoal especializado atinge todas as empresas do setor. Porém, as operadoras de menor porte, por serem aquelas com menor poder financeiro e econômico, são mais atingidas, ficando com dificuldades de contratar os poucos profissionais capacitados do mercado. Assim, além de possuírem menos recursos em comparação às *majors*, seus quadros acabam sendo formados, muitas vezes, por mão-de-obra menos qualificada. (Diagpetro, 2006).

As empresas de menor porte buscam trabalhadores multifuncionais (perfil generalista), que entendam de um pouco de tudo na produção destes campos. No entanto, para atender a este requisito, a mão-de-obra requerida deverá ter experiência suficiente para atuar em mais de uma atividade no campo. Surgi daí, um impasse: obtenção de mão-de-obra experiente versus redução de custos.

Se a demanda por recursos humanos qualificados está muito elevada e a oferta de trabalho não consegue atender à demanda, os salários sobem. Isto significa dizer que os trabalhadores com maior experiência requerem uma



remuneração mais elevada, o que dificulta para as empresas independentes que operam em campos marginais alcançarem a almejada redução de custos. Resta a essas empresas, contratar o pessoal aposentado da Petrobras ou a mão-de-obra recém-egressa da escola.

Os aposentados da Petrobras, formados geralmente em programas internos da empresa, com sólidos conhecimentos teóricos, técnicos e práticos, além de escassos, são profissionais que custam caro, com difícil atração e retenção pelas pequenas operadoras que atuam em campos com acumulações marginais. Quanto ao pessoal recém egresso da escola, geralmente não possui o embasamento teórico e/ou a experiência operacional necessários para atuar no mercado. A falta de embasamento teórico decorre, com algumas exceções, de programas recém-implantados, que em geral precisam de uma melhor estrutura programática, docentes mais bem preparados, com experiência prática e de laboratórios específicos para a área. A falta de experiência operacional decorre da carência de programas de estágio nas escolas e/ou pelos itens de docentes e laboratoriais mencionados. (Diagpetro, 2006).

E, por fim, quanto à oferta de bens específicos e serviços especializados as operadoras de campos marginais têm necessidades específicas para desenvolver suas atividades. Porém, a maioria das empresas de serviço mantém grandes contratos de longa duração com a Petrobrás, o que limita a disponibilização de equipamentos para prestar serviços a outros clientes. Observa-se, portanto, que os parques supridores regionais não se encontram adequadamente dimensionados para atender à demanda de novos entrantes e à ampliação das encomendas da Petrobrás. Quanto às empresas de bens, estas normalmente necessitam de pedidos maiores para justificar a logística. As empresas operadoras de campos marginais classes C e D, sozinhas, comumente não terão quantidades de pedidos suficientes que possibilitem a entrega. (Coelho Neto, 2005).

Existem muitas possibilidades de inserção de empresas fornecedoras, de pequeno e médio porte, para o suprimento de alguns bens e serviços localmente. Isso já ocorreu no passado, porém por motivos diversos estas empresas fecharam e, atualmente, podem ser reabertas ou recriadas devido à nova demanda crescente. A retomada do fornecimento local de bens e serviços é de extrema importância para a sobrevivência das operadoras de campos marginais C e D.

Além destes dificultadores para a obtenção de bens e serviços, a indústria aponta ainda para dois outros: as tarifas elevadas e dificuldades nos processos de importação e o conteúdo local. O conteúdo local, instituído pela ANP, foi um mecanismo criado para incentivar a compra de suprimentos dentro do país, reduzindo assim as importações de bens produzidos no Brasil. Ocorre que o protecionismo ao mercado interno acarreta, muitas vezes, em má qualidade dos produtos nacionais e elevação de preços. Verifica-se que muitos dos suprimentos para o *upstream*<sup>8</sup> importados, mesmo com altas taxas, conseguem preços e qualidades melhores que os nacionais. Porém, as exigências por parte da ANP ainda são pesadas, em relação ao conteúdo local, o que dificulta o processo de importação, dificultando às operadoras de adquirirem suprimentos mais baratos

---

<sup>8</sup> Exploração e produção de petróleo e gás natural.

## 5 Conclusões e soluções possíveis

Não há como negar que existem vantagens em revitalizar campos marginais, independentemente do porte da empresa operadora. As principais são: a preservação do interesse nacional, a promoção do desenvolvimento, a ampliação do mercado de trabalho e a valorização dos recursos energéticos nacionais. Em dimensões locais, são vários os benefícios sócio-econômicos, como: o aumento da demanda por pessoal, infra-estrutura e serviços locais, dinamização do parque de suprimentos local e a geração de emprego e renda. Um benefício trazido supostamente apenas por empresas de pequeno e médio porte é a possibilidade de verificação e orientação do uso adequado das verbas provenientes das atividades de produção de petróleo e gás, porém, na prática ainda isto não foi constatado.

Os fatores regulatórios descritos como entraves à produção em campos marginais, normalmente difundidos, são: os royalties, o relacionamento com os superficiários, a disponibilidade de dados sísmicos e a venda do óleo produzido pelas operadoras de pequeno e médio portes. Os três primeiros entraves passam por impasse entre a agência e os operadores. Percebe-se, nestes casos, a forte tendência de busca, por parte das pequenas e médias operadoras independentes de campos marginais, de eximirem-se dos riscos inerentes à atividade e transferí-las à ANP. Vale ressaltar que muitas das reivindicações feitas foram atendidas. Quanto ao último entrave divulgado, trata-se de um problema de mercado monopsonio<sup>9</sup> e será necessário buscar novos compradores do produto, ou construir mini-refinarias para atender ao tratamento do óleo produzido, ambas as soluções já estão em andamento devido à união em associação das operadoras de campos marginais.

Os fatores ambientais apresentados como empecilhos ao andamento das atividades em campos marginais referem-se à morosidade do processo de licenciamento e à vinculação deste, à anuência do superficiário e ao pti. Novamente percebe-se um impasse entre a ANP e os operadores. Segundo esses últimos, caberia à agência, durante o processo licitatório, emitir um relatório contendo as informações referentes aos eventuais passivos ambientais das áreas ofertadas ou incluir essas informações no pacote de dados. Entretanto, uma vez que a anp se responsabiliza pelas questões ambientais, traria para si, o risco que deveria ser do concessionário.

A oferta de recursos humanos especializados, relatados como dificultadores à revitalização de campos marginais por empresas de pequeno e médio portes, é real e de difícil resolução a curto prazo. Atualmente, muitas são as instituições de ensino que ofertam cursos relacionados à indústria do petróleo, porém, a grande maioria, sem foco na demanda das operadoras. O problema se agrava pela necessidade de contratação de empregados de perfil generalista por parte das empresas independentes. Este perfil somente é conseguido com a experiência. Trabalhadores experientes custam mais caro e preferem empresas maiores devido aos benefícios. Vem daí a dificuldade das pequenas empresas

---

<sup>9</sup>Onde existe apenas um comprador no mercado.

operadoras – ou contratam recém egressos da escola sem experiência e investem em capacitação ou contratam aposentados da petrobras.

A oferta de bens e serviços também pode ser citada como fator crítico para a manutenção e ampliação da revitalização de campos marginais por pequenas e médias empresas. Além de existirem serviços escassos mundialmente, como é caso da sondagem, as operadoras de menor porte encontram sérias dificuldades de aquisição de serviços e bens devido à baixa de escala. Normalmente seus pedidos não atingem um mínimo que justifique a logística. A solução seria associações entre as operadoras a fim de alcançar a escala e/ou conseguir o fornecimento de muitos destes suprimentos localmente. Existe também a possibilidade de haver o fornecimento de genéricos – bens e serviços similares aos das grandes marcas, sem os ônus de P&D e das garantias das empresas transnacionais de grande porte, assim como ocorre com eficácia na indústria de medicamentos.

Com a criação da anp e a entrada de novos agentes no mercado de E&P, foram adotados diversos procedimentos com a finalidade de incentivar o mercado supridor interno. Destacam-se: a criação do CTPetro (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural); da ONIP (Organização Nacional de Indústria do Petróleo) em 1999; do PRH-ANP (Programa de Recursos Humanos – ANP) criado em 2000, com o propósito de contribuir no aumento da mão-de-obra especializada; do Repetro (regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural); da cláusula do conteúdo local no contratos de concessão; e a elaboração do PROMINP - Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás, com o objetivo de “maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de óleo e gás no brasil e no exterior”.

Com todas estas iniciativas de fortalecimento do mercado nacional de suprimentos de bens, serviços e recursos humanos, percebe-se que as mudanças mais significativas poderão ser vistas a médio e longo prazo. Portanto, é essencial a diversificação não só das petroleiras como o mercado de fornecedores e prestadores de serviços. O surgimento de uma indústria de bens e serviços nacional e de mão-de-obra especializada é de suma importância para garantir o atendimento da demanda do *upstream*.

Faz-se necessária a mobilização de instrumentos que facilitem o acesso de pequenas e médias empresas fornecedoras a tecnologias mais modernas adaptadas às necessidades de campos marginais, geradas por universidades e instituições de pesquisa. Outro mecanismo seria a criação de medidas de apoio tecnológico aos fornecedores, voltadas para a produção em pequena escala, contemplando tecnologias de recuperação terciária, de elevação artificial de reservatórios e de recuperação de áreas de exploração ambientalmente degradadas.

Devido o crescimento da exploração e produção de hidrocarbonetos e da introdução de novas empresas produtoras em campos marginais é inquestionável a ampliação da oferta local de bens, serviços e mão-de-obra. O fornecimento local de recursos humanos especializados está aquém das

necessidades das operadoras. Para solucionar ou reduzir o problema, deve-se estabelecer mecanismos institucionalizados e ativos, de comunicação entre as instituições de ensino, as empresas operadoras - integração empresa-escola. O suprimento de bens e serviços também não está adequadamente estruturado para atender à acentuada expansão de demanda. Assim, medidas de indução ao desenvolvimento do suprimento local devem ser vistas como prioridade.

## Referências

- ANP (2005). Contrato de Concessão - Parte B: para áreas inativas contendo acumulações marginais. Rio de Janeiro.
- ANP (2005). ANP Divulga Edital da Sétima Rodada de Licitações. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/conheca/noticias>>. Acesso em: 20 fev. 2007.
- ANP (2005). (2006) Introdução a Indústria de Campos Marginais de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/>>. Acesso em: 23 out. 2008.
- Canadian Association of Petroleum Producers (2006). Reports and Statistics: Frequently Asked Questions. Disponível em: <<http://www.capp.ca/library/statistics/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 28 jun. 2006.
- DIAGPETRO. (2006). *Diagnóstico da Cadeia de Suprimento dos Segmentos de Exploração, Produção, Refino e Transporte de Petróleo e Gás Natural Bahia*. Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação. Salvador: Étera Consultoria e Projetos Editoriais.
- Neto, Valdívio Coelho. (2005). “Competências organizacionais para o desenvolvimento estratégico do negócio de exploração de petróleo em campos maduros: o caso Petrorecôncavo S.A.. (Tese de Mestrado). UFBA, Salvador.
- Oliveira, Uirá Cavalcante. (2006). “Licenciamento ambiental dificuldades e responsabilidades”. In: XVIII COOPERPOTOS. Disponível em: <<http://www.antaq.gov.br/Portal/pdf/palestras/UiraCavalcanteOliveiraCooperaportos06.pdf>> Acesso em: 02 set. 2008.
- Prates, Jean-Paul. (2004). *Campos marginais e produtores independentes de petróleo e gás: aspectos técnicos, econômicos, regulatórios, políticos e comparativos*. Disponível em: <<http://www.ebape.fgv.br/novidades/pdf/D01P04A01.pdf>> Acesso em: 23, jul. 2007.
- Santos Jr., Anabal Alves dos. (2006). “Produção de petróleo e gás em campos com acumulação marginal no Brasil: uma visão pragmática”. (Dissertação de Mestrado) Regulação da Indústria da Energia - UNIFACS, Salvador, 2006.
- Souza, Leonardo Pacheco de. (2003). “Estudo sobre tomada de decisão em projetos de rejuvenescimento de campos petrolíferos maduros”. (Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Civil) - Programa de pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.