



IBP1302_06 ACOMPANHAMENTO E CONTROLE DE DESEMPENHO NA ATIVIDADE DE E & P NA ÍNDUSTRIA DE PETRÓLEO - UMA PROPOSTA PARA PREENCHER UMA LACUNA REGULATÓRIA

Anabal Santos Jr.¹, James Correia², Doneivan F. Ferreira³

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

Como determina a Lei do Petróleo, a ANP tem obrigação legal de "fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente", e "fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como "aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato". Apesar dos contratos de concessão abrigarem obrigações que compromissam os concessionários com "empregar, sempre que apropriadas para a realização das Operações, suas experiências técnicas e tecnologias mais avançadas, inclusive aquelas que melhor possam incrementar o rendimento econômico e a Produção das Jazidas descobertas", diferentemente de outras áreas de negócios (telecomunicações, energia elétrica, transportes) exploradas por entes privados mediante concessão do Estado, a atividade de petróleo e gás natural ainda não dispõe de regulação que estabeleça parâmetros para avaliação objetiva da forma como a concessionária executa suas operações e que permita uma ação fiscalizadora da ANP.

Os autores, baseados nas suas experiências e em artigos de autores nacionais e estrangeiros propõem a regulação, que preencherá esta lacuna, contribuindo também para a criação de novas oportunidades para o surgimento de pequenas empresas.

Palavras-chave: Petróleo, gás natural, campos maduros, campos marginais, regulação.

Abstract

As established by the "Petroleum Act" (Law No. 9.478/97), the Brazilian Petroleum, Natural Gas and Bio-fuel Agency (ANP) has the legal duty to enforce good practices of conservation and rational use of petroleum resources, petroleum products and natural gas. The Agency is also required to enforce environmental protection, and regulate industry-related activities directly or through partnerships with other state agencies, imposing administrative and pecuniary sanctions prescribed by law, policy-act or contract. Concession contracts require the employment of the best available/possible and most advanced techniques and technologies aimed at maximizing both economic earnings and recovery. Contracts also imply the efficient management of the concession so as to maximize societal benefits. This condition is observed and enforced in other business areas under the regime of concessions (i.e. telecommunications, electric energy, public transportation and other utilities). For the Petroleum Sector, however, no specific regulation establishes parameters to assess objectively the way concessionaires operate concessions and/or decide not to operate temporary or permanently. Based on their personal experience and knowledge of the sector, the authors propose

¹ Mestrando, Regulação, Engenharia de Petróleo; Solução.Exe Consultoria/Diretor; Pesquisador UNIFACS.

² Ph.D., Escola Politécnica/USP, Engenharia Elétrica, Professor do Curso de Mestrado em Regulação em Energia (UNIFACS), Coordenador da Rede de Engenharia em Campos Maduros - RECAM.

³ Ph.D., Geologia, Economia de Petróleo – Núcleo de Petróleo e Gás (SENAI-CETIND/FIEB)/Coordenador; Centro de Estudo de Petróleo (CEPETRO/UNICAMP)/Pesquisador Associado; Capital Intelectual Instituto Interdisciplinar de P&D (C3I P&D)/Diretor

regulatory supplements to fulfill this gap and further contribute to generate new opportunities for small entrepreneurs within the sector.

Key words: oil, natural gas, mature fields, marginal fields and regulation.

1. Introdução

A partir da 7ª rodada de licitações de blocos exploratórios promovida pela ANP, em Outubro de 2005, que na sua parte B incluía a licitação de concessões para projetos de revitalização de campos com acumulações marginais e com a realização da 2ª rodada de licitação de campos com acumulações marginais, percebe-se que finalmente o Estado brasileiro, materializa definitivamente as perspectivas da produção de petróleo e gás natural em campos com este perfil, por pequenas e médias empresas estreantes na atividade de E&P.

Até o advento destes dois marcos, o ritmo de expansão deste nicho vinha sofrendo fortes variações pela ausência de um direcionamento quanto à forma de desenvolvê-lo em função das relevantes transformações que passa o setor petróleo no mercado brasileiro desde a quebra do monopólio da exploração e produção de petróleo exercido pela Petrobras até um cenário de abertura plena.

Nestas duas rodadas a ANP ofereceu ao mercado, com muito sucesso, campos que lhe foram devolvidos pelo concessionário Petrobras, por entender que não tinha mais interesse em produzi-los. São os chamados campos abdicados. O “estoque” deste tipo de campo é limitado e se não houver outras devoluções, o atual “estoque” permitirá a realização de no máximo 2 rodadas licitatórias.

Hoje sabe-se claramente, com o aprendizado de quase 10 anos de discussão do assunto no país, que a adequada performance de produção e/ou revitalização de campos marginais deve ser priorizada pelo seu potencial de geração de emprego e renda, questões de relevante impacto social nas regiões pobres e altamente dependentes da atividade petrolífera, onde está localizada a maioria destes campos. Sendo esta é uma possibilidade concreta de oportunidades em negócios para médios e pequenos empresários, quer seja na atuação direta nos projetos de revitalização destes campos quer seja no fornecimento de bens e serviços, que estes projetos demandam.

Por isso é que o país não pode prescindir de desenvolver esta atividade, mesmo sabendo que o estoque de oportunidades disponível em poder da ANP esta se esgotando.

Até o momento a devolução de campos foi um ato voluntário dos concessionários, no entanto existem situações que o concessionário sub-explora um ativo com este perfil, qual seja de marginalidade econômica, em função de existir no seu portfólio de oportunidades projetos mais atraentes do ponto de vista econômico, onde são aplicados majoritariamente seus recursos materiais e humanos.

No entanto, ainda que para um concessionário específico, aquele projeto seja pouco atraente e portanto despriorizado, o Estado brasileiro, único e real titular do ativo petrolífero, que confiou a este agente através de uma concessão para explorá-lo, gerando bens e riquezas para si e diversos outros entes da sociedade, não pode permitir que este recurso seja sub-explorado, situação inaceitável principalmente do ponto socioeconômico.

Para isto evitar é que este trabalho propõe uma regulação, oferecendo uma proposta que dará mecanismo efetivos para que a ANP exerça seu papel legal de "fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como "aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato" a todos aqueles concessionários que não estejam cumprindo sua obrigação contratual de fazer o uso racional de um ativo que o estado brasileiro lhe confiou. Este trabalho é parte da tese de mestrado do autor: “Produção de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil - Uma visão pragmática” do curso de mestrado em regulação da indústria de Energia da UNIFACS escrita pelo primeiro autor e orientada pelo segundo, que foi enriquecido com as contribuições do terceiro autor, assim, pretende-se baseado na própria experiência profissional do primeiro autor e nos estudos que desenvolveu sobre este assunto, propor e justificar uma regulação que preencha a lacuna legal hoje existente estabelecendo instrumento que permita a ANP cumprir suas obrigações legais quanto ao uso racional das jazidas brasileiras e que secundariamente poderá gerar oportunidades para que sejam criadas as condições para surgimento de novas e pequenas empresas para que se complete o modelo considerado ideal para o mercado brasileiro.

2. O Modelo Brasileiro para Atividade de E&P do Setor Petróleo e Gás Natural:

2.1 A “Arquitetura” do Modelo Brasileiro:

Para permitir que o país possa desenvolver todas as potencialidades da indústria do petróleo é necessário que tenhamos claramente qual a “arquitetura” do mercado brasileiro para atender este objetivo. A “arquitetura” adotada pela ANP, apesar de não existir nenhuma política formalizada neste sentido, é um modelo com a participação e coexistência de agentes que se complementam e que se constitui de uma grande empresa estatal, que no caso é a Petrobras; algumas grandes empresas privadas, para grandes projetos e bacias de fronteiras exploratórias, que o país já

dispõe de mais de 30 delas operando e diversas pequenas e médias empresas nacionais que se ocupariam de projetos de economicidade marginal, principalmente em campos terrestres.

Para que este cenário seja alcançado na sua plenitude é indispensável um conjunto de ações que venham a fomentar o surgimento destas diversas de empresas menores, através de um programa de desenvolvimento desta atividade. O programa deverá ter como objetivo básico gerar as condições para garantir a otimização da produção destes campos e ao mesmo tempo fomentar a criação de pequenas e médias empresas de petróleo para concluir o modelo ideal para a indústria de petróleo do Brasil.

Para que possam ser criadas novas empresas de pequeno porte é indispensável o surgimento de novas oportunidades e sejam adotadas providências para que estas empresas entrantes possam, desde que bem geridas, alcançarem êxito nos seus projetos.

Para que se possa ter uma dimensão do potencial deste segmento destinado a pequenas e médias empresas, nos EUA cerca de 8.000 pequenos operadores produzem aproximadamente 65% do total do gás natural e 40% do óleo produzido no país.

2.2 Conceituação de Campos com Acumulações Marginais

Como foi dito, o avanço na conceituação desta atividade é parte do aprendizado das discussões ocorridas no país sobre este assunto nos últimos 10 anos.

A definição do perfil e a conceituação de campos que em tese se destinariam as pequenas e médias empresas, etapa tão importante para dar foco nas ações governamentais, foi muito controversa e estudada, contando com esforços de vários pesquisadores e centro de pesquisas nacionais, que finalmente com o advento da Portaria ANP no. 279/03, foi estabelecida de maneira precisa. Assim, campos com acumulações marginais são aqueles com uma produção máxima de 500 barris por dia (15.000 barris por mês) para campos de petróleo e 75.000 m³/dia de gás natural onde exista infraestrutura de escoamento da produção ou 150.000 m³/dia, onde não exista tal estrutura, para campos de gás natural.

Desta forma a ANP com o pragmatismo desta portaria, estabelece inquestionavelmente a marginalidade da operação de um campo tido com marginal no Brasil, uma vez que a produção total de todos os campos “enquadráveis” na categoria de campos marginal não representa se quer 3% da produção nacional.

3. As Justificativas para Adoção da Regulação Proposta:

3.1 A Justificativa Legal para Adoção da Regulação:

A regulação específica proposta neste trabalho, a partir de determinados parâmetros caracteriza a situação de subexploração, propõe que sejam adotadas providências que facilitassem a introdução de uma empresa de menor porte para que esta concessão tenha sua produção otimizada. Este procedimento permitiria a cobrança objetiva da otimização estabelecida na legislação sem, no entanto, causar nenhum prejuízo aos concessionários.

Obviamente, o ideal seria que o próprio concessionário identificasse estas situações e oferecesse alternativas como a contratação de operadores de menor porte, negociasse a cessão da concessão ou mesmo devolvesse este campo a ANP, que alimentaria a complementaridade do modelo proposto e discutido anteriormente, mas, para evitar prejuízos para a sociedade, é que, se por qualquer razão, o concessionário não venha a tomar esta iniciativa, a ANP, exercendo sua atribuição legal definida na lei 9.478/95 que lhe encarrega de “zelar pelo cumprimento das boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente”, estabelecerá um índice de utilização racional do potencial destes recursos minerais para avaliar de maneira objetiva se o concessionário esta cumprindo seu contrato de concessão, no tocante a esta otimização.

Nas versões dos contratos de concessões vigentes, está sempre contemplada a obrigação contratual que em linhas gerais diz que “caberá ao concessionário planejar, preparar, executar e controlar as operações de maneira diligente, eficiente e apropriada, de acordo com a legislação brasileira aplicável e com as melhores práticas da indústria do petróleo, respeitando sempre as disposições deste Contrato e não praticando qualquer ato que configure ou possa configurar infração da ordem econômica. Com base nesse princípio, e sem com isto limitar sua aplicação, fica o concessionário obrigado a adotar, em todas as operações, as medidas necessárias para a conservação dos recursos petrolíferos e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos, e para proteção do meio ambiente. Compromete-se, ainda, o concessionário a empregar na condução das operações, sempre que apropriadas e economicamente justificáveis suas experiências técnicas e tecnologias mais avançadas, inclusive aquelas que melhor possam incrementar o rendimento econômico e a produção das jazidas.”.

Com a adoção da regulação proposta estaria a ANP regulamentando aquilo que já é estabelecido nos contratos de concessão e que em realidade é sua atribuição legal fazê-lo.

3.2 A Justificativa Sócio-Econômica:

Como inequivocamente, os maiores benefícios da manutenção de níveis aceitáveis de produção e investimentos em campos marginais estão na esfera social, pela sua possibilidade de geração de emprego e renda,

principalmente por que estes campos, na sua grande maioria se localizam na região Nordeste do país, notadamente nos estados da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte.

A contribuição na produção nacional de petróleo e gás natural dos campos com este perfil, apesar de não desprezível, é modesta, girando em torno de um potencial de 30 a 50 mil BPD, se bem operados, que quando comparado com a necessidade diária nacional de aproximadamente 2 milhões de barris, representa cerca de 1,5 a 2,5 % da demanda diária nacional.

No entanto, os benefícios socioeconômicos apesar de apresentar números relativamente modestos, especialmente oriundos de uma indústria rica, mas que considerando o perfil econômico dos municípios onde se localizam tais campos facilmente se constata a importância da contribuição que esses projetos podem potencialmente oferecer para a microeconomia destas regiões.

Da verificação dos indicadores econômicos dos municípios onde se localizam a maioria dos campos marginais, se pode constatar que os indicadores de pobreza destes municípios são alarmantes. Na Bahia citamos os municípios de Itanagra, Lamarão, Cardeal da Silva, que com populações em torno de 10.000 habitantes, têm como principal fonte de receita os repasses do fundo de participação dos municípios, que em 2000 representaram menos de R\$ 1,5 milhões por ano. O produto anual estimado pelo Governo do estado da Bahia para cada um deles é menor que R\$ 10 milhões, estando classificados entre os 30 municípios mais pobres do Estado, mesmo estando a uma distância de menos de 100 km da capital como é o caso de Lamarão e Itanagra.

Outra fonte que confirma esta dramática situação de pobreza desta região é o IDH. Este indicador mede o nível de desenvolvimento humano de uma população sendo uma boa referência para aferir o grau de pobreza desta população.

Assim, dentro de um universo de 5.507 municípios brasileiros pode-se verificar que as capitais, portanto as cidades mais desenvolvida e rica dos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas e Rio Grande do Norte ocupam respectivamente as classificações 477º, 714º, 2189º e 870º. Já os municípios de Araçás, Itanagra, Lamarão no Estado da Bahia; os municípios de Telha, Ilhas das Flores e Brejo Grande no Estado de Sergipe; Barra de São Miguel e Pilar no Estado de Alagoas e as cidades de Serra do Mel, Upanema, Areia Branca, no Rio Grande do Norte, onde se localizam predominantemente os poços dos campos de economicidade marginal, estão classificadas no último quartil no ranking de municípios nacionais.¹

Diante do estado de pobreza demonstrado não pode o Estado se omitir e permitir que a produção dos campos localizados nestes municípios, seja subutilizada, principalmente porque talvez, esta seja a única possibilidade real de melhoria econômica e social destas populações, pois como demonstrado nas experiências existentes no país, as vantagens econômicas para a microregião são significativas, pela geração de empregos e renda, aumento da arrecadação de impostos, além da renda adicional para os pequenos proprietários das terras onde se localizam os poços.

4. Os Termos da Regulação Proposta:

A regulação estabeleceria um acompanhamento da performance de produção dos campos com acumulações marginais a ser aplicada nestes campos, fazendo o enquadramento de todos os campos nacionais desta categoria, além de estabelecer o critério de efetividade das operações, o enquadramento dos campos atingidos pela regulação quanto ao atendimento ao critério da efetividade. A seguir o trabalho detalha os parâmetros e como seria feito o acompanhamento para cada um destes objetivos.

O trabalho propõe que deverão estar sujeitos a um acompanhamento os poços localizados em campos com produção inferiores aos limites estabelecido na portaria 279/03 da ANP que definem a economicidade marginal destes campos.

Definido este critério, será feito o enquadramento de todos os campos terrestres existentes no Brasil, sendo identificados campos para cada bacia petrolífera terrestre sob os quais seria feito o acompanhamento quanto à efetividade de suas operações.

Para acompanhamento e controle da efetividade das operações desenvolvidas nos campos enquadrados pela regulação, serão utilizadas informações, definidas adiante, geradas pelo concessionário de cada um destes campos e que poderão ser auditadas pela ANP a qualquer tempo. A falta ou falha nas informações que viesse a comprometer esta avaliação, seria passíveis de penalidades, inclusive multas. Seria reportada e avaliada mensalmente a situação de todos os poços incluídos dentro do “ring fence” dos campos enquadrados no programa e classificados de acordo com os seguintes códigos e caracterização: (1) Poço produtor – quando efetivamente este poço for produtor de óleo ou gás natural, (2) Poço injetor – quando o poço for efetivamente injetor, (3) Poço inativo – quando estiver sob estudo, aguardando análise técnica ou providências para retornar a ser produtor ou injetor, por um período superior a 30 dias, (4) Poço candidato a abandono – quando o concessionário optar pelo abandono estando ainda aguardando autorização

¹ A escolha destas cidades foi baseada na experiência do autor, por considerar representativa do perfil das cidades da região, onde se localizam campos marginais nestes estados.

da ANP ou caso já esteja aprovado o abandono, aguardando qualquer outra providência, (5) Poço temporariamente abandonado – aqueles cujo abandono temporário foi autorizado pela agência e efetivamente as operações visando seu abandono temporário efetivadas e (6) Poço abandonado – quando o poço esteja definitivamente abandonado.

Adicionalmente para os poços classe (1), o concessionário deve informar o “downtime” no período de apuração, que seria o somatório de horas, no período, em que o poço esteve sem produzir por qualquer causa, que chamaremos de tempo de perdido.

A regulação proposta estabelece o limite máximo admissível para um “índice de tempo perdido” (ITP) médio do campo de 20 %, calculado pela média aritmética dos “downtime’s” individuais de todos os poços produtores daquele campo naquele período avaliado e em relação ao tempo total do período.

Para estabelecer este limite máximo admissível do ITP tomou-se um MTBF (“Medium Time Between Failure”), que é o tempo médio entre duas falhas no poço, de 06 meses, que metade do período normal para os campos da bacia do recôncavo baiano, (Câmara, R, 2004); o tempo de 5 dias para execução da intervenção requerida, poços com este perfil são gastos no máximo 3 dias e um tempo de espera de 30 dias para que seja realizada sua intervenção, chegamos então ao valor do ITP máximo admitido, pois este poço ficará sem produzir 35 dias em um semestre, ou seja, 20% do tempo produtivo será perdido.

Desta forma aqueles campos que estejam com ITP médio maior que 20 % seria um indicativo de que o campo esteja sendo sub-explorado e, portanto o concessionário não estaria atendendo ao disposto no contrato de concessão. O limite máximo admissível poderá ser restringido ou ampliado, a critério da ANP, a partir de alterações nos parâmetros indicados que compõem o ITP, inclusive assumindo valores distintos para cada campo.

Aquele campo que tiver um ITP maior que o limite máximo admissível durante 02 (dois) meses consecutivos a qualquer tempo ou 03 alternados num intervalo de 12 meses, estaria sujeito, a critério da ANP, a ser submetido à alteração de operador, mantida concessão em favor do concessionário ou mesmo obrigado-o a devolver este ativo para Agência.

Como o acompanhamento sugerido é feito apenas nos poços produtores dos campos incluídos no seu escopo é necessário limitar um percentual de poços inativos para evitar que os poços com alto “downtime” sejam indiscriminadamente classificados nesta categoria, sugere-se que seja criado um índice para acompanhamento da quantidade de poços inativos daquele campo, que seria o IPI (Índice de Poços Inativos), que é a relação da quantidade dos poços inativos e a quantidade de poços ativos do campo, somatório dos poços produtores e injetores, e assim estabelecido um IPI máximo admissível, que sugerimos seja de 20%.

Ultrapassado este percentual limite por 02 meses consecutivos em qualquer tempo ou 03 meses alternados num intervalo de 12 meses estaria também demonstrada a baixa performance do concessionário na gestão do campo.

Poderá o concessionário justificar a transformação de um poço da classificação de inativo para a categoria de injetor, desde que aceite e aprovado pela ANP ou se for o caso, justificar tecnicamente o seu abandono.

Uma vez proposto o abandono, a agência, caso não concorde, autorizaria ao concessionário a adotar o procedimento descrito na portaria PANP25/02, para abandono temporário do poço, que será realizado às expensas do concessionário, sendo que no ato da propositura do abandono o concessionário deverá depositar em uma conta bancária vinculada ao campo, cujos recursos se destinam as despesas de abandono de poços, o valor correspondente ao custo de abandono definitivo, este valor seria proposto pelo concessionário e aprovado pela ANP, o que desestimularia a propositura precipitada de abandono de poços.

Quando o abandono definitivo fosse aprovado pela ANP, o concessionário detentor da concessão no momento da aprovação da ANP poderá utilizar os valores depositados naquela conta para realizar o abandono definitivo. Este mecanismo garantiria a possibilidade de revisão da proposta inicial do abandono do poço mesmo que feita por um concessionário anterior, sem que isto significasse a assunção da responsabilidade do abandono do poço por um subsequente novo concessionário.

Caso o mesmo concessionário que anteriormente tenha proposto o abandono definitivo resolvesse, tempos depois, reativar este poço, não seria possível fazer o resgate do valor depositado, o que inibiria a propositura prematura de abandono.

Como resultado deste acompanhamento estabelece-se quais campos daquela “família” inicial submetida ao acompanhamento estão enquadrados como subexplorados que seriam os candidatos a se tornarem oportunidades para empresas menores assumirem sua operação, seja como operador da concessionário atual ou mesmo eventual vencedor de uma licitação para transferência de concessão ou até mesmo futuro concessionário da concessão do campo subutilizado, caso a ANP resolva retirar o concessionário atual por infringir o contrato de concessão.

Este mecanismo, dará instrumentos a ANP para punir aqueles concessionários que não cumprem com sua obrigação contratual e mais do isto, garantiria que o recurso natural fosse eficientemente produzido gerando riqueza ao país, alias repita-se que a ANP é uma das poucas agências reguladoras que não utiliza índices para verificação de performance dos concessionários e que seja de domínio publico.

Outro fator importante para garantir a efetiva aplicação da regulação proposta é a descentralização do acompanhamento da performance da produção dos campos incluídos no programa. Sem a descentralização deste acompanhamento será impossível executar este programa, em função da amplitude deste controle que deverá ser feito

poço a poço e com periodicidade mensal. Para tal recomenda-se o envolvimento dos escritórios regionais da ANP e mediante convênios as agências estaduais, as universidades e outras instituições públicas das regiões próximas destes campos para apurar e verificar estas informações, sendo centralizada na sede da ANP a gestão da política.

5. Soluções Propostas para Inserções de Novas Pequenas e Medias Empresas no mercado de Petróleo e Gás:

A partir da identificação dos campos subutilizados pode-se optar por duas maneiras para introduzir uma nova empresa de menor porte, que em tese, deverá priorizar a operações de campos marginais em função de um portfólio de oportunidade menor. A maneira mais segura para garantir o sucesso destas novas empresas é iniciá-las na atividade do setor petróleo através de um contrato tipo Contrato de Produção com Clausula de Risco (CPCR), pelas vantagens que apresenta em relação ao Contrato de Concessão (CONCON).

Considerando inicialmente a possibilidade dos CPCR's surgirem a partir de iniciativa do próprio concessionário, pois a experiência que temos no país, com este tipo de contrato demonstra que esta alternativa gera benefícios relevantes para o concessionário tais como: mantém a titularidade da concessão, da produção e a propriedade dos ativos; livra-a do ônus do abandono dos poços inclusos no projeto; libera seus recursos financeiros, materiais e humanos para outros projetos com taxa de retorno maior; cria um "amortecedor" eficiente aos preços de mercado do petróleo produzidos mediante este contrato; amplia sua capacidade de produção; mantém sua imagem institucional como geradora de benefícios sociais para estas regiões onde se localizam os campos; mantém os ativos em boas condições sem custos de manutenção; cria um "benchmarking" para suas operações localizadas na mesma região destes projetos; usa moeda local para pagamento da produção obtida que substitui a importação; aumenta a produção dos campos sem desembolsos de seus recursos e melhora sua performance empresarial.

Outra possibilidade seria a partir de decisão da ANP pela troca do operador, uma vez que a concessionário, não demonstrou performance que justifica-se sua manutenção na condição de operador.

Estes CPCR's seriam licitados pelo concessionário sob supervisão da ANP e o trabalho oferece uma sugestão de formatação destes CPCR's, a partir das experiências dos autores.

Com sabe-se o CPCR é a modalidade de contratação em que uma empresa estreante encontrará menores dificuldades, onde os resultados poderão aparecer mais rapidamente e também uma alternativa justa para o concessionário detentor da concessão.

A regulação proposta contribui para que o concessionário faça esta transferência espontaneamente pois assim manteria a propriedade da concessão e ainda ganharia uma parcela da produção com custo muito inferior ao valor de mercado e próximo de seu próprio custo de elevação. Mesmos nos casos em que a iniciativa da transferência seja do concessionário recomenda-se que a escolha do novo operador seja feita através de uma licitação pública conduzida pelo concessionário e supervisionada pela ANP.

Evidentemente, nos casos em que o concessionário seja uma empresa privada, a sugestão de um processo licitatório público pode parecer um exagero, no entanto, deve-se considerar que o principal detentor de concessões no Brasil é uma empresa estatal, que está sujeita à determinados procedimentos legais para contratação e a licitação evitaria a possibilidade de argüição no futuro da nulidade destes contratos, caso fossem negociados de outra forma, pois estas concessões indiretamente envolvem recursos públicos, sendo portanto recomendável a adoção deste procedimento. Além disto, como adiante será proposta uma redução de "royalties" como forma de estímulo à atividade, a legislação requer que seja feita a contratação através de uma licitação. Nesta licitação seria licitado o direito de executar os serviços de revitalização nos lotes de campos classificados como subexplorados visando incrementar a sua produção e seriam executados mediante contrato nos moldes do CPCR com a opção futura de compra da concessão que poderia ser exercida ou não pelo concessionário, em data estabelecida no edital. Este edital deverá adotar as salvaguardas para garantir o perfil desejado para as novas empresas e também estabelecer os seguintes aspectos:

Crítérios de julgamento – Seria vencedor o proponente que indicar o maior percentual da parcela que caberia ao concessionário no rateio da produção incremental, que denominamos de fator X definido adiante. Critério objetivo e de apuração extremamente simples.;

Informações sobre a opção de compra e venda da concessão - O valor de compra da concessão quando do exercício da sua opção de compra e venda teria seus critérios de cálculos previamente estabelecidos e expresso no edital. Uma vez exercida pela concessionária promotora da licitação, na época própria e estabelecida no edital, a opção de compra e venda e não sendo honrada pela empresa licitante, poderia então o concessionário reaver a operação da concessão sem nenhum ônus obrigando o operador a restabelecer o valor do fundo de abandono por ele eventualmente utilizados nas reativações de poços, se for o caso e adicionalmente pagaria ao concessionário um valor estabelecido no edital a título de "arras", penalização definida no código civil para transações mercantis, em caso de desistência de uma das partes.

Programa de incentivo - Nos termos da licitação, conforme estabelece a legislação, seria prevista a redução dos royalties para 5% e a criação de dois fundos vinculados a esta concessão, um fundo para abandono e um de reinvestimento. Seria destinado 1% para um fundo de abandono de poços e o restante da redução para um fundo de investimento que estaria condicionado a determinados compromissos e limites definidos no edital. Esta forma de incentivo garantirá que estes valores sejam reinvestidos nos campos e contribuirá para o financiamento do programa de revitalização que em última análise se reverterá em favor da própria sociedade, portanto bem diferente da renúncia fiscal pura e simples, que poderia beneficiar apenas os empreendedores do projeto.

A criação do fundo de abandono irá resolver este assunto preocupante, pois à medida que os campos vão envelhecendo, menos irão produzir e considerando que no cenário proposto pretendemos atrair pequenas e médias empresas, para atuarem nestes campos, cresce o risco da ocorrência de problemas com a questão dos abandonos definitivos destes poços. Estes problemas poderão ocorrer por falha no provisionamento de recursos para estes custos quando da exaustão das reservas ou no caso de insolvência de uma destas empresas. A fonte de financiamento deste fundo seria originária do 1% do valor da produção oriundo da redução de royalties proposta na licitação, além dos depósitos feitos pelo concessionário quando da propositura de abandono de um poço. Este fundo poderia ser sacado para o fim específico de abandono do poço ou eventualmente quando autorizado pela ANP para revitalização de poços temporariamente abandonados que eventualmente existam na época de transição de operadores. Uma vez alcançado o valor estimado pela ANP como o necessário para o abandono de todos os poços desta concessão, este percentual poderia ser redirecionado para outros fins relacionados com a concessão.

Quando do encerramento definitivo do campo, o último operador poderia utilizar estes recursos para as despesas relativas ao abandono definitivo do ativo e eventuais saldos seriam revertidos a ANP que poderia dispor para fazer um fundo de compensação para estes fins em campos onde os valores fossem insuficientes e o concessionário se tornou insolvente ou para remediar e reparar danos ambientais em campos que lhe foram devolvidos ocorridos após a devolução pelo concessionário.

Aspectos relevantes do contrato CPCPR - Além de cláusulas típicas para este tipo de contrato, existentes no Brasil e no mundo, os seguintes temas merecem ser destacados:

Remuneração dos serviços - Como é típico neste tipo de modalidade, a partir uma curva básica de produção agregada de todos os campos do pacote é estabelecido um valor pelo barril de petróleo entregue, que poderá ser algo próximo do custo de elevação do concessionário e que eventualmente poderá ser arbitrado pela ANP, aquilo que exceder esta curva básica será rateado entre o operador e o concessionário de acordo com o valor do fator "X", ofertado pelo licitante vencedor. Este fator "X" corresponderá a um percentual e será um número entre 0 e 1, correspondendo 0 a 0% (zero por cento) e 1 a 100% (cem por cento) podendo ser estabelecido um valor mínimo a fim de garantir uma participação mínima do concessionário no rateio da produção incremental. O rateio desta parcela de produção dar-se-á utilizando o fator "X" e se constituirá na parcela do concessionário e "X-1" será a parcela do operador. A remuneração do operador relativo à parcela da produção incremental se dará pela precificação a valores de mercado do hidrocarboneto à época da entrega da produção. Este mesmo critério será usado para rateio dos valores a ser investidos nos projetos cujo objetivo fosse a obtenção de produção incremental, o valor relativo a parcela destes investimentos feitos pela empresa operadora, que é de responsabilidade do concessionário seria reembolsado à operadora através da parcela da produção incremental que caberia ao concessionário, sendo mensalmente feito um encontro de contas. Esta forma de reembolso não compromete de forma nenhuma o caixa do concessionário que deverá aplicar seus recursos em outros projetos mais atrativos e rentáveis.

Obrigações do contratado - Uma das obrigações da empresa contratada é atingir e manter sua performance como empresa operadora de acordo com os parâmetros do programa de acompanhamento estabelecido pela regulação.

Questões relativas ao abandono de poços - O novo operador confirmaria ou não, as proposições de abandono de poços eventualmente feitas pelo concessionário. No caso da não confirmação das propostas dos abandonos, poderia sacar, mediante autorização da ANP, os valores eventualmente existentes no fundo de abandono para serem gastos na revitalização dos poços que estariam neste momento abandonado temporariamente, passando então este poço a ser classificado como poço produtor e sujeito ao acompanhamento. A solicitação de saque destes recursos será feita através do concessionário e nos valores exatos de cada processo de reativação a ser apresentada por poço.

6. Considerações

É igualmente importante para que não se perca a oportunidade de consolidar o modelo descrito no item 2 deste trabalho, que seja estabelecido responsabilmente o perfil desejado para estas novas e pequenas empresas, já uma das consequências secundárias da regulação proposta é a geração de oportunidades para criação de pequenas e médias empresas nacionais para compor o cenário pretendido para o mercado brasileiro de petróleo.

Assim, recomenda-se que seja estabelecimento de uma limitação da participação de capital estrangeiro, sugere-se por exemplo, máximo de 30%, outra salvaguarda para garantir o porte das empresas e sua capacidade financeira seria a limitação do capital social mínimo e máximo, indica-se os valores para o mínimo o equivalente a US\$ 200.000 e para

o máximo o equivalente a US\$1.000.000 e como o objetivo é a atração de novos investidores, não deveria ser exigida experiência prévia na atividade de petróleo, mas a indicação dos técnicos com experiência que irão compor os quadros da empresa.

Isto evitaria que grandes empresas tentassem se habilitar nos processos licitatórios que seriam destinados a pequenas empresas, como alias aconteceu injustificadamente nas duas rodadas de licitação promovidas pela ANP para concessão de campos com acumulações marginais, com a habilitação da Petrobras.

Cabe registrar que para que seja adotada esta proposta de regulação depende apenas da vontade política das autoridades do setor e em especial da ANP, não existindo nenhum entrave legal, nem mesmo que dependa de legislação etc.

7. Referências

- SANTOS JR.,A. - Produção de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil - Uma visão pragmática – 2004.
- ROCHA, P.; SOUZA, A ET CÂMARA, R. - O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira, BAHIA ANÁLISE & DADOS Salvador - BA SEI v.11 n.4 p.32-44 Março 2002
- NEHRING, R., 1995, The impending crisis in U.S. oil production: What can be done about it, in 1995 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, SPE
- CHAMBIARD, M., Campos Marginais da ANP e Incentivo à Pequena Empresa Petrolífera, Outubro/2004
- MONTEIRO, N. ET CHAMBIARD, M. - Desenvolvimento do mercado de campos maduros WPC 2002
- ANDREWS-SPEED, P. E ROGERS, C., “Mining taxation issues for the future”, Resources Policy, 1998;
- HOTELLING, H., “The Economics of exhaustible Resources”, Journal of Political Economy, 1931
- SHIOZER, R., “Um modelo de alívio de royalties para campos maduros” 2002.
- LAGERLEF, D.,Mature Field Revitalization, ConocoPhillips Inc.
- M. SNEIDER, R ET S. SNEIDER, J. NEW OIL IN OLD PLACES, Apresentação na 2a. Pratt Conferência San Diego, California January 15/12/ 2000.
- ESTRELLA, G. - Desenvolvimento da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil: Perspectivas para a Região Nordeste na 6ª Rodada de Licitações. FIEB, Abril 2004,
- PRATES, JP. - Campos Marginais e Produtores Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás - Aspectos Técnicos, Econômicos, Regulatórios, Políticos e Comparativos RJ - Agosto de 2004, Fórum Continuação de Energia 2a. Edição
- ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Site www.anp.gov.br
- 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.
- 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.
- IBGE - Perfil dos Municípios Brasileiros
- SEI/SEPLAN-Ba -Anuário Estatístico dos Municípios da Bahia 2000