



Copyright 2005, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, 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, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS MADUROS TERRESTRES UMA PROPOSTA DE REGULAÇÃO

Anabal Alves dos Santos Junior ¹, James Correia ²

¹ UNIVERSIDADE SALVADOR - UNIFACS - Rua Ponciano de Oliveira, 126 - Rio Vermelho - Salvador - Bahia CEP 41950-275, anabal@uol.com.br.

² UNIVERSIDADES SALVADOR - UNIFACS - Rua Ponciano de Oliveira, 126 - Rio Vermelho - Salvador - Bahia CEP 41950-275, james@unifacs.br.

Resumo - Desde a flexibilização do monopólio da extração de petróleo e gás natural no Brasil, muito tem sido falado sobre a possibilidade de criação de novas empresas voltadas para a operação de campos maduros.

Visando contribuir na transformação dessa possibilidade em realidade, baseado na experiência dos autores na atividade de produção de petróleo e gás natural em campos maduros e em artigos de pesquisadores brasileiros e estrangeiros, o trabalho parte de um modelo para o mercado brasileiro de petróleo, propõe uma regulação que venha a permitir a atuação da ANP quanto ao uso racional das jazidas brasileiras e um programa de fomento para a atividade de revitalização de campos maduros terrestres que crie oportunidades para o surgimento de novas e pequenas empresas.

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

Abstract – Since the end of oil and gas extraction monopoly in Brazil, the country discuss the creation of news small companies to operate mature fields.

This paper proposes a regulation to support the ANP's action for rational use of natural resources and a development program for on shore Brazilian mature fields to offer opportunities for small and new companies, based on the authors' professionals experiences and point of view of Brazilian and international's articles and a model for Brazilian oil market

Keywords: Oil, Gas, Mature fields, Marginal fields, Regulation.

1. Introdução

As perspectivas da produção de petróleo e gás natural em campos maduros por outras empresas, além da Petrobras, é um novo negócio no Brasil. O seu ritmo de expansão tem sofrido fortes variações pela ausência de um direcionamento quanto à forma de desenvolvê-lo e em função das relevantes transformações que passa o setor petróleo no mercado brasileiro desde a quebra do monopólio da exploração e produção de petróleo até um cenário de abertura plena. Estas transformações trouxeram naturais dificuldades regulatórias tornando imperiosa a formulação pelo Estado de uma política clara para este subsetor.

A revitalização de campos maduros 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. Essa é uma possibilidade de oportunidades de 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.

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.

Pretende-se baseado na própria experiência profissional do primeiro autor e nos estudos que desenvolveu sobre este assunto, propor e justificar uma regulação para preencher a lacuna legal hoje existente, estabelecendo instrumento que permita a ANP cumprir suas obrigações legais e apresentar um programa de fomento que crie as condições para o surgimento de novas e pequenas empresas com o objetivo de completar o modelo considerado ideal para o mercado brasileiro.

2. Definição do Modelo do Mercado Brasileiro de Petróleo.

Para permitir que o país possa desenvolver todas as potencialidades da indústria do petróleo é necessário que tenhamos claramente qual a composição do mercado brasileiro para atender esse objetivo. A situação ideal 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 maduros, estas empresas ainda são praticamente inexistente no país.

Para que este cenário seja alcançado 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.

3. O Programa de Desenvolvimento das Revitalizações de Campos Terrestres de Petróleo e Gás Natural de Economicidade Marginal.

Motivado pelos inegáveis benefícios socioeconômicos para o país e pelo modelo sugerido para o mercado brasileiro de petróleo, este 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 medias empresas de petróleo para concluir o modelo ideal para a indústria de petróleo do Brasil.

Tem havido diversos debates e seminários nestes últimos anos e apesar dos avanços, este assunto ainda estar sem um posicionamento claro do Estado brasileiro e portanto sem um ente responsável direto, para onde possam ser endereçadas contribuições, demandas e encaminhadas as soluções.

Inicialmente propomos uma gerência específica no âmbito da ANP para criar e desenvolver um projeto focado no fomento da revitalização de campos maduros terrestre no nordeste brasileiro por onde nasceriam estas pequenas empresas. O gestor do programa, além de interlocutor do Estado com a sociedade, seria o responsável pela implantação e gestão de programa de fomento desta atividade que o trabalho sugere que deveria constar de:

3.1. Estratégia Para Criação das Oportunidades Para Novas Empresas.

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.

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 (CONBT).

Na hipótese de utilização dos contratos CPCR como alternativa para criação das novas empresas existem duas possibilidades de surgimento de novas oportunidades: a partir de iniciativa da Petrobras, oferecendo ao mercado campos maduros, que estão sob concessão de sua titularidade para serem aplicados projetos de revitalização ou a partir de uma regulamentação específica proposta neste trabalho.

Considerando inicialmente a possibilidade dos CPR's surgirem a partir de iniciativa da Petrobras, uma vez que a alternativa que gera benefícios relevantes para a estatal, 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 seu desempenho empresarial.

Esse seria o caminho mais rápido para a criação de novas oportunidades e, portanto vale a pena sejam feitos esforços junto a Petrobras visando sensibilizá-la para que espontaneamente e sob a supervisão da ANP sejam geradas estas oportunidades. A participação da ANP neste processo é importante para que possam ser implementadas medidas estruturantes que irão ajudar no desenvolvido do cenário proposto. No entanto faz-se necessário que seja criada e implementada uma regulação específica para evitar que a performance da produção dos campos maduros dependa exclusivamente do concessionário e portanto fora do controle do ente regulador. Esta regulação evitaria que campos maduros fiquem sendo subexplorados e dependam exclusivamente da decisão do concessionário em revitalizá-los.

A regulação específica proposta neste trabalho, a partir de determinados parâmetros que caracterizam 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 e fizesse a cessão da concessão ou mesmo devolvesse este campo a ANP, exercitando 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", estabeleceria um índice de utilização racional do potencial dos recursos minerais para avaliar de maneira objetiva se o concessionário está cumprindo o contrato de concessão, no tocante a 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 o estabelecimento da proposta do trabalho estaria a ANP regulamentando aquilo que já é estabelecido nos contratos de concessão e que em realidade é sua atribuição legal fazê-lo.

Esta regulação estabeleceria o perfil de campos a serem atingidos, o enquadramento deles de acordo com este critério, o critério de efetividade das operações, enquadramento dos campos quanto à efetividade e a descentralização do acompanhamento do desempenho da produção dos campos enquadrados neste critério. A seguir, o detalhamento de cada uma destes pontos sugeridos:

Definição da caracterização do perfil de campos incluídos no programa – O trabalho propõe que deverão estar sujeitos a este acompanhamento os poços localizados em campos bacias terrestres com um fator de recuperação maior do que 40% e com produção inferiores aos limites estabelecido na portaria 279/03 da ANP que definem a economicidade marginal destes campos. Uma vez que o objetivo do programa é o fomento da atividade de revitalização de campos terrestres maduros ou de baixa economicidade. A ANP através da portaria 279/03, estabeleceu o que sejam campos maduros e de economicidade marginal, nesta portaria a definição de campos de economicidade marginal é precisa e clara mas a de campos maduros é relativamente subjetiva, no entanto existem estudos realizados por pesquisadores brasileiros que tratam deste assunto, um deles que trata e propõe uma definição clara e precisa de campos maduros é "Campos maduros e campos marginais – Definições para efeito regulatórios" (Câmara, R 2004). Estes parâmetros poderão ser revistos a depender da amplitude que a ANP decida dar ao programa.

Enquadramento dos campos de acordo com este critério - Definidos estes critérios, será feito o enquadramento de todos os campos terrestres para verificar se são atendidas ou não as condições estabelecidas para incluí-los no programa. Seriam assim, identificados campos para cada bacia petrolífera terrestre sob os quais seria feito o acompanhamento quanto à efetividade de suas operações.

Definição do critério de efetividade de operações - As informações, definidas adiante, necessárias para a avaliação serão geradas pelo concessionário de cada um destes campos e auditadas pela ANP a qualquer tempo. A falta ou falha nas informações que viesse a comprometer esta avaliação, seria passível de penalidades, inclusive multas. A situação de todos os poços incluídos dentro do "ring fence" dos campos enquadrados no programa seria reportada e avaliada mensalmente e classificados de acordo com os seguintes códigos e caracterização: (1) Poço produtor – quando

efetivamente o 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 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), seria informado o seu “downtime” no período.

A regulação proposta estabelece o limite máximo admissível para um “índice de downtime” (ID) 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 o limite máximo admissível do ID tomou-se um MTBF, que é o tempo médio entre duas falhas no poço, de 06 meses, que é 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, sabe-se que em poços com este perfil são gastos no máximo 3 dias e um tempo de espera de 30 dias para ser realizada a intervenção. Assim obtêm-se o valor do ID máximo admitido uma vez que nestas condições, o poço ficará sem produzir 35 dias em um semestre.

Desta forma aqueles campos que estejam com ID médio maior que 20 % seria um indicativo de que o campo esteja sendo subexplorado e, portanto o concessionário não estaria atendendo ao disposto no contrato de concessão. Aquele campo que tiver um ID maior que este limite 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 preferencialmente mediante uma licitação tipo CPCR ou mesmo ser obrigado a devolver este ativo para agência. Estas medidas poderão ser restringidas ou flexibilizadas a critério da ANP.

Para campos tidos como problemáticos a ANP poderia aceitar outros valores ID desde que comprovada e tecnicamente os problemas operacionais justifiquem.

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 a quantidade de poços classificados de inativos não seja mais do que 20% do total dos poços produtores.

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 deposita em uma conta bancária vinculada ao campo para fins de abandono de poços, o valor correspondente ao custo de abandono definitivo. Este valor seria proposto pelo concessionário e aprovado pela ANP.

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.

Enquadramento dos campos quanto à efetividade – 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 e formados pacotes de campos. Toda vez que fosse atingido uma quantidade mínima de poços, que permitisse a viabilização de uma operação independente seria disparado o processo de substituição do operador, mediante licitação pública, tornando assim um processo transparente e contínuo o que facilitaria o desenvolvimento destes novos operadores.

O número mínimo para viabilizar uma operação independente é de 150 poços, dada a necessidade de massa crítica suficiente para viabilizar contratação de serviços e de bens básicos.

A partir do enquadramento até a efetiva transferência da operação para outra empresa, o concessionário seria responsável pela operação dos campos.

A descentralização do acompanhamento da performance da produção dos campos incluídos no programa - Sem a descentralização do acompanhamento será impossível executar este programa, em função da amplitude do 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.

3.2 Medidas Estruturantes Para o Fomento da Atividade.

Dentre estas medidas, as mais relevantes são as seguintes: definição do perfil desejado para as novas empresas, a formatação dos contratos CPCR's, desenvolvimento de um programa de incentivos através dos royalties e a questão da responsabilidade pelo abandono dos poços. Estes pontos são detalhados a seguir:

O perfil desejado para as novas empresas - Um dos objetivos do programa é a criação de pequenas e médias empresas nacionais para compor o cenário pretendido para o mercado brasileiro de petróleo, desta forma, tornam-se necessárias algumas salvaguardas. A primeira delas seria o 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.

A formatação dos contratos CPCR's. - 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 irá contribuir para que o concessionário faça a transferência espontaneamente uma vez que 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, este processo licitatório público pode parecer um exagero, no entanto, devemos considerar que o principal detentor de concessões no Brasil é uma empresa estatal, que esta sujeita a 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, portanto recomendável a adoção do procedimento. Além disto, como adiante será proposta uma redução de "royalties" como forma de estímulo à atividade, a legislação requer que a contratação seja feita através de uma licitação. Seria oferecido o direito de executar serviços de revitalização nos lotes de campos classificados como subexplorados visando incrementar a sua produção, que 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:

Crerios 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. Exercida a opção de compra e venda pela concessionária promotora da licitação, na época própria e estabelecida no edital, e não sendo honrada pela empresa de serviços, o concessionário poderá reaver a operação da concessão sem nenhum ônus. Neste caso, o operador estaria obrigado 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" por haver desistido do negócio.

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 ultima 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 esse preocupante assunto, pois à medida que os campos vão "envelhecendo" menos irão produzir e considerando o cenário proposto que pretende atrair pequenas e médias empresas, cresce o risco da ocorrência de problemas com a questão dos abandonos definitivos dos poços. Estes problemas poderão ocorrer por falha no provisionamento adequado de recursos para os custos quando da exaustão das reservas ou no caso de insolvência da empresa. A fonte de financiamento do 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. Valores poderiam ser sacados do fundo 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 os 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 CPCP - 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. O 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.

4. Referências Bibliográficas

- 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
- CÂMARA, R - Campos maduros e campos marginais – Definições para efeito regulatórios, 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. 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