



IBP1095_06

EVOLUÇÃO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL CELEBRADOS PELA ANP

Michelle Nogueira Guedes¹

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

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) celebra contratos de concessão decorrentes das elaborações de editais e licitações para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Isto porque, de acordo com o art. 8º da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo. Ao comparar os contratos outorgados, após cada rodada de licitação, são observadas alterações entre suas edições. Será o objetivo deste trabalho historiar essas alterações, desde a chamada Rodada 0, com contratos previstos no art. 34 da Lei do Petróleo, até a sétima Rodada, quando ocorreram as primeiras licitações para áreas inativas com acumulações marginais juntamente com as licitações para blocos com risco exploratório. Serão destacadas e analisadas as mudanças de maior relevância na adequação a legislação aplicável, bem como as relacionadas com mudanças de cenários da indústria de petróleo. Por fim, analisaremos os rumos e as decisões a serem tomados para aperfeiçoamento do contrato de concessão, considerando a atratividade das áreas a serem licitadas, assim como o interesse da União, sempre obedecendo ao disposto nos artigos 43 e 44 da Lei do Petróleo.

Abstract

The ANP draws up concession contracts arising from notice and bidding elaboration for petroleum and natural gas exploration, development and production. In conformity with article 8 of Act no. 9.478/97 (Petroleum Act), ANP is responsible for taking steps so as to yield regulation, contracting and inspection of economic activities related to the petroleum industry. In comparing the granted contracts, after each bidding round, some changes have been found between the corresponding editions. This work aims such changes, from the so-called Round 0 until the seventh Round. The changes of greater relevance as to the adjustment to the applicable legislation will be highlighted and reviewed, as well as those associated to the petroleum industry scenario. Finally, the courses and decisions to be made as regards the granting contract enhancement will be under appraisal, taking into account not only the attractiveness of the areas to be bid, but also the Union interest, always in compliance with the conditions stated in articles 43 and 44 of Petroleum Act.

1. Introdução

As primeiras concessões foram outorgadas em 1858 para extração de material betuminoso das margens do rio Maraú e para a extração de turfa das margens do rio Acarai. Buscava-se, no Brasil, matéria prima para a fabricação de material iluminante (Campos, 2001). Este Regime Regaliano durou até 1891, quando foi promulgada a Constituição Republicana, que dava ao proprietário do solo a propriedade das riquezas minerais do subsolo, o que segundo Campos (2001) teria gerado dificuldade para exploração de petróleo. Passamos, então, para o Regime da Livre Iniciativa, de 1891 a 1934. E entre o ano de 1934 e 1953, tivemos o Regime da Autorização ou Concessão.

Em 1953, com a Lei 2004, foi criada a Petrobras, e tivemos o início do efetivo desenvolvimento da atividade de Exploração e Produção (E&P) no Brasil. Esse Regime do Monopólio Estatal do Petróleo foi estabelecido considerando a indústria do Petróleo estratégica para o país. Teve duração até 1995, quando ocorreu a flexibilização do

¹ Engenheira de Petróleo - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.-PETROBRAS

monopólio estatal do Petróleo com a EC nº 9. Em 1975, a Petrobras foi autorizada a realizar contratos de serviços com cláusula de risco para exploração de petróleo no território nacional, sem a quebra do regime de monopólio. Até que, em 1988, a Constituição Federal vetou a participação em E&P, mesmo sob o Regime do Contrato de Risco. Entretanto, os contratos de riscos celebrados antes da CF 88 são cumpridos até hoje.

Para o Regime atual de Concessão com a Flexibilização do Monopólio Estatal do Petróleo, o texto do Art. 177 da Constituição Federal foi modificado com a EC nº 9 de 1995, incluindo a possibilidade da União contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do referido artigo.

E em 1997, com a promulgação da Lei 9.478, conhecida como Lei do Petróleo, foi estabelecida a criação da ANP, que tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo. No art. 23 da citada Lei é determinado que “As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação”. Assim, a ANP promove anualmente rodada de licitação e a empresa, ou consórcio de empresas, que apresenta a melhor oferta, se torna concessionário mediante a celebração de um Contrato de Concessão com a Agência Nacional, assumindo obrigações e direitos de E&P de hidrocarbonetos.

A transição do regime de monopólio para o regime atual, prevista nos art. 31 a 35 da Lei do Petróleo, permitiu a Petrobras, que exercia o monopólio das atividades de E&P, adquirir áreas onde já havia realizado investimentos em E&P. Então, a Rodada zero, como ficou conhecida, teve a celebração de contratos de concessão para tais áreas, de acordo com o art. 34 da Lei do Petróleo, com a dispensa de licitação.

Ao comparar os contratos outorgados, após cada rodada de licitação, são observadas alterações entre suas edições. Será o objetivo deste trabalho historiar essas alterações, desde a Rodada 0 até a sétima Rodada, quando ocorreram as primeiras licitações para áreas inativas com acumulações marginais juntamente com as licitações para blocos com risco exploratório. Por fim, analisaremos os rumos e as decisões a serem tomados para aperfeiçoamento do contrato de concessão.

2. Histórico das Alterações

Embora não existam modelos padronizados desses contratos, algumas cláusulas essenciais passaram a ser regularmente incorporadas a esses instrumentos. Registre-se, entretanto, que as cláusulas e condições desses novos contratos são periodicamente revistas e adaptadas às novas circunstâncias do contexto econômico mundial e às do próprio setor de petróleo, uma vez que não seria admissível, na atual realidade, que tais contratos fossem vistos e interpretados como instrumentos estáticos, não passíveis de qualquer alteração. As modificações nos textos contratuais são, em geral, realizadas sempre que ocorre um novo processo licitatório; porém, muitos regimes legais, inclusive o do Brasil, admitem que, mesmo durante a vigência desses contratos, algumas alterações possam ser introduzidas no texto primitivo, veiculado no respectivo edital de licitação, desde que tais aditamentos não acarretem qualquer dano ou prejuízo aos interesses dos licitantes vencidos. (Barbosa, 2002)

Em acordo entre a ANP e Petrobras, foram assinados aditivos aos contratos da Rodada zero. E como resultado da experiência adquirida pela ANP na prática da gerência das concessões e das sugestões e comentários recebidos por empresas do setor, o contrato de concessão sofreu modificações desde a primeira rodada de licitações. Muitas dessas modificações foram incorporadas para um melhor esclarecimento das cláusulas, contudo, sem alterar seus significados.

As estruturas dos Contratos celebrados após cada rodada de licitação continuam semelhantes ao do instrumento original da rodada zero, pois, têm como cláusulas essenciais os incisos do Art. 43 da Lei do Petróleo e estabelecem as obrigações do concessionário de acordo com o Art.44. Além disso, devem ser regidos, no que couber, pelas Normas Gerais (Art. 21 a 30 da Lei do Petróleo). As mudanças se devem, em grande parte, ao fato de que o contrato deve refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora.

2.1. Aditivo

No início de 1999, a Petrobras solicitou à ANP a prorrogação do prazo relativo à exploração, sob alegação da ocorrência de imprevistos de natureza macroeconômica, a qual, se não aprovada, tornaria inviável a conclusão das atividades de exploração no prazo de três anos, conforme previsto no instrumento original. Foram, então, celebrados Termos Aditivos nos quais foi admitida a prorrogação da Fase de Exploração. (Angel, 2003)

O Termo aditivo incorporou na íntegra todo o Contrato de Concessão da Rodada Zero com as respectivas modificações.

Foi inserido que “no encerramento da Fase de Exploração, o Concessionário somente poderá reter as Áreas de Desenvolvimento aprovadas pela ANP e devolverá todas as áreas restantes”, com algumas exceções, entre as quais consta que se o “Concessionário tiver realizado e notificado uma Descoberta próximo ao final da Fase de Exploração, de modo que não seja possível completar a Avaliação da Descoberta e apresentar Declaração de Comercialidade antes do final da Fase de Exploração, a Fase de Exploração poderá ser prorrogada, mediante prévia aprovação pela ANP de

um plano de Avaliação, o qual deverá ser concluído dentro do prazo aprovado pela ANP”. Também foi incluído que o “Concessionário poderá voluntariamente encerrar a Fase de Exploração a qualquer momento”, e que isso “não desobrigará o Concessionário de completar integralmente o Programa Exploratório Mínimo” (PEM).

Em relação à descoberta de quaisquer outros recursos naturais que não Petróleo e Gás Natural, foi inserido que o “Concessionário não será obrigado a suspender as atividades, exceto nos casos em que essas coloquem em risco os recursos naturais descobertos, sendo que qualquer interrupção das atividades terá seu prazo computado e reconhecido pela ANP para efeito da prorrogação.”

Para que a ANP possa notificar o Concessionário para atender as necessidades do mercado interno ou de composição dos estoques estratégicos do País, considera, então, a necessidade de limitar exportações de Petróleo ou Gás Natural no “caso de emergência nacional, declarada pelo Presidente da República”.

No caso da ANP licitar blocos, nos quais agiu como concessionário para assinatura de acordo de individualização, passou a constar que o novo concessionário estará obrigado a cumprir tal acordo assinado pela ANP.

Apesar da execução e negociação com terceiros para obtenção de licenças, autorizações, permissões e direitos ser de exclusividade do Concessionário, por sua conta e risco, passou a ser considerada a possibilidade da ANP fornecer assistência.

Outra inovação é a compensação como crédito em futuro trimestre de despesas em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) que não estivesse obrigado a realizar ou que tenha realizado além do limite a que esteja obrigado, porém tais montantes creditados não poderão ser utilizados para compensar mais do que 25% da obrigação total.

2.2. Primeira Rodada - 1999

Em 1999, a ANP promoveu a Primeira Rodada de Licitações. Segundo a ANP, apesar de fatores conjunturais desfavoráveis, como o preço do óleo em seu nível mais baixo, em termos reais, desde o início da década de 70, a Primeira Rodada teve 58 empresas interessadas, das quais 42 pagaram taxa de participação e 11 foram vencedoras.

O contrato passou a refletir as condições do edital e da proposta vencedora. E foram inseridas inovações em relação ao Contrato de Concessão da Rodada zero e de seu Termo aditivo, como segue.

A Fase de Exploração passou a ser dividida em 3 períodos exploratórios. Quanto a duração da Fase exploratória, em regra, o primeiro período dura 3 anos, o segundo dura 2 ou 3 anos e o terceiro dura 2 ou 3 anos. Ao final do primeiro período exploratório o Concessionário é obrigado a devolver pelo menos 50% da área original, ao final do segundo pelo menos 25% e ao final do terceiro 25%, podendo devolver parcela maior, sem que isso o desobrigue do cumprimento do PEM para a fase posterior. Para iniciar a Fase de Exploração, ao assinar o Contrato de Concessão, o concessionário deve fornecer a ANP uma carta de crédito referente ao primeiro período exploratório. E para passar de um período para o outro, o concessionário deverá fornecer à ANP, antes do término do Período de Exploração em curso, uma Carta de Crédito com relação ao PEM para o próximo período. O valor da Carta de Crédito será reduzido, se solicitado pelo Concessionário, a cada 3 meses, sendo devolvida após atestado fornecido pela ANP de que todo o PEM foi realizado, ou se não cumprir o PEM, a ANP ficará autorizada a executar tais Cartas de Crédito.

Foi estabelecida a regra de o Operador deter, a todo momento, no mínimo 30% de participação.

Foi introduzido o conceito de compromisso formal de aquisição de bens e serviços junto a fornecedores locais. Além de estabelecer a necessidade de um percentual de compromisso dos concessionários no sentido de adquirir bens e serviços nacionais, a ANP incluiu este parâmetro como um fator de competição, com peso de 15% no valor total da proposta de cada companhia interessada. (Repsold, et al, 2004)

No caso das aquisições junto a Fornecedores Brasileiros não atingirem a porcentagem oferecida, a multa era de 200% sobre a parcela não cumprida do compromisso assumido.

Vale mencionar que nesta licitação a ANP considerou que o valor dos gastos com os Serviços de Engenharia ou Design de Engenharia das unidades, dos sistemas e subsistemas de produção seriam contados por três vezes, caso estes fossem nacionais. Além disso, foi permitida a atualização de todos os gastos para o último ano, pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas. (Repsold, et al, 2004)

2.3. Segunda Rodada - 2000

Na segunda rodada diversas empresas médias ou independentes foram vencedoras da licitação, e assinaram contratos de concessão com as inovações, em relação aos da primeira rodada, como seguem.

Foi inserida a possibilidade de prorrogação do período exploratório no caso e nas mesmas condições da prorrogação da fase exploratória inseridas no termo aditivo, porém essa prorrogação será descontada do período de exploração subsequente e sendo a prorrogação para o último período de exploração, será aplicável o disposto referente à prorrogação da fase exploratória.

Passou a ser considerada a possibilidade da ANP, a seu exclusivo critério, creditar, integral ou parcialmente, os trabalhos exploratórios adicionais além daqueles incluídos no PEM para Período de Exploração subsequente.

Foi introduzido um parágrafo sobre interrupção temporária da produção, solicitada pelo concessionário à ANP, por um período máximo de um ano, dependendo de prévia e expressa autorização da ANP, exceto nos casos de emergência ou por motivo de força maior, quando o concessionário poderá interromper a produção sem a necessidade de aprovação prévia, apenas comunicando a ANP.

A regra do operador deter participação mínima de 30%, a todo momento, recebeu a exceção de poder deter, no mínimo, 15% de participação nas hipóteses de acordo para individualização da produção.

Na segunda rodada os parágrafos referentes a fornecedores brasileiros e conteúdo local mínimo foram mantidos com algumas inovações: possibilidade do concessionário contar por 02 vezes (+100%) dos custos reais de aquisição dos serviços de “análises laboratoriais de rochas e fluidos e a serviços de processamento de dados geológicos e geofísicos”, se adquiridos de fornecedores brasileiros, seja na fase de exploração; possibilidade de contar 1,3 vez (+30%) dos custos reais de aquisição de “unidades marítimas de produção e estocagem” se nacionais, e a faculdade do concessionário de contratar de empresas sediadas no exterior “serviços de aluguel ou arrendamento mercantil de unidades marítimas de produção e estocagem de petróleo, desde que as unidades tivessem sido produzidas no Brasil”. Isso para permitir ao concessionário se beneficiar do regime aduaneiro especial, o REPETRO.(Repsold et al, 2004)

Foi introduzido que os investimento em pesquisa e desenvolvimento realizados nas instalações do próprio concessionário ou suas afiliadas, “somente serão consideradas aquelas relativas à aquisição de equipamentos, instrumentos, materiais utilizados em experimentos e construção de protótipos ou instalações piloto, bem como o salário bruto do pessoal que atua nas atividades previstas nesse parágrafo, não sendo admitidos rateios de custos administrativos, de infra-estrutura, de ensaios de rotina, serviços de assistência técnica e solução de problemas operacionais, serviços e taxas de licenças e patentes, ou quaisquer outros não vinculados diretamente àquelas atividades”.

2.4. Terceira Rodada - 2001

A terceira rodada de licitação procurou oferecer oportunidades a empresas de todos os portes e perfis, com a oferta de blocos englobando desde áreas em águas ultra-profundas a blocos terrestres em bacias maduras.

A prorrogação da fase de exploração, introduzida no termo aditivo da rodada zero passou a se limitar “exclusivamente à área coberta pelo Plano de Avaliação aprovado pela ANP”

As inovações relativas ao PEM incluíram a possibilidade do concessionário solicitar alteração do PEM proposto para o período subsequente no caso de não haver prospectos suficientes que justifiquem tal comprometimento, possibilidade de utilização de alguns trabalhos sísmicos específicos em bases não-exclusivas adquiridos pelo concessionário no cumprimento do PEM e possibilidade de substituição do levantamento sísmico exigido no PEM do primeiro período exploratório pela perfuração de um ou mais poços, que deverão atingir o objetivo mínimo definido no programa de trabalho. Para blocos em terra, o concessionário estará dispensado do cumprimento do PEM, se até um ano após a Data de Entrada em Vigor, optar por encerrar o contrato, apresentando à ANP uma avaliação detalhada do bloco. Também para blocos em terra, a garantia financeira do PEM para o primeiro período exploratório será fornecida à ANP um ano após a data da assinatura do contrato de concessão. A não entrega de tal garantia implica no imediato encerramento do contrato.

Foi introduzida a possibilidade da ANP “a seu exclusivo critério, permitir a realização de Operações de Avaliação na área a ser unificada, a serem conduzidas por qualquer dos Operadores das áreas adjacentes, desde que obtido para isso o acordo unânime e expresso de todas as partes envolvidas”.

Sobre abandono e desativação foram inseridos parágrafos tratando dos custos destas operações e de uma possível solicitação pela ANP da apresentação de uma garantia real de abandono, sem isto desobrigar o concessionário de realizar todas as operações necessárias à desativação e abandono do campo.

As inovações relativas a fornecedores brasileiros e conteúdo local mínimo começam nas definições contratuais, onde, para serem considerados “Bens de Produção Nacional”, foi exigido que a data da nota fiscal de venda emitida por seu fabricante fosse posterior à data de assinatura do Contrato de Concessão. Sobre o comprometimento do concessionário em garantir condições equânimes aos fornecedores brasileiros foram inseridas as considerações de que a aquisição de bens e serviços fornecidos por afiliadas está igualmente sujeita aos demais itens da Cláusula Fornecedores Brasileiros de Bens e Serviços e Conteúdo Local Mínimo, exceto nos casos de serviços que sejam habitualmente realizados por afiliadas, e de manter-se informado sobre os fornecedores brasileiros aptos a oferecer propostas de fornecimento. Além disso, foi introduzido um sistema de multas em escala deslizante quando do não cumprimento dos compromissos de aquisição de bens e serviços de fornecedores brasileiros, indo de 200% do que faltar para 30% a ser realizado, reduzindo até 50% do que faltar para 70%. Outra inovação foi a possibilidade da ANP aceitar, por prazos determinados, que bens e serviços cujos valores dos materiais e serviços estrangeiros incorporados aos mesmos fossem superiores a 40% de seu preço consignado na nota fiscal e 20% de seu preço de venda, fossem considerados, respectivamente, bens de produção nacional e serviços prestados no Brasil.

Em relação à confidencialidade dos resultados das operações e do contrato de concessão a exceção da necessidade do consentimento por escrito para suas divulgações passou a abranger os consultores das instituições financeiras a que esteja recorrendo e afiliadas e consultores de possíveiscessionários de boa fé.

Relativos a notificações, foram inseridos os parágrafos Alterações dos Atos Constitutivos, que obriga o concessionário a encaminhar “à ANP cópias de todas e quaisquer alterações de seus Atos Constitutivos, Estatutos ou Contrato Social, dos documentos de eleição de seus administradores ou prova da diretoria em exercício”, e Comunicações à ANP, que dispõe que “Todos os atos e comunicações relacionados a este Contrato deverão ser assinados por representante legal do Concessionário ou por procurador com poderes específicos, exceto nos casos da comunicação de início de perfuração e da notificação de acidente, e regidos em língua portuguesa.”

2.5. Quarta Rodada - 2002

Segundo a ANP, apesar da conjuntura econômica internacional desfavorável, a Quarta Rodada de Licitações encerrou-se com saldo extremamente positivo. Os Contratos de Concessão decorrentes dessas licitações apresentaram as inovações relacionadas a seguir.

Os períodos exploratórios passaram a ser prorrogáveis pela ANP para cumprimento do programa de desativação das instalações para extinção do contrato de concessão em determinada área de concessão em fase de exploração, e no caso do concessionário ter iniciado a perfuração de um poço exploratório e não ter atingido seu objetivo estratigráfico até o final do prazo definido no programa de trabalho e investimento. Foi introduzida a opção de certificado de desempenho de obrigações contratuais para a garantia financeira do PEM.

Tanto para a devolução da área de concessão na fase de exploração quanto na devolução do campo passou a considerar que a ANP “poderá requerer que o Concessionário não tampone e não abandone poços e/ou não desative ou remova certas instalações e equipamentos, ficando esta responsável por tais poços, instalações e equipamentos após a saída do Concessionário”.

A postergação da declaração de comercialidade foi estendida para petróleo pesado em águas ultra-profundas, por um prazo de 5 anos, podendo ser aumentado para 10 anos, desde que o concessionário justifique que a quantidade e qualidade do óleo pesado são tais que sua comercialidade dependa exclusivamente da aplicação de novas tecnologias, e ainda, que a aplicação dessas tecnologias de produção poderá ser viável dentro de um prazo de até 5 (cinco) anos.

Foi incluída a possibilidade da ANP promover licitações ao longo dos últimos 6 meses de produção ou a partir da notificação de resilição como medidas para prosseguir com a operação do campo após a devolução do mesmo.

O acesso e controle da ANP, passaram a abranger também os equipamentos e instalações, além da área de concessão e operações em curso.

Foi estabelecida a regra de que a participação de cada um dos integrantes do concessionário será, a todo momento, no mínimo, 5% de participação, exceto nas hipóteses de acordo para a individualização da produção, se necessário, quando o concessionário deterá, no mínimo, 2,5%.

Em relação à confidencialidade dos resultados das operações e do contrato de concessão a exceção da necessidade do consentimento por escrito para suas divulgações passou a abranger o concessionário de área adjacente, bem como seus consultores e Afiliadas, exclusivamente com vistas à celebração do acordo de Individualização da Produção.

2.6. Quinta Rodada - 2003

A quinta rodada de licitações teve a implementação de inovações às regras de ofertas. O PEM passou a ser considerado como parte das ofertas, juntamente com o bônus de assinatura e o compromisso mínimo com aquisição de bens e serviços locais, este último com peso de 40% em relação à oferta total. As Bacias foram divididas em setores e estes em blocos, com tamanho variável de acordo com a latitude. Um mesmo contrato de concessão passou a contemplar um agrupamento de blocos, desde que localizados em um mesmo setor, com a mesma composição de consórcio e idêntica oferta de conteúdos local. Porém, os blocos deverão ser considerados, para todos os fins, individualmente, não cabendo, portanto, ao concessionário o direito de compensar entre os blocos as atividades exploratórias a que se obrigou para cada um deles (Lemos e Mattos).

A fase de exploração passou a ser dividida em dois períodos de exploração, com duração, em regra, de 1 a 6 anos para o primeiro e 1 ou 2 anos para o segundo. Ao final de cada período, o concessionário terá que devolver a “totalidade da área de cada Bloco, à exceção da(s) Área(s) retida(s) para Avaliação ou Desenvolvimento, ou prosseguir para o Segundo Período, assumindo as obrigações indicadas no Programa de Trabalho e Investimento”. Caso prossiga para o segundo período exploratório, além do cumprimento do PEM do primeiro período, o concessionário passou a ser obrigado a perfurar um poço exploratório até a profundidade mínima indicada no programa de trabalho e investimento, e a ANP poderá aceitar, que “Bloco(s) contíguo(s) ao bloco em que a perfuração do poço será realizada também passe(m) ao Segundo Período de Exploração, sem que exista comprometimento de perfuração de poço neste(s) Bloco(s)”. No contrato de concessão da quinta rodada, foram desconsideradas as possibilidades de alteração do PEM

por parte do concessionário, do concessionário de blocos em terra estar dispensado do cumprimento do PEM, na hipótese de optar encerrar o contrato de concessão até um ano após sua assinatura e da ANP creditar trabalhos adicionais ao PEM para o período exploratório subsequente. Para o cumprimento do PEM, somente serão aceitos os trabalhos com a entrega de seus dados de acordo com os padrões técnicos exigidos no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP). Para considerar trabalhos exploratórios realizados em bases não-exclusivas para abatimento do PEM, será aplicado um fator redutor de 10% ao número de Unidades de Trabalho computadas para cada ano adicional decorrido, ou seja, “dados adquiridos há mais de dez anos da data de solicitação para abatimento do Programa Exploratório Mínimo não serão computados para fins do cumprimento do Programa de Trabalho e Investimento”.

As condições para postergação da declaração de comercialidade passaram a desconsiderar gás não associado descoberto e a considerar gás natural descoberto, e abranger óleo além do pesado, considerando as condições com seus “problemas de escoamento, em função da densidade, viscosidade ou outros fatores relativos aos Reservatórios, ou problemas de Refino, devido à acidez do Petróleo, sua comercialidade dependa exclusivamente da aplicação de novas tecnologias” ou “em função da quantidade do petróleo descoberto, sua comercialidade dependa da descoberta de volumes adicionais de petróleo no mesmo Bloco ou Blocos adjacentes, visando o Desenvolvimento conjunto destas descobertas, e que o Concessionário tenha, segundo seus Planos e Programas, perspectivas de realizar descobertas de volumes adicionais de Petróleo”.

Foram inovadas as exceções das regras do operador deter no mínimo 30% de participação e dos outros integrantes possuírem pelo menos 5% de participação, que passaram a considerar que, em caso de acordo para individualização da produção, se necessário, poderão deter menos de 30% e 5%, respectivamente.

Ocorreram várias modificações em relação ao conteúdo local. Uma alteração significativa foi a retirada da exigência de que a data da nota fiscal de aquisição dos bens e serviços fosse posterior à data do contrato de concessão, norma que vigorou desde a primeira rodada. (Repsold et al, 2004). Para efeito de cálculo das porcentagens dos investimentos locais passou-se a considerar apenas a exclusão das despesas referentes a aquisição de dados geofísicos efetuados em mar e desconsideradas todas as demais condições anteriormente mencionadas. As multas pelo descumprimento foram drasticamente reduzidas (Repsold et al, 2004): 50% incidente sobre a diferença entre o valor mínimo obrigatório e o valor efetivamente realizados, e 20% incidente sobre a diferença do valor oferecido e os correspondentes ao valor mínimo obrigatório.

A Portaria ANP nº 234/2003, que dispõe sobre “regulamento que define o procedimento de imposição de penalidades aplicável aos infratores das disposições e termos constantes dos contratos de concessão, dos editais de licitação e na legislação aplicável”, passou a ser observada no que tange às Sanções Administrativas, Cíveis e Penais, no caso de descumprimento por parte do concessionário, de qualquer uma de suas obrigações nela estabelecidas.

2.7. Sexta Rodada - 2004

Na Sexta Rodada de Licitações foram oferecidos blocos de acordo com 3 modelos exploratórios: Bacias Maduras, Bacias de Novas Fronteira e Bacias e/ou áreas de Elevado Potencial. Os Contratos de concessão decorrentes dessa licitação apresentaram as modificações que seguem.

Ficou vedada a realização de qualquer atividade exploratória nas áreas cujo plano de avaliação não tenha sido aprovado pela ANP, sem que isso dispense o pagamento pela retenção de área, para o caso de prorrogação da fase de exploração introduzido no termo aditivo da rodada zero.

O Congresso Nacional poderá declarar emergência nacional para o caso de limitar as exportações de Petróleo ou Gás Natural.

Sobre o acordo para unificação de operações, os concessionários envolvidos notificarão a ANP sobre o cronograma de negociações e esta poderá solicitar presença, como observadora nas negociações. A ANP utilizará na determinação dos termos do acordo para unificação de operações as “informações técnicas disponíveis sobre a Jazida, ponderando os termos contratuais segundo a extensão da Descoberta e previsão de distribuição de volumes de Petróleo e Gás, de acordo com o princípio da proporcionalidade e segundo as MPIP”. E foi desconsiderada a obrigação do novo concessionário cumprir o acordo assinado pela ANP. Foi considerado que “caso sejam diferentes os prazos das Fases de Exploração ou Produção das áreas para as quais a Jazida se estende ou estejam em curso ao final da Fase de Exploração as negociações para unificação das Operações, exclusivamente para possibilitar a celebração do Acordo de Unificação de Operações, a ANP poderá, estender a Fase de Exploração ou Produção, exclusivamente na área a ser unificada”. E também “Após a aprovação, pela ANP, do acordo de Unificação de Operadores, será assinado novo Contrato de Concessão, com validade exclusiva para as áreas unificadas”.

A execução pelo concessionário de alguns trabalhos exploratórios fora da área de concessão pode ser autorizada pela ANP, sendo que os dados adquiridos serão considerados públicos imediatamente após a aquisição.

A ANP poderá solicitar que o concessionário atualize o valor do instrumento de garantia financeira do PEM, no caso de haver variações nos custos esperados.

Uma inovação foi a consideração da cessão no todo ou em parte de um ou mais blocos da área de concessão, o que será sempre uma participação indivisa nos direitos e obrigações de qualquer dos integrantes do concessionário,

respeitado estritamente o princípio da responsabilidade solidária exigido nos termos da lei. Em relação as cessões parciais, a ANP definirá um PEM adicional para as áreas a serem divididas. As áreas resultantes passarão a ser totalmente independentes para todos os efeitos decorrentes, inclusive para o cálculo das participações governamentais e de terceiros. Porém, na fase de produção não será admitida a cessão de parte da área de um campo, exceto para viabilizar um acordo de unificação de operações, a critério exclusivo da ANP.

2.7. Sétima Rodada - 2005

• Blocos Exploratórios

A Lei 11.097/05 amplia o escopo de atuação da ANP, conferindo-lhe atribuições relacionadas aos biocombustíveis, então, a ANP passa a se chamar Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

A sétima rodada foi a primeira em houve licitações para áreas inativas com acumulações marginais. Por estas áreas apresentarem características bastante diferenciadas em relação aos blocos exploratórios, o edital passou a possuir duas partes: parte A - blocos com risco exploratório - e parte B - áreas inativas com acumulações marginais. Para os blocos exploratórios, a rodada teve como foco blocos com possíveis acumulações de gás.

Como uma das inovações do contrato de concessão, a prorrogação da fase de exploração, ficou vinculada à realização e notificação de uma descoberta durante a fase de exploração, e não mais próximo ao final de qualquer dos períodos, nos quais não seja possível completar sua avaliação e apresentar declaração de comercialidade antes do final da fase de exploração. E o curso do prazo do contrato de concessão “será automaticamente suspenso até que a ANP decida sobre o pedido de prorrogação da Fase de Exploração”. Tanto para a fase de exploração quanto para a fase de produção, no caso de suspensão do curso dos prazos do contrato de concessão, “o Concessionário não eximirá do pagamento referente às participações governamentais e de terceiros”.

Foi introduzido que o concessionário não terá direito à postergação da declaração de comercialidade, se “for identificada a existência de demanda interna para absorver, em bases econômicas, a produção de gás natural não associado”, ficando obrigado a continuar ou retornar as atividades. E a extensão eventualmente concedida poderá ser cancelada pela ANP.

A limitação de exportações de Petróleo ou Gás Natural se dará em caso de emergência nacional que possa colocar em risco o fornecimento de petróleo ou gás natural no território nacional. E o consumo nas operações do Petróleo e Gás Natural produzidos terá a incidência de participações governamentais e de terceiros, considerada anteriormente apenas Royalties e de terceiros.

As inovações relativas a unificação de operações foram a obrigação de realizar operações de avaliação e a volta da obrigação do futuro concessionário assumir o acordo para unificação assinado pela ANP.

O Operador passou a ser responsável pelo pagamento das participações governamentais.

Foi inserido que eventuais saldos de inventário não utilizados em outras áreas de Concessão, “autorizados pela ANP, deverão ser tratados como abatimentos de custo nas Operações”.

Na sétima rodada de licitações o conteúdo local foi considerado no julgamento das ofertas, com peso de 20%, e teve fixados percentuais máximos e mínimos e foram introduzidas várias inovações no contrato de concessão. A possibilidade de liberar o concessionário das obrigações relativas ao conteúdo local em casos excepcionais (preços e prazos elevados, novas tecnologias, etc.), devendo os valores globais serem mantidos. O conteúdo local passou a considerar eventuais alterações para blocos exploratórios. O Concessionário será responsável pelas informações referentes ao conteúdo local, devendo prever em seus contratos que os fornecedores certifiquem seus produtos e mantenham todas as informações necessárias para aferição do conteúdo local. Também foram adicionadas cláusulas definindo que as atividades de certificação serão executadas por entidades devidamente qualificadas e credenciadas pela ANP e que esta implantará um sistema de certificação do conteúdo local e realizará auditoria periódica nas entidades credenciadas. Para efeito de cálculo dos percentuais, nenhum bem ou serviço com conteúdo local inferior a 10% seria computado, com exceção de aquisição sísmica e de afretamento de sonda para projetos offshore e o sub-item “brocas”. Caso, na fase de exploração, o concessionário venha a executar investimentos locais superiores ao oferecido na licitação, a ANP, por solicitação do concessionário, poderá considerar a possibilidade de transferir esta diferença, a maior, para etapa de desenvolvimento. Os concessionários que não realizarem os percentuais globais de Conteúdo Local oferecido ou os propostos para itens e sub-itens especificados na planilha, estarão sujeitos às penalidades de acordo com o seguinte critério de multas: se o Conteúdo Local não realizado for menor que 65% do valor oferecido, a multa será de 60% sobre o valor não realizado; se o percentual de Conteúdo Local não-realizado for igual ou superior a 65% do valor oferecido, a multa será crescente, partindo de 60% e atingindo 100% do valor do Conteúdo Local oferecido, caso o percentual de Conteúdo Local não-realizado seja de 100%.

Foi inserida a possibilidade de considerar, a critério da ANP, a formação de pessoal qualificado como despesa qualificada como Pesquisa e Desenvolvimento.

A inovação relativa ao regime jurídico foi a inclusão da seguinte cláusula: “Havendo necessidade de medidas cautelares, preparatórias ou incidentais, ou outras medidas acautelatórias, a Parte interessada poderá requerê-las diretamente ao Poder Judiciário, com fundamento na legislação brasileira aplicável”.

- **Áreas Inativas com Acumulações Marginais**

Os Vencedores da parte B da sétima rodada de licitações celebraram com a ANP o Contratos de Concessão de Blocos Contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais para Avaliação, Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural.

Devido aos investimentos, financeiros e tecnológicos, para avaliação e reabilitação serem menores que em blocos exploratórios, as cláusulas do contrato são mais simplificadas em relação ao contrato para blocos exploratórios. Em compensação os prazos para execução de suas atividades também são menores. O contrato possui duas fases: a de avaliação, com duração de 2 anos, e a de produção, com duração de 15 anos.

Em relação ao conteúdo local foram estabelecidos valores mínimos, compulsórios, de aquisição de bens e serviços. Considerando 70% tanto para a fase de avaliação como para a fase de produção.

A inovação referente a questão ambiental foi a inclusão do seguinte parágrafo: “Será de responsabilidade do novo Concessionário o que for estabelecido pela licença ambiental competente. Os danos ambientais decorrentes da atuação do Concessionário serão passíveis de penalidades, conforme legislação em vigor. Com relação ao passivo ambiental dos Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais aplicar-se-á o dispositivo do artigo 28 inciso 2º da lei do Petróleo”.

E a cessão de direitos da concessão será permitida “após a conclusão do Programa de Trabalho Inicial (PTI) especificado, ou após o término da Fase de Avaliação”.

3. Conclusão

No atual regime de Concessão, estão envolvidos os interesses do Brasil e das empresas de Petróleo, devendo-se levar em consideração as características do setor de E&P: alto risco, os elevados investimentos e a longa maturação.

Para que haja progresso é necessária a troca de idéias e experiências. Por isso, é de extrema importância a realização das audiências públicas, promovidas pela ANP, para que as empresas interessadas na licitação apresentem sugestões construtivas para aperfeiçoamento do contrato de concessão. A ANP deve aceitar as sugestões sempre considerando que lhe cabe a fiscalização integral e permanente das atividades com o objetivo de cuidar dos interesses da União.

É interessante a intensificação das atividades exploratórias com o objetivo de aumentar os volumes de reservas e o controle de produção para preservar os reservatórios da depletação prematura.

Vale mencionar alguns dos principais pontos levantados pela indústria em relação ao contrato de concessão, segundo Bucheb (2005): Inexistência de uma “cláusula de estabilização”, mediante a qual, se houver mudanças legislativas nas condições fiscais ou comerciais que afetem o benefício econômico do concessionário, deverão ser realizados ajustes no Contrato de Concessão para restabelecer as condições econômico-financeiras iniciais; um único instrumento contratual para diversos blocos ; obrigatoriedade de entrega à ANP dos trabalhos de interpretação (além dos dados e informações); necessidade da criação de uma cláusula de quitação; exigência de investimento de 1% em P&D, não prevista na Lei do Petróleo; Conteúdo Local: percentuais mínimos, certificação, etc.

De fato, as companhias de petróleo estão cada vez menos interessadas na forma conceitual ou nas etiquetas dos contratos, mas esperam, isso sim, que os governos dos países produtores procurem refinar continuamente as cláusulas e as condições básicas dos instrumentos contratuais que adotam ou venham a adotar, a fim de que sejam efetivamente garantidos os legítimos interesses de todas as partes envolvidas. (Barbosa, 2002)

4 Referências

- ANGEL, S., A devolução das áreas Relativas à rodada “0”: A Supremacia das Cláusulas contratuais e da Segurança Jurídica. Disponível na Internet. oglobo.globo.com/petroleo/artigos/artigo20.doc
- BARBOSA, A. R., Breve Panorama dos Contratos no Setor de Petróleo. In: VALOIS, P. (Org.). Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural. Rio de Janeiro: Lúmen Júris, 2002. p. 31-46.
- BRASIL, Leis, etc. Legislação do Petróleo. 8. ed. Rio de Janeiro: Petrobras. Comunicação Institucional, 2004.
- BUCHEB, J.A., Contrato de Concessão. In: Curso Gestão de Parcerias em Projeto de E&P, Petrobras, 2005
- CAMPOS, C. W. M., Sumário da História da Exploração de Petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Petrobras e ABGP, 2001.
- LE MOS, L.A.M.E de e MATTOS, G.P.P., O Programa Exploratório Mínimo e a Sexta Rodada. Disponível na Internet. oglobo.globo.com/petroleo/artigos/artigo27.doc
- REPSOLD Jr, H., FREITAS, J.L. de, SOUZA, R.B., Conteúdo Local no Contrato de Concessão: Influências e Perspectivas. Rio de Janeiro: Rio Oil & Gas, 2004.