



ASPECTOS JURÍDICOS DOS NOVOS HORIZONTES ESTRATIGRÁFICOS

Jorge Antônio Pedroso Júnior¹, Rafael Baptista Baleroni²

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 evolução tecnológica e o surgimento de novas situações não regidas expressamente pelas normas vigentes exigem uma resposta adequada do ordenamento jurídico. A perfuração de poços com grandes horizontes estratigráficos ocasiona novas hipóteses de posicionamento de reservatórios, que demandam reflexão sobre as regras vigentes. Menciona-se três hipóteses específicas: (i) cessão de horizonte estratigráfico; (ii) unitização de apenas 1 reservatório em um bloco com 2 reservatórios; e (iii) licitação de horizontes estratigráficos. A possibilidade jurídica de partição vertical de concessões deriva de princípios constitucionais, tais como: o princípio da legalidade (juridicidade); o dever da Administração de buscar a consecução dos fins definidos pelo Poder Legislativo e pelo interesse público; e a implementação do princípio da eficiência. Ademais, o concessionário deve adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo, o que pressupõe que a Administração viabilize tal comportamento. A partição vertical da concessão é uma melhor prática internacional (bastante comum na Noruega). A adoção de mecanismos jurídicos que viabilizem a partição vertical de concessões é possível e desejável, pois o regulador permitiria *incremento da eficiência alocativa* em relação às áreas concedidas, o *aumento da produção de hidrocarbonetos* no Brasil, e a melhoria do potencial de *atração de investimentos* internacionais no setor.

Abstract

The technological development leads to the new situations not expressly regulated by the legislation in force, which demand an adequate answer from the legal framework. Deeper oil field drillings cause new hypotheses of reservoirs positioning, that demand re-analysis of rules in force. We mention three specific hypotheses: (i) stratigraphic partition of concession ("vertical farm-outs"); (ii) unitization of only 1 reservoir in a block with 2 reservoirs; and (iii) auctioning of stratigraphic horizons. The vertical partition of concessions is legally possible based on constitutional principles such as the legality; the duty to fulfill the Legislative policies and the public interest; and the implementation of the efficiency. Moreover, the concessionaire shall use the international oil industry best practices, which demands the Administration to allow it. The vertical partition of concessions is an international best practice (much used in Norway). The adoption of mechanisms to make feasible and effective the vertical partition of concessions is desirable since the regulatory agency would allow *better allocative efficiency* regarding the granted areas and, thus, *increasing hydrocarbons production* in Brazil. This would also increase attraction of foreign investments.

1. Introdução

A indústria do petróleo é conhecida pela sua capacidade de inovação tecnológica para superar desafios naturais e viabilizar a extração e o transporte de hidrocarbonetos em situações extremas. No setor de *upstream*, a constante evolução da tecnologia é um dos fatores que determinam a constante influência do petróleo no mundo jurídico. TAVERNE (1999, p.275-276) aponta que, a partir do momento em que o avanço tecnológico permitiu operações *offshore*, deixou de haver consenso quanto à extensão do mar territorial. Hoje, a Petrobras participa da perfuração do

¹ Advogado – UERJ. Especialista em Direito do Petróleo e Gás Natural (PRH nº 33-ANP). Mestrando em Direito Internacional Privado e Integração Econômica (UERJ). E-mail: jpedroso@click21.com.br

² Advogado – UERJ. Especialista em Direito do Petróleo e Gás Natural (PRH nº 33-ANP). Aperfeiçoamento profissional em Direito das Obrigações no Novo Código Civil (CEPED/UERJ). E-mail: rbaleroni@gmail.com

poço de petróleo mais profundo do mundo, no Golfo do México, 11 mil metros abaixo do leito marinho (VIDOR, 2006), o que revela o desbravamento da fronteira vertical.

Tal qual ocorreu quando do surgimento das operações *offshore*, ante à ausência de clareza do ordenamento jurídico sobre diversos aspectos relacionados à perfuração profunda, é necessário que haja um debate acerca dessas questões, com vistas à explicitação dos parâmetros jurídicos aplicáveis, a fim de propiciar a necessária segurança ao investidor.

Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo apresentar alguns dos aspectos jurídicos relacionados à evolução da tecnologia de perfuração de poços, ou dela decorrentes, especialmente no que se refere aos interesses envolvidos e às respostas que podem ser dadas pelo Direito brasileiro. Certamente este trabalho não possui a pretensão de esgotar tema tão rico e instigante, mas tão somente a de fomentar, no plano jurídico, as discussões acerca da nova realidade que já está sendo vivida no dia-a-dia da indústria.

2. Novos Horizontes Estratigráficos: A Nova Realidade da Indústria

No cenário nacional, uma das grandes questões a respeito de novos horizontes estratigráficos é a exploração do chamado “pré-sal”, isto é, as formações geológicas abaixo da camada de sal. Os geólogos Márcio Rocha Mello (presidente da High Resolution Technology & Petroleum Ltda.) e Giuseppe Bacocoli (professor do Coppe-UFRJ) manifestaram entusiasmo pelas perspectivas de grandes descobertas no horizonte pré-sal na Bacia de Campos (Revista Brasil Energia, Agosto de 2005), já havendo também notícias de perfurações profundas da Petrobras na Bacia de Santos (Revista Brasil Energia, Maio de 2006).

Tal qual as operações de perfuração profunda em geral, a exploração do pré-sal poderá revelar a existência de dois reservatórios sobrepostos em diferentes profundidades de um mesmo bloco, como ilustra a figura a seguir:

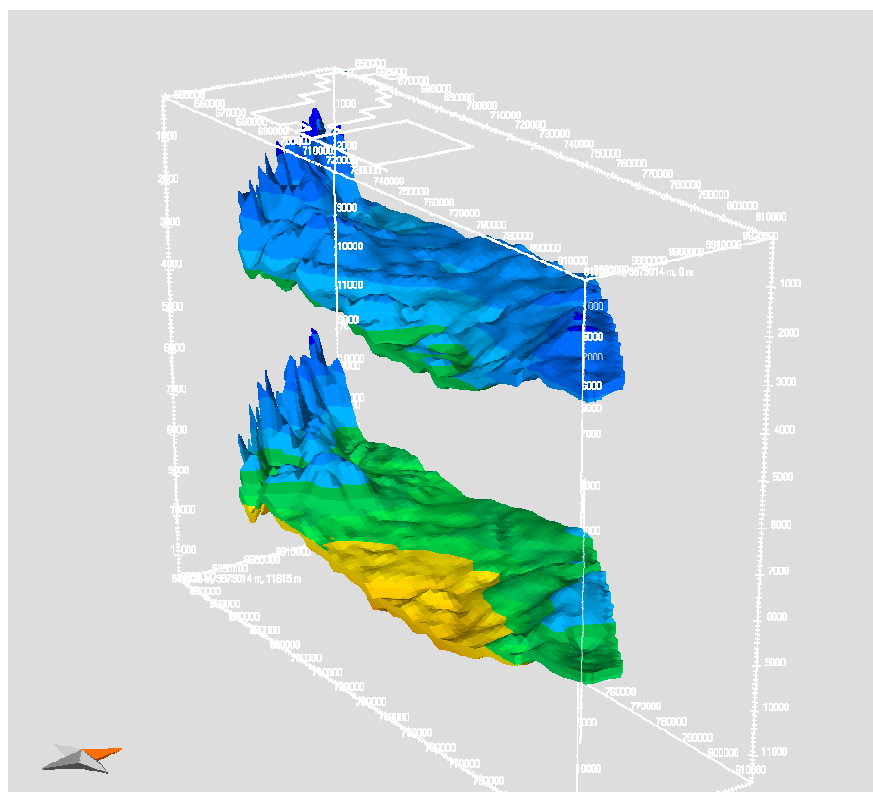


Figura 1: Simulação de Reservatórios Sobrepostos em Diferentes Profundidades

A atuação em áreas pré-sal, entretanto, não é simples. O incremento dos riscos técnico-operacionais (“queda” da parede do poço, perda de ferramentas, etc.) faz com que os agentes do setor apenas empreendam tais atividades diante de perspectivas de vultuosas descobertas.

De qualquer forma, no plano fático constata-se que os novos horizontes estratigráficos já são uma realidade capaz de gerar situações inéditas que necessitam de um regramento jurídico, a fim de conferir aos agentes econômicos a segurança necessária para realização de seus investimentos.

3. Reflexos Jurídicos dos Novos Horizontes Estratigráficos

A Lei nº 9.478/97 (“Lei do Petróleo”) não contemplou claramente o tratamento jurídico a ser dado às operações em grandes profundidades. Mas também não contemplou diversas outras situações já enfrentadas com sucesso pela ANP em conjunto com a indústria, as quais já foram chamadas “problemas de segunda e terceira geração” (RIBEIRO, 2003, p.18), numa clara alusão ao compasso entre as necessidades da indústria do petróleo e a evolução do marco regulatório.

O único ponto de referência encontrado na Lei do Petróleo não é conclusivo, sendo questionável inclusive sua força normativa. Trata-se do art. 6º, inc. XIII, da Lei do Petróleo, que define “Bloco” como a “parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical *de profundidade indeterminada*, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.”

Interessante notar que no Contrato de Concessão não há semelhante referência à extensão vertical da área delimitada para execução das atividades, como se verifica de sua cláusula 1.5: “Área de Concessão significa o(s) Bloco(s) delimitado(s) pelo(s) polígono(s) definido(s) no ANEXO I – Área da Concessão ou as parcelas desse(s) Bloco(s) que permaneçam sob este Contrato depois de feitas as devoluções aqui previstas. Referências à Área da Concessão incluem, portanto, todas as Áreas de Desenvolvimento e Campos, estabelecidos e retidos pelo Concessionário nos termos deste Contrato” (a expressão “Contrato de Concessão” refere-se ao adotado na 7ª Rodada).

A ausência de regras explícitas acerca dessas questões decorre em boa parte de seu ineditismo. Por tal razão, faz-se necessário analisar hipóteses que envolvam reservatórios em diferentes profundidades em mesmo bloco, as quais já vêm sido vivenciadas pela indústria.

3.1. Cessão de Horizonte Estratigráfico (“Cessão Vertical”)

O primeiro reflexo jurídico decorrente das operações em novos horizontes estratigráficos que merece menção é quanto à possibilidade de cessão vertical da concessão. Caso um concessionário descubra dois reservatórios total ou parcialmente sobrepostos, o segundo abaixo da camada de sal, por exemplo, há chances que tal concessionário não possua meios e/ou recursos suficientes para desenvolver e produzir o segundo reservatório, face às dificuldades técnicas e econômicas mencionadas acima.

Ultrapassadas as doutrinas que questionam a validade da cessão de uma concessão ante a ausência de licitação, a cessão do contrato de concessão já é prática comum da indústria do petróleo nacional. O art. 29 da Lei do Petróleo prevê nos seguintes termos: “É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25”. O Contrato de Concessão também dispõe em sua cláusula 28.3 que a “cessão poderá resultar [...] na divisão da área de um ou mais Blocos.”

Entretanto, a cessão parcial de área é admitida pelo Contrato de Concessão apenas em termos horizontais, conforme sua cláusula 28.5: “Caso a Cessão implique em divisão da área de um Bloco, a área a ser cedida e a área remanescente deverão estar circunscritas por uma única linha poligonal traçada segundo um reticulado compatível com o corte cartográfico na escala 1:10.000, de acordo com a carta internacional do mundo ao milionésimo [...]”

Não obstante, a cessão vertical é praticada internacionalmente. Na Noruega, apesar de não estar prevista expressamente na lei do petróleo local, com a decisão do Ministério de Petróleo e Energia de 21 de março de 2003, relativa à Licença de Produção nº 88, foi realizada a primeira cessão vertical de uma licença de produção, criando-se com isso duas licenças sobrepostas – uma mais rasa e outra mais profunda (JAKOBSEN, 2004, p.1). Cabe registrar também que referências à possibilidade de cessão de um horizonte estratigráfico não são de todo inéditas no Brasil. RIBEIRO (2003, p.361) já a anteviu nos seguintes termos: “Merece registro a possibilidade de cessão de parte da participação ou de *cessão vinculada a uma profundidade ou horizonte específico*. Em alguns casos, a limitação se expressa como mera referência à extensão (metragem); em outros, a limitação refere-se a uma formação específica, ou à mais profunda efetivamente produzindo. Adota-se também o equivalente estratigráfico ao poço perfurado ou à formação penetrada.”

Pode-se considerar um fator complicador adicional as cláusulas 28.5 c/c 28.8 do Contrato de Concessão, que limitam a possibilidade de cessão de uma área à fase de exploração, excepcionada a cessão de área na fase de produção para viabilizar um acordo de unificação de operações. Mas o que fazer caso o campo mais profundo somente seja descoberto quando o contrato já se encontrar na fase de produção?

3.2. Unitização de apenas 1 Reservatório em um Bloco com 2 Reservatórios Sobrepostos

A secção vertical de um bloco pode também se configurar conveniente quando este possui dois diferentes reservatórios sobrepostos, ou seja, dois reservatórios parcialmente situados sob o mesmo polígono horizontal, porém em diferentes profundidades, sendo que apenas um deles se estende para a área de outro concessionário, gerando a necessidade de se celebrar um acordo de unificação de operações (“unitização”).

A unitização pode ser definida como a “operação coordenada de todo reservatório ou extensa parte de um reservatório de óleo ou gás pelos proprietários das áreas ou detentores de direitos quanto aos blocos situados sobre o reservatório.” (RIBEIRO, 2006, p.128). Dois interesses sociais a justificam: (a) a prevenção do desperdício, maximizando a produção de hidrocarbonetos e reduzindo despesas com a perfuração de poços desnecessários; e (b) a proteção dos direitos correlatos dos titulares de áreas vizinhas para as quais o reservatório se estende.

A unitização no Brasil é compulsória, nos termos do art. 27 da Lei do Petróleo (“Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, *deverão* eles celebrar acordo para a individualização da produção”). O Contrato de Concessão rege a unitização em sua Cláusula 12 e admite em sua cláusula 28.8 a cessão parcial de uma área do Bloco durante a fase de produção a fim de viabilizar uma unitização. Entretanto, esta cessão parcial – como mencionado no tópico 4.1 acima – é entendida de forma restrita à cessão horizontal, dividindo-se um bloco em áreas poligonais menores.

Tal possibilidade é insatisfatória na situação ilustrada acima. O concessionário do Bloco B apenas possui direitos sobre o Reservatório 2, mais profundo, o qual efetivamente ultrapassa as fronteiras do Bloco A. Entretanto, pelo entendimento atual, o acordo de unitização celebrado pelos concessionários dos Blocos A e B acabaria por abranger os dois reservatórios, o que daria margens a incerteza, senão injustiças, na delimitação dos interesses comuns. As negociações para uma saída satisfatória se tornariam muito mais difíceis e custosas.

E também o mero acordo para a unificação das operações e repartição dos custos e da produção do reservatório comum, sem a realização de cessão parcial do bloco, não se mostra vantajoso em razão da possibilidade da transferência do óleo ou gás do operador para o outro concessionário ser considerada uma “circulação de mercadoria”, portanto passível de incidência da tributação pertinente.

A hipótese ilustrada acima somente seria melhor solucionada caso fosse possível dividir verticalmente o Bloco em dois, de forma que apenas o reservatório 2 fosse objeto do acordo de unificação de operações.

3.3. Licitação de Horizontes Estratigráficos

Enquanto as duas hipóteses já apresentadas dizem respeito principalmente a interesses de entes privados, a terceira hipótese a justificar a necessidade de investigação mais acurada das regras vigentes é também de especial interesse para o Estado.

Com exceção de algumas áreas, o grau de conhecimento acerca das bacias sedimentares brasileiras é mínimo. Conforme a indústria do petróleo se desenvolva no Brasil e conforme a ANP obtenha mais dados sobre as bacias sedimentares brasileiras, a tendência é que o regulador acumule um conhecimento cada vez mais completo das características de cada bacia sedimentar brasileira.

Em determinado momento, é possível que a ANP possua informações quanto à existência de reservatórios em diferentes profundidades de um mesmo Bloco. Pode então se tornar conveniente que o regulador licite de forma destacada os direitos para realizar atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em determinado horizonte estratigráfico. Ou ainda, mesmo que o regulador não tenha informações tão seguras, considerando que a presença da camada de sal se constitui uma barreira técnico-econômica para alguns operadores, pode ser conveniente ao regulador licitar áreas abaixo e/ou acima da camada de sal (da mesma forma que licita áreas em águas rasas, profundas e ultra-profundas), fazendo diferentes exigências de qualificação para os operadores.

Com a atual interpretação, não seria possível a realização deste tipo de licitação.

4. Possibilidade Jurídica da Participação Estratigráfica

Tradicionalmente, a Administração Pública tende a agir nos estritos limites do que se encontra expresso na lei. A ausência de disposição legal expressa sobre determinada matéria muitas vezes é observada pela Administração como vedação à sua atuação. No entanto, conforme o atual estágio do Direito Administrativo brasileiro, a Administração Pública, no caso, a ANP, possui base jurídica para implementar a partição vertical das concessões petrolíferas, sob o amparo de ampla juridicidade.

4.1. Arcabouço Jurídico Autorizativo

4.1.1. A Passagem da Legalidade à Juridicidade e a Normatividade dos Princípios

A visão mais conservadora e rígida do princípio da legalidade afirma que “A Administração Pública pode fazer o que uma norma superior, legal ou constitucional, a autorize, a habilite a fazer, ainda que não entre nos detalhes do conteúdo dos atos a serem emitidos. Nesta perspectiva, a Administração não possui liberdade na ausência de lei, mas basta que esta lhe atribua a competência. Privilegia-se, portanto, a existência de habilitação formal para o exercício da competência para a realização de determinados fins.” (ARAGÃO, 2004, p.284).

Tal visão não se coaduna com as necessidades atuais de célere atuação da Administração Pública, especialmente na regulação de setores de infra-estrutura. Em decorrência, o princípio da legalidade é hoje entendido como aquele que determina que “a Administração só pode emitir os atos que se esteiem em norma legal, não apenas

habilitadora, mas predeterminante do conteúdo dos atos a serem praticados.” (ARAGÃO, 2004, p.284). Por esta ótica, exige-se *base jurídica* no exercício dos poderes da Administração.

Nesta perspectiva, o “princípio da legalidade” passa a ser denominado “princípio da *juridicidade*”. BARROSO (2006b, p.15) sintetiza a mudança do paradigma: “O Estado social contemporâneo é um agente ativo, que presta serviços e regula atividades, *vinculando-se à realização de fins definidos pelo texto constitucional*. [...] Nesse contexto, a vinculação específica do administrador à lei formal deu lugar a fenômeno inverso. A vinculação da Administração Pública passou a se dar em relação a um bloco mais amplo de *juridicidade*, que congrega não apenas as leis formais, mas também, e sobretudo, a Constituição.” Com isso, a *lei formal* deixa de ser o paradigma autorizador de condutas da Administração, sendo este papel transferido para o *ordenamento jurídico*, considerado em seu *sistema de regras e princípios* (especialmente os constitucionais), os quais possuem ambos força normativa (no mesmo sentido, v. CYRINO, 2005, p.46).

Esclareça-se que já se consolidou o entendimento de que os princípios são normas jurídicas e possuem imperatividade (BARCELLOS, 2002, p.43-44), apesar de possuírem menor concretude que as regras, o que exige uma atividade interpretativa muito mais intensa para sua efetivação (BARCELLOS, 2002, p.49). Isto porque “os princípios determinam que algo seja realizado na maior medida possível, admitindo uma aplicação mais ou menos ampla de acordo com as possibilidades físicas e jurídicas existentes.” (BARCELLOS, 2002, p.51). Na distinção clássica de ALEXYS (1993, p.86 ss), princípios são normas jurídicas impositivas de uma otimização, ordenando que algo seja realizado na melhor medida possível, podendo ser cumpridos em diferentes graus e de diferentes formas. Comparando-se princípios e regras, os princípios são normas que indicam fins a serem alcançados ou valores a serem preservados; as regras são normas que descrevem a realização de condutas determinadas e as consequências de seu descumprimento, sem se ocupar diretamente dos fins que as condutas descritas procuram realizar. Mas o mais importante é que tanto os *princípios quanto as regras possuem força normativa*.

4.1.2. Princípios Relevantes para a Implementação da Partição Vertical da Concessão no Brasil

Assim, apesar de não existir regra expressa na Lei do Petróleo determinando a partição vertical da concessão, há princípios que servem de sólido fundamento jurídico para sua implementação.

Como dito acima, a atuação da Administração está vinculada à realização de fins. Compreendemos que a realização de tais fins corresponde ao que se costuma entender como a *persecução do interesse público* em seu aspecto nuclear, isto é, que “as atividades administrativas são desenvolvidas pelo Estado para benefício da coletividade.” (CARVALHO FILHO, 2004, p.21). Isto porque o interesse público expressa juridicamente o bem-estar geral de uma coletividade e “só se justifica na medida em que se constitui em veículo de realização dos interesses das partes que o integram no presente e das que o integrarão no futuro.” (MELLO, 2004, p. 52-53).

Na esfera constitucional, merece destaque o *princípio da eficiência* mencionado no art. 37, *caput*, da Constituição Federal. Sem embargo da distinção realizada na esfera das Ciências da Administração, o princípio da eficiência se manifesta relevantemente na esfera jurídica tanto no campo dos procedimentos quanto dos resultados. Comumente o termo é associado com a idéia de obter um resultado com o menor custo possível. Este é o conceito conhecido por “eficiência produtiva” (HARRISON, 2000, p.28). Há ainda outros conceitos de eficiência, abordados especialmente pela doutrina americana, no em seu caráter alocativo. Destaque-se o conceito de eficiência “Pareto-superior”, resumido nestes termos por COLEMAN (1998, p.10): “an allocation of resources is Pareto superior to an alternative allocation if and only if no one is made worse off by the distribution and the welfare of at least one person is improved.” Acreditamos que o núcleo do princípio da eficiência pode ser resumido na idéia de *maximização racional da riqueza, tendo em vista a escassez de recursos* (podendo se manifestar no aspecto produtivo ou no aspecto alocativo).

A eficácia desses dois princípios influencia diretamente a atuação da Administração, servindo de cânones interpretativos da legislação infraconstitucional. Em consonância com esses dois princípios é que se pode entender algumas diretrizes estabelecidas pela Lei do Petróleo para a formulação e a implementação da política energética nacional. O art. 1º determina a promoção do desenvolvimento e a ampliação do mercado de trabalho (inc. II) bem como a ampliação da competitividade do País no mercado internacional (inc. XI). Já o art. 2º atribui ao CNPE a competência para propor políticas nacionais e medidas específicas destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País. Na mesma linha, o art. 8º determina à ANP a regulação da indústria do petróleo, cabendo-lhe fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo (inc. IX).

A Lei do Petróleo não estabelece normas visando à promoção da eficiência e do interesse público apenas para a Administração. Nos termos do art. 44, o concessionário estará obrigado a adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas (inc. VI). Importante recordar que o contrato de concessão possui natureza associativa, na medida em que há comunhão de interesses entre Estado, sociedade e concessionário (JUSTEN FILHO, 2003, p.62). Assim sendo, a atuação do concessionário conforme as melhores práticas da indústria do petróleo *pressupõe uma atuação da Administração num sentido que viabilize tal comportamento do concessionário*. Por isto, RIBEIRO (2003, p.16) alerta sobre “a necessidade

de uma mudança cultural da administração e do direito administrativo que rege as concessões, para englobar o aspecto da aliança, da associação entre o público e o privado.”

Face ao exposto acima, parece-nos que a partição vertical da concessão é uma melhor prática da indústria internacional do petróleo, cuja implementação (i) permitiria um incremento da eficiência alocativa das concessões (maximizando a riqueza social proporcionada pelo petróleo); (ii) permitiria atingir os objetivos estabelecidos pela Lei do Petróleo (especialmente, produção racional de hidrocarbonetos, a promoção do desenvolvimento e a ampliação da competitividade do País no mercado internacional); (iii) estaria alinhada com a persecução do interesse público, pois aumentaria o bem-estar geral da coletividade ao permitir o incremento da produção de hidrocarbonetos; e (iv) incrementaria os benefícios diretos do Estado (participações governamentais e tributos) e os benefícios indiretos para a coletividade (aumento da atividade econômica, geração de empregos, manutenção da auto-suficiência).

Ademais, interessante é observar que os resultados da partição vertical muito se assemelhariam com aqueles já produzidos pela regra contratual que obriga o concessionário a delimitar sua(s) área(s) de interesse e devolver as demais ao longo do contrato (art. 43, inc. VI da Lei do Petróleo e cláusulas 5.1.27 e 7.1.7 do Contrato de Concessão). O objetivo dessas disposições contratuais é impedir que áreas com potencial de descobertas fiquem ociosas, isto é, sem serem objeto de atividades exploratórias. Logo, a implementação da partição vertical da concessão pela ANP estaria diretamente alinhada com o próprio sistema normativo do petróleo.

Cabe notar que, a princípio, nada impediria que as mesmas disposições contratuais passassem a exigir também a delimitação da área de interesse do concessionário no plano vertical da concessão, com a conseqüente devolução dos horizontes que não serão aproveitados pelo mesmo.

4.1.3. Inexistência de Regras-Obstáculo

Uma vez estabelecidos os princípios que justificam a partição vertical da concessão, cumpre-nos enfatizar que não há regras específicas que possam se qualificar como obstáculo à sua implementação. Isto porque a metodologia de interpretação dos princípios ressalva-nos que “as regras (constitucionais e infraconstitucionais) têm preferência sobre os princípios constitucionais” (BARROSO, 2006a, p.69).

Inicialmente, deve-se estabelecer o alcance da expressão “profundidade indeterminada” na definição de Bloco. Segundo o dicionário Houaiss, indeterminado é aquilo que “não estabelecido ou fixado com clareza quanto à extensão, tamanho, forma, número, duração ou natureza; impreciso, indistinto, vago.” Ou seja, simplesmente *a lei não estabelece uma profundidade máxima para um Bloco*. Isso não significa que a profundidade seja infinita. Seria absurdo supor que a legislação pretendesse que os Blocos se estendessem até o centro do planeta. Além disso, o fato da lei não determinar uma profundidade máxima não significa que a Administração não o possa fazer. A ANP possui competência para regular as atividades do setor de petróleo com vistas a atingir os fins estabelecidos pela Lei do Petróleo e pela política nacional energética; tornar a lei mais específica e precisa (como seria estabelecer profundidades para concessões) é um meio legítimo e razoável de atingir os fins legais.

Além disso, deve-se esclarecer o objeto da concessão ligada ao *upstream*. A cláusula 2.1 do Contrato de Concessão estabelece que seu objeto é a “execução, pelo Concessionário, das Operações (...) dentro de cada Bloco integrante da Área de Concessão (...)”. Conforme a cláusula 1.25, Operações “significa *todas e quaisquer atividades* ou Operações, quer de Exploração, Avaliação, Desenvolvimento, Produção, desativação ou abandono, realizadas em sequência, em conjunto, ou isoladamente pelo Concessionário, sob e para os propósitos deste Contrato.” Ou seja, o contrato de concessão é usado para outorgar à iniciativa privada o exercício das *atividades* de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, as quais são monopólio da União Federal (v. Constituição Federal, art. 177, I e Lei do Petróleo, art. 23) (ALMEIDA, BALERONI e MARTINS, 2004, p.2). Logo, o Bloco é tão somente a limitação espacial para o exercício das atividades concedidas, não sendo, portanto, o próprio objeto da concessão.

Interessante observar que, na esfera internacional, semelhante situação existiu na Noruega. A lei do petróleo norueguesa (Ato n° 72, de 29 de Novembro de 1996, conforme alterado), de forma parecida com o art. 29 da Lei do Petróleo, estabelece na seção 3-10 que “The Ministry may on application from a licensee approve that part of the area covered by the production licence is partitioned off and issue a separate production licence for the area partitioned off.” Logo, sem prejuízo de discussões parlamentares quanto à partição vertical da licença de produção da Noruega, a legislação norueguesa também não prevê expressamente a partição vertical (HJORUNGNES, 2005, p.284-285 e JAKOBSEN, 2004, p.1). Não obstante esta ausência de previsão expressa, o Ministério norueguês autorizou a partição vertical da Licença de Produção n° 88, em 21 de março de 2003, adotando como justificativas principais: (i) aumento do número de agentes no setor; (ii) incremento da atividade exploratória; e (iii) estabelecimento de uma situação ganha-ganha para todas as partes envolvidas, inclusive para o Estado (JAKOBSEN, 2004, p.2). Desde tal decisão, já foram realizadas 57 partições verticais de licenças de produção na Noruega.

4.2. Condições Concretas para Viabilização

Demonstrada a possibilidade jurídica de implementação da partição vertical da concessão, é necessário apresentar considerações quanto às condições concretas para sua viabilização. Em primeiro lugar, deve-se adotar um critério claro e científico para a partição horizontal da concessão. Esta definição pertence ao campo da geologia e está

além do escopo deste trabalho. Comumente se fala no critério estratigráfico para tanto. Entretanto, cumpre-nos repetir o alerta feito por RIBEIRO (2003, p.361): “O que pode parecer em princípio um critério científico, que não dê margem a dúvidas, pode gerar inúmeras discussões entre os geólogos.” E, analisando LOWE (1987, p.824-825), a prestigiada autora vai mais além: “O autor comenta que até o critério ‘estratigráfico’ comporta nuances. Pode-se tratar de bioestratigrafia, estratigrafia de tempo e estratigrafia de rochas. Considerando-se que tal limite pode nem existir, o Prof. Lowe considera melhor falar-se de uma profundidade máxima.”

A prática norueguesa sobre a partição de licenças de produção manifesta a mesma preocupação quanto a adequada definição geológica. JAKOBSEN (2004, p.2) alerta que, na análise do Ministério do Petróleo e Energia Norueguês, “the authorities have also emphasized that the partitioned licenses contains fields that geologically are easy to define, and that the area in general is well known so that geological surprises can be avoided.” Pudemos observar que, na Noruega, as licenças são verticalmente divididas pelas formações geológicas (a divisão mais comum observada se refere a “all levels below base Pliocene”).

Em segundo lugar, alguns contratos deveriam ser celebrados entre as partes envolvidas em uma partição vertical da concessão. Além do acordo de unificação de operações e do contrato de cessão vertical (que demandariam especial detalhamento quanto à profundidade da área), seria fundamental a assinatura de um “contrato de perfuração”, para que o titular da concessão mais rasa autorizasse o titular da concessão mais profunda a perfurar através de sua área e para que os concessionários compartilhem as informações técnicas relevantes.

Por fim, e mais importante, é preciso que o regulador modifique a redação da cláusula quanto à cessão do contrato de concessão a fim de admitir expressamente a partição vertical de um Bloco. A atuação clara da ANP conferiria a segurança jurídica necessária e esclareceria quaisquer dúvidas dos agentes.

4.3. Situação dos Concessionários Atuais

Esclareça-se, por fim, que a situação dos concessionários atuais não poderia ser prejudicada pela implementação da mudança de interpretação demonstrada acima e por uma efetiva implementação da partição vertical de concessões. Os concessionários atuais possuem direitos de exploração, desenvolvimento e produção em Blocos com profundidade indeterminada e podem desenvolver tais atividades em todos os horizontes estratigráficos de suas áreas. Caso a ANP decida licitar áreas com horizontes estratigráficos definidos, suas áreas inexploradas não poderiam ser re-licitadas enquanto não terminasse a respectiva concessão. Por outro lado, nada obstará que, havendo concordância nesse sentido entre a ANP e o concessionário, fossem realizadas cessões verticais de áreas ou unitizações levando em conta horizontes estratigráficos.

5. Conclusão

A evolução tecnológica e o surgimento de novas situações não regidas expressamente pelas normas vigentes exigem uma resposta adequada do ordenamento jurídico. A perfuração de poços com grandes horizontes estratigráficos ocasiona novas hipóteses de posicionamento de reservatórios, que demandam a re-análise das regras vigentes. Três hipóteses específicas merecem menção: (i) cessão de horizonte estratigráfico; (ii) unitização de apenas 1 reservatório em um bloco com 2 reservatórios; e (iii) licitação de horizontes estratigráficos.

A possibilidade jurídica de partição vertical de concessões, quer em concessões existentes, quer para novas licitações, deriva de vários princípios constitucionais. Inicialmente, apresenta-se como base o princípio da legalidade (juridicidade), o qual exige tão somente base jurídica para a atuação da Administração, que deve agir para a consecução tanto dos fins definidos pelo Poder Legislativo quanto do interesse público, compreendido como realização dos interesses das partes que integram uma coletividade hoje e que a integrarão futuramente. Nessa atuação, a Constituição Federal determina ainda que a Administração atue conforme os ditames da eficiência, compreendida como maximização racional da riqueza (tendo em vista a escassez dos recursos).

Além dos princípios constitucionais, normas da Lei do Petróleo também servem como fundamentos para a partição vertical de concessões. Destaque-se a obrigação do concessionário de adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação objetivando a racionalização da produção. Uma vez que o contrato de concessão possui natureza associativa, para que o concessionário cumpra sua obrigação, pressupõem-se que a Administração aja num sentido que viabilize tal comportamento do concessionário. Entendemos que a partição vertical da concessão é uma melhor prática da indústria internacional do petróleo, sendo inclusive amplamente aplicada na Noruega.

Face ao exposto, compreendemos que a adoção de mecanismos jurídicos que viabilizem a partição vertical de concessões é não só possível como desejável. Com sua adoção, o regulador permitiria *incremento da eficiência alocativa “Pareto-superior”* em relação às áreas concedidas e, conseqüentemente, o *aumento da produção de hidrocarbonetos* no Brasil, ao mesmo tempo que aumentaria o potencial de *atração de investimentos* internacionais para o setor e permitiria diversificação dos agentes do setor. Isto iria ao encontro de princípios relevantes da política energética nacional, tais como promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, ampliar a

competitividade do País no mercado internacional, promover o desenvolvimento, fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, etc., todos mencionados na Lei do Petróleo.

6. Agradecimentos

Agradecemos à Profa. Marilda Rosado de Sá Ribeiro pela liderança à frente do Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP – PRH nº. 33 (Direito do Petróleo) e pela criação do CEDPETRO – Centro de Estudos Avançados e Pesquisas em Direito do Petróleo, fundamentais para nossa formação acadêmica. Agradecemos também ao Sr. Sérgio Possato e demais profissionais da Stratageo Soluções Tecnológicas Ltda., pelos esclarecimentos técnico-econômicos envolvendo reservatórios a diferentes profundidades e pela cessão das gravuras utilizadas, e ao Sr. Øystein Dretvik, do *Norwegian Petroleum Directorate*, pelas informações a respeito da partição vertical de licenças de produção na Noruega.

7. Referências

- ALEX, Robert. *Teoria de los Derechos Fundamentales*, trad. de Ernesto Garzón Valdés, Madrid: Centro de Estudios Constitucionales, 1993.
- ALMEIDA, Mariana Lessa Rego de; BALERONI, Rafael Baptista; e MARTINS, Érica Cristina da Fonseca Martins. Análise Comparativa Internacional de Aspectos Regulatórios em E&P. In: *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004*. Rio de Janeiro: IBP, 2004.
- ARAGÃO, Alexandre. As Boas Práticas da Indústria do Petróleo como o Eixo da Regulação do Setor. *Revista de Direito Administrativo*. Rio de Janeiro, v. 238, p.283-300, Out./Dez. 2004.
- BARCELLOS, Ana Paula de. *A Eficácia Jurídica dos Princípios Constitucionais*. Rio de Janeiro: Renovar, 2002.
- BARROSO, Luis Roberto, *A Nova Interpretação Constitucional, Ponderação, Direitos Fundamentais e Relações Privadas*. 2ªed. Rio de Janeiro: Renovar, 2006.
- _____. Ação Declaratória de Constitucionalidade nº 12 (vedação ao nepotismo). 2006.
- CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Manual de Direito Administrativo*. 11ª ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2004.
- COLEMAN, Jules. Normative Premises: Efficiency, Utility and Wealth Maximization. In KATZ, Avery Wiener. *Foundations of the Economic Approach to Law*. New York (NY): Foundation Press, 1998.
- CYRINO, André Rodrigues. *O Poder Regulamentar Autônomo do Presidente da República*. Belo Horizonte: Fórum, 2005.
- HARRISON, Jeffrey L. *Law and Economics in a Nutshell*. St. Paul (MN): West Group, 2000.
- HJORUNGNES, Diana Amendoeira Maciel. Recent Developments in (Re)Determination of Tract Participations in Unitisation Agreements'. In: *Scandinavian Institute of Maritime Law Yearbook 2005*, p.267-339. Oslo: Sjørettsfondet, 2005.
- JAKOBSEN, Robin Aker. Stratigraphic/Horizontal Partition of Production Licenses. *NCS Petroudate*, p. 1-2, Jan. 2004. Disponível em: <www.petroadvisor.no> Acesso em: 22 abril 2004.
- LOWE, John S. Analyzing Oil and Gas Farmout Agreements. *Southwestern Law Journal*, Dallas, Texas, v. 41, pp.822-868, 1987, *apud* RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.
- MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo*. 17ª ed. São Paulo: Malheiros, 2004.
- JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria Geral das Concessões de Serviço Público*. 8ª ed. Dialética, São Paulo: 2003.
- RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.
- _____. Uma Introdução à unitização de reservatórios petrolíferos. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Coord.). *Estudos e Pareceres de Direito do Petróleo e Gás*, p.115-168. Rio de Janeiro: Renovar, 2006.
- SIQUEIRA, Cláudia. Presente e Futuro da Bacia de Campos. *Revista Brasil Energia* nº 297. Agosto de 2005.
- _____. Bacia de Santos: Uma Bacia para Todos os Gostos. *Revista Brasil Energia* nº 306. Maio de 2006.
- TAVERNE, Bernard. *An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry*. London: Graham & Trotman, 1994.
- _____. *Petroleum, Industry and Governments*. The Hage: Kluwer Law International, 1999.
- VIDOR, Jorge. Coluna do Vidor – Lucro Recorde da Petrobras (25/01/2006). *Globo Online*. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/petroleo/vidor/materia_67.asp> Acesso em: 24 maio 2006.