



**UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E ARQUITETURA**  
**MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

**JOSIANE SIMIONI**

**UNIFICAÇÃO DE OPERAÇÕES EM CAMPOS DE  
PETRÓLEO E GÁS NATURAL (UNITIZAÇÃO) NO BRASIL  
E DIREITOS CORRELATOS**

Salvador  
2006

**JOSIANE SIMIONI**

**UNIFICAÇÃO DE OPERAÇÕES EM CAMPOS DE  
PETRÓLEO E GÁS NATURAL (UNITIZAÇÃO) NO BRASIL  
E DIREITOS CORRELATOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Profissional em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador – UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador:

Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha, Ph.D.

Co-Orientador:

Luiz Eraldo Araujo Ferreira, Ph.D.

Salvador  
2006

Simioni, Josiane.

Unificação de operações em campos de petróleo e gás natural (unitização) no Brasil e direitos correlatos /. Josiane Simioni. - 2006.  
154 f.:il.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS.

Orientador: Prof<sup>ª</sup> Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha.

1. Petróleo - Legislação. 2. Gás natural - Legislação. 3. Unificação de operações (Unitização). I. Rocha, Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha, orient. II. Universidade Salvador – UNIFACS. III. Título.

CDD: 665.773

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

**JOSIANE SIMIONI**

### **UNIFICAÇÃO DE OPERAÇÕES EM CAMPOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (UNITIZAÇÃO) NO BRASIL E DIREITOS CORRELATOS**

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha – Orientador \_\_\_\_\_  
Doutor em Petroleum Engineering, University of Texas System, U.T.S., Estados Unidos  
Universidade Salvador – UNIFACS

Rodolfo Mário Veiga Pamplona Filho \_\_\_\_\_  
Doutor em Direito, Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, PUC/SP, Brasil.  
Universidade Salvador – UNIFACS

Yanko Marcus de Alencar Xavier \_\_\_\_\_  
Doutor em Direito, Universitaet Osnabrueck, UNI-OS, Alemanha.  
Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

Otacílio dos Santos Silveira Neto \_\_\_\_\_  
Doutor em Propiedades Públicas y Medio Ambiente, Universidad de Zaragoza, U.Z.,  
Espanha  
Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

Salvador, 18 de dezembro de 2006.

À  
*Luana, filha maravilhosa e luz de todos os meus dias.*

## **AGRADECIMENTOS**

À família e a Ricardo, pelo companheirismo, carinho e compreensão pela ausência nos momentos de atenção dispensados exclusivamente a este trabalho.

À PETROBRAS, pela viabilização do curso de mestrado e apoio financeiro, bem como a Carla Barata, Aécio Romão, Celso Villa Martins de Almeida e Antonio Sérgio Oliveira Santana, pelo incentivo, recomendação e reconhecimento da importância desse mestrado para minha qualificação e atividades profissionais.

Aos professores Paulo Rocha, Luiz Eraldo e Paulo Paim, pela atenção, orientação, críticas e permanente disponibilidade.

Aos colegas Bucheb, Abi Ramia, Amanda e Olavo, pela gentileza e colaboração à pesquisa com sugestões e disponibilização de material.

Aos demais colegas da PETROBRAS que, de alguma forma, colaboraram para a concretização deste trabalho, em especial ao Dr. Rubem Rodrigues Nogueira Jr., pela crítica e sugestões à sua redação.

À equipe da Coordenação do Mestrado e da Universidade Salvador, pelo desempenho e dedicação nas tarefas que suportaram a defesa dessa dissertação.

*"A mente que se abre a uma nova idéia  
jamais volta ao seu tamanho original."*

Albert Einstein

## RESUMO

O presente trabalho aborda o tema “Unificação de Operações”, comumente denominado “Unitização” ou “Individualização da Produção” na atividade de explorar e produzir petróleo e gás natural, que no âmbito do Brasil decorre de obrigação legal prevista no artigo 27 da Lei do Petróleo. Faz-se a análise dos direitos correlatos mediante estudo de caso hipotético com fundamento teórico na prática internacional e ordenamento jurídico brasileiro. Com a atual discussão acerca dos direitos de propriedade envolvendo o Direito Petrolífero, constata-se a dificuldade na delimitação dos direitos das partes envolvidas, diga-se a União, os Concessionários e a ANP, bem como a complexidade das negociações de um acordo de unificação. Identificar e aplicar o direito de cada parte é o objeto do exercício prático ao final do trabalho, com fundamento nos Direitos Constitucional, Regulatório, Administrativo e Civil, entre outros, e diretrizes firmadas dos pontos de vistas econômico, de engenharia e de geologia do petróleo, que abrangem os estudos acerca da Unificação, com caráter multidisciplinar. Conclui-se acerca da necessidade de inclusão da União quando da distribuição dos direitos sobre a produção de jazida que se estenda para área sem concessão e da limitação dos direitos dos Concessionários às datas de aquisição dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural por meio dos contratos de concessão.

**Palavras-chave:** Legislação brasileira; petróleo e gás natural; unificação (individualização da produção ou unitização)



## ABSTRACT

This work approaches “Unificação de Operações”, usually called Unitization, or “Individualização da Produção” in the oil and gas exploration and production activity in Brazil, that is disposed in the article 27 of Petroleum Law, regarding analysis about correlative rights by hypothetical case study and with theoretical support by international best practices and Brazilian Law. Nowadays, the discussion about rights property involving petroleum and that evidences difficulties to delimitate rights of partners and also the complexity of the negotiations regarding Unitization Agreement. To discern and to apply rights to each partner is the main objective of this study, based on Constitutional, Regulatory, Administrative and Civil Law, among other issues, with basis established on economic, engineer and geologist points of view. All these subjects include studies about Unitization, which has multidiscipline character. The conclusion is about the necessity to include the Union in the process when sharing petroleum rights properties and the results from the production in a pool which extends outside the Concession Area, Another conclusion is about limits rights of concessionaires, according to the beginning date of the Concession Agreement for the exploration, development and production of oil and natural gas.

**Keywords:** Brazilian Law; oil and gas; unitization.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>HISTÓRICO E CONSIDERAÇÕES INICIAIS</b> .....	<b>16</b>
2.1	CONCEITUAÇÃO .....	25
2.1.1	<b>Unitização (ou Unificação)</b> .....	<b>25</b>
2.1.2	<b>Determinação e Redeterminação</b> .....	<b>32</b>
2.1.3	<b>Fases de Exploração, Desenvolvimento e Produção</b> .....	<b>35</b>
2.2	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	37
2.2.1	<b>Estados Unidos da América</b> .....	<b>38</b>
2.2.2	<b>Reino Unido</b> .....	<b>41</b>
2.2.3	<b>Nigéria</b> .....	<b>43</b>
2.2.4	<b>Colômbia</b> .....	<b>43</b>
<b>3</b>	<b>PANORAMA NACIONAL</b> .....	<b>45</b>
3.1	O REGIME JURÍDICO DAS CONCESSÕES .....	46
3.1.1	<b>Aspectos Gerais</b> .....	<b>46</b>
3.1.2	<b>Concessões para atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural</b> .....	<b>51</b>
3.2	A REGULAÇÃO E A AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP .....	62
3.3	LEGISLAÇÃO BRASILEIRA CONCERNENTE À UNIFICAÇÃO.....	70
3.3.1	<b>Constituição da República Federativa do Brasil</b> .....	<b>70</b>
3.3.2	<b>Lei 9.478/97 – Lei do Petróleo</b> .....	<b>74</b>
3.3.3	<b>Decreto 2.705/98 – royalties e participações especiais</b> .....	<b>77</b>
3.4	NATUREZA JURÍDICA DOS ACORDOS DE UNIFICAÇÃO .....	79
<b>4</b>	<b>A UNIFICAÇÃO NO ÂMBITO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO</b> .....	<b>83</b>
4.1.1	<b>Terminologia</b> .....	<b>84</b>
4.1.2	<b>Marco inicial do processo de Unificação</b> .....	<b>85</b>
4.1.3	<b>Partes</b> .....	<b>87</b>
4.1.4	<b>O papel da ANP</b> .....	<b>90</b>
4.1.5	<b>Arbitragem</b> .....	<b>94</b>

<b>4.1.6</b>	<b>Cláusulas essenciais do Acordo de Unificação .....</b>	<b>96</b>
<b>4.1.7</b>	<b>Direitos e Obrigações dos Interessados .....</b>	<b>99</b>
<b>4.1.8</b>	<b>Cessão .....</b>	<b>105</b>
<b>5</b>	<b>CASO EM ESTUDO .....</b>	<b>107</b>
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	107
5.2	O PROBLEMA .....	108
5.3	RESOLUÇÃO.....	109
<b>5.3.1</b>	<b>Procedimentos adotados em caso de Descoberta .....</b>	<b>109</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Supremacia do Interesse Público sobre o Privado .....</b>	<b>116</b>
<b>5.3.3</b>	<b>Direito de Propriedade dos Recursos.....</b>	<b>118</b>
<b>5.3.4</b>	<b>Objeto do Contrato de Concessão e Riscos do Concessionário.....</b>	<b>121</b>
<b>5.3.5</b>	<b>Apropriação indevida, garantia de direitos e sanções aplicáveis .....</b>	<b>124</b>
<b>5.3.6</b>	<b>Limitação dos direitos dos Concessionários.....</b>	<b>126</b>
<b>5.3.7</b>	<b>Enriquecimento Sem Causa e Direitos da União .....</b>	<b>128</b>
<b>5.3.8</b>	<b>Base de cálculo para o ressarcimento .....</b>	<b>132</b>
<b>5.3.9</b>	<b>O acordo .....</b>	<b>134</b>
<b>5.3.10</b>	<b>Resultados.....</b>	<b>142</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES GERAIS .....</b>	<b>144</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>148</b>

## 1 **INTRODUÇÃO**

Por força da nova disciplina constitucional do petróleo no Brasil, estabelecida pela Emenda Constitucional nº 9/95, possibilitou-se à União, no exercício do monopólio sobre as jazidas e atividade de exploração e produção do petróleo e gás natural, a conceder a empresas privadas a execução dessas atividades. Norteadas por princípios de livre iniciativa, igualdade, competição de forma concorrencial, houve mudança significativa no ordenamento jurídico brasileiro atinente ao Direito do Petróleo, na tentativa de acompanhamento da tendência internacional, cujo foco consiste, dentre outros, no reforço das políticas de conservação dos recursos e redução do desperdício, em conjunto com a ampliação das reservas mundiais.

A legislação favorável aos investimentos atraiu novos participantes ao mercado, na medida em que passaram a ser leiloados os blocos delimitados pela ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis para a atividade específica de exploração e produção, ampliando, a cada ano, o número de agentes econômicos e áreas ofertadas, do que decorre maior probabilidade de ocorrerem jazidas de petróleo ou gás natural estendendo-se a mais de uma área de concessão.

Nessa linha, este trabalho aborda o tema “unificação de operações”, também utilizado na indústria como “unitização”, ou mesmo “individualização da produção”, segundo a Lei do Petróleo Brasileira (Lei 9.478/97), para designar o fenômeno jurídico *Unitization*, que vem a ser a operação conjunta e coordenada de um reservatório de óleo ou gás por todas as partes com direitos sobre as áreas por

onde se estende o reservatório<sup>1</sup>. A necessidade de se efetivarem acordos de Unificação nessas áreas por onde a jazida ou campo se estende, por imposição do artigo 27 da Lei 9.478/97, trouxe à baila diversas teorias acerca da propriedade mineral e desdobramentos sobre a propriedade dos recursos. De acordo com a legislação brasileira, sobressai o princípio da supremacia do interesse público, segundo o próprio conceito de soberania pelo qual se orienta todo o arcabouço legal, tendo como suporte a regulação da atividade petrolífera, que abrange aspectos administrativos e econômicos.

Por este prisma, considerando os diversos aspectos controvertidos da Unificação já abordados por autores nacionais e estrangeiros, que serviram de referencia a este trabalho, em paralelo ao ordenamento jurídico atual, às práticas internacionais, e aos contratos de concessão decorrentes das Rodadas de Licitações da ANP e regulação do setor no Brasil, será feita abordagem focada nos direitos de propriedade e direitos correlatos, os quais incluem os direitos dos particulares e da União, sob fundamentos dos direitos civis e constitucionais brasileiros.

Em sintonia com o caráter multidisciplinar e prático do mestrado profissional em Regulação da Indústria de Energia, os conceitos de “Unificação” e correlatos foram abordados segundo a doutrina originária da indústria do petróleo, composta por conjuntos de elementos geológicos, geofísicos, econômicos e de engenharia, com análise superficial do ponto de vista técnico e análise mais criteriosa sob o aspecto jurídico, o qual embasa e normaliza toda a aplicação técnica e convencional da indústria.

---

<sup>1</sup> AIPN – Association of International Petroleum Negotiators

Nessas bases, o desenvolvimento do estudo está estruturado inicialmente com a perspectiva histórica da Unificação e os conceitos em que a investigação se processa, tendo, em seguida, um quadro do direito comparado sobre a forma de aplicação do instituto da *Unitization* em países diversos, a título de exemplificação e sem aprofundamento. No capítulo seguinte, aborda-se, no âmbito do Brasil, a legislação, especialmente a Constituição Federal e a Lei de Petróleo, regulamentada por Decreto que trata dos *royalties* e participações especiais, o sistema regulatório brasileiro e a respectiva Agência Regulatória competente para as atividades da indústria do petróleo (ANP). Analisa-se a natureza jurídica das concessões, dos acordos de Unificação e das cláusulas dos contratos de concessão em vigor relativas à Unificação, abordagens estas, direcionadas a fundamentar a resolução da situação-problema que se propõe ao final da dissertação, a qual explicita uma ocorrência, de forma hipotética, praticamente inexistente no Brasil, mas possível e iminente, revelando as nuances que envolvem jazidas as quais se estendem por mais de uma área, com concessionários distintos, em diferentes momentos da execução do contrato de concessão, em que se exige o acordo de Unificação, levando-se em conta o início de produção unilateral por um dos concessionários.

Fundamentado essencialmente no enquadramento legal da propriedade dos recursos, no princípio da supremacia do interesse público sobre o privado, nas teorias de aquisição de direitos e enriquecimento ilícito, sustentado pela regulação baseada nas Portarias e Resoluções da ANP, bem como nos contratos de concessões, as conclusões sobre o problema apresentado têm por objetivo identificar as responsabilidades e direitos dos concessionários, bem como apontar a incoerência entre a atual legislação e a expectativa econômica dos agentes, decorrentes da aquisição dos direitos exploratórios de determinada área, quando se

trata de direitos correlatos.

A metodologia adotada no desenvolvimento do trabalho, portanto, decorreu de deduções por meio da interpretação sistemática da literatura e da legislação brasileira, alcançando conclusão particular quando da aplicação da base teórica a uma situação prática, que ilustra o instituto da Unificação e direitos de propriedade correlatos.

## **2 HISTÓRICO E CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

A contribuição do petróleo para a humanidade é incalculável. Sua participação na matriz energética, entretanto, tem sido estimada com grande pessimismo por especialistas, considerando a diminuição das reservas mundiais e o alto consumo, especialmente em países desenvolvidos. Com esta previsão, a tendência é o fomento da exploração de novas áreas, desenvolvimento de tecnologias que possam otimizar a recuperação do recurso energético e meios para sua conservação, com melhor aproveitamento das reservas por meio do compartilhamento de operações e restrições ao aproveitamento indiscriminado dos reservatórios descobertos.

A indústria do petróleo existe há aproximadamente 175 anos e as iniciativas relativas à conservação dos recursos já ultrapassam um século, visando justamente o melhor aproveitamento dos reservatórios de petróleo ou gás natural (KRAMER, 1997, *apud* RIBEIRO, 2005, p. 124). Ou seja, a preocupação primordial baseada no interesse público das nações se delonga e já está tão incrustada nos governos, que hoje não mais se permitem extrações sem critérios e de forma desordenada.

Até mesmo nos Estados Unidos, onde a propriedade do petróleo é privada, os assuntos relativos à produção, armazenamento e transporte são tratados como matéria de interesse público, que limita os direitos privados (KRAMER e MARTIN, 1957, *apud* RIBEIRO, 2005, p. 124).



A *Unitization* surgiu da necessidade de conservação e melhor aproveitamento dos recursos petrolíferos, em decorrência dos meios utilizados indiscriminadamente na extração do petróleo, agravado pela doutrina desenvolvida pela jurisprudência americana denominada *rule of capture* (regra da captura), “segundo a qual, se alguém produz petróleo a partir de um poço situado em área de sua titularidade, a ele será conferida a propriedade desse petróleo, mesmo que o reservatório do qual se origine se estenda além dos limites dessa área” (BUCHEB, 2005, p. 205).

Como citam Maciel (2003) e Ribeiro (2005), o mérito das primeiras iniciativas no sentido de conscientização da importância da Unitização é atribuído a Henry L. Doherty, engenheiro e homem do petróleo, que em 1924 passou a manifestar-se publicamente contra a “regra da captura” e defendia a criação de lei federal de Unitização compulsória. Doherty afirmava que a aplicação da “regra da captura” constituía uma ameaça ao futuro da indústria do petróleo.

Para melhor entendimento desse problema, faz-se necessário adentrar sucintamente o campo da geologia e engenharia de petróleo, no que tange às suas características e à estrutura das jazidas.

A definição de petróleo contida na legislação brasileira, por sua vez, simplesmente se refere a “todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do petróleo cru e condensado” (Art. 6º, inciso I da Lei 9.478/97 – Lei do Petróleo).

Já o reservatório é tratado na legislação brasileira como a “configuração

geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não.” (Art. 6º, inciso X da Lei 9.478/97 – Lei do Petróleo).

O conceito de petróleo e dos termos correlatos normalmente decorre da interpretação do estudioso de cada disciplina, podendo ser assim resumido, de acordo com a literatura concernente à unitização:

Petróleo é, na realidade, um nome genérico para diversos tipos de hidrocarbonetos, consistindo numa série de compostos de hidrogênio e carbono que vão desde gases leves até sólidos pesados como o asfalto. Quando ocorre em forma líquida verifica-se que também gás presente na solução.

[...]

O local onde se acumula o petróleo é denominado reservatório. Trata-se de uma rocha porosa de onde os fluidos não escapam devido à presença de uma superfície impermeável. Um poço é criado pela perfuração de um orifício na rocha impermeável. Deste modo, o poço passa a constituir uma região de baixa pressão, e por isso os fluidos se deslocam para ele naturalmente, através da rocha porosa (CROMMELIN, 1986, *apud* MACIEL, 2003, p. 42).

Tendo em vista os conceitos acima e que os hidrocarbonetos são recursos naturais que podem ser tanto sólidos, como líquidos ou gasosos, é essencial para este estudo saber que os últimos têm como uma de suas principais características a mobilidade, tanto maior quanto menos viscoso for<sup>2</sup> (no caso de líquido), e que, em um processo de recuperação, o petróleo é expulso do reservatório devido à sua própria energia natural gerada pela expansão do gás, que ocorre com a queda de pressão provocada pela produção do poço. Nessa fase são obtidos os melhores resultados na produção em termos de recuperação. Quando o

---

<sup>2</sup> Em resumo, três propriedades físicas do petróleo são críticas para a compreensão da regra da captura. Primeiro, o petróleo surge naturalmente como gás, líquido ou sólido. Em sua fase líquida, algum gás é presente em sua solução. Segundo, o peso específico (*specific gravity*) expressa a razão entre massas de iguais volumes de água e outras substâncias mensuradas em uma temperatura padrão. Petróleo é mais leve ou menos denso do que a água. Obviamente, gás é mais leve que ambos, petróleo e água. Assim a água pode prover um mecanismo natural de deslocamento, empurrando o petróleo à sua frente. Terceiro, viscosidade é a medida inversa da habilidade do petróleo de fluir. Quanto menos viscoso o fluido, maior é a sua mobilidade. A interação dessas três propriedades determina, em grande medida, a razão de produção de um poço. (LEAR e outros, 1995, *apud* RIBEIRO, 2005, p. 127)

reservatório perde sua energia natural, há necessidade de utilização de métodos alternativos artificiais para extração do petróleo, denominando-se recuperação secundária, havendo ainda a possibilidade de se realizar uma recuperação terciária, em fase avançada de extração.

Assim, associando-se as características do petróleo e dos reservatórios aos seus métodos de recuperação, há grande movimentação do petróleo na jazida, que vem a ser o próprio reservatório identificado e pronto para ser posto em produção<sup>3</sup>, o que pode lesionar direitos alheios, já que a divisão de blocos e áreas não coincide com as jazidas, por desconhecimento da sua real extensão, dando origem a conflitos entre os concessionários.

Isso porque, além da possibilidade de fixar os limites de mais de um bloco sobre uma jazida, pode ocorrer que, situando-se uma jazida em uma área ou bloco, o petróleo passe a fluir para área contígua, ou seja, ele tende a migrar de regiões de alto potencial para regiões de baixo potencial hidrodinâmico.

Se um concessionário de uma dada área resolver baixar o potencial hidrodinâmico de sua área, pela perfuração intensiva de poços ou pela redução na pressão do fluxo de seus poços, haverá a tendência de fluxo de fluidos, óleos e gás, de áreas vizinhas, do reservatório comum aos concessionários vizinhos, para os poços de seu controle. Tal procedimento, além de implicar uma alocação injusta de produção, pois o óleo produzido nessas condições não necessariamente se encontra sob a área de concessão daquele concessionário que tomou tal medida, pode levar a sérios prejuízos ao próprio reservatório, reduzindo em muito a recuperação final de hidrocarboneto do mesmo. (APPI e ANDRADE, 2000, p.3)

Nas primeiras décadas de produção de petróleo, devido à ausência de tecnologia e pouco conhecimento e desenvolvimento da geologia e da alocação de poços, realizava-se a extração irracional de petróleo, desordenada de tal forma, que

---

<sup>3</sup> Segundo definição da Lei 9.478/97 – Lei do Petróleo brasileira

o reservatório passava a produzir muito menos do que poderia, se utilizados procedimentos mais adequados.

Como já defendia Doherty, desde 1924, e é do conhecimento atual, a perfuração desordenada de poços pode fazer com que a energia natural do reservatório se perca sem que dela se possa tirar maior proveito na produção de hidrocarbonetos. Nesse mesmo sentido, de programas de recuperação artificial mal planejados podem não surtir os efeitos necessários para melhor aproveitamento do óleo *in situ*. (MACIEL, 2003, p. 48)

A regra da captura, portanto, amplamente aplicada nos Estados Unidos, assegurava ao proprietário o direito ao óleo, não importando que sua origem estivessem em área de propriedade vizinha. Essa regra consolidou-se devido a diversas decisões oriundas dos tribunais americanos e foi concebida fazendo-se analogia com objetos a que tinham mais familiaridade, baseado na *containership theory*, assim enunciada:

[...] no container pode ser encontrado solo, água e talvez petróleo ou gás, ou ainda, ambos. Quando, porém, um desses bens, por meio de causas naturais, move-se de um container para outro, o proprietário do primeiro nada pode fazer. Assim, se o vento carregar o solo da propriedade de A para a de B, A não poderá requerer a devolução desse material, alegando que o mesmo é proveniente de sua propriedade. E o mesmo raciocínio se aplica a toda e qualquer substância, mesmo que algumas tenham maior tendência que outras a migrar de um container para outro. (DERMAN, 2000, *apud* BUCHEB, 2005, p. 205)

A decisão pioneira que consagrou a regra da captura foi a do caso *Westmoreland Natural Gas Co. v. De Witt*, em 1889, da Suprema Corte da Pensylvania, a qual comparou o petróleo com o animal selvagem:

[...] hidrocarbonetos, da mesma forma que animais selvagens, e diferentemente de outros bens minerais, têm a tendência e a capacidade de “escapar”, mesmo contra a vontade de seu proprietário, e dessa forma, permanecem sob seu domínio somente enquanto estiverem nos limites de sua propriedade. Quando, porém, migram para outras áreas e passam a situar-se sob o controle de outrem, os direitos do proprietário anterior cessam. Alguém que, ao perfurar um poço nos limites de sua propriedade, atingir um reservatório que se estenda para além desses limites terá a titularidade do petróleo ou do gás produzido, mesmo que este petróleo ou gás se situasse originalmente no subsolo de áreas vizinhas. (DERMAN, 2000, *apud* BUCHEB, 2005, p. 205)

Devido à adoção dessa regra, a única forma pela qual um proprietário de terreno que contivesse petróleo proteger-se, seria fazer ele mesmo a maior quantidade de poços possível, de modo a evitar a drenagem do óleo por poços localizados em outros terrenos. (MACIEL, 2003, p. 44)

A regra da captura tinha um aspecto positivo, consistente no incentivo à produção do petróleo. Entretanto, logo se verificou que esse conceito implicava, necessariamente, produção predatória do petróleo, entendida como aquela que visa tão somente à minimização do tempo de retorno dos investimentos, levando à produção desenfreada, com crescimento exorbitante no número de poços nos limites dos blocos e o esgotamento precoce do aproveitamento econômico da jazida, trazendo à tona, ainda, diversas controvérsias acerca da titularidade do petróleo produzido (SMITH e outros, 2000, *apud* BUCHEB, 2005, p. 206).

Constata-se que a regra da captura não tem sido aceita pela doutrina do Direito Internacional, que vem consagrando a adoção de tratados regulamentadores do desenvolvimento conjunto de reservatórios petrolíferos (RIBEIRO, 2003, p. 185).

É na reação a esse excessivo liberalismo que se insere o advento da “unitization”, que traduzimos como unitização, a qual consiste no gerenciamento coordenado de todas ou algumas partes de um reservatório de óleo e gás pelos proprietários das áreas ou blocos situados sobre o reservatório. A literatura especializada considera que esses acordos de

cooperação, muito freqüentemente, são a única solução para se conseguir a recuperação máxima de um campo petrolífero através de operações eficientes e de baixo custo. (APPI e ANDRADE, 2000 e SMITH e Weaver, 1989, *apud* RIBEIRO, 2003, p. 186)

Mesmo nos Estados Unidos, com o passar do tempo, a aplicação da regra da captura passou a ser abrandada em algumas decisões dos tribunais americanos. Foi então que, por meio do poder legislativo, se reconheceram os direitos dos proprietários de terrenos localizados sobre um reservatório e foram criadas leis relativas à prevenção de desperdício como o *pooling*<sup>4</sup> e *unitization* compulsórios, além de diversos mecanismos de controle administrativo a respeito da perfuração e espaçamento dos poços, taxas de produção, divisão da taxa e máxima eficiência (MER) e divisão de mercados.

Concomitantemente, verificou-se o avanço da geologia voltada para o petróleo, com inovações tecnológicas, encontrando-se um meio de conhecer o subsolo através de prospecção, antes mesmo da perfuração, tornando a geofísica cada vez mais importante para a atividade de exploração visando ao conhecimento de possíveis jazidas de petróleo. Esse avanço levou o Judiciário a rever a aplicação da regra da captura, desenvolvendo a teoria dos direitos correlatos, segundo a qual proprietários que compartilham um reservatório devem respeitar os direitos um do outro. (MACIEL, 2003, p. 46)

Questões relativas à utilização de técnicas de manutenção da pressão no reservatório ou a um processo de recuperação secundária necessitam, na maioria das vezes, desenvolver uma política que abranja todo o reservatório, pois as

---

<sup>4</sup> “*Pooling* é a combinação de pequenos blocos de área exploratória numa área de tamanho suficiente para fazer jus à permissão para perfuração de um poço, de acordo com a regra de espaçamento de poços. O objetivo é a redução do desperdício econômico e da perfuração desnecessária de poços, e serve à redução do desperdício físico apenas de forma indireta.” (SMITH e WEAVER, 1989, *apud* RIBEIRO, 2003, p. 186).

referidas técnicas poderiam prejudicar a produção do terreno vizinho, uma vez que a injeção de gases ou fluidos ultrapassam as fronteiras artificiais estabelecidas por ocasião das concessões a diferentes pessoas. (MACIEL, 2003, p. 47)

Dessa forma, a responsabilidade imputada àqueles que viessem a causar danos ao vizinho acabou por incentivar os instrumentos de desenvolvimento seguros de conservação: *pooling* e unificação nos campos em que se faziam necessárias. (KRAMER *apud* MACIEL, 2003, p. 47)

Taverne (1999) explica a conscientização da necessidade de cooperação a partir da melhor compreensão, por parte dos produtores, das características dos reservatórios de petróleo, o que permitiu a superação da visão dos primeiros produtores independentes, que adotavam atitude competitiva e predatória. Entende que os benefícios da cooperação se evidenciaram com o advento das novas técnicas de recuperação, que passaram a incluir injeção de substâncias no reservatório para estimular a produção. (TAVERNE, 1999, *apud* RIBEIRO, 2005, p. 127)

A doutrina tem considerado os Acordos de Cooperação como a única solução para um adequado aproveitamento e recuperação máxima de um campo petrolífero através de operações eficientes e de baixo custo, já que a função básica da Unitização é proporcionar drenagem mais eficiente do reservatório, utilizando as melhores técnicas de engenharia, que são economicamente viáveis. (SMITH e WEAVER, 1989, *apud* RIBEIRO, 2005, p. 128)

Embora ainda se fale sobre “produção predatória”, atualmente parece

estar superada essa possibilidade diante da evolução tecnológica que abrange a indústria do petróleo. O desenvolvimento de campos de petróleo e gás natural é rigorosamente planejado, de forma a se realizar o melhor aproveitamento dos recursos. Dificilmente a produção seria prejudicial ao reservatório e, tampouco, o inutilizaria.

Hoje, a unitização tem o relevante papel de, não somente evitar o desperdício dos recursos minerais, mas também de assegurar os direitos correlatos das partes de participarem de forma proporcional e justa do desenvolvimento e produção de um reservatório em comum, ao menor custo possível.



## 2.1 CONCEITUAÇÃO

### 2.1.1 Unitização (ou Unificação)

A denominação no âmbito internacional para o que se estuda consiste no termo *Unitization* que, de acordo com a definição da AIPN (*Association of International Petroleum Negotiators*), “*is the joint, coordinated operation of an oil or gas reservoir by all the owners of rights in the separate tracts overlying the reservoir or reservoirs.*”<sup>5</sup>

A definição de Unitização costuma ser tratada pela doutrina de formas diversas, variando de terminologia e de acordo com a ênfase que se deseja, com conceituação técnica ou jurídica.

Unitização é a transposição para o português da palavra de língua inglesa *Unitization*, utilizada nos Estados Unidos da América e na prática internacional para se referir ao acordo celebrado entre as partes, voluntária ou compulsoriamente, para organizar a exploração e/ou exploração de um reservatório que se estenda por uma área na qual diferentes pessoas detenham direitos para, de forma independente e sem que entre elas haja qualquer prévio acordo, explorar e produzir hidrocarbonetos. Apesar de Unitização ser a forma mais utilizada para denominar o instituto no Brasil, alguns autores, como Valéria Appi, preferem o termo Unificação que, argumentam, seria a tradução para o português mais adequada à idéia da *Unitization* norte-americana. (MACIEL, 2003, p. 50)

No Brasil, a Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo) introduziu o conceito de Unitização no seu artigo 27, ao estatuir que, “quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo de individualização da produção.”

---

<sup>5</sup> *Unitization* é a operação conjunta e coordenada de um reservatório de óleo ou gás por todos os proprietários de direitos das diferentes áreas sobre o reservatório ou reservatórios.

Bucheb (2005, p. 211) esclarece que, quando Martins (1997) analisou a primeira versão do projeto de lei do petróleo do Ministério de Minas e Energia, ele propôs o uso do termo “unificação” sob o argumento de que, caso houvesse mais de uma empresa com direitos sobre um campo de petróleo, as reservas deveriam ser desenvolvidas de comum acordo, e não segundo critérios individuais.

Oportuno mencionar, como dispôs Bucheb (2005, p. 218), que:

[...] redação mais apropriada para o *caput* do artigo 27 da Lei do Petróleo deveria conter o termo “jazidas” no lugar de “campos”, em conformidade com as definições do art. 6º do mesmo diploma legal, já que a individualização da produção somente deve ser imposta para os “reservatórios já identificados e possíveis de serem colocados em produção” e que se estendam por blocos vizinhos. A definição de campo é mais genérica que a de jazida e inclui situações onde ocorrem mais de um reservatório, abrangendo, inclusive, instalações e equipamentos destinados à produção. Assim, no caso de um campo ser constituído de mais de uma jazida, somente aquelas que se estendem para fora da área de concessão deverão ser objeto de acordo para individualização da produção. Os direitos e obrigações correspondentes às jazidas circunscritas a cada área de concessão não se confundem e, portanto, não constarão desse acordo.

Os contratos de concessão do Brasil utilizavam a denominação “Acordo para Individualização da Produção” na cláusula de “Produção Unificada”. A partir da Sexta Rodada de Licitações, passou-se a denominar o documento como “Acordo de Unificação”.

Para Smith e Weaver (*apud* RIBEIRO, 2003, p. 186), Unitização é “*a combinação de todo ou parte significativa de um campo em uma unidade, podendo envolver a operação conjunta de diversos blocos sobre controle ou propriedade diversa.*”

Appi e Andrade (2000), que preferem denominar “Unificação” o que se define como gerenciamento coordenado de todas ou algumas partes de um

reservatório de óleo ou gás pelos proprietários das áreas ou blocos situados sobre um reservatório, têm entendimento de que:

Traduz-se em um acordo de cooperação, para que se consiga a recuperação máxima de um campo petrolífero através de operações eficientes e de baixo custo. Cada operador deve ter oportunidade igual à dada a outros operadores de recuperar o equivalente da quantidade recuperável de óleo e gás do bloco sob seu controle. O objetivo deve ser evitar dentro do razoável a drenagem evitável de óleo e gás através das linhas de propriedade que não sejam compensadas por contradrenagem. Trata-se do princípio da quota justa, pelo qual a oportunidade de produzir deverá ser eqüitativa, constituindo um direito decorrente, sem que haja abuso. Os aspectos fundamentais das práticas de conservação, ou seja, a cultura sobre as boas práticas da indústria do petróleo, além da questão da Unificação em si, constituem os outros alicerces para os Acordos de Unificação. A noção do não desperdício, a visão de proteção ambiental e a preocupação com a preservação da saúde pública, compõem o quadro completo dos pré-requisitos básicos para o tratado, que por sua vez buscará evitar a perda do óleo ou gás a ser produzido.

Para David (2003) a Unitização:

Pressupõe um acordo para a exploração associada a um reservatório de óleo e/ou gás em que a área utilizada, como um todo, é operada como uma entidade singular, sem preocupação com os limites superficiais. O escopo da unitização é assegurar que a exploração, a perfuração e a produção possam transcorrer da maneira mais eficiente e econômica por um único operador. Os interessados compartilham tanto os investimentos quanto o óleo produzido, na medida de seu quinhão no volume *in situ* original de hidrocarbonetos contidos na jazida. Poços, equipamentos e instalações de produção são locados de forma a minimizar custos e a produção é controlada, visando manter, pelo maior tempo possível, as pressões do reservatório em subsuperfície, de forma a aumentar a recuperação final.

Constata-se facilmente, como medida estratégica para aproveitamento econômico do reservatório, que as partes envolvidas estejam associadas para cooperação explícita e não à colisão eventual como mera decorrência de comportamentos individuais convergentes como entende Salomão (2001, *apud* PEDROSO, 2004), que completa:

A ameaça de concorrência predatória tem efeito direto na compreensão do agente econômico. Este passa a entender que qualquer comportamento não-cooperativo pode levá-lo a uma guerra predatória com conseqüências

extremamente negativas. A cooperação explícita e formal é, então, necessária exatamente porque a percepção da existência da liberdade para concorrer pode devolver os agentes a uma situação de concorrência predatória, inconveniente para todos.

De fato, por diversas razões a Unitização é reconhecidamente o melhor meio de produção eficiente e justa de petróleo e gás:

*It avoids the economic waste of unnecessary well drilling and construction of related facilities that would otherwise occur under the competitive rule of capture; It allows sharing of development infrastructures, thus lowering the costs of production through economies of scale and operating efficiencies; It maximizes the ultimate recovery of petroleum from a field according to the best technical/engineering information, whether during primary production operations or enhanced recovery operations; It gives all owners of rights in the common reservoir a fair share of the production (in U.S. terminology, it "protects correlative rights"); It minimizes surface use of the land and surface damages by avoiding unnecessary wells and infrastructure.<sup>6</sup> (Weaver e outros, 2005, p. 6)*

Embora seja praticamente inequívoco o benefício decorrente de unitizações, as negociações dos acordos ainda são muito controvertidas, haja vista a inexistência de fórmula conclusiva que leve à determinação de quotas justas a todas as partes, razão pela qual é comum não haver consenso sobre os termos do acordo.

A Unitização voluntária decorre da vontade das partes envolvidas, ou seja, não há obrigatoriedade na celebração e execução de um acordo. A possibilidade de Unitização só é restringida se existir alguma limitação por legislação ou normalização do país hospedeiro. Essa hipótese, no entanto, é remota, pois há interesse dos países em conservar seus recursos naturais e deles obter o maior aproveitamento. Porém, questiona-se sobre a possibilidade de intervenção estatal

---

<sup>6</sup> Ela evita o desperdício econômico de perfuração desnecessária de poços e construção de facilidades que poderiam, de outra forma, ocorrer sob a concorrente regra da captura; permite dividir infra-estrutura de desenvolvimento, assim abaixando os custos de produção em economia de escala e operação eficiente; maximiza o resultado de recuperação de petróleo de um campo de acordo com as melhores informações técnicas de engenharia, se durante operação de recuperação primária ou intensificação de operação de recuperação secundária; dá a todos os proprietários dos direitos sobre o reservatório comum a justa quota da produção (conforme terminologia americana, "proteção aos direitos correlatos"; minimiza o uso da superfície do solo e o prejuízo da superfície por evitar desnecessários poços e infra-estrutura.)

em um acordo de unitização voluntária. (DAVID, 2003, p. 30).

A maioria dos autores afirma serem inequívocos os benefícios da unitização e do aumento substancial dos fatores de recuperação obtidos nos campos unitizados. Essa melhoria, por si só, deveria ser suficiente como incentivo para acordos de unitizações voluntários. Todavia, devido ao número de agentes e de reservatórios, cujas proporções e características são indefinidas, é possível que não haja consenso para a celebração de um acordo voluntário. (RIBEIRO, 2005, p. 131)

Como ocorre nos Estados Unidos, a Unitização voluntária, além de preferida, é estimulada ou sugerida pela própria agência estatal. (KRAMER e MARTIN, 1957, *apud* MACIEL, 2003, p. 54) Segundo David (2003), o entendimento majoritário é *“o de que a unitização compulsória deve ser restrita a casos de extrema necessidade, quando as partes interessadas não logram êxito em um acordo voluntário.”*

Existem algumas barreiras para efetivação de um acordo, especialmente quando uma das partes ocupa posição privilegiada sobre o reservatório, pois tende a exigir vantagens sobre as outras, como se estivesse operando sozinha, o que pode levá-la a não se associar, especialmente diante da possibilidade de concentração ainda maior de petróleo na sua área. A isso Smith e Weaver (1994) denominam “obstrucionismo rentável”.

Outro obstáculo significativo é a falta de dados precisos sobre o próprio reservatório, que pode levar a uma diferente avaliação de risco pelas partes envolvidas. (RIBEIRO, 2005, p. 131)

Ribeiro (2005), ao citar Kramer (1957), expõe a problemática desafiante dos acordos voluntários:

A primeira barreira encontra-se na fase preliminar, em que se avalia a exequibilidade do projeto, a partir dos estudos geológicos, geofísicos, econômicos e financeiros. Esses estudos continuam a municiar as decisões a partir de um comitê técnico criado com o objetivo de analisar e/ou promover informações geológicas necessárias no momento em que serão tomadas as decisões finais atinentes à unidade. A demanda por acordos de unitização equitativos realizados em fases iniciais é tão importante hoje quanto era ao tempo em que as questões foram propostas durante as décadas de 1920 e 1930.

Dentre as inúmeras tarefas do grupo negociador, estão a coleta de informações, o *timing* do acordo, a extensão da unidade e a correlata decisão de inclusão das áreas adjacentes pelo critério da razoabilidade. As informações, projeções e previsões podem mudar drasticamente, dependendo da área unitizada. Nesse contexto, há áreas estratégicas para o conjunto, já que a sua exclusão seria determinante para o sucesso ou fracasso da unidade. Um outro problema comum, quanto aos limites da unidade, é a tendência de os acordos operacionais excluírem áreas que ainda não foram desenvolvidas mas (a) podem ter algum valor; (b) podem ser úteis para programas de injeção e (c) podem, ainda, terminar sendo beneficiadas pelo projeto de recuperação que irá ocorrer nos limites da unidade.

Assim, destacam-se como obstáculos o apego ao controle das operações, desconfiança, número excessivo de partes; receio da violação das regras de defesa da concorrência; receio do aumento das dificuldades jurídicas, e incertezas características de um processo complexo. (WEAVER, 1986, *apud* RIBEIRO, 2005, p.133)

Devido aos problemas muitas vezes enfrentados para se chegar a um denominador comum de forma voluntária, além de estimular acordos, em muitas jurisdições se estabelecem leis que autorizam as autoridades competentes a obrigar as partes envolvidas a celebrá-los. (MACIEL, 2003, p. 55)

A Unitização compulsória decorre do poder de polícia do Estado, utilizado

com o fim de prevenir o desperdício e salvaguardar os direitos de terceiros. (DERMAN, 2002, *apud* MACIEL, 2003, p. 55)

Como exposto anteriormente, há grandes possibilidades de que os interesses conflitantes dificultem a celebração de um acordo de unitização de forma voluntária. Resta que, em última análise, se não forem compelidos a firmar o acordo, prevalecerá a regra da captura, tão combatida ao longo do tempo.

Embora no ordenamento norte-americano esteja prevista a unitização voluntária, a grande maioria dos Estados autoriza o órgão estatal competente a coagir partes relutantes a estabelecerem acordo de unitização, considerando o prejuízo que importa a exploração, em sentido *lato*. Pode-se dizer, assim, que vigora o regime compulsório para acordos de unitização, com exceção do Estado do Texas, que não dispõe de legislação específica sobre o assunto. (DAVID, 2003, p. 29)

O ordenamento jurídico brasileiro prevê a individualização da produção de forma compulsória no artigo 27 da Lei do Petróleo, que dispõe:

Art. 27 Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão eqüitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de direito aplicáveis.

A imposição do acordo por esse dispositivo legal é bastante criticada ao fundamento de ferir a Constituição Federal Brasileira, que dispõe em seu art. 5º, inciso XX, que “ninguém poderá ser compelido a associar-se ou a permanecer associado.” Por esse motivo, questiona-se a constitucionalidade dessa parte do

referido dispositivo.

Ainda, ao contrário do que tem sido pregado e defendendo a unitização voluntária, Libecap e Smith (1999) ressaltam que a unitização, em determinados casos, não é recomendada, especialmente quando implantada na fase primária e não há uniformidade das substâncias presentes no reservatório. Defendem e demonstram, por meio de modelos comparativos, que a efetividade da unitização é diminuída e que não é imprescindível para maximizar a produção, afirmando ser impossível identificar um plano de desenvolvimento que não prejudique ao menos uma das partes, considerando ainda que, em muitos casos, os custos das transações excederiam aos lucros obtidos com as operações unitizadas, com desperdício de tempo e dinheiro.

### **2.1.2 Determinação e Redeterminação**

Sem dúvida, o momento mais crítico da negociação de um acordo de Unitização é o da determinação da quota de produção cabível a cada parte, considerando sua complexidade diante de inúmeras variáveis de critérios objetivos possíveis, que definirão o percentual da jazida situado em cada um dos blocos pelos quais se estende.

A determinação é tarefa atribuída a especialistas das áreas de geologia, geofísica e engenharia de petróleo, cabendo-lhes a utilização de variáveis utilizadas internacionalmente, como área total do reservatório, seu volume relativo, a porosidade, permeabilidade e demais características mineralógicas e mecânicas da rocha reservatório, bem como as propriedades fluidas, como a viscosidade, do



petróleo a ser produzido. (DAVID, 2003 e BUCHEB, 2005)

David (2003, p. 26) resume de forma simples e precisa o conceito de determinação:

O que se busca, como critério justo, é a utilização do real fator de recuperação atribuído a cada área de concessão, ou seja, a relação percentual entre o volume de hidrocarbonetos que será produzido ao longo da vida produtiva do reservatório e o volume total de hidrocarbonetos contido no mesmo reservatório. Em outras palavras, o que se pretende é determinar a porção de petróleo contida no reservatório que efetivamente será recuperada no atual estágio da técnica.

Fatores externos, como o preço do petróleo no mercado e os investimentos em infra-estrutura já efetuados por uma das partes, também devem ser inseridos nas fórmulas que calculam a determinação do quinhão ideal. Com frequência, as partes optam por contratar especialistas independentes, no caso de haver discordância na quantificação das variáveis a serem utilizadas nos cálculos necessários para estimar os percentuais de participação.

Ainda assim, a determinação ideal, aquela que se espelhe fielmente a participação proporcional de cada proprietário em relação à área unitizada como um todo, é virtualmente inalcançável, pois, quando da descoberta de um campo ou reservatório, o conhecimento geológico, tanto da rocha reservatório quanto do petróleo nela contido, ainda é incipiente.

Ribeiro (2005, p. 139), além de concordar com David, afirma que “há consenso entre os autores estudados no sentido de que, no início da atividade de exploração ou mesmo na fase de desenvolvimento, uma escolha realmente justa é, em termos práticos, impossível, em função da escassez de dados.”

Devido a esse diagnóstico, sem que haja certeza das proporções justas das partes, é comum estabelecerem-se prazos para redeterminações, que consistem na reavaliação das determinações num estágio mais avançado da unitização, baseados em dados coletados mais precisos para uma divisão mais justa.

Segundo Bucheb (2005, p. 331), a redeterminação é o mecanismo por

meio do qual, em intervalos regulares, as participações de cada concessionário são revistas, de acordo com o critério previamente ajustado pelas partes, levando-se em conta os dados e as informações acumulados no período acerca da jazida.

As redeterminações permitem distribuição mais equânime das quotas de cada concessionário, uma vez que as novas informações obtidas a partir da exploração e produção do reservatório comum dão maior certeza de suas dimensões.

No entanto, ressalta Bucheb (2005) que, se por um lado a adoção das redeterminações propicia às partes maior segurança para uma justa divisão ao longo do tempo, esse mecanismo constitui potencial fonte de litígios, considerando os diversos aspectos abordados em cada redeterminação, conforme esclarecimento de APPI e ANDRADE (2000, *apud* RIBEIRO, 2005, p. 139):

Cada redeterminação estabelece novos percentuais de participação a serem atribuídos a cada concessionário e os ajustes a serem efetuados para manter o equilíbrio necessário ao negócio, tais como: ajustes de custos excessivos por concessionários que detinham maiores percentuais antes da redeterminação; ajustes para produção do reservatório compensando-se um concessionário que, segundo a nova configuração, tem direito a percentuais maiores de produção, tendo perdido a oportunidade de levantar a produção anterior segundo tais percentuais, e outros. O processo de compensação deve levar em conta as condições correntes de produção, os limites de retirada e os limites de tempo para compensações em espécie.

A tendência tem sido a adoção da redeterminação com efeitos retroativos à data da celebração do acordo, com estipulação expressa nos contratos, sendo também necessário que se prevejam mecanismos e cronogramas de realocação de custos e receitas, na hipótese de se alterarem as participações das partes.

Considerando as dificuldades advindas da determinação e

redeterminações, Taverne (1999, *apud* RIBEIRO, 2005, p. 139) sugere que, desde o momento inicial, haja acompanhamento por consultoria especializada ou recurso a alguma espécie de mediação ou *expertise*, para solução de eventuais controvérsias.

### **2.1.3 Fases de Exploração, Desenvolvimento e Produção**

Conceituar as fases do processo de extração de petróleo é necessário para compreensão das dificuldades encontradas na implementação do instituto da Unitização, uma vez que há diferenças substanciais em um acordo, a depender do estágio da vida do reservatório no momento da sua celebração.

Já foi estabelecida por alguns autores uma espécie de classificação das unitizações, levando em consideração o estágio em que se encontra a produção do reservatório, como Unitização de Recuperação Secundária (*Secondary Recovery*), que se destina à recuperação artificial de hidrocarbonetos; Unitização do Reservatório Recentemente Desenvolvido (*New Developed*), em que o plano é organizado para que as técnicas primárias de produção possam ser utilizadas o máximo possível, adotando-se técnicas de prevenção da perda de pressão do reservatório; Unitização do Reservatório Parcialmente Desenvolvido (*Partially Developed Pool*), que ocorre antes mesmo de se conhecer a natureza de todas as características do reservatório; e ainda, a Unitização *Benton*, realizada logo após o descobrimento das reservas, de tal modo que, à medida que novos poços vão sendo perfurados, novas áreas seriam incorporadas e mais pessoas passariam a dividir as participações. (KIRK, *apud*, KRAMER, 1957, *apud* MACIEL, 2003, p. 57)

Embora haja controvérsias, há um maior consenso quanto à possibilidade

de acordos em fase de desenvolvimento e fase de produção, sendo que a fase de desenvolvimento pode ainda dividir-se em exploração e desenvolvimento propriamente dito, com diferença fundamental quanto às informações obtidas da área.

As unificações de desenvolvimento, que ocorrem no início da vida do reservatório, têm como objetivo o maior aproveitamento possível dos hidrocarbonetos localizados *in situ*, evitando-se perfurações desnecessárias e maximizando a utilização da energia natural do reservatório. (KRAMER e MARTIN, 1957, *apud* MACIEL, 2003, p. 57)

A unificação de produção, por sua vez, é realizada para permitir a aplicação de medidas de conservação, ocorrendo, normalmente, de acordo com a prática internacional, no fim da recuperação primária, quando o reservatório já teve sua energia natural dissipada, sendo necessária a utilização de mecanismos artificiais para que continue produzindo. (KRAMER e MARTIN, 1957, *apud* MACIEL, 2003, p. 57)

De um modo ou de outro, as incertezas que envolvem um acordo de unitização variam somente quanto ao tipo de problema enfrentado, considerando que nas unitizações de produção, aqueles que têm direitos sobre porções consideráveis do reservatório exigem benefícios especiais em relação aos demais, especialmente nos casos em que as condições do reservatório são mais conhecidas. Nas unitizações de desenvolvimento, os problemas ainda têm maior dimensão, uma vez que há pouca informação disponível sobre o reservatório.

## 2.2 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Apenas a título de exemplificação e breve comparação entre os países que adotam a prática de *unitization*, são abordados, sucintamente, alguns aspectos do Direito Comparado, incluindo, especificamente, os Estados Unidos, o Reino Unido, a Colômbia e a Nigéria.

Segundo o mais recente estudo de WEAVER (2005, p. 17), a maioria dos países possui alguma disposição legal ou regulatória que prevê ou autoriza a unitização. Dá-se preferência ao uso de modelos de contratos ratificados pelo governo do país hospedeiro, em vez de especificar regras por meio de legislação própria. A maioria dos países exige a unitização, mas o processo compulsório é utilizado apenas após frustrada a unitização voluntária.

Geralmente, quando dois ou mais grupos unificam as operações, assinam acordo de unitização, que, na essência, é um “super JOA – *Joint Operating Agreement*”, combinando todos os dados sobre o reservatório e definindo os procedimentos em comum a serem desenvolvidos entre as partes.

Dos documentos e prática internacional denota-se que a regulação e legislação a respeito da unitização é suficientemente genérica para inspirar flexibilidade na negociação dos termos do respectivo acordo.

De qualquer modo, Eckman (1973 *apud* WEAVER, 2005, p. 43) conclui que as melhores práticas da indústria referente a *unitization* de campos, mesmo com assistência normativa e lógica sistemática, somente alcançarão o respectivo sucesso

se todos os participantes agirem de boa-fé, conhecerem seus objetivos e governarem suas ações com sabedoria.

### **2.2.1 Estados Unidos da América**

Nos Estados Unidos, a unitização de campos de óleo e gás é muito freqüente. Há o fracionamento da posse do óleo e gás de um reservatório comum, mesmo que dezenas ou centenas de proprietários privados e seus exploradores, que prestam serviços, tenham interesse no mesmo reservatório.

Conforme tratado no capítulo anterior, sem unitizar a operação do reservatório, vigora a regra da captura, da qual resultam perfuração e produção competitivas, tendo como consequência o desperdício econômico e físico do reservatório, pelo fato de cada proprietário individual tentar assegurar sua “justa parte” do recurso subterrâneo com mais perfuração e bombeamento mais rápido que seu vizinho.

Para assegurar a conservação dos recursos naturais, os Estados Unidos tornaram-se a “Capital Mundial” da Unitização, quando mensurado pela promulgação e uso de leis locais de unitização. Entretanto, é difícil adotar como parâmetro o sistema dos Estados Unidos, porque a jurisdição regulatória sobre conservação de petróleo e Unitização é reservada a cada Estado individualmente e sua Comissão de Conservação, e não ao governo federal. Por exemplo, o Estado do Texas regula alguns dos aspectos da produção de óleo e gás por meio da denominada “*Railroad Commission of Texas*”. Outros Estados têm agências regulatórias com nomes mais funcionais, como o “*Alaskan Oil and Gas Conservation Commission*”.

Como o governo federal detém a propriedade de 30% (trinta por cento) das terras existentes nos Estados Unidos, neste caso, a regulação é conferida ao *Bureau of Land Management* – BLM. Nos blocos *offshore*, localizados na Plataforma Continental, de propriedade federal, incluindo as áreas do Golfo do México, a regulação é exercida pelo *Minerals Management Service* – MMS. (WEAVER, 2005, p.5)

Pelo ordenamento jurídico americano – exceção no contexto global -, a propriedade do solo se confunde com a do subsolo, de modo que os volumes *in situ* pertencem ao proprietário da terra, bem como os respectivos direitos de exploração da atividade petrolífera nas áreas de seu domínio. (MARTINS, 2004, p. 3)

Atualmente, no sistema jurídico norte-americano encontra-se inserto o instituto da Unitização compulsória, com exceção do Estado do Texas, onde as partes celebram acordo de unitização baseado unicamente na autonomia da vontade, embora a legislação texana contenha os mesmos requisitos e procedimentos exigidos pelas leis de outros Estados. As limitações à autonomia de vontade são impostas pelas leis antitrustes, mas os proprietários não são obrigados a efetuar a unitização, motivo pelo qual são comuns unitizações que abrangem apenas parte do campo, havendo, até hoje, perfuração desordenada e desnecessária. (WEAVER, 2004, *apud* CUNHA, 2004, p. 5)

A atuação limitada do Estado do Texas na questão da unitização ainda tem permitido o desperdício físico e econômico das jazidas, atuando, inclusive, em contrariedade ao interesse público. Mas o fator determinante para a efetivação da

unitização, no caso dos texanos, é a adoção das “melhores práticas da indústria do petróleo” para utilização adequada dos recursos e para propiciar a fatia justa e equânime do reservatório comum a quem de direito, quando percebem o prejuízo que pode advir da renúncia ao direito à unitização.

Mesmo nos Estados onde a unitização é compulsória, a comissão de conservação ordena a adesão aos proprietários que não estão dispostos a efetivá-la, quando os demais já se prontificaram a fazê-la voluntariamente, de acordo com a decisão da maioria dos interessados, haja vista que são estes que recorrem ao processo compulsório, a fim de ver seus direitos assegurados. No caso da regulação acerca da unitização *offshore*, o *Mineral Management Service* pode requerer a unitização onde considerar necessária para prevenir desperdício, conservar os recursos naturais ou proteger direitos correlatos.

A maioria dos acordos de unitização dos Estados Unidos ocorre muitos anos após a descoberta e produção primária referente a um determinado reservatório, sendo utilizados, neste primeiro momento, outros meios para a conservação dos recursos, com base na extensa e variada legislação existente sobre o não-desperdício e maximização das operações, mas que não são suficientes para alcançar o objetivo principal de conservação dos recursos: a abordagem da proteção aos direitos correlatos. (Weaver, 2005. p. 11). A protelação da unitização, com aplicação do instituto apenas em fase de recuperação secundária, tem sido criticada e tende a ser abolida também da prática da indústria americana.

No que tange aos documentos utilizados para efetivação da unitização sobre determinado campo, usualmente são firmados dois contratos: o Acordo de



Unitização propriamente dito, assinado entre os detentores dos royalties (*lessors*) e os exploradores da área (*lessees*) para criar a unidade, e o *Unit Operating Agreement* (UOA), celebrado somente entre os detentores dos direitos de exploração (*lessees*), semelhante ao *Joint Operating Agreement* (JOA), comumente utilizado para estabelecer as regras referentes aos interesses de cada concessionário ou pessoa jurídica detentora dos direitos de exploração. Esses documentos são submetidos à apreciação do ente regulador competente para aprovação, seguindo os princípios aplicados internacionalmente.

Com a unitização efetivada, as partes recebem o percentual da produção da unidade como um todo, independente de onde os bens estão localizados, mas também são divididos todos os custos alocados em cada área, bem como os *royalties*, que são calculados utilizando-se os quinhões das partes em cada bloco, como ocorre na prática internacional. Na hipótese de não ter sido licenciada para exploração econômica a área adjacente por onde se estende a jazida, a unitização será pautada nos mesmos termos dos contratos firmados com referência à área já licenciada. Os programas mínimos de trabalhos e obrigações particulares também permanecem vinculados aos blocos originais.

Nas unitizações *onshore*, as redeterminações são raras e se houver constatação de mudanças na extensão da unidade, não há ajustes com efeitos retroativos. (WEAVER, 2005, p. 15)

### **2.2.2 Reino Unido**

O Reino Unido possui regulação governamental específica para

Unitização, cujas disposições encontram-se inseridas no *Petroleum Production Seaward Areas Regulations* (1988) e no *Petroleum Current Model Clauses*, (1999). (CUNHA, 2004, p. 6)

A autorização para execução e operação conjunta é concedida pelo *Oil and Gas Directorate of Department of Trade and Industry* (DTI), mas este não aprova o acordo de unitização propriamente dito, que cabe ao Secretário do Estado, pois se limita a aprovar somente um ótimo Programa de Desenvolvimento do Campo.

Seguindo a linha do interesse nacional no aproveitamento dos recursos, as partes interessadas devem requerer e firmar o acordo de unitização que, se não for exitoso ou, se submetido à apreciação do Secretário do Estado e este não o aprovar, ensejará a sua interferência, para especificar os termos da composição das partes. Caso as partes não aceitem a proposta de acordo, deverão submeter a questão à arbitragem.

O Reino Unido reconhece o princípio de que a área unitizada deve ser geograficamente definida na forma que melhor previna desperdícios físicos e econômicos, independentemente de como os reservatórios estejam nela situados. Ou seja, se houver um reservatório ou “*strata*” (como utilizado no Reino Unido), em uma determinada área, ou parte dele se encontrar em área adjacente, haverá interesse nacional em realizar a unitização.

Questões acerca de direitos entre os proprietários de áreas e licenciados, bem como entre as partes do acordo de unitização não são relevados pelo Secretário de Estado, conforme comunicado do *Department of Trade and Industry*

(DTI) (WEAVER, 2005, p. 32), pois a rejeição ou a aceitação de um programa de desenvolvimento de um campo serão baseadas no ótimo desenvolvimento de recuperação de óleo e gás em termos econômicos, reafirmando o interesse nacional na melhor recuperação e eficiência da produção. Weaver (2005, p. 32) salientou, na análise deste ponto que, se as partes não chegarem a consenso e não houver evidente prejuízo, decorrerá a permissão para aplicação da regra da captura, em vez da tolerância ao atraso no desenvolvimento do campo. Assim, ainda que as partes considerem injusta a distribuição da produção, prevalece o interesse do Estado. Entretanto, como o Reino Unido não possui companhia de petróleo estatal que poderia fazer parte do contrato, o único retorno para o Estado será derivado unicamente dos *royalties* e tributos vinculados à descoberta.

### **2.2.3 Nigéria**

O sistema regulatório da Nigéria é, quase que na sua totalidade, similar ao do Reino Unido, com singelas diferenças. A regulação governamental acerca da unitização é idêntica, mas na Nigéria são encontradas previsões específicas em contratos de desenvolvimento, licenças ou acordos de produção compartilhada.

### **2.2.4 Colômbia**

A Colômbia possui previsão da unitização em seus contratos, embora não haja legislação ou regulação a respeito. Encontram-se previsões tanto em contratos de desenvolvimento quanto de concessão ou de partilha da produção (PSA - *Production Sharing Agreement*).

Quando um campo economicamente viável se estende à área de outro

contrato, o operador, em acordo com a Ecopetrol (Companhia de petróleo estatal da Colômbia) e as outras partes interessadas deverão implementar um plano de desenvolvimento conjunto.

Como ocorre na maioria dos países que adotam o instituto da unitização, a legislação abre às partes a oportunidade do acordo voluntário. Se não houver acordo, o governo intervém, no sentido de impor os seus termos e assinatura.

### **3 PANORAMA NACIONAL**

Antes de adentrar o campo das discussões acerca do instituto da unitização é necessário fazer breve incursão histórica pela legislação brasileira, no que concerne ao regime jurídico que envolvem o Direito Petrolífero, especificamente quanto aos conceitos envolvidos neste estudo.

Em 3 de outubro de 1953, com a Lei nº 2004, foi instituído o monopólio da União Federal sobre todas as atividades relativas à indústria do petróleo, atribuindo à sociedade de economia mista a ser constituída, denominada Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS, a execução dessa atividade monopolizada, com exclusividade.

As atividades de pesquisa e lavra foram tratadas pelas Constituições Federais de 24 de agosto de 1967 e de 5 de outubro de 1988, complementando a Lei 2.004/53.

Entretanto, a Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995, deu nova redação ao §1º do artigo 177, da Constituição, permitindo que a União, ainda detentora do monopólio, pudesse contratar, nas condições permitidas em lei, com empresas estatais ou privadas para a realização das atividades previstas naquele artigo. Essa alteração significou o encerramento da exclusividade concedida à PETROBRAS para executar o monopólio sobre as atividades petrolíferas.

Embora a nova disciplina do monopólio tenha ocorrido em 1995, com o advento da Emenda Constitucional nº 5, somente com a promulgação da Lei 9.478 de 6 de agosto de 1997, mais comumente chamada “Lei do Petróleo”, foi instituída

definitivamente a nova política energética. A Lei 9.478/97 revogou a Lei nº 2.004/53 e dispôs sobre a política energética nacional e as atividades de petróleo e, dentre outras, criou a Agência Nacional do Petróleo – ANP<sup>7</sup>, autarquia federal encarregada de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, e abriu a possibilidade de novas empresas, estatais ou privadas, mediante concessão ou autorização concedida pela ANP, exercerem, em regime de livre concorrência, aquelas atividades até então exercidas exclusivamente pela PETROBRAS.

A modificação no âmbito constitucional alterou substancialmente o ordenamento jurídico das atividades da indústria do petróleo, forçando a busca por interpretações que pudessem atender ao novo quadro institucional vigente. Contudo, essa nova ordem jurídica tem sido objeto de inúmeras discussões entre os agentes, doutrinadores e pesquisadores, com interpretações divergentes, inclusive questionando-se a constitucionalidade de alguns artigos da Lei do Petróleo junto ao Supremo Tribunal Federal.

### **3.1 O REGIME JURÍDICO DAS CONCESSÕES**

#### **3.1.1 Aspectos Gerais**

Acompanhando a tendência global, o Brasil fez reformas visando diminuir a área de atuação do Estado, considerando que não conseguia manter um nível desejável de investimento que pudesse gerar desenvolvimento. Para atender às expectativas de mercado e viabilizar a contratação de empresas diversas, utilizou-se

---

<sup>7</sup> Atualmente denominada Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, conforme redação dada pela Lei nº 11.097/2005.

do regime de concessões do serviço público.

O regime jurídico de concessões públicas decorre da Constituição Federal pelo direito fundamental ao serviço público adequado, balizado, notadamente pelo artigo 175 da CF, segundo o qual “Incumbe ao Poder Público, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.”

O serviço público consiste na “atividade material que a lei atribui ao Estado para que a exerça diretamente ou por meio de seus delegados, com o objetivo de satisfazer concretamente as necessidades coletivas, sob regime jurídico total ou parcialmente público.” (DI PIETRO, 2006, p. 90)

O ordenamento jurídico brasileiro admite a participação de particulares na execução das atividades administrativas relacionadas à prestação do serviço público. O Estado pode prestá-lo diretamente, mediante órgãos ou pessoas jurídicas criadas com essa finalidade, mediante delegação legal, ou por meio de concessão ou permissão a empresas particulares. O prestador do serviço trava com o Estado uma relação jurídica de colaboração, conforme Mello (2001, *apud* BACELLAR FILHO, 2005):

[...] para o concessionário, a prestação do serviço é o meio através do qual obtém o fim que almeja: o lucro. Reversamente, para o Estado, o lucro que propicia ao concessionário é meio por cuja via busca sua finalidade, que é a boa prestação do serviço.

Diante da nova realidade jurídica, o estado brasileiro deixou de ser um “Estado Executor”, que atuava na ordem econômica por meio de pessoas jurídicas a

ele vinculadas (intervenção, monopólio) e passou a ser um “Estado Regulador”. (BARBOSA, 2000, *apud* COIMBRA, 2001)

A concessão, portanto, é a delegação indireta, em que o Estado transfere a execução, mantendo a titularidade. “O Estado transfere para o concessionário a capacidade de explorar ou utilizar um bem público; entretanto, os atribui em qualidade inferior e em quantidade menor que os detém. É o caso das jazidas minerais ou de petróleo.” (COIMBRA, 2001)

É um tanto controvertida a compreensão do enquadramento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural como serviço público ou atividade econômica:

Entendemos que a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural constitui atividade econômica, pois não se encontra no rol daquelas funções típicas do Poder Público que direcionam-se à satisfação das necessidades básicas da coletividade; mas sim, em virtude de imperativos da segurança nacional e de relevante interesse coletivo, a própria constituição (art. 176) e a legislação infra-constitucional entenderam por bem prever a intervenção estatal no domínio econômico, de maneira a reservar ao Estado a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Saliente-se, porém, como feito por Eros Grau, que o serviço público constitui uma espécie de atividade econômica, cujo desenvolvimento compete de forma essencial ao Poder Público. Ensina o citado autor que “a prestação de serviço público está voltada à satisfação de necessidades, o que envolve a utilização de bens e serviços, recursos escassos. Daí poderemos afirmar que o serviço público é um tipo de atividade econômica. Serviço público – dir-se-á mais – é o tipo de atividade econômica cujo desenvolvimento compete, preferencialmente ao setor público. Não exclusivamente, note-se, visto que o setor privado presta serviço público em regime de concessão ou permissão. Desde aí poderemos também afirmar que o serviço público está para o setor público assim como a atividade econômica está para o setor privado.” (MORAES, 2001, p.2)

Este mesmo autor entende que a concessão de petróleo não se enquadra como modalidade de serviço público, uma vez que a Administração Pública não delegou a outrem a execução de serviço público, mas sim a possibilidade de



exploração de um bem que é público. Baseia esse entendimento a partir da definição de DI PIETRO (1999), que ensina ser concessão “o contrato administrativo pelo qual a Administração confere ao particular a execução remunerada de serviço público ou de obra pública, ou lhe cede o uso de bem público, para que explore por sua conta e risco, pelo prazo e nas condições regulamentares e contratuais.”. Dessa forma, concluiu que se trata de um novo regime jurídico para concessões, visando à exploração da atividade econômica no campo petrolífero, cujas normas legais apresentam algum distanciamento das regras gerais estabelecidas para as concessões de serviço público.

De todo modo, mesmo sendo bem aceita pela doutrina a idéia de que se trata de concessão para exploração de bem público, é bastante controversa a natureza jurídica dos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural. Alguns autores sustentam que os contratos em questão são de Direito Privado, já que regulam a exploração de atividade econômica (MUKAI, 1999, p. 82/93).

Ainda:

Não se trata de um contrato ‘administrativo’, embora seja espécie do gênero ‘contrato da administração’, porque por ele a Administração explora uma atividade econômica e não desenvolve serviços públicos (CF, art. 175) ou administrativos (CF, art. 37, XXI); [...] também não se trata, como dito, de ‘contrato de direito privado’, porque tendo a Administração como contratante os interesses público e privado não se equivalem a ponto de afastar todas as prerrogativas de Estado”; “cabe falar em ‘contrato de intervenção do estado no domínio econômico’, ou, simplesmente, de ‘contrato de direito econômico’, para desempenho de uma competência federal de fomentar a criação de um mercado e a competição nesse cenário, com vistas à eficiência num determinado segmento da economia, que, pela sua relevância, justificou a atividade regulatória e a instituição de um agente regulador”. [...] “muito embora as riquezas do subsolo sejam consideradas bens públicos, situam-se estas entre os bens dominicais e sua exploração se dá por meio de contratos de direito econômico, e não por contratos administrativos, razão pela qual, embora admita a intervenção regulatória do

poder concedente, esta se dará apenas para assegurar a observância de aspectos técnicos relacionados às melhores práticas da indústria do petróleo” (SOUTO, 2002, p. 85)

Aragão (2002, p. 252) assinala que

[...] tais contratos, como não visam à delegação de serviços públicos, são, em linhas gerais, de Direito Privado, o que não impede e, ao revés, impõe, que possuam cláusulas de ordem pública e de dirigismo estatal, não apenas quando da sua celebração, como também ao longo de sua execução.

Em sentido contrário, acompanhando o entendimento de Menezello (2000), de que “[...] em decorrência do regramento público a que está subordinado, o contrato de concessão deve ser considerado um ‘contrato de direito administrativo’, regido pelo Direito Público”; estão Moraes (2001): “[...] na hipótese de realização de contrato de concessão para exploração de bem público, serão, basicamente, as normas de Direito Público que regerão a contratação de empresas estatais ou privadas para a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, uma vez que se trata de contrato administrativo”; e Barbosa (2004): “são as normas de Direito Público que regem tanto a realização direta como a contratação dessas atividades, lembrando, ainda, que, segundo a melhor doutrina, o contrato de concessão possui a natureza de um contrato administrativo”. Com fundamento bastante apropriado, Bucheb (2005, p. 74) concluiu:

Em síntese, ao se admitir que os recursos petrolíferos constituem bens do patrimônio indisponível da União e que em face de imperativos de segurança nacional e de relevante interesse coletivo a Constituição Federal e a lei concedem a tais atividades um estatuto especial - distinto das demais atividades econômicas -, concluir-se-á que as atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural são executadas por meio de concessão de exploração de bem público e que, portanto, o correspondente contrato de concessão não é de natureza privada, mas sim de natureza administrativa e, assim, será regido por normas de Direito Público e, por conseguinte, poderá conter cláusulas exorbitantes do direito comum.

Assim, serão, basicamente, as normas de Direito Público que regerão a

contratação de empresas estatais ou privadas para a pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural, uma vez que se trata de contrato administrativo.

O contrato administrativo, por sua vez, reclama alguns requisitos: uma das partes deve ser pessoa jurídica de direito público e o objeto do contrato se liga à própria execução do serviço público ou o contrato deve conter cláusula exorbitante do direito comum, este aplicável no caso de contrato de concessão de exploração de bem público, já que a Lei 9.478/97, em seu artigo 43, estabeleceu cláusulas essenciais aos contratos dessa espécie, que acabam por afastar as normas de direito comum, bem como diferenciá-los das tradicionais concessões, adequando-os às exigências dessa espécie de atividade econômica. (MORAES, 2001, p. 6)

Contudo, adverte-se que a contratação, mesmo regendo-se pelo Direito Público, o serviço ou a exploração do bem estará a cargo de empresa privada, que atuará nos moldes de empresas privadas. (DI PIETRO, 1999, *apud* MORAES, 2001, p. 6)

### **3.1.2 Concessões para atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**

Considerando que a unitização faz parte das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, importante o estudo específico desta espécie de concessão, prevista no Capítulo V da Lei do Petróleo. Neste capítulo, que trata especificamente da Exploração e da Produção, encontram-se inseridos alguns dispositivos pertinentes à matéria.

A Seção I do Capítulo V da Lei do Petróleo fixou os preceitos de ordem geral, disciplinando uniformemente as condutas a serem observadas nas questões pertinentes, ofertando os princípios basilares para orientação da atuação regulatória e contratual. Os direitos decorrentes da determinação constitucional foram inseridos nessa lei, para fornecer ao seu intérprete e executor os parâmetros obrigatórios e indisponíveis, tanto para o Governo, como para os particulares. (Menezello, 2000, p. 105),

É nesse sentido que rezam os artigos 21 e seguintes da Lei 9.478/97:

Art. 21 Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.

Vale transcrever os comentários de Bucheb (2005, p. 68)

A regra contida no art. 21 da Lei do Petróleo tem como fundamento os incisos V e IX do art. 20 da CF/88, que estabelece a propriedade da União sobre os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva e sobre os recursos minerais, inclusive os do subsolo, e o inciso I do art. 177, também da CF/88, que estabelece o monopólio da União sobre as atividades de pesquisa (exploração) e a lavra (produção) das jazidas de petróleo e gás natural. O artigo em questão determina, ainda, que a administração dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural cabe à ANP.

No que se refere às modalidades do regime adotado para as atividades decorrentes do artigo 177 da Constituição Federal, o artigo 23 preceitua:

Art. 23 As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

Ressalte-se, neste ponto, que o domínio dos bens sob a égide da Lei do Petróleo, em consonância com a Constituição Federal, é da União, ou seja, são bens

públicos. E quanto à classificação dos bens públicos, Souto (2004, p. 93) esclarece:

Os bens públicos podem ser de uso comum do povo (utilizados por toda a coletividade, tais como os mares, rios, estradas, ruas e praças), de uso especial, isto é, aqueles afetados a uma determinada finalidade pública, tais como os edifícios ou terrenos aplicados a serviço ou estabelecimento federal, estadual ou municipal, ou dominicais, que constituem o patrimônio da União, dos Estados, ou dos Municípios, como objeto de direito pessoal ou real de cada uma dessas entidades, enquadrando-se no conceito de patrimônio disponível.

No caso das concessões de exploração e produção de petróleo, embora haja divergência doutrinária<sup>8</sup>, os recursos petrolíferos constituem bens públicos indisponíveis da União, como conclui Moraes (2001, p. 163):

[...] o legislador constituinte estabeleceu – em relação às jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos – a dominialidade da União, no sentido dado por Marcelo Caetano, para quem “o domínio público corresponderá, pois, ao conjunto dos direitos reais que a Administração Pública tem por lei sobre o território e seus espaços, coisas próprias nele individualizadas ou bens alheios, conferidos para serem exercidos no regime peculiar do Direito Público”. [...] dentro dessa clássica classificação, nos parece que as jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos são bens públicos de uso especial, uma vez que têm uma destinação pública definida constitucionalmente, qual seja, a exploração e aproveitamento de seus potenciais; bem como, sob seu aspecto jurídico, esses bens públicos são do domínio público do Estado. Assim, não se deve perder de vista que, mesmo a partir da EC nº 8/95, a União permaneceu com a titularidade do domínio sobre os recursos minerais, inclusive em relação ao petróleo e o gás natural.

Souto (2004, p. 96) complementa, considerando que a utilização dos bens públicos em atividades econômicas à exploração e produção de petróleo e do gás natural enquadra-se na modalidade uso especial, com a alteração de seu estado natural e limitação do seu uso por terceiros, o que justifica a licitação para a celebração do instrumento jurídico previsto constitucionalmente, que é o contrato de concessão, pelo qual o Poder Público outorga ao particular o poder de explorar o bem, conforme termos e condições explicitados no edital.

---

<sup>8</sup> ARAGÃO e SOUTO entendem que são bens dominicais.

A Lei do Petróleo, quando trata da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, prevê as fases de exploração e produção, em consonância com os termos utilizados na indústria:

Art. 24 Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Acerca das fases previstas nos contratos de concessão, Bucheb (2005, 78) esclarece, como ocorrem na prática:

Na fase de exploração, ao conduzir as atividades de pesquisa, que tipicamente incluem a execução de levantamentos geofísicos e a perfuração de poços, o concessionário pode vir a efetuar descobertas. Em regra, essas descobertas representam, num primeiro momento, apenas indícios da ocorrência de petróleo ou gás natural. Ainda na fase de exploração, o concessionário pode, se assim o desejar, avaliar qualquer descoberta realizada. Esta avaliação consistirá da realização de estudos mais detalhados, que compreenderão a aquisição de dados e informações por meio da execução de levantamentos geofísicos e da perfuração de poços adicionais. O objetivo da avaliação é o de definir a comercialidade e a extensão da descoberta em questão, à luz de condicionantes técnicos e econômicos, a critério exclusivo do concessionário.

A declaração de comercialidade de cada descoberta dá início à fase de produção da área correspondente e pode ser realizada pelo concessionário, a qualquer momento, após a conclusão da respectiva avaliação, até o final da fase de exploração. Assim, num dado momento, pode haver áreas na fase de exploração e áreas na fase de produção coexistindo num mesmo bloco. Ao final da fase de exploração, o concessionário poderá reter somente aquelas áreas para as quais foi declarada a comercialidade. As áreas restantes serão devolvidas à ANP, que poderá licitá-las novamente, em qualquer tempo. Desde a declaração de comercialidade até a extinção do contrato de concessão, cada concessionário reterá os direitos de produção sobre o bloco determinado pelos contornos da área correspondente à projeção horizontal da jazida, em conformidade com o disposto nos artigos 31, I, 6o, XIII, 6o, XIV, e 8o, IX, da Lei do Petróleo. Por conseguinte, mesmo após o encerramento da fase de exploração, se o concessionário desejar avaliar e colocar em produção jazida mais rasa ou mais profunda contida no bloco retido, deverá tão-somente submeter à análise técnica da ANP a apropriada revisão dos planos de desenvolvimento e/ou de produção em vigor.

Na fase de produção estão incluídas as atividades de desenvolvimento, que constitui o conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás, nos termos do inciso XVII do art. 8º da Lei nº 9.478/95.

Outro ponto que mereceu atenção do legislador consistiu em especificar

os requisitos para quem tiver interesse em obter concessão das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, ficando a cargo do órgão regulador a normalização referente a esse artigo quanto aos critérios a serem adotados:

Art. 25 Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

No que concerne ao objeto da concessão, pelo qual se obriga o concessionário, vale frisar a sua importância conceitual especificada no *caput* do artigo 26, para fins deste trabalho:

Art. 26 A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento de tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

Oportuno comentar que esse dispositivo legal foi objeto de questionamento quanto à sua constitucionalidade por meio das Ações Diretas de Inconstitucionalidade (ADI's 3273 e 3366) propostas pelo Governador do Estado do Paraná e pelo Partido Democrático Trabalhista, perante o Supremo Tribunal Federal (STF). Impugnava-se o direito à propriedade dos volumes de petróleo e gás natural, após extraídos, atribuídos ao concessionário, alvo principal da arguição de inconstitucionalidade. Asseveravam os autores, que o dispositivo legal estaria violando o artigo 177 da Constituição Federal, que dispõe sobre o monopólio da União sobre a “pesquisa e a lavra de jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos”, bem como o próprio inciso IX, do artigo 20, que preceitua sobre a propriedade União sobre os recursos naturais do solo e subsolo.

Na realidade, provocou-se o Poder Judiciário na tentativa de extrair o

direito do concessionário ao produto da lavra, por considerar absurda a “transferência de titularidade da matriz energética, bem como o inexorável escoamento das reservas para o exterior, em decorrência da breve auto-suficiência do mercado interno, aliada à obrigação de produção sem ressalvas aos concessionários.”<sup>9</sup> Entretanto, conforme comentado anteriormente, o STF já julgou a questão e decidiu pela constitucionalidade do artigo 26 da Lei do Petróleo, haja vista a aplicação do artigo 176, *caput*, às referidas atividades, que estabelece a apropriação, pelo concessionário, do produto da lavra.

E nesse sentido têm se posicionado os doutrinadores, como esclarece Bucheb (2005, p. 79) ao comentar sobre a outorga ao concessionário da propriedade do petróleo e gás natural após extraídos, em linha com o disposto na parte final do *caput* do art. 176 da CF/88:

[...] Como destacado por Menezello (2000), a única ressalva a esse direito de propriedade é a possibilidade legal do Presidente da República, assessorado pelo CNPE, adotar medidas específicas destinadas a “estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender as necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991”, conforme previsto no art. 2º, V, da Lei do Petróleo. Deve-se ressaltar ainda, que, nos termos do artigo 3º da Lei do Petróleo, os depósitos de hidrocarbonetos pertencem à União, mas como o petróleo e o gás natural só têm valor econômico após sua produção e, assim, só constituem mercadoria após sua extração - vale dizer, após atingirem o ponto de medição da produção.

O contrato de concessão, por sua vez, possui o seguinte objeto:

**Este Contrato tem por objeto a execução, pelo Concessionário, das Operações especificadas no Anexo II - Programa de Trabalho e Investimento, e qualquer outra atividade adicional de Exploração que o**

---

<sup>9</sup> Conforme publicação em 23/08/2004 da Decisão Monocrática proferida pelo Min. Carlos Britto, disponível em <<http://stf.gov.br/jurisprudencia/nova/doc.asp@s1=000030870&p=1&d=DESP&f=i>>. Acesso em 21 fev.2006.



**Concessionário possa decidir realizar dentro da Área de Concessão** objeto deste Contrato, visando a permitir que Petróleo e Gás Natural sejam produzidos em condições econômicas na Área da Concessão, e no caso de qualquer Descoberta, a Avaliação, o Desenvolvimento e a Produção dos Hidrocarbonetos pertinentes, tudo nos termos aqui definidos.<sup>10</sup> (destaque meu)

Observação oportuna é que tem sido usual, porém equivocada, a utilização do conceito de concessão no sentido de considerar que o Estado concede ao concessionário somente os **direitos** de exploração e produção de petróleo e gás natural, quando na verdade a concessão implica uma **obrigação** do concessionário de explorar e produzir petróleo e gás natural, considerando a natureza do regime de concessão, visando ao “resguardo de um interesse público, qual seja, o da preservação da integridade das reservas nacionais de petróleo.” (DAVID, 2003, p. 42)

Os direitos da exploração e produção, como a própria Lei dispõe em seu artigo 21, pertencem à União. Assim, o concessionário, ao contratar com a Administração Pública a exploração e produção de petróleo e gás natural, estará exercendo o papel da União na forma de ente delegado, com a incumbência de executar as atividades de exploração e produção de petróleo e gás em determinada área, mediante uma única e exclusiva contrapartida, que consiste na propriedade do produto da lavra.

O artigo 27 e respectivo parágrafo único será abordado no item 5.3.2, que trata da disposição expressa acerca da Unitização, bem como será explorado no decorrer do desenvolvimento do trabalho.

Sobre a extinção das concessões, assim preceitua o artigo 28:

---

<sup>10</sup> Redação do item 2.1 da minuta do Contrato de Concessão da Primeira Rodada.

Art. 28. As concessões extinguir-se-ão:

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.

§ 1º A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP, na forma prevista no inciso VI do art. 43.

§ 2º Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

Menezello (2000, p. 115) observa que a lei cuida de um modo ordinário de resolver o contrato outorgado para realizar exploração e produção de petróleo e gás natural, mas que a rescisão administrativa do contrato por iniciativa da ANP, em face do inadimplemento do concessionário, é um modo extraordinário de rescisão do contrato, configurando sanção administrativa pelo descumprimento das obrigações às quais o concessionário estava vinculado desde o certame licitatório.

Vale aqui lembrar que a questão atinente à reversão dos bens, de que trata a Lei do Petróleo, não está totalmente clara no ordenamento jurídico brasileiro, haja vista que usou como parâmetro a concessão de serviços públicos que, conforme exposto acima, difere da concessão para exploração econômica do bem público.

No que se refere à recuperação ambiental, além de toda a legislação pertinente, a Portaria ANP nº 176 regulamenta o abandono de poços perfurados decorrente da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Já o artigo 29 dispõe sobre a possibilidade de o contrato de concessão vir a ser cedido a outro concessionário, mediante determinadas regras que mantenham as condições iniciais do contrato:

Art. 29. 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.

Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP.

O art. 30 da Lei, por sua vez, deixa claro que qualquer direito decorrente da concessão para exploração e produção não se estende a nenhum outro recurso natural, e que o concessionário tem a obrigação de informar sua descoberta em caráter exclusivo à ANP, já que seu único propósito é a exploração econômica das reservas petrolíferas e de gás natural.

A Seção V<sup>11</sup>, composta pelos artigos 43 e 44 estipulam as cláusulas

---

<sup>11</sup> SEÇÃO V - Do Contrato de Concessão

Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

I - a definição do bloco objeto da concessão;

II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;

IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;

V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;

VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;

VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;

IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29;

X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;

XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;

XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Parágrafo único. As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, referidas no

imprescindíveis ao contrato de concessão, bem como as obrigações do concessionário. Esses artigos atendem ao Princípio da Legalidade e da Isonomia, aplicáveis ao Direito Administrativo, configurando não somente poderes para a Administração, como também deveres, em nome do interesse público que está sendo resguardado.

Ao dispor sobre as cláusulas e conteúdo do contrato de concessão a Lei, embora contenha rol taxativo de cláusulas essenciais, concede certa flexibilidade para que as partes - concessionários e Poder Concedente, possam ajustar o modo de execução, na tentativa de atender tanto o interesse público quanto o privado, em virtude da complexidade que permeia o Direito Petrolífero.

Algumas disposições, porém, remetem implicitamente aos preceitos de outras leis, como por exemplo, o Código Civil Brasileiro, no que concerne à responsabilidade civil, bem como à legislação ambiental, em consonância com a Constituição Federal, que tem como escopo proteção do meio ambiente. Assim, não obstante as disposições contratuais, determinadas questões, como as

---

inciso II deste artigo, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51.

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;

III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;

IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;

V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI - 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.

exemplificadas, são ainda controvertidas, com grande discussão doutrinária, que merecem a acolhida de especialistas para a devida adequação e aplicação.

Observa-se que a regulação da indústria do petróleo, no que tange à exploração e produção de petróleo e gás natural, se dá através dos contratos de concessão, que consistem nos instrumentos firmados entre o Poder Concedente e o particular, em decorrência de um processo de licitação, cuja minuta, elaborada pela ANP, tem acompanhado a evolução da indústria e tende a considerar as críticas dos agentes do setor.

Vale aqui colocar que, conforme definição da ANP, o contrato de concessão “é um contrato administrativo mediante o qual a ANP outorga a empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos por ela estabelecidos, o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território nacional” (2005, glossário), em consonância aos princípios do regime de concessão, conforme já explanado.

Assim esclarece Menezello (2000, p. 127):

Além do direito público que rege esses contratos administrativos, aplicar-se-á, complementarmente, os princípios gerais de direito e o direito privado. Isso ocorre porque o sistema jurídico é uno e harmônico. Dessa forma, vamos encontrar nesse tipo de contrato questões que poderão ser negociadas entre o Concessionário e o Poder Concedente, e outras que são decididas apenas pelo Poder Público, investido da Autoridade que lhe é própria, mas por meio de despacho motivado, porque é o interesse público que domina essa relação obrigacional.

Assim, embora esse contrato preveja cláusulas que podem ser negociadas com a ANP durante sua fase de execução, a base está fundamentada na Lei do Petróleo e nos princípios que regem a Administração Pública,

especialmente para dar garantia e segurança quanto aos direitos dos contratantes.

### **3.2 A REGULAÇÃO E A AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP**

As agências de regulação foram introduzidas na estrutura da Administração Indireta com o objetivo de substituir a Administração Direta naquilo que diz respeito à fiscalização e regulação dos concessionários e permissionários que atuam na exploração de atividades econômicas e na prestação de serviços públicos.

O modelo adotado para as Agências de Regulação foi o de instituições similares às dos Estados Unidos, que as criaram ainda no fim do século XIX, com o intuito de controlar alguns setores da atividade econômica, combater a formação de cartéis e permitir a livre concorrência, com base nos princípios da neutralidade política e da legitimidade técnica. (ROCHAEL, 2005)

A inserção desses entes na estrutura do Estado brasileiro tem sido objeto de grande discussão e controvérsia doutrinária, especialmente quanto à constitucionalidade das leis que instituíram as agências, quanto à independência e autonomia destas agências e seus limites e poderes para regular e regulamentar.

Vale discorrer brevemente acerca da questão da regulação e regulamentação, haja vista a necessidade e pertinência de esclarecimento de suas diferenças:

Partindo de conceitos de Aragão, Motta e Di Pietro, Rochael (2005)

concluiu:

[...] o termo regulação diz respeito a todo o tipo de intervenção que o Estado faz na atividade econômica pública e privada, ora para controlar e orientar o mercado, ora para proteger o interesse público.

Portanto, a regulação e regulamentação são termos distintos, e esta diferença torna-se cristalina ao interpretarmos o art. 84, inciso IV, e seu parágrafo único, da Constituição Federal. A atividade de regulamentação é exclusiva do Chefe do Poder Executivo, não sendo passível de delegação. Por sua vez, possuem competência para expedir regras regulatórias tanto o Poder Legislativo quanto o Poder Administrativo através de suas entidades pertencentes à administração Direta ou Indireta.

Segundo revela a atividade prática das agências e as discussões acerca do tema, o principal problema, hoje percebido, está no fato de não se ter noção exata dos limites do poder normativo das agências. Isto gera, a todo momento, controvérsias e conflitos, sendo comum a utilização de conceitos e conclusões de doutrinadores, baseados na interpretação legal e da própria doutrina do Direito Administrativo, dado que as agências reguladoras se inserem entre os entes administrativos e, portanto, estão sujeitas aos princípios deste ramo do Direito.

Assim, considerando as premissas do Direito Administrativo, vale citar a conclusão de Rochael (2005):

Assim, as Agências de Regulação não têm competência para criar normas que tratem de matérias constitucionalmente definidas como de reserva legal, ou seja, regras de conduta que inovem a ordem jurídica ou que afetem direitos individuais, impondo obrigações, penalidades, deveres ou criando benefícios, sob pena de violação dos princípios da legalidade, divisão dos poderes e da segurança jurídica.

Moraes (1999, *apud* HEINEN, 2004, p. 3) pontua que o conceito do Princípio da Legalidade se orienta “na esteira da premissa de que ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer alguma coisa senão em virtude de espécie

normativa devidamente elaborada pelo Poder competente, segundo as normas do processo legislativo constitucional, determinado na Carta Magna brasileira”.

Dessa forma, resta às agências reguladoras, como poder normativo, a prática daqueles atos que Di Pietro (2003, p. 57) assim caracteriza:

[...] ou seja, os atos que, formalmente, apresentam como atos normativos, mas que, quanto ao conteúdo, são verdadeiros atos administrativos, porque decidem casos concretos. À medida que as agências vão se deparando com situações irregulares, com atividades que quebram o equilíbrio do mercado, que afetam a concorrência, que prejudicam o serviço público e seus usuários, que geram conflitos, elas vão baixando atos normativos para decidir esses casos concretos. [...] aí é que está o que há de mais típico na função reguladora: ela vai organizando determinado setor que lhe será afeto, respeitando o que resulta das normas superiores (o que garantem o aspecto de estabilidade, de continuidade, de perenidade) e adaptando as normas às situações concretas, naquilo que elas permitem certa margem de flexibilidade ou discricionariedade.

No que concerne à ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, importante destacar que a principal finalidade de sua criação, segundo Moares (2001, p. 9), “[...] foi garantir a manutenção de várias prerrogativas do Poder Público na alteração de sistemas de exploração do petróleo.”

Faria (2005) acrescenta que:

Dentro de sua política regulatória, a ANP incorpora as três funções estatais tradicionais, quais sejam, a normativa, a executiva e a judicante. Destaca-se, aqui, a função regulatória executiva, que se desenvolve, basicamente, por meio de atos e de consentimentos de ingresso de agentes econômicos no mercado, mediante autorizações, permissões e concessões.

Imprescindível a citação dos dispositivos da Lei 9.478/97 – Lei do Petróleo, que instituiu a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, tendo a redação do artigo 7º e seguintes alterada pela Lei 11.097 de 13 de janeiro de 2005:



7º. Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.<sup>12</sup>

Parágrafo único. A ANP terá sede e foro do Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

O artigo 8º da referida Lei dispôs acerca da finalidade da agência regulatória da indústria do petróleo, gás natural, derivados e biocombustíveis, cujas competências e grau de responsabilidades podem ser compreendidas:

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)<sup>13</sup>

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

<sup>12</sup> Redação antiga: “Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo - ANP, entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.”

<sup>13</sup> Redação antiga: “Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe: I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;”

(Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)<sup>14</sup>

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)<sup>15</sup>

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)<sup>16</sup>

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biodiesel, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

Conforme se denota do artigo acima, a Lei atribui apenas à ANP as funções regulatórias e fiscalizatórias da atividade, bem como a promoção das licitações para outorga das concessões. O artigo 9º da Lei do Petróleo, por sua vez, completa as atribuições conferidas à ANP:

<sup>14</sup> Redação antiga: "VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;"

<sup>15</sup> Redação antiga: "IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;"

<sup>16</sup> Redação antiga: "XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo;"

Art. 9º Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

Os artigos seguintes da Lei 9.478/98 seguem dispondo acerca do exercício de suas atribuições, da estrutura organizacional da autarquia, das suas receitas e acervo, além do processo decisório.

Decorre da própria Lei, uma gama de diretrizes a seguir, deixando a normalização, por certo, a cargo do ente regulador, de acordo com as necessidades decorrentes das mudanças tecnológicas, políticas e econômicas, de forma a assegurar o fim proposto pela Lei.

Esclarecimento nesse sentido faz Aragão (2004b, p. 291):

A Lei do Petróleo, portanto, a exemplo das demais leis institucionais de agências reguladoras, integra a categoria das leis-quadro (*lois-cadre*) ou estandarizadas, próprias das matérias de particular complexidade técnica e dos setores suscetíveis a constantes mudanças econômicas e tecnológicas.

[...]

Vemos assim, que a Agência Nacional do Petróleo – ANP possui amplo poder para criar cláusulas dos contratos de concessão e dos respectivos editais de licitação, tanto pela atribuição desse poder pela Lei do Petróleo, que concomitantemente estabelece os princípios a serem seguidos neste mister (legalidade como conformidade material) como porque, nessa atividade, a Agência não está limitando a esfera jurídica dos particulares, mas, ao revés, a está ampliando (legalidade como preeminência de lei), considerando que, com a concessão, o particular passa a ter direitos dos quais não era titular apenas por força da sua livre iniciativa, ou seja, são direitos que se encontravam fora do comércio.

[...]

Condensando o exposto neste Tópico, poderemos afirmar que o poder de a Agência Nacional do Petróleo – ANP fixar as cláusulas dos contratos de concessão deverá, malgrado a sua inegável amplitude, se basear nos princípios do Estado Democrático de Direito e da Administração Pública, notadamente nos princípios da *proporcionalidade/razoabilidade* e da *eficiência/economicidade*, restringindo os direitos e interesses dos particulares ou deixando de reconhecê-los, apenas na medida em que a restrição for o meio menos oneroso capaz de atingir com eficiência os fins públicos legitimamente almejados.

A amplitude do alcance dos poderes conferidos à ANP, no entanto, também está sendo objeto de Ação Direta de Inconstitucionalidade perante o Supremo Tribunal Federal (ADIN nº 3596-7) proposta pelo Partido Socialismo e Liberdade – PSOL, pela qual questiona diversos dispositivos da Lei do Petróleo, sob argumento de violação ao princípio da separação dos Poderes, por entender que as competências atribuídas à agência reguladora foram objeto de “absurdo processo de delegação de poderes do Legislativo ao Executivo” violando, assim, o §1º do artigo 177 da Carta Magna, que “determinou a elaboração de lei ordinária que estabelecesse as condições para contratação de empresas interessadas na realização das atividades descritas nos incisos I e IV do mesmo dispositivo”.

A ministra Ellen Gracie, relatora do processo no STF, não conheceu do pedido de liminar feito pelo Partido Socialismo e Liberdade (PSOL) para suspender o edital da Sétima Rodada de Licitações de blocos petrolíferos, promovida pela Agência Nacional de Petróleo. Segundo a ministra, não haveria plausibilidade jurídica que amparasse os argumentos do PSOL para a suspensão do edital de licitação da ANP, considerando que o plenário do Supremo Tribunal Federal já afastou a inconstitucionalidade dos pontos questionados pelo partido, no julgamento das ADIs 3273 e 3366, realizado em 16 de março de 2005. Todavia, ressaltou em sua decisão, que o mérito da ação do PSOL será analisado diretamente pelo plenário, determinando, ainda, que a ação tenha tramitação separada daquela ajuizada pelo PFL, por considerar que a ADI proposta pelo PSOL é mais abrangente e questiona pontos não contestados pelo Partido da Frente Liberal. Referida Ação Direta de Inconstitucionalidade não foi julgada até o momento.

Aspecto importante deste trabalho consiste no papel da aplicação à

regulação da indústria do petróleo, especialmente no que se refere à exploração e produção das denominadas “boas práticas internacionais da indústria do petróleo”. A adoção deste pressuposto está prevista no artigo 44, VI, da Lei do Petróleo, na Seção V – Do Contrato de Concessão -, *verbis*:

Art. 44 – O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a :  
(...)

VI – 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.

Como explica Aragão, (2004b, p. 295):

Na definição das opções corretas e das interpretações razoáveis a serem procedidas pela Agência Nacional do Petróleo – ANP, as “boas práticas internacionais da indústria do petróleo” (art. 44, VI, Lei do Petróleo) possuem um papel primordial, já que é através delas que a ANP deve implementar o modelo de mercado e de atração de investimentos propugnado pela Emenda Constitucional nº 09/1995, que flexibilizou o monopólio do petróleo, e pela Lei do Petróleo, que a regulamentou.

Essas práticas internacionais, conforme expõe Menezello (2000, p. 137), “[...] são amplamente conhecidas e decorrem das recentes normalizações internacionais ou de usos consagrados, com qualidade e eficiência para todos os envolvidos, proporcionando uma evolução constante das técnicas e dos conhecimentos científicos.”

Por óbvio, as boas práticas da indústria do petróleo não devem contrariar a Lei e tampouco a Constituição Federal. Porém, a sua aplicação, de forma subsidiária à legislação pertinente é extremamente útil, conforme leciona Vives (2003, *apud* ARAGÃO, 2004b, p. 299):

[...] o uso desse tipo de expressões (como a de “boas práticas da indústria

do petróleo”) por parte das normas jurídicas demonstra uma renúncia explícita do Legislador à elaboração detalhada de regulamentações técnicas que, na verdade, poderiam tornar-se obsoletas pouco tempo após a sua publicação, devendo-se reconhecer também que a utilização de conceitos jurídicos indeterminados com este objetivo constitui uma técnica legislativa amplamente adotada em áreas bem diversas, como a dos produtos industriais, das tecnologias da informação, meio ambiente, economia, etc.

Tem-se, portanto, que as chamadas “boas práticas da indústria do petróleo” constituem o eixo da regulação da indústria do petróleo, de fundamental importância para a compreensão da sistemática aplicável à questão da unitização, haja vista que norteiam a prática internacional.

Assim, Aragão conclui:

[...] salvo demonstração em contrário, serão as boas práticas da indústria do petróleo que, como meio em princípio mais idôneo para alcançar o principal objetivo da Lei do Petróleo, que é justamente o desenvolvimento dessa indústria em nosso País, que legitimarão as medidas regulatórias (cláusulas contratuais, resoluções, etc.) a serem especificamente adotadas ou refutadas pela Agência Nacional do Petróleo – ANP. (ARAGÃO, 2004b, p. 300)

### **3.3 LEGISLAÇÃO BRASILEIRA CONCERNENTE À UNIFICAÇÃO**

#### **3.3.1 Constituição da República Federativa do Brasil**

Em relação às propriedades da União, a Constituição Federal estabelece:

“Art. 20. São bens da União:  
 (...)
   
V – os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;
   
(...)
   
IX – os recursos naturais, inclusive os do subsolo.”

Embora não seja objeto deste trabalho discorrer sobre os direitos correlatos ao direito de propriedade previsto no Código Civil Brasileiro, é importante acrescentar que este inclui no conceito de solo, o espaço aéreo e subsolo

correspondentes. Entretanto, a Constituição preceitua que, havendo solo e subsolo com jazida, esta é objeto de direito distinto do solo.

Em relação à exploração dos recursos minerais, o artigo 176 da CF preceitua:

Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

§1º. A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída pelas leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no país, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas.

§2º. É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei.

§3º. A autorização de pesquisa será sempre por prazo determinado, e as autorizações e concessões previstas neste artigo não poderão ser cedidas ou transferidas total ou parcialmente, sem prévia anuência do poder concedente.

Oportuno acrescentar que a disposição constitucional acima, em outras palavras, estabelece que a propriedade do petróleo *in situ* é da União Federal, em consonância com as legislações estrangeiras que, com exceção dos Estados Unidos, permitem a lavra após a obtenção de permissão estatal, desvinculando a propriedade da terra da propriedade de minérios do subsolo.

O artigo 177 da CF, por sua vez, dispõe sobre o regime jurídico específico das atividades de pesquisa (exploração), lavra (produção), refinação, importação, exportação e transporte marítimo e por meio de conduto de petróleo e gás natural:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I — a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II — a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III — a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV — o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V — a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.

§2º A lei a que se refere o §1º disporá sobre:

I — a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II — as condições de contratação;

III — a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.

[...]

Como é possível vislumbrar, o monopólio estatal no exercício da atividade econômica relacionada a petróleo e gás natural foi mantido, no sentido de que somente ao Poder Público é dado decidir, com exclusividade, quem poderá exercer essa atividade econômica. Moraes (2004, p. 1899) refere-se a essa exclusividade como “monopólio de escolha do Poder Público”.

Como ensina BARBOSA (2003, *apud* ARAGÃO, 2004a, p. 42):

O art. 176 é a norma geral do Direito Minerário, enquanto o art. 177 é a regra especial desse ramo do Direito em relação a um de seus produtos – o petróleo. Assim, as duas devem ser aplicadas conjuntamente, observada a especialidade desta, razão pela qual prevalecerá sobre dispositivos do art. 176 sempre que possuir regra específica preceituando em sentido diverso. [...] Note-se ainda que as discussões bioquímicas existentes a respeito da classificação ou não do petróleo entre os minerais tornam-se irrelevantes do ponto de vista jurídico, considerando o tratamento unitário sempre dado pelo Legislador e pelo Constituinte brasileiros.

A respeito do assunto, diversas são as controvérsias entre juristas, culminando com ações diretas de inconstitucionalidade de diversos dispositivos infraconstitucionais, sob interpretação divergente dos artigos constitucionais supracitados.



Divergências acerca dos limites dos direitos concedidos sob a disciplina do contrato de concessão pelo Poder Público acabaram originando as Ações Diretas de Inconstitucionalidade (ADI) nºs 3273 e 3366, propostas pelo Governador do Paraná e pelo Partido Democrático Trabalhista – PDT, contra dispositivos da Lei do Petróleo, sob o fundamento principal de que, considerando que a Constituição estipula normas gerais concernentes aos recursos minerais (arts. 22, XII; 176, *caput*, e §1º, 2º e 3º), mas que, por ter previsto disposições específicas sobre o petróleo e gás natural (arts. 20, §1º; 177, *caput*, I a IV e §§1º e 2º), em respeito à regra *lex specialle derogat generali*, estas deveriam ser observadas em detrimento daquelas, quando conflitantes. Nesse sentido, o Min. relator Carlos Britto, concluiu que o petróleo e o gás natural “são passíveis de ter sua pesquisa e lavra ou sua exploração e seu aproveitamento realizados por meio de autorização ou concessão da União (CF, art. 176, §1º), sendo vedada a transferência do produto da lavra para o concessionário, em face da incompatibilidade disso como regime de monopólio (CF, art. 177, I e seu §2º, III)” (STF, últimas notícias, *apud* BUCHEB, p. 37). Ou seja, há entendimento de que, sendo o petróleo e gás natural espécies de minerais, se regeriam pelo artigo 177 da Constituição Federal (monopólio da União para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural), o qual deve sobrepor-se ao artigo 176, *caput*, que versa sobre a atribuição da propriedade do produto da lavra de recursos minerais (gênero) para o concessionário, considerando que este último artigo não se aplica às atividades previstas no artigo 177.

Todavia, no julgamento das ADI's, o Ministro Carlos Brito foi vencido e, por maioria, o Supremo Tribunal Federal as julgou inteiramente improcedentes, segundo voto do Ministro Eros Grau, para esclarecer que o contratado

(concessionário), pode deter a propriedade do produto, não sendo, porém, titular de sua livre disponibilidade, já que deve, por exemplo, observar as políticas estabelecidas quanto à exportação do produto: “A propriedade não é plena, visto que há controle da ANP (Agência Nacional do Petróleo), assinalou.” (STF, 2006)

E, no mesmo sentido, Aragão (2004a) defende a aplicabilidade do art. 176 da CF às atividades econômicas referentes à indústria petrolífera integrantes do monopólio da União (art. 177).

Oportuno registrar que, considerando a decisão da Suprema Corte, foi apresentado ao Congresso Nacional, pelo Deputado Luciano Zica e outros Proposta de Emenda à Constituição Federal (PEC nº 410/2005), para alterar a redação do *caput* do art. 176, suprimindo do seu final, a expressão “garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra”. O proponente justifica sua proposta com o receio de desabastecimento interno, baseando-se no exemplo dos países vizinhos que passaram a introduzir normas que asseguram ao Estado o controle efetivo de suas fontes energéticas estratégicas<sup>17</sup>.

Referida alteração é bastante relevante, pois retira do concessionário o direito ao produto da lavra, atingindo também dispositivos da Lei do Petróleo, especialmente o art. 26, que trata deste tema, cuja aplicação será abordada adiante.

### **3.3.2 Lei 9.478/97 – Lei do Petróleo**

Conforme consta da Mensagem 639 de 5 de julho de 1996, do Presidente

---

<sup>17</sup> Diário da Câmara dos Deputados, 5.7.2005, p. 31637 *in* <[http://www.camara.gov.br/internet/sileg/Prop\\_Detalhe.asp?id=289767](http://www.camara.gov.br/internet/sileg/Prop_Detalhe.asp?id=289767)>

da República que encaminhou o projeto da Lei do Petróleo ao Congresso Nacional, referida lei teve por objetivo estabelecer nova disciplina capaz de, ao mesmo tempo, resguardar o monopólio constitucional, preservar o controle da União sobre a PETROBRAS e abrir a indústria do petróleo, em seus diferentes segmentos, para a atuação competitiva, permitindo o acesso de quaisquer empresas interessadas em investir no setor, sem discriminações ou favorecimentos.

Vale transcrever o artigo primeiro da Lei 9.478/97, que trata dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional, para melhor compreensão das diretrizes estabelecidas pela própria Lei, pertinente para o presente estudo:

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

I – preservar o interesse nacional;

II – promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;

III – proteger os interesses do consumidor quanto ao preço, qualidade e oferta de produtos;

IV – proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;

V – garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do §2º do art. 177 da Constituição Federal;

VI – incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;

VII – identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;

VIII – utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;

IX – promover a livre concorrência;

X – atrair investimentos na produção de energia;

XI – ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

A criação do Conselho Nacional da Política Energética – CNPE (art. 2º da Lei 9.478/97) deu suporte à implementação da Política Energética Nacional delineada no artigo primeiro, deixando clara a competência para proposição das políticas nacionais e medidas específicas para o atendimento dos princípios vinculados pela Lei.

O conteúdo dos dois primeiros artigos da Lei nº 9.478/97 transcende a questão do petróleo ao abarcar, de maneira mais geral, o tema relativo às

políticas nacionais para o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País. A inclusão dessa matéria na lei dedicada a regular as atividades da indústria do petróleo, bem como o *status* constitucional dado ao tema em face dos imperativos de segurança nacional e do relevante interesse coletivo, como destacado no art. 173 da CF/88, representam expressivos indicadores da importância estratégica desse segmento da economia. Nessa linha, é importante enfatizar que a discussão que conduz à definição das matérias de relevante interesse público, e que por esta razão merecem tratamento constitucional e legislativo diferenciado, não é somente de natureza jurídica, mas também de caráter político, social e econômico.

[...]

No Brasil, o constituinte originário, de 1988, e o derivado, de 1995, tinham visões opostas em relação ao monopólio do petróleo. Não obstante, convergiram quanto à necessidade de incluir as atividades da indústria do petróleo - recurso natural não renovável e de relevante interesse estratégico - no conjunto das matérias merecedoras de uma disciplina especial, equiparando-as, na prática, às atividades de prestação de serviço público, em face de sua relevância para o País, ainda que em nenhum momento a lei ou a Constituição Federal denomine tais atividades como sendo de serviço público. Adicionalmente, a regra contida no § 1º do art. 1º da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, define como de utilidade pública o abastecimento nacional de combustíveis, que abrange, além de outros segmentos, a produção e, por extensão, a exploração de petróleo e gás natural. E, como destaca Maria D'Assunção da Costa Menezello "*ser declarado de 'utilidade pública' significa haver sobre o serviço ou atividade um ônus público em benefício da sociedade, ou seja, o interesse privado do proprietário do bem ou serviço subordina-se ao interesse público por sua importância social*". (BUCHEB, 2005, p. 43)

Uma das formas de atender à política energética e ao aproveitamento racional das fontes energéticas está prevista no artigo 27 da Lei do Petróleo, que prevê a Unificação ou individualização da produção ou unificação, merecendo destaque:

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único. Não chegando as partes a um acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

A abordagem específica da individualização da produção será feita após as breves noções acerca do sistema de regulação adotado no Brasil.

### 3.3.3 Decreto 2.705/98 – royalties e participações especiais

De acordo com o novo modelo instituído para atividades de exploração e produção de petróleo, o Estado, detentor dos direitos sobre os recursos minerais, transfere tais atividades aos particulares por meios de contrato de concessão, remunerando-se por compensações financeiras pagas pelos concessionários.

Assim, além dos tributos e das contribuições sociais pagos por todas as empresas que operam sob as leis brasileiras, os concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural pagam também compensação financeira aos Estados e Municípios brasileiros, ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia, traduzidas nos denominados *royalties*, estabelecidos pela Lei do Petróleo. (Guia dos *royalties* do petróleo e gás natural, ANP, 2001, p. 09)

O Decreto 2.705 de 4 de agosto de 1998, também conhecido como o Decreto das Participações Governamentais, define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei 9.478/98, e inseriu em seu texto a hipótese de individualização da produção:

Art. 13 No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei 9.478 de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos *royalties*.

O art. 23 do Decreto 2.705/98, por sua vez, dispõe acerca da participação especial:

Art. 23 No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos.

Parágrafo único. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478 de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial.

Em complementação ao referido dispositivo, a Portaria da ANP nº 10, de 13 de janeiro de 1999, estatui:

Extensão de Campos por Mais de uma Área de Concessão

Art. 9º No caso de um campo se estender por mais de uma área de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e os volumes de produção fiscalizada integrais do referido campo.

Individualização da produção

Parágrafo único. Quando um campo se estender por duas ou mais áreas de concessão, onde atuam concessionários distintos, o acordo celebrado, entre os concessionários para a individualização de produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.748, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito à apuração da receita líquida da produção, no período-base e, conseqüentemente, da participação especial.

Questão controvertida a respeito das participações governamentais em casos de jazidas que se estendem por mais de uma área de concessão consiste na distorção gerada pela aplicação dos dispositivos legais, não considerada pelo legislador quando da edição da Lei:

Como amplamente analisado por Bucheb (2005, p. 284), a aplicação das regras desses dispositivos pode gerar distorções quanto à distribuição das participações entre os concessionários responsáveis por uma jazida unificada, considerando os patamares estabelecidos para consideração de “grande volume de produção” ou de “grande rentabilidade”, de que trata o art. 50<sup>18</sup> da Lei do Petróleo,

---

<sup>18</sup> Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

ocorrendo desproporções em razão de não serem consideradas as frações da jazida, mas somente a rentabilidade total da jazida. O Autor propõe mudança na legislação para corrigir essas distorções, considerando que não é admissível que o concessionário que produz mais petróleo, auferindo maior rentabilidade, pague menos a título de participação especial – ou até mesmo seja isento deste pagamento, em determinados casos -, que o concessionário que produz volume inferior.

### **3.4 NATUREZA JURÍDICA DOS ACORDOS DE UNIFICAÇÃO**

Para atendimento da disposição do artigo 27 da Lei do Petróleo, se um campo se estende por mais de uma área de concessão, as partes interessadas deverão celebrar o acordo de Unificação, visando ao desenvolvimento comum e à individualização da produção da jazida.

Segundo ressalta BUCHEB (2005, p. 327), em harmonia com o entendimento de BARBOSA (2002, p. 44-45):

A finalidade principal da individualização da produção, do ponto de vista do poder público, é a de promover a conservação dos recursos naturais energéticos, evitando a produção predatória de petróleo ou gás natural. Já do ponto de vista das empresas concessionárias, o objetivo da celebração do acordo para a individualização é o de obter a melhor (mais baixa possível) relação custo/benefício no empreendimento de desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural.

DAVID (2004, P. 47) critica a caracterização da Unificação como um contrato perfeito, por não ser livre a vontade das partes:

---

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

A unitização é, antes de tudo, um dever do concessionário. De acordo com o artigo 27 da Lei do Petróleo, em se tratando de campos que se estendam por blocos em que atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo de unitização. A opção legislativa pelo termo “deverão” denota que a decisão de unitizar ou não, escapa ao livre arbítrio dos concessionários envolvidos. Trata-se de imposição legal e não há que se falar em autonomia da vontade se o contrato é imposto.

[...]

Por fim, os efeitos da unitização ultrapassam o limite definido pelo interesse das partes envolvidas, o que transgride o princípio da relatividade dos contratos. A vontade manifestada na celebração dos acordos de unitização não é exclusiva das partes e se dirige, precipuamente, ao resguardo do interesse de terceiro, qual seja, a sociedade como um todo.

Não obstante, o acordo de Unificação tem caráter eminentemente privado, considerando que as partes são entes privados (os concessionários), e por apresentar conteúdo específico de Direito Privado, mesmo tendo como pressuposto um contrato de concessão com o ente Público, que é de natureza pública, afastando, por conseguinte, a aplicação de certos princípios e normas gerais dos contratos administrativos

Como assinala PEDROSO (2004, p. 21)

[...] como regra geral, tem-se que os acordos de unitização serão celebrados entre entes privados, no caso, os concessionários dos distintos blocos sobre os quais se estende o reservatório, conforme consta expresso no artigo 27 da Lei do Petróleo, do que resulta seu caráter eminentemente privado. Em assim sendo, não haverá de se cogitar tratar-se de contrato administrativo, uma vez que o Estado não integrará nenhum dos pólos da relação contratual, dando azo a tal possibilidade.

Além disso, o fato de os acordos de unitização estarem sempre impregnados de relevante interesse social, conforme se verá adiante, não é suficiente para desnaturá-los como contratos de direito privado.

Contudo, as disposições inseridas na cláusula que trata do acordo de Unificação no contrato de concessão, prevendo a possibilidade de a ANP agir como concessionária, para fins de negociação e celebração do ajuste, no caso de ausência de concessionário na área adjacente, trazem à baila discussões sobre a natureza jurídica desse acordo. Por este motivo, tais disposições só persistiram até a Quinta Rodada de Licitações, tendo a minuta da Sexta Rodada trazido



modificações consideráveis, dispondo que, no caso de ausência de concessionário da área adjacente, após realizada avaliação da jazida que permita decisão sobre a Unificação, “poderá agir no sentido de garantir a continuidade das operações”, e não de agir como concessionária.

Deve ser realçado que não é razoável que a própria ANP, que tem funções regulatória e fiscalizadora das atividades, tome parte no contrato na condição de agente econômico, no que se refere à Unificação, até porque, não concorreria a autarquia com os custos relativos à operação. (PEDROSO, 2004, p. 21)

Assim, não obstante a participação da ANP no acordo de Unificação, conforme aponta MUKAI (1999, p. 85), “na doutrina, é majoritária a corrente daqueles que entendem poder o Estado celebrar dois tipos de contratos: os administrativos e os de direito privado”, tem-se que o acordo de Unificação tem natureza jurídica de Direito Privado.

Todavia, a liberdade contratual deve compatibilizar-se com outros princípios que prestigiam o atendimento a interesses sociais, protegidos na ordem constitucional e no novo Código Civil Brasileiro, no que se refere à função social do contrato, a boa-fé objetiva e o seu equilíbrio econômico. (PEDROSO, 2004, p. 22)

Encontra respaldo, pois, a inserção da unitização compulsória no modelo brasileiro de concessão de direitos de exploração e produção de campos de petróleo nas normas de dirigismo contratual que visam a conduzir a atuação dos particulares rumo à consecução do melhor interesse social.

No caso da unitização, tal interesse consiste no aproveitamento otimizado dos recursos petrolíferos que, em última análise, correspondem a recurso não renovável, erigido constitucionalmente à qualidade de bem público, essencial a grande parte das atividades humanas de nossos tempos.

A esse respeito é válido lembrar também, como já visto acima, que a

unitização integra as denominadas “boas práticas da indústria do petróleo”, que são referências expressamente adotadas pelo regime jurídico norteador do setor petrolífero brasileiro. E uma das vertentes de tal conjunto de “boas práticas” é a que visa implementar a “conservação de recursos petrolíferos e gaseíferos, que implica na utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas.

Não obstante, cabe notar que o intervencionismo estatal nos acordos de unitização não se restringiu à imposição do dever de contratar, conforme demonstrado. No modelo brasileiro de contrato de concessão para exploração e produção petrolífera há cláusulas que implicam também na interferência estatal diretamente na definição do conteúdo do acordo de unitização.

[...]

Conclui-se, então, que a função social do contrato, implementada por meio das normas de dirigismo contratual, fundamenta não apenas a imposição da celebração do acordo de unitização aos distintos concessionários dos blocos sob os quais se estende a jazida, como também respalda a atuação do órgão regulador na determinação de certo conteúdo desses acordos.

No que se refere à boa-fé objetiva nos contratos, o acordo de Unificação pressupõe o dever de guardarem os contratantes, “assim na conclusão do contrato, como em sua execução, os princípios de probidade e boa-fé” (art. 422 do Código Civil Brasileiro). Ou seja, as partes devem ter atitude de lealdade, fidelidade e cuidados que se costumam observar e que são legitimamente esperados nas relações contratuais. (MARQUES, 2002, *apud* PEDROSO, 2004, p. 32)

Os deveres secundários que o princípio da boa-fé impõe às partes, os quais incidem nos acordos de Unificação, são assim enumerados: a) de cuidado, previdência e segurança; b) de aviso e esclarecimento; c) de informação; d) de prestar contas; e) de colaboração e cooperação; f) de proteção e cuidado e g) de omissão e segredo. (COSTA, 1999, p. 439)

Nesta ordem de idéias, sendo o acordo de Unificação contrato privado regido pelo Direito Civil, deve respeitar o princípio da boa-fé objetiva, entendido como dever de cooperação, colaboração e honestidade, necessário para a preservação do equilíbrio do contrato, em conformidade com a legislação brasileira

em vigor.

#### **4 A UNIFICAÇÃO NO ÂMBITO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO**

Com o escopo de facilitar a compreensão das modificações inseridas nas diversas minutas existentes do contrato de concessão brasileiro, importa destacar que as várias rodadas de licitação para concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural ensejam a alteração da redação e conteúdo das minutas, motivo pelo qual apresentam-se distintas umas das outras.

As cláusulas e condições dos 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. (GUEDES, 2006, p. 2)

Nesse sentido, a cláusula que prevê a unificação de operações com fundamento no artigo 27 da Lei do Petróleo também foi objeto de modificações desde a Primeira Rodadas de Licitações, dando ensejo, inclusive, a alterações através de aditivos aos contratos celebrados com a Petrobras, referentes à Rodada Zero, de forma a adequá-los à nova realidade da indústria.

Merecem destaque algumas modificações as quais inovaram os contratos e que, embora atendendo às demandas e especificidades da indústria do petróleo, podem gerar conflitos quanto ao acordo de unitização, haja vista que, para um só acordo, é possível que incidam cláusulas de contratos de rodadas diversas com redações distintas entre si.

As breves observações que se seguem decorrem da análise da redação das cláusulas que tratam da individualização da produção inseridas nos contratos de concessão das diversas rodadas efetivadas até o ano de 2005. Saliente-se que, quando se fizer referência ao contrato da Primeira Rodada de Licitações, estar-se-á tratando, igualmente, dos contratos da Petrobras referente à Rodada Zero, já que estes foram adaptados, por meio de aditivos, para conter a mesma redação dos contratos da Primeira Rodada.

#### **4.1.1 Terminologia**

Embora largamente utilizado, pelo fato de tratar-se do termo mais simples para designação do instituto, dada à semelhança com a palavra da inglesa *unitization*, o termo “unitização” não parece o mais adequado, devido à inexistência de exata tradução do termo estrangeiro.

Como disposto no item 3.1 deste trabalho, a terminologia utilizada no Brasil para referir-se à *unitization* varia conforme o autor, tendo sido adotada pela Lei do Petróleo a expressão “individualização da produção” (artigo 27), utilizada nos contratos de concessão até a Quinta Rodada de Licitações da ANP.

Seguindo a ótica de Appi e Andrade (2000), que recomendam a adoção do vocábulo “unificação”, por melhor traduzir o significado do termo “*unitization*”, a ANP passou a utilizá-lo nos contratos de concessões a partir da Sexta Rodada, com o uso da locução “acordo para unificação de operações”.

Embora inserida a expressão “individualização da produção” no texto legal, o termo “unificação” parece o mais coerente com os objetivos do instituto jurídico da *unitization*, abordado como o “comum acordo” sobre determinada descoberta, abrangendo todas as fases do contrato de concessão.

Mais que isso, é relevante levar em conta que todas as atividades referentes à jazida comum deverão ser objeto de unificação pelas partes envolvidas, o que abrange todas as fases da atividade, inclusive o descomissionamento do campo.

Assim, a expressão “unificação de operações”, adotada pelo contrato de concessão, definitivamente, a partir da Sexta Rodada de Licitações, atende ao objetivo do instituto, que visa à operação conjunta e coordenada por todos os concessionários responsáveis pela área abrangendo a jazida, em qualquer fase, a partir do momento de conhecimento de sua extensão para áreas vizinhas, como medida de racionalização de custos e melhor aproveitamento dos recursos, motivo pelo qual passará a ser adotado neste trabalho sempre que se referir ao instituto *unitization* sob a égide da legislação brasileira.

#### **4.1.2 Marco inicial do processo de Unificação**

Nos contratos de concessão, até a Quarta Rodada de Licitações da ANP, há previsão impositiva ao Concessionário de, no caso de “uma descoberta” sob aquele determinado contrato, em que a jazida possa estender-se para além da Área de Concessão, informar oficialmente à ANP “no momento em que o Concessionário

tomar conhecimento de tal extensão”<sup>19</sup>.

Já no contrato de concessão da Quinta Rodada, houve modificação dessa cláusula, para impor ao Concessionário, a comunicação em até 72 (setenta e duas) horas após o conhecimento do fato de uma jazida estender-se para fora da Área de Concessão, referindo-se também a “Descoberta”<sup>20</sup>.

“Descoberta” tem, no contrato de concessão, definição diversa da constante da Lei do Petróleo, que se refere à “Descoberta Comercial”. Essa discrepância poderia gerar confusão quanto ao momento da obrigação, já que a descoberta a que se refere o contrato não é necessariamente comercial, mas “tão logo tenha elementos suficientes para supor que a possível jazida pode se estender além da sua área de concessão” (BUCHEB, 2005, p. 239). Nos Contratos de Concessão da Sexta e Sétima Rodadas foi suprimida essa expressão, limitando-se o texto a tratar da simples constatação de extensão da jazida para além da Área de Concessão para caracterizar a obrigação de informar à ANP<sup>21</sup>.

O Contrato da Sexta Rodada ainda previu prazo de 72 (setenta e duas) horas para a comunicação à ANP, mas o da Sétima Rodada concedeu o prazo de 10 (dez) dias úteis a contar do conhecimento de extensão da jazida<sup>22</sup>.

---

<sup>19</sup> Item 12.1 No caso de uma Descoberta sob este Contrato, em que a Jazida possa se estender para fora da Área da Concessão, o Concessionário informará oficialmente esse fato à ANP no momento em que o Concessionário tomar conhecimento de tal extensão.

<sup>20</sup> Item 12.1 No caso de uma Descoberta sob este Contrato, em que a Jazida possa se estender para fora da Área da Concessão, o Concessionário informará oficialmente esse fato à ANP até 72 horas após o momento em que o Concessionário tomar conhecimento de tal extensão.

<sup>21</sup> Item 12.1 Se o Concessionário constatar que uma Jazida se estende para fora da Área de Concessão, informará formalmente o fato à ANP em até 72 horas.

<sup>22</sup> Item 12.1.1 Se o Concessionário constatar que uma Jazida se estende para fora da Área de Concessão, informará formalmente o fato à ANP em até 10 (dez) dias úteis contados da tomada de conhecimento do mesmo, na forma prevista pela Cláusula 34.1.4 deste Contrato.

Assim, o fato gerador da obrigatoriedade de informar à ANP é a Descoberta ou constatação de que a jazida se estende para fora da área.

A partir dessa comunicação, se a área adjacente pela qual se estende a jazida estiver sob concessão, a ANP notificará as partes a celebrar o acordo de “individualização de produção” ou “unificação” e dar-se-á início ao processo de negociação do acordo.

#### **4.1.3 Partes**

Devem fazer parte do acordo de Unificação todos os concessionários que possuam direitos de exploração das áreas que abranjam o mesmo reservatório. No caso de consórcios deverão ser mantidas as proporções do contrato original.

Poderá ocorrer, entretanto, que não haja concessionário em alguma das áreas adjacentes para efetivação do acordo. O Contrato de Concessão, em todas as suas versões, possui dispositivo sobre essa hipótese.

Nesse caso, se a ANP entender que houve avaliação da jazida de modo que ela possa tomar uma decisão acerca da Unificação, ela própria fará as vezes de concessionário e estabelecerá o acordo de Unificação.

Referida previsão, entretanto, possui algumas variações nos diversos contratos quanto aos efeitos e limites da negociação efetivada pela ANP, haja vista a evolução do contrato de concessão das últimas rodadas de licitações.

Até a Quinta Rodada de Licitações, o Contrato de Concessão tem a mesma redação, segundo a qual a ANP possui a faculdade de agir como Concessionária da área adjacente, para efeito da negociação e celebração do acordo e, a qualquer momento, antes, durante ou depois dessa negociação ou celebração do acordo, licitar o referido bloco, o que gerará ao respectivo concessionário, a obrigação de assumir as responsabilidades da cláusula de Unificação e cumprir o acordo assinado pela ANP.<sup>23</sup>

O contrato de Concessão da Sexta Rodada de licitações omitiu-se quanto à negociação e acordo de Unificação entre o Concessionário e a ANP na hipótese não existir concessionário com direitos à área adjacente:

12.2 Caso não haja um Concessionário com direitos à área adjacente, e desde que a ANP entenda, a seu exclusivo critério, que foi realizada uma Avaliação da Jazida ou Jazidas em questão que permita uma decisão com relação à unificação, poderá agir no sentido de garantir a continuidade das operações.

12.2.1 A aplicação do disposto no parágrafo 12.2, não impedirá que as áreas em questão que não estiverem sob concessão sejam incluídas em licitação.

Assim, de acordo com o disposto no parágrafo acima transcrito, observa-se a ocorrência de uma lacuna na cláusula de unificação, dando margem a dúvida quanto à possibilidade da ANP negociar ou celebrar o acordo de Unificação. Todavia, referida redação permite que haja decisão da ANP quanto à Unificação, se houver elementos suficientes para tanto. Considerando o poder discricionário da

---

<sup>23</sup> “Cláusula Décima-Segunda, Produção Unificada, Acordo para individualização da Produção [...] 12.1.2 - Caso não haja um Concessionário com direitos a tal área adjacente, mas se a ANP, a seu exclusivo critério, entender que foi realizada uma Avaliação da Jazida ou Jazidas em questão, de modo a permitir que ela tome uma decisão com relação à individualização da Produção a própria ANP poderá agir como se fosse o Concessionário de tal área, para efeito da negociação e celebração do acordo para individualização da Produção previsto no parágrafo 12.1. Contudo, a qualquer momento, antes, durante ou depois dessa negociação e celebração do acordo, a ANP poderá licitar o referido Bloco ou Blocos, caso em que, uma vez selecionado o Concessionário ou Concessionários respectivos, estes assumirão as responsabilidades que lhes cabem nos termos desta Cláusula Décima Segunda e estarão obrigados a cumprir o acordo de individualização assinado pela ANP.”



Administração, é possível dizer que a ANP poderá, sim, estabelecer as bases para um acordo de Unificação, mas não poderá celebrar o acordo, em conformidade com o parágrafo acima.

O contrato de Concessão da Sétima Rodada, por sua vez, trouxe inovações no sentido de estabelecer a obrigatoriedade, para a ANP, de negociar o acordo de Unificação, com a finalidade exclusiva de definir e constituir as bases contratuais do Acordo para Unificação de Operações<sup>24</sup>.

Assim, considerando a última versão do contrato de concessão (Sétima Rodada), não há sequer a faculdade de a ANP firmar o acordo, mas somente estabelecer suas bases contratuais, para que um futuro concessionário assumira as obrigações referentes à Unificação, conforme tais bases. Por essa razão verifica-se incongruência entre os parágrafos 12.1.8 e 12.1.9 desse contrato, pois este último obriga o futuro concessionário ao cumprimento do “Acordo para Unificação de Operações assinado pela ANP, caso já tenha sido firmado.”<sup>25</sup>

Entende-se, em princípio, que definir e constituir as bases contratuais não significa celebrar o acordo de Unificação. Na prática, entretanto, parece não haver prejuízo algum para as partes, dado que, apesar de ter havido fixação prévia dos termos contratuais, levando-se em conta a Avaliação da Jazida, haverá, no caso de concessão da área adjacente, possibilidade de negociação de detalhes do acordo

---

<sup>24</sup> Item 12.1.8 Caso a área adjacente não esteja sob concessão e a ANP, a seu exclusivo critério, entender que foi realizada uma Avaliação da(s) Jazida(s) em questão, de modo a permitir que seja tomada uma decisão sobre unificação de operações, a ANP deverá negociar o Acordo previsto no parágrafo 12.1.1 com a finalidade exclusiva de definir e constituir as bases contratuais do Acordo para Unificação de Operações.

<sup>25</sup> Item 12.1.9 A ANP poderá, a qualquer momento, licitar o(s) bloco(s) correspondente(s) à(s) área(s) adjacente(s), sendo que o futuro Concessionário de tal(is) área(s) assumirá as obrigações previstas nesta Cláusula 12 e cumprirá o Acordo para Unificação de Operações assinado pela ANP, caso já tenha sido firmado.

com o concessionário cessionário das obrigações e direitos sobre a área-objeto da Unificação.

#### **4.1.4 O papel da ANP**

No que concerne ao papel da ANP durante a negociação e o cumprimento do acordo de Unificação, além da possibilidade acima, de exercer o papel de concessionário e parte quando não houver concessão das áreas adjacentes, são constatadas atribuições específicas de regulação, mediação, negociação, e fiscalização, conforme consta da regulação firmada por meio dos contratos de concessão, de acordo com a Lei do Petróleo, que estabelece no parágrafo único do artigo 27:

Não chegando as partes ao acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Como a Unificação no Brasil é compulsória, o agente encarregado de normalizar e estabelecer as regras aplicáveis ao instituto é a agência reguladora das atividades da indústria de petróleo e gás, no caso, a ANP, que tem tratado do assunto no âmbito dos contratos de concessão, estabelecendo com o concessionário, as obrigações e direitos relativos à hipótese de Unificação.

Os contratos de concessão, por sua vez, tratam de dar as diretrizes a serem seguidas bem como as atribuições e hipóteses da ingerência da agência no processo de Unificação necessário para atender ao dispositivo legal.

Especificamente quanto à Unificação, pelos contratos, a ANP deve estar informada de todos os atos e fatos referentes à hipótese de Unificação, desde o momento do conhecimento pelo concessionário até o cumprimento de todas as obrigações decorrentes do acordo de Unificação. Exerce aqui a função de ente regulador e tomador de todas as informações pertinentes à atividade e à concessão em vigor.

A partir da comunicação oficial pelo concessionário à ANP, de que a jazida se estende além dos limites da área de concessão, a ANP deve notificar os concessionários das áreas adjacentes, para que se concretize um acordo entre todas as partes interessadas, que leve ao desenvolvimento comum da jazida e à unificação das operações.

Embora a Lei tenha disposto sobre a fixação, pela ANP, de prazo máximo para celebração do acordo, os prazos estabelecidos nos contratos de concessão até a Quinta Rodada só previam prazos para modificações do acordo firmado, se a Agência assim entendesse necessário<sup>26</sup>. Nos contratos a partir da Quinta Rodada foi inserido dispositivo no próprio parágrafo que trata da mediação da ANP, concedendo-lhe a faculdade de fixar prazos para a celebração do acordo<sup>27</sup>.

---

<sup>26</sup> Item 12.3 Se o Concessionário firmar um acordo para individualização da Produção, a ANP terá o prazo de 60 (sessenta) dias, contados do recebimento do acordo devidamente assinado por todos os Concessionários envolvidos, para solicitar quaisquer modificações que julgar cabíveis. Caso a ANP não se manifeste, dentro desse prazo, o referido acordo será considerado final e definitivo. Caso a ANP solicite modificações, o Concessionário e as outras partes interessadas terão 60 (sessenta) dias contados da data da referida solicitação para discuti-las e apresentá-las à ANP, repetindo-se então o procedimento previsto neste parágrafo 12.3. Tornado definitivo o acordo para individualização da Produção, estarão os Concessionários interessados obrigados a cumpri-lo integralmente, ficando quaisquer alterações do mesmo sujeitas à prévia aprovação por escrito da ANP, aplicando-se, quanto a essas alterações, o procedimento previsto neste parágrafo 12.3.

<sup>27</sup> Sétima Rodada: Item 12.1.11 “A ANP poderá atuar no sentido de mediar as negociações do Acordo de Unificação de Operações, buscando a conciliação dos interesses dos Concessionários e fixando, inclusive, prazos para a celebração deste acordo.”

Na hipótese de haver controvérsias entre as partes quanto aos termos do acordo, a ANP poderá ser chamada a atuar como mediadora das negociações, buscando conciliar os interesses das partes, para que se chegue a um consenso. Os contratos referentes a todas as Rodadas de Licitação têm previsão nesse mesmo sentido, com singelas alterações da redação dos parágrafos correspondentes.

Outro ponto a ser evidenciado quanto à atribuição de mediação da ANP nos contratos é o que concerne à sua obrigatoriedade, considerando que, até o contrato da Sexta Rodada, a redação da cláusula tratava somente da hipótese de intervenção da ANP “quando solicitada”<sup>28</sup>. Por tal expressão entende-se que a intervenção da agência somente seria cabível quando provocada pelas partes, não lhe sendo permitido intervir por iniciativa própria.

Vale salientar que, a despeito da intervenção do órgão regulador, nos casos em que não há previsão a respeito no contrato de concessão, a interpretação mais razoável corresponde à idéia de que às partes é facultada a livre negociação, dando ensejo à intervenção da ANP somente na hipótese do não atendimento à legislação ou de não estar sendo contemplado o interesse público, conforme entendimento de Bucheb (2005, p. 227):

A exigência de o acordo “contemplar eqüitativamente os direitos e obrigações dos concessionários envolvidos” repete a regra determinada no parágrafo único do artigo 27 da Lei do Petróleo, porém, num contexto diametralmente oposto, já que na lei este dever era imposto à ANP caso as partes não chegassem a acordo, ou seja, a exigência se colocava como uma garantia aos concessionários. Sua inclusão no Contrato de Concessão, entretanto, é inapropriada porque transfere aos concessionários uma regra

---

<sup>28</sup> Item 12.2.2 Quando solicitada, a ANP poderá atuar no sentido de mediar as negociações do acordo de individualização da Produção, buscando conciliar os interesses dos Concessionários interessados para que cheguem a um consenso, inclusive fixando prazos para a celebração do acordo de individualização da Produção.

que deveria ser observada pela ANP e porque diz respeito a matéria de interesse exclusivo dos concessionários. O órgão regulador deve, a esse respeito, acatar a vontade das partes, livremente manifestada, limitando-se a intervir na hipótese de o interesse público não estar, de alguma forma, sendo contemplado. Isso pode ocorrer, em tese, se, por exemplo, os dois blocos contíguos têm percentuais de *royalties* diferentes nos respectivos Contratos de Concessão. Nesse caso, o órgão regulador não aprovará o acordo se os concessionários alocarem ao bloco com menor percentual de *royalties*, volume de petróleo ou gás natural maior que o apontado pela análise técnica isenta dos dados e informações disponíveis.

Já a partir da Sexta Rodada, os contratos previram a possibilidade de a ANP atuar como mediadora, utilizando-se do verbo “poder”<sup>29</sup>, que atribui à ANP a faculdade de intervir em qualquer momento do processo de negociação do acordo de Unificação. Referidas cláusulas trazem também a possibilidade de a ANP solicitar presença, como observadora, nas negociações relativas à celebração do acordo.

Diante do exposto, fica claro que a fixação de prazos serve somente para limitar o tempo destinado à conclusão e celebração do acordo, sendo flexível para atender às peculiaridades de cada caso, pois obviamente não poderia a Administração simplesmente deixar à mercê das partes a estipulação do tempo que entenderem.

A ANP, na qualidade de parte representativa do Poder Concedente, tem a faculdade de aprovar ou fazer as modificações que entender cabíveis nas propostas de acordo de Unificação, bem como de requisitar às partes que modifiquem os respectivos termos. Referida faculdade, no entanto, vem acompanhada do poder impositivo da administração pública, haja vista que da solicitação de modificações há, implicitamente, a ação coercitiva decorrente do poder decisório da ANP.

---

<sup>29</sup> Sétima Rodada: “12.1.11 A ANP poderá atuar no sentido de mediar as negociações do Acordo de Unificação de Operações, buscando a conciliação dos interesses dos Concessionários e fixando, inclusive, prazos para a celebração deste acordo.”

A configuração explícita do poder decisório da ANP está presente no dispositivo legal e na cláusula de Unificação, introduzido a partir da Quinta Rodada, que trata da hipótese de as partes não chegarem a acordo. Nessa oportunidade, a ANP deve determinar, com base em laudo arbitral, como serão apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos. No caso de qualquer das partes recusar-se a firmar o acordo de Unificação determinado pela ANP no prazo fixado, este ato dará ensejo à rescisão do contrato de concessão<sup>30</sup>.

#### **4.1.5 Arbitragem**

A disposição do parágrafo único do artigo 27 da Lei do Petróleo, que se refere à solução de controvérsias originadas da negociação do acordo de Unificação, utilizando-se de laudo arbitral proferido pela ANP, tem sido muito discutida e criticada pelos autores, inclusive questionando-se a constitucionalidade de referido dispositivo.

O cerne da questão encontra-se na utilização do termo “laudo arbitral” pela Lei do Petróleo e na natureza jurídica da arbitragem, que tem legislação específica no Brasil – Lei 9.307 de 23 de setembro de 1996 - e que é baseada na vontade das partes, as quais elegem árbitros para serem juízes da controvérsia e emitirem sentença arbitral que não está sujeita a recurso e não depende de homologação pelo Poder Judiciário.

---

<sup>30</sup> Sétima Rodada: 12.1.18 Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações de cada Concessionário, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Vale transcrever a interpretação mais recente de Ribeiro (2005, p. 154), acerca da discussão sobre a inconstitucionalidade do parágrafo único do artigo 27 da Lei do Petróleo:

Com base na interpretação que foi dada a este dispositivo pela ANP, quando da elaboração do contrato de concessão da “Rodada Zero”, José Alberto Bucheb entende que, inexistindo acordo entre os concessionários envolvidos, a solução dar-se-á por meio de arbitragem a ser imposta aos concessionários pela ANP. Diante da inexistência de liame jurídico direto entre os concessionários, o autor sustenta a inconstitucionalidade de tal dispositivo, por ferir a garantia constitucional de acesso ao judiciário (art. 5º, XXXV, da CF/88), bem como a garantia de liberdade de associação ou desassociação (art. 5º, XX, da CF/88).

No entanto, questiona-se se essa disposição legal refere-se de fato à arbitragem, como meio de solução de controvérsias, fora do âmbito do poder judiciário, já que, em tal hipótese, à ANP nada mais restaria determinar, pois a decisão exarada pelo suposto juízo arbitral, consubstanciada no laudo arbitral, apresentaria caráter definitivo e obrigatório, por força legal, restando a questão, nos termos em que foi apresentada ao juízo arbitral, definitivamente resolvida. Além disso, para a instauração da arbitragem é necessária a manifestação da vontade das partes, com renúncia expressa à jurisdição estatal, que, diante da inexistência de cláusula compromissória, haveria de estar consubstanciada em compromisso arbitral.

Já comentamos como no artigo 20 da Lei 9.478/97 trata do processo decisório da ANP para solução de conflitos entre os agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores. No caso da unitização, uma interpretação possível é a de que a lei tão somente previu uma instância administrativa para a solução de conflitos, chamando-a equivocadamente de arbitragem.

Complementando esse entendimento, Tiburcio e Medeiros (2005, p. 629) discutem a questão instaurada por Bucheb (2002) de forma diversa e mais ponderada:

Diversamente, preferimos salvar o dispositivo, adotando uma interpretação conforme a Constituição, e vislumbrar uma espécie de mecanismo decisório no âmbito da própria agência reguladora, que se basearia para formar seu convencimento numa espécie de laudo pericial (erroneamente denominado laudo arbitral). Assim, poder-se-ia entender que a ANP se valerá da ajuda de um perito, que avaliará todas as questões técnicas envolvidas na individualização da produção, e proferirá um laudo pericial, que poderá ser seguido ou não pela ANP. No mesmo sentido, confirma-se o entendimento de Selma Lemes:

*“Verificamos que apesar de o artigo (27, parágrafo único da Lei do Petróleo) mencionar que a decisão da ANP será respaldada em ‘laudo arbitral’, na verdade, está a se referir à figura do arbitramento e não da arbitragem. O que instruirá a decisão da ANP é um parecer técnico e não uma sentença arbitral. (...) o arbitrador ou perito emite opinião sobre matéria de fato cuja*

*finalidade é servir, auxiliar e informar o juiz ou julgador; não resolve a controvérsia.”*

Reconhece-se a intenção do legislador de buscar uma solução alternativa para quando as partes não conseguirem chegar sozinhas a um acordo. Mas, o fato é que o objetivo do dispositivo não ficou claro e, além disso, é preciso compatibilizá-lo com o nosso sistema e com a nossa Constituição.

Assim, as correntes mais fortes acerca da interpretação do parágrafo único do artigo 27 são fundamentalmente a de que, em termos práticos, há tão somente “uma recomendação para que, no caso de os campos de petróleo ou gás natural se estenderem por blocos onde atuem concessionários distintos e não houver acordo para a individualização da produção, as partes submetam esta controvérsia à arbitragem” (BUCHEB, 2005, p. 216), e a que considera simplesmente o lapso do legislador ao denominar “laudo arbitral” o que se pretendia como “laudo pericial”. (TIBURCIO e MEDEIROS, 2005, p. 629 e PEDROSO, 2004 p.38)

Os contratos firmados até a Quinta Rodada de Licitações não previram expressamente a imposição de laudo arbitral, embora a própria legislação o faça, não havendo como deixar de atendê-la. Entretanto, inexistente previsão de rescisão contratual por este motivo. A partir da Sexta Rodada, foi inserida cláusula específica<sup>31</sup>, prevendo a rescisão do contrato na hipótese de recusa, por parte do concessionário, em firmar o acordo de Unificação.

#### **4.1.6 Cláusulas essenciais do Acordo de Unificação**

Os contratos de concessão até a Sexta Rodada de Licitações dispuseram

---

<sup>31</sup> Sétima Rodada: 12.1.19 A recusa de qualquer das partes em firmar o Acordo de Unificação de Operações implicará a rescisão do Contrato. Após a rescisão, a ANP poderá agir conforme disposto no parágrafo 12.1.8.



acerca do conteúdo a ser contemplado pelo Acordo de Unificação, abrangendo uma série de cláusulas expressamente declaradas<sup>32</sup>: direitos e obrigações dos concessionários interessados, definindo a área unificada, o se operador, as participações de cada um na Exploração, Avaliação, Desenvolvimento e Produção da Jazida, o Plano de Desenvolvimento respectivo e o prazo para sua apresentação à ANP, os pagamentos de participações governamentais e de terceiros, respeitados, para cada Concessionário envolvido, os montantes especificados no respectivo Contrato de Concessão e todos os demais aspectos normalmente contemplados em acordos do gênero, conforme as melhores práticas da indústria do petróleo, e observando os termos da legislação e dos contratos de concessão referentes aos Blocos em que se situa a área unificada.

Bucheb (2005, p. 241) critica a amplitude dessa cláusula, assinalando que “o acordo para individualização da produção deve limitar-se à definição das participações de cada concessionário no desenvolvimento e na produção da jazida em questão, já que são tão-somente estas as atividades objeto desse acordo.” E sugeriu a modificação necessária para que o parágrafo citado contivesse somente a definição dos limites da área unificada, o Operador, as participações de cada concessionário no Desenvolvimento e Proteção da Jazida, e o Plano de Desenvolvimento respectivo, observando as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo (BUCHEB, 2005, p. 267).

---

<sup>32</sup> Item 12.2 O acordo a que se referem os parágrafos 12.1.1 ou 12.1.2 contemplará equitativamente os direitos e obrigações dos Concessionários interessados, definindo a área unificada, o Operador da mesma, as participações de cada um na Exploração, Avaliação, Desenvolvimento e Produção da Jazida, o Plano de Desenvolvimento respectivo, os pagamentos de Participações Governamentais e de terceiros, respeitados, para cada Concessionário envolvido, os montantes especificados no respectivo Contrato de Concessão, e em geral todos os demais aspectos normalmente contemplados em acordos do gênero, conforme aplicáveis os termos dos Contratos de Concessão referentes aos Blocos em que se situa a área unificada, a legislação brasileira aplicável, bem como as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

Os contratos da Sexta e Sétima Rodadas inovaram na redação do parágrafo referente ao conteúdo do acordo de Unificação, atribuindo à ANP a incumbência de estabelecer os termos do Acordo de Unificação de Operações, no que se refere às obrigações relacionadas aos contratos de Concessão e das Participações Governamentais e de Terceiros, num prazo de 60 (sessenta) dias após a entrega do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural<sup>33</sup>. Para a determinação dos termos contratuais, a ANP deve utilizar as informações técnicas disponíveis sobre a jazida, ponderando os termos contratuais segundo a extensão da Descoberta e previsão dos volumes de Petróleo e Gás em cada Bloco, de acordo com o princípio da proporcionalidade e segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.<sup>34</sup>

Inovação importante referente às conseqüências do Acordo de Unificação prevista nas Rodadas Sexta e Sétima, consiste na previsão de celebração de Contrato de Concessão específico para a área objeto da Unificação<sup>35</sup> que, se por uma lado soluciona a questão relativa às divergências entre contratos de Rodadas diversas para os fins de Unificação, por outro não expressa qual das cláusulas dos

---

<sup>33</sup> Sétima Rodada: “12.1.6 Após a finalização das Operações de Avaliação, a ANP estabelecerá os termos do Acordo de Unificação de Operações, no que se refere às obrigações relacionadas aos Contratos de Concessão e das Participações Governamentais e de Terceiros, num prazo de até 60 dias após a entrega do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural.”

<sup>34</sup> Sétima Rodada: “12.1.7 A ANP utilizará, na determinação dos termos contratuais a que se refere o parágrafo 12.1.6, 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 em cada Bloco, de acordo com o princípio da proporcionalidade e segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.”

<sup>35</sup> Sétima Rodada: “12.1.12 Quando os Concessionários firmarem o Acordo de Unificação de Operações, a ANP terá o prazo de 60 (sessenta) dias, contados do recebimento do acordo devidamente assinado por todos os Concessionários envolvidos, para solicitar quaisquer modificações que julgar cabíveis. Caso a ANP solicite modificações, o Concessionário e as outras partes interessadas terão 60 (sessenta) dias contados da data da referida solicitação para discuti-las e apresentá-las à ANP, repetindo-se então o procedimento previsto neste parágrafo 12.1.12. Após a aprovação, pela ANP, do Acordo de Unificação de Operações, será assinado novo Contrato de Concessão, com validade exclusiva para as áreas unificadas.”

contratos será aplicada à área de Unificação, dando margem a dúvidas e interpretações conflitantes.

Considerando as alterações constantes das diversas versões dos contratos em vigor, é razoável que prevaleçam os direitos e as obrigações mais benéficas ao concessionário, conforme sugerido por Bucheb (2005, p. 272), para que constasse, inclusive, expressamente, na cláusula de Unificação:

A tese que aqui se coloca é a de que se a área a ser unificada se estender por blocos de rodadas distintas, cujos respectivos Contratos de Concessão estabeleçam direitos e obrigações distintas para os concessionários, deverá prevalecer, em cada caso concreto, a regra que, a exclusivo critério do concessionário, se mostrar mais benéfica; a inclusão desse dispositivo tem por finalidade estimular as empresas na execução das atividades de exploração e de produção de petróleo e gás natural, sem que haja prejuízo, de qualquer natureza, para o poder público, uma vez que as regras que se pretende aplicar em toda a área a ser unificada já se encontram em vigor em pelo menos um dos blocos pelos quais se estende essa área; vale destacar, ainda, que essa uniformização contratual não abrangerá os direitos e as obrigações divisíveis dos concessionários, como, por exemplo, a relativa ao pagamento de *royalties*, correspondentes à parcela de produção de petróleo ou gás natural de cada concessionário, que deve obedecer sempre o percentual expresso em cada Contrato de Concessão.

#### **4.1.7 Direitos e Obrigações dos Interessados**

Tendo em vista que o acordo de Unificação tem como escopo principal o atendimento do interesse público, valendo-se das melhores práticas para conservação dos recursos, de forma a atingir o melhor aproveitamento econômico do reservatório, ele foi previsto no contrato de concessão brasileiro e constitui a principal via regulatória a respeito do tema no âmbito nacional.

A cláusula que trata do acordo nos contratos de concessão, traz especificamente parágrafos relativos aos direitos e obrigações dos Concessionários

interessados, de onde foram extraídas algumas das considerações dos itens anteriores, como a obrigação de informar à ANP o conhecimento da possibilidade de a jazida estender-se para fora da Área da Concessão; a obrigação de celebrarem os concessionários um acordo de Unificação e a obrigação de o novo concessionário assumir o acordo ou as bases do acordo efetivado pela ANP.

Os contratos de concessão firmados antes da Quinta Rodada de Licitações da ANP têm praticamente as mesmas condições que, em comparação com a cláusula dos contratos da Quinta Rodada em diante, apresentam-se mais simplificadas e, em alguns aspectos, passíveis de suscitar mais conflitos entre as partes interessadas.

Um dos pontos mais críticos está no âmbito da possibilidade de continuidade das operações na área de concessão, antes de concluído e celebrado o acordo de Unificação. A maioria das versões do contrato permite essa continuidade, que podem ser analisadas sob dois aspectos:

O primeiro, diz respeito à incumbência e condução da realização das avaliações da jazida antes da aprovação do acordo de Unificação: possui algumas variações nos contratos de concessão, em suas diversas versões, sem alteração significativa no seu sentido. Todavia, a primeira referência às operações de Avaliação na área a ser unificada só foi inserida no contrato da Terceira Rodada de Licitações, repetindo-se nos contratos das Quarta e Quinta Rodadas, que dispuseram sobre a possibilidade de a ANP, a seu exclusivo critério, permitir a realização de operações de Avaliação por qualquer dos operadores das áreas adjacentes, desde que obtido o consentimento unânime e expresso de todas as

partes envolvidas<sup>36</sup>.

A importância dessa inovação foi bem colocada por Bucheb (2005, p. 258) em seu mais recente trabalho:

Esse parágrafo foi introduzido após o processo de consulta pública conduzido pela ANP, a partir da sugestão formulada neste estudo. O dispositivo facilita a celebração do acordo particular “pré-individualização da produção”, cujo objetivo é o de regular a condução das operações conjuntas de avaliação da descoberta em que a jazida pode, eventualmente, se estender por mais de uma área de concessão. Vale dizer que a necessidade de avaliação da descoberta advém da incerteza inerente aos dados geológicos de sub-superfície.

Caso tais operações tenham que ser conduzidas em mais de um bloco, deverá haver acordo entre os concessionários envolvidos, para que possam ser realizadas em conjunto. Esse acordo conterá o plano de avaliação da descoberta e a definição do operador das atividades de avaliação na área a ser unificada. O operador das atividades de avaliação deverá ser um dos operadores dos blocos adjacentes. Tanto o conteúdo do plano de avaliação, como a escolha do operador deverão ser referendados pela ANP.

Vale ressaltar, que esse dispositivo poderá se aplicar também às hipóteses em que não há concessionário para a área vizinha. Neste caso, as operações de avaliação deverão ser conduzidas pelo operador do bloco em que se efetuou a descoberta, com a devida autorização da ANP.

O contrato da Sexta Rodada, por sua vez, supriu a dúvida acerca do Plano de Avaliação e conseqüente responsabilidade, tendo sido incluído “segundo um Plano de Avaliação comum, apresentado pelas partes envolvidas, ou segundo Planos de Avaliação apresentados separadamente”.<sup>37</sup> Com essa nova disposição, as partes tanto podem apresentar um único Plano de Avaliação ou, se preferirem ou não chegarem a um acordo, apresentar Planos separadamente.

---

<sup>36</sup> Contrato de Concessão das Terceira, Quarta e Quinta Rodadas - parágrafo 12.2.1 - “Antes da aprovação do acordo para a individualização da Produção aqui previsto, a ANP poderá, 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 obtidos para isso o acordo unânime e expresse de todas as partes envolvidas.”

<sup>37</sup> Parágrafo 12.1.2 da Cláusula Décima Segunda do Contrato de Concessão da Sexta Rodada: 12.1.2 Antes da aprovação do Acordo de Unificação de Operações, poderão ser realizadas Operações de Avaliação na área a ser unificada, segundo um Plano de Avaliação comum, apresentado pelas partes envolvidas, ou segundo Planos de Avaliação apresentados separadamente.

Já o contrato da Sétima Rodada<sup>38</sup> substituiu o verbo “poder” no sentido de facultar, pelo verbo “dever”, na acepção de obrigar à realização de Operações de Avaliação na área a ser unificada, certamente em decorrência da constatação da imprescindibilidade de tal operação para fins de negociação acerca dos termos do acordo de Unificação, já que proporciona maiores dados e elementos para subsidiá-lo.

Vale mencionar aqui questão relevante relativa aos Contratos de Concessão referentes à Primeira, Segunda, Terceira e Quarta Rodadas, que contêm redação confusa nos parágrafos 12.1.5, 12.2.2, 12.2.3 e 12.2.3, respectivamente, dando margem a dúvida quanto ao atendimento da Lei no que se refere ao instituto da Unificação:

Caso não haja um concessionário para a área adjacente e/ou a Avaliação da Jazida seja insuficiente para permitir discussões significativas a respeito da individualização, o Concessionário poderá proceder a Declaração de Comercialidade, conforme previsto neste Contrato. Se o Concessionário entender que o Desenvolvimento daquelas partes da Jazida, dentro da Área de Concessão, pode ser realizado de acordo com a legislação aplicável e as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, poderá submeter um Plano de Desenvolvimento, conforme disposto na Cláusula Nove.

Segundo a pertinente interpretação de Bucheb (2005, p. 243-250), pelo parágrafo acima, combinado com os demais da cláusula de Unificação, há configuração de hipóteses permissivas de dispensa do acordo de Unificação, o que excepciona o artigo 27 da Lei do Petróleo, admitindo-se a regra da captura ou, mais razoavelmente, podendo dar origem à obrigação de indenizar terceiros prejudicados.

---

<sup>38</sup> 12.1.3 Antes da aprovação do Acordo de Unificação de Operações, deverão ser realizadas Operações de Avaliação na área a ser unificada, segundo um Plano de Avaliação comum, apresentado pelas partes envolvidas, ou segundo Planos de Avaliação apresentados separadamente.

Diante das considerações acima, poder-se-ia questionar, inclusive, a legalidade de tais dispositivos contratuais, no que se refere à excepcionalidade da obrigatoriedade de Unificação, pois aplica-se, a nosso ver, não somente ao concessionário, mas também ao Poder Concedente, no que concerne à eventual indenização por dano ou prejuízo causado a terceiros.

O segundo ponto importante relativo aos direitos e obrigações dos concessionários diz respeito à continuidade das operações enquanto não aprovado o acordo de Unificação, que é permitida em todas as versões dos contratos de concessão. Até a Sexta Rodada de Licitações, têm elas disposição acerca da suspensão do Desenvolvimento e Produção da jazida, objeto do futuro acordo de Unificação, condicionando o seu prosseguimento, entretanto, à autorização pela ANP, com acordo unânime e expresso de todas as partes envolvidas:

12.4 Enquanto não aprovado pela ANP o acordo para individualização da Produção aqui previsto, nos termos desta Cláusula Décima-Segunda, ficarão suspensos o Desenvolvimento e a Produção da Jazida objeto do mesmo, a menos que de outro modo autorizado pela ANP, a seu exclusivo critério, e desde que obtido para isso o acordo unânime e expresso de todas as partes envolvidas.

Os contratos da Sexta e Sétima Rodadas possuem disposição diversa. No entanto, no mesmo sentido das versões anteriores, permitindo a continuidade da produção na área, a exclusivo critério da ANP:

12.6 Enquanto não aprovado pela ANP o Acordo de Unificação de Operações aqui previsto, nos termos desta Cláusula Décima-Segunda, ficarão suspensos o Desenvolvimento e a Produção da Jazida objeto do mesmo, a menos que uma das áreas envolvidas já esteja em Fase de Produção, conforme disposto no parágrafo 12.6.1, ou de outro modo autorizado pela ANP, a seu exclusivo critério.

12.6.1 Caso uma das áreas envolvidas no processo de unificação já esteja na Fase de Produção na data da comunicação a que se refere o parágrafo 12.1, as Operações nesta área poderão, a exclusivo critério da ANP, ter continuidade, de acordo com os Planos e Programas aprovados pela ANP.

É certo que a Unificação, compulsória, no caso do Brasil, como já comentado, tem como escopo a conservação e o melhor aproveitamento dos recursos, bem como a prevenção de litígios entre os concessionários das áreas por onde se estende a jazida, baseados na prevenção de desperdício, a proteção dos direitos correlatos e o impedimento de perfuração desnecessária de poços (LEAR, 1995 *apud* RIBEIRO, 2005, p. 123).

Considerando as características físico-químicas do petróleo, especialmente a de fácil mobilidade, e que a continuidade da produção em uma determinada jazida pode ocasionar a migração do petróleo ou gás para uma região de baixo potencial hidrodinâmico, conforme já discorrido por RIBEIRO (2005, p. 128)<sup>39</sup> e APPI e ANDRADE (2000, p.3), não parece sensato que haja continuidade da produção da jazida a ser unitizada sem que afete a porção da jazida na área adjacente.

Dessa forma, a hipótese aventada, de continuidade das operações de Desenvolvimento e Produção só se justifica se houver a concepção de um pré-acordo de Unificação, em que o Concessionário da área produtora se compromete a aceitar a redeterminação, por ocasião da celebração do acordo de Unificação, com efeitos retroativos.

---

<sup>39</sup> Nota 51: As características do reservatório onde se acumula o óleo, as condições das rochas que permitem a sua geração e armazenamento e todos os elementos levados em conta para a escolha do local da perfuração dos poços são também pertinentes para a definição do modo de deslocamento dos fluidos. Isto porque o poço passa a constituir uma região de baixa pressão e os fluidos se deslocam para ele naturalmente, através da rocha porosa. Considerando-se que em um reservatório pode haver água, petróleo e gás, e a água é mais densa que o óleo, esta tende a se concentrar na parte inferior do reservatório, o óleo fica no meio e o gás, mais leve, na parte superior.



#### 4.1.8 Cessão

Um avanço importante foi introduzido no contrato de concessão da Sexta Rodada de Licitações, impactando positivamente a cláusula de unificação de operações, ao incluir-se expressamente a possibilidade de cessão parcial da área dos blocos. Os contratos das rodadas anteriores prevêm somente a hipótese de cessão total ou parcial da participação de uma empresa em toda a área sob concessão e não em parte dela.

Essa modificação visou estimular a atividade exploratória, possibilitando o desenvolvimento de pequenas descobertas por outras empresas, que não o concessionário original, além de permitir a entrada de novas empresas em consórcios nos blocos sob concessão, com a realização dos maiores investimentos possíveis, trazendo benefícios para toda a sociedade, visando sempre atender ao interesse público.

Isso ocorre em virtude de que:

[...] aos olhos dos concessionários e principalmente do operador da concessão, cada um desses campos, ou mesmo prospectos de campos, terão uma avaliação de atratividade diversa. Essa avaliação será em função, não só das características supracitadas desses campos ou prospectos, mas também, das condições das próprias empresas envolvidas. Notoriamente, para tal avaliação levar-se-á em consideração a experiência dessas empresas em campos semelhantes (capacitação técnica), bem como o porte financeiro das mesmas (capacidade de investimento e aversão ao risco), e até mesmo suas demandas ou aversões particulares por determinado hidrocarboneto (gás ou óleos pesados, por exemplos). Nesse caso, enquanto um campo está sendo desenvolvido adequadamente pelo concessionário, outro campo originado do mesmo bloco exploratório pode ter seu desenvolvimento prejudicado ou, no mínimo, retardado. Ou, ainda, um prospecto pode deixar de ser perfurado pelas já citadas condições de capacitação técnica e financeira.

[...]

Por isso, diante das vantagens técnicas apontadas pelo próprio comitê técnico da Agência Reguladora, não há porque desprezar o instituto da

cessão de parte da área de concessão, ou seja, da divisibilidade do bloco. (parecer 004/2004 da Procuradoria Federal vinculada à ANP)

A previsão da cessão parcial consta da cláusula Vigésima Oitava do contrato de concessão da Sexta Rodada<sup>40</sup>, e dispõe especificamente que não será admitida a cessão de parte de área de um Campo, exceto para viabilizar um Acordo de Unificação de Operações, a critério exclusivo da ANP. Cunha (2004, p.8), porém, esclareceu:

[...] a Cessão de um Campo ali tratada deverá referir-se à área total. Estabeleceu adicionalmente a Minuta que nos casos de cessão da área a ANP definirá um Programa Exploratório Mínimo adicional para as áreas a serem divididas. A soma dos Programas resultantes deverá sempre ser superior ao Programa Exploratório Mínimo original, não sendo admitida a hipótese de uma das áreas divididas não possuir um Programa Exploratório Mínimo a ela associado. Acresça-se a isso que as áreas resultantes passarão a ser totalmente independentes para todos os efeitos resultantes, inclusive para cálculo das Participações Governamentais, o que significa dizer que não haverá responsabilidade solidária entre cedente e cessionário. Por derradeiro, destaque-se que, ocorrendo a cessão de parte da área da concessão, será celebrado novo Contrato de Concessão, mantendo-se os mesmos termos, obrigações, Programas e prazos do Contrato original, com exceção do disposto a respeito do Programa Exploratório Mínimo. Formalizar-se-ão neste novo Contrato de Concessão os Blocos objeto da Concessão, a composição do Concessionário e a indicação do Operador. Outra exceção, embora não prevista expressamente, mas decorrente da interpretação sistemática do Contrato, será a hipótese de unitização, pois o novo Contrato de Concessão celebrado com relação à área unitizada conterá disposições próprias. Vê-se que na cessão de áreas o administrador brasileiro dispôs similarmente às legislações americana e norueguesa, as quais já contemplavam essa possibilidade.

Portanto, a possibilidade de cessão parcial viabiliza eventual coexistência, na área originalmente integrante do bloco objeto da licitação, de campos unitizados e campos não unitizados. (PEDROSO, 2004, p. 35)

---

<sup>40</sup> 28.4. 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. A Cessão de um Campo sob este Contrato deverá referir-se à área total, definida segundo os termos do parágrafo 9.2.2.

## **5 CASO EM ESTUDO**

### **5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Este capítulo tem por objeto a análise de determinada situação hipotética, especificada pela aplicação da legislação que rege e abrange a Unificação, incluindo os direitos correlatos e o eixo regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil.

Considerando a dificuldade de obtenção de dados reais, seja pela inexistência de situações concretas semelhantes ou por razões atinentes à confidencialidade peculiar às concessões e contratos da indústria do petróleo, as questões legais, estratégicas e de concorrência, a apresentação de caso hipotético, inserido em um exercício prático, constitui meio viável para exemplificar situações de conflitos e aventar soluções pertinentes à Unificação.

O desenvolvimento da análise e solução do problema exige raciocínio lógico fundado na base teórica apresentada nos capítulos anteriores, com as especificidades atinentes ao caso, que abordará vários aspectos legais e regulatórios, bem como os princípios aplicáveis à administração pública e os de direito privado.

Em síntese, o exercício proposto possibilita a aplicação da base teórica previamente colocada a uma situação prática, ilustrando o instituto da Unificação e direitos correlatos, tendo, num grau mais crítico, o tratamento de evidências de forma adequada para se obterem conclusões analíticas convincentes e eliminar

interpretações alternativas.

## **5.2 O PROBLEMA**

São dois blocos vizinhos em que um se encontra sob responsabilidade do Concessionário A, referente à Primeira Rodada de Licitações (Bloco 1), sujeito ao pagamento de *royalties* na proporção de 8% sobre a produção, possuindo uma jazida em fase de produção, circunscrita, até a última avaliação, aos limites da área de desenvolvimento.

O Bloco 2, objeto de contrato de concessão da Sétima Rodada de Licitações, com incidência de *royalties* em 10%, encontra-se sob responsabilidade do Concessionário B, o qual apresentou Plano de Avaliação de uma recente descoberta à ANP, cuja execução demonstrou tratar-se o reservatório, de extensão da jazida em produção pelo concessionário A, da área adjacente. Pela avaliação, também se constatou a baixa pressão do reservatório, provavelmente decorrente da produção do concessionário A por um período de 5 anos, resultando no deslocamento de volumes de óleo da área do Bloco 2 para a área adjacente (Bloco 1).

O Concessionário B propõe à ANP a celebração de acordo de individualização de produção com o Concessionário A, com determinação retroativa à fase inicial de produção da concessão da área adjacente, pois considera que a produção na parte do Bloco 1 foi predatória, tendo diminuído os recursos originais da parte do reservatório integrante da sua área, alterando, assim, os quinhões sobre a jazida, em seu detrimento, no necessário acordo de individualização da produção,

bem como a compensação proporcional equivalente a toda a produção efetuada pelo Concessionário A, o qual resiste a essa pretensão.

### **5.3 RESOLUÇÃO**

#### **5.3.1 Procedimentos adotados em caso de Descoberta**

Encontram-se as partes interessadas – Concessionário A, Concessionário B e ANP —, diante de situação conflituosa, em que o Concessionário B entende ter o Concessionário A obtido produção em sua área de concessão, aproveitando-se do volume que lhe pertencia, inclusive prejudicando a possível produção da sua porção da jazida.

Não obstante a vasta problemática envolvendo um acordo de Unificação, o pleito do Concessionário B apresenta uma série de elementos controvertidos adicionais, que devem ser analisados, consoante o Direito.

O primeiro passo consiste na abordagem da adequação do procedimento a ser seguido por ambos os concessionários a partir do momento da Notificação da Descoberta (ND) na fase de exploração, que deve ser feita à ANP sempre que na área de concessão for verificada a ocorrência de hidrocarbonetos ou quaisquer outros recursos naturais, independentemente da sua quantidade, qualidade ou comercialidade, levando em consideração que uma descoberta não significa uma reserva econômica<sup>41</sup>. A Notificação da Descoberta é obrigatória por disposição da

---

<sup>41</sup> ANP, 2006, Dúvidas freqüentes.

Lei do Petróleo, especificamente do artigo 44, inciso II<sup>42</sup>.

Após a Notificação da Descoberta, o concessionário se obriga a realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo (artigo 44, inciso III da Lei do Petróleo). Para a apresentação do Plano de Avaliação, o concessionário deve atender às disposições da Portaria ANP 259 de 5 de dezembro de 2000, que estabelece o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural.

O Plano de Avaliação tem como objetivo principal determinar os volumes dos recursos descobertos e delimitar a área de ocorrência do(s) reservatório(s) que motivaram a apresentação do Plano. A partir dos dados adquiridos e estudos realizados durante a Avaliação espera-se que o concessionário tenha elementos necessários e suficientes para concluir sobre a comercialidade ou não da acumulação descoberta. (ANP, 2006)

A Declaração da Comercialidade de uma acumulação, por sua vez, poderá ser feita à ANP a qualquer momento, ainda durante a Fase de Exploração, desde que tenha notificado a descoberta desta acumulação e apresentado e concluído o Plano de Avaliação. Com a Declaração de Comercialidade, dar-se-á início à denominada Fase de Produção, que tem, em princípio, duração de 27 (vinte e sete) anos, conforme disposição dos contratos de concessão em vigor.

---

<sup>42</sup> Art. 44 – II – Comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;

Quanto às concessões do exercício, é preciso considerar cada etapa para justificar os procedimentos adotados pelos concessionários.

A concessão referente ao Bloco 1 encontra-se em fase de produção de uma jazida e seguiu todos os trâmites legais, atendeu à regulação da atividade e cumpriu as disposições contratuais. Ou seja: ao fazer a descoberta, o Concessionário A fez a Notificação à ANP dentro do prazo estipulado pelo contrato de concessão na cláusula Sexta, item 6.1 - 72 horas, com todos os dados e informações pertinentes.

Tendo interesse comercial na descoberta, o Concessionário A apresentou o Plano de Avaliação à ANP, contendo informações, em abrangência e pormenores suficientes para permitir a avaliação, pela ANP, da adequação do referido Plano aos objetivos propostos; permitir à ANP conhecer e acompanhar a Avaliação da Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural; e demonstrar que a Avaliação da Descoberta seria feita segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e em obediência às normas e regulamentações da ANP, bem como a legislação em vigor (PORTARIA ANP 259)

Segundo o disposto na Portaria ANP 259, item 1.3 do Regulamento Técnico, o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural deverá atender aos seguintes princípios e requisitos obrigatórios para sua aprovação: a) possibilitar a quantificação dos Volumes *In Situ* Originais de Petróleo e/ou Gás Natural; b) possibilitar a classificação adequada da Descoberta em Recursos e/ou Reservas, caso ocorra a Declaração de Comercialidade; c) possibilitar a compreensão dos mecanismos de produção e a previsão do comportamento de

produção dos poços e reservatórios; d) possibilitar a caracterização dos fluidos presentes nos reservatórios, bem como das rochas que os constituem; e) possibilitar a compreensão do modelo geológico dos reservatórios, ou seja, seu controle estratigráfico e estrutural, bem como delimitar espacialmente os reservatórios; f) garantir a segurança operacional; g) garantir a preservação ambiental.

Como a execução do Plano de Avaliação leva à aferição provisória das características do campo, com dados referentes às suas dimensões, é possível detectar de imediato não só sua extensão, mas também sua localização, constatando a sua extensão para a área adjacente. Todavia, mesmo cumprindo todas as etapas e procedimentos segundo as melhores práticas da indústria do petróleo, é quase impossível afirmar conclusivamente sobre as dimensões e características do campo. Há consenso entre os autores de que, no início da atividade de exploração ou mesmo na fase de desenvolvimento, consideram-se escassos os dados a respeito. (RIBEIRO, 2005, p. 139)

O Concessionário, por força contratual, é obrigado a informar à ANP, imediatamente, ou nos prazos estipulados, o conhecimento acerca de possível extensão da jazida para além da área abrangida pela sua concessão. Assim, considerando a vedação de omissão na referida hipótese, não tendo o Concessionário A o conhecimento sobre a extensão da jazida para a área adjacente, não haveria como informar à ANP.

O concessionário B, entretanto, ao fazer a avaliação que lhe competia, por razões técnicas ou pelo favorecimento das condições da área, detectou que a jazida que estava avaliando era extensão da jazida em produção no Bloco 1. Isso



não significa, necessariamente, que tenha havido omissão ou má-fé do Concessionário A na avaliação da sua descoberta, porquanto é perfeitamente possível que não se tenha efetivamente notado a extensão para a área adjacente (Bloco 2), haja vista a complexidade dos dados obtidos com as técnicas de exploração de campos de petróleo e gás natural.

Observa-se que, após o cumprimento do cronograma proposto no Plano de Avaliação e apresentado o relatório final, o qual concluiu pela comercialidade da descoberta, o Concessionário A demonstrou interesse no desenvolvimento do campo, declarando, assim, oficialmente, sua comercialidade. A partir desse momento, iniciou-se a Fase de Produção, bem como o prazo para apresentação do Plano de Desenvolvimento do campo. Nesse caso, o mapa apresentando os limites da área a ser declarada comercial, ou seja, a Área de Desenvolvimento é definido em função dos limites das jazidas efetivamente avaliadas, segundo os critérios estipulados no regulamento da Portaria ANP 259/03.

O Plano de Desenvolvimento significa o documento preparado pelo Concessionário contendo o programa de trabalho e respectivo investimento, necessários ao desenvolvimento de uma descoberta de petróleo ou gás natural na área de concessão. (Portaria ANP 90 de 31 de maio de 2000)

O desenvolvimento proposto pelo Concessionário, assim como a avaliação da descoberta, deve atender a princípios básicos e inafastáveis para sua aprovação pela ANP, incluindo a garantia da conservação dos recursos petrolíferos, que pressupõe a recuperação eficiente de hidrocarbonetos existentes nas jazidas petrolíferas e gaseíferas, o controle do declínio de reservas e a minimização das

perdas na superfície. (Lei do Petróleo, artigo 44, inciso I e Portaria ANP 90)

Isso significa que o Concessionário, mais que direitos, possui obrigações essenciais para a execução das atividades que pretende exercitar, desde o seu planejamento. Ao atender à legislação e à regulação, ele conseqüentemente obriga-se a não realizar qualquer operação em detrimento dos recursos naturais, inclusive no que diz respeito à forma de recuperação dos hidrocarbonetos.

O Plano de Desenvolvimento do campo, dentre inúmeros elementos, deve discriminar os volumes de hidrocarbonetos *in situ* de cada reservatório e as reservas provadas e totais, de acordo com os critérios da Portaria ANP 09, bem como, fazer a previsão de produção e movimentação de fluidos, inclusive do comportamento hidrodinâmico do reservatório, conforme instruções da Portaria ANP 90.

Acolhendo a tese de que as avaliações preliminares não são conclusivas, tanto o contrato de concessão quanto as Portarias da ANP prevêem que as informações que se seguem ao longo da execução do contrato de concessão podem ser objeto de revisão, mesmo já estando o campo em desenvolvimento ou produção. Qualquer alteração no Plano de Desenvolvimento já aprovado deve ser comunicada à ANP, com as razões do que a motivaram, bem como as variações ocorridas nos valores físicos e financeiros do projeto (Portaria ANP 90). No mesmo sentido dispõe a Portaria ANP 100, que regulamenta o Programa Anual de Produção que é entregue à ANP nos prazos estabelecidos no contrato, contendo informações em abrangência e profundidade suficientes para permitir à ANP avaliar a sua concordância com Plano de Desenvolvimento ou Complementar já aprovados.

Há condições, porém, que implicam na obrigatoriedade de revisão, detalhada no Plano de Desenvolvimento e na aprovação da ANP, como a variação maior do que 10% no fator de recuperação final; variação maior do que 10% do volume *in situ* de petróleo e/ou gás natural que consta da última revisão aprovada; acréscimo ou redução do número de reservatórios produtores, etc. (Portaria ANP 90)

As revisões dos planos referentes às avaliações e previsões acerca do campo são práticas comuns na indústria do petróleo, corroborando as incertezas atinentes às condições físicas do campo, que vão sendo desvendadas ao longo do tempo, com a atividade pertinente.

À ANP compete a fiscalização de todas as atividades e operações de exploração e produção, certificando-se de que o concessionário esteja atendendo à legislação, à regulação e ao contrato, bem como utilizando-se das melhores práticas da indústria do petróleo.

Assim, se houver desperdício, por operação em desacordo com a legislação, ou mesmo na utilização da melhor técnica praticada na indústria, o órgão regulador deverá tomar todas as medidas para punir e responsabilizar o concessionário, podendo ensejar, inclusive, a rescisão do contrato, conforme já aduzido anteriormente.

Devem-se levar em conta, na análise do caso concreto, as técnicas existentes e recomendadas para cada área específica, já que a evolução tecnológica é muito rápida e altera constantemente as técnicas utilizadas na indústria. Isso pode explicar por que o Concessionário B conseguiu detectar a extensão do reservatório

de uma área para outra, o que o Concessionário A não fez alguns anos antes. A utilização da técnica é opção do concessionário, mas deve ser a mais apropriada e disponível no momento e, se ele não atendeu às melhores práticas da indústria (e isso deve ser analisado pelo órgão regulador), deve responder, de algum modo, pelas conseqüências.

Entretanto, não é o caso do Concessionário A, que já comprovou ter atendido a todas as normas atinentes à sua atividade.

Isso esclarecido, pressupondo que o Concessionário A tenha apresentado todos os planos e programas de acordo com a legislação aplicável e que agiu de boa-fé, utilizando-se das melhores práticas da indústria do petróleo, outros aspectos devem ser considerados para a devida e correta delimitação dos direitos envolvidos.

### **5.3.2 Supremacia do Interesse Público sobre o Privado**

Leve-se em conta que os interesses envolvidos não se limitam aos dos Concessionários e tampouco à simples apropriação do produto da lavra. O interesse maior a ser assegurado é o público, que se superpõe ao interesse privado, visto que este é apenas parte do mecanismo de atendimento dos objetivos inseridos na Política Energética Nacional. É a denominada supremacia do interesse público, que se aplica ao presente caso.

Embora seja fundamental para o concessionário extrair o máximo possível de um recurso tão valioso como o petróleo, com o óbvio e assegurado objetivo de lucro, o que se visa, num primeiro plano, é expandir a produção interna dos recursos

para preservação do interesse nacional, que implica, em síntese, em suprir a demanda interna de forma a garantir a independência energética do País, aproveitando-se racionalmente esses recursos.

O regime concorrencial, implantado pela Emenda Constitucional nº 9, convergindo com o princípio da livre iniciativa, não autoriza a interpretação pura e simples de que os interesses dos concessionários sejam enaltecidos a ponto de inverter a hierarquia que tem no topo o interesse público.

Importa apreciar a questão considerando, principalmente, o monopólio constitucional da União para o exercício de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos (Art. 177, inciso I) e o contido no artigo 21 da Lei do Petróleo, segundo o qual “todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União”, só podendo as respectivas atividades, ser exercidas mediante contratos de concessão (art. 23 da Lei do Petróleo). Reitere-se, ainda, o disposto no §1º do art. 176 da CF que preceitua: “A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o *caput* deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional [...]”

Dos sobreditos preceitos, deduz-se o claro propósito dos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás no Brasil: expandir a produção interna de petróleo visando auto-suficiência energética, ao mesmo tempo em que garanta o desenvolvimento do País, incentivando os investimentos e

proporcionando lucro às empresas e geração de empregos. Dessa forma, sempre que houver controvérsia acerca de recursos petrolíferos e gaseíferos, o principal aspecto a ser analisado é interesse público envolvido.

### 5.3.3 Direito de Propriedade dos Recursos

Associado à supremacia do interesse público, aspecto fundamental para o deslinde da questão, está pautado no direito de propriedade dos recursos petrolíferos, que vem a ser a divergência principal entre os Concessionários, especialmente quanto ao entendimento do Concessionário B, de que é seu o direito ao óleo que foi suprimido de sua porção da jazida pela produção do Concessionário A na jazida comum.

A Constituição Federal dispõe, em seu artigo 20, que são bens da União os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva (inciso V), bem como os recursos minerais, inclusive os do subsolo (inciso IX). Já o *caput* do art. 176 da CF acrescenta que as jazidas pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

Para esclarecer as disposições acerca dos direitos de propriedade em apreço, merece atenção o disposto por ARAGÃO (2004a, p. 43):

[...] A jazida é objeto de direito de propriedade (direito real público, em emprego estrito e técnico do vocábulo “propriedade”) do sujeito denominado União. O que se defere ao concessionário é o direito de propriedade do produto da lavra, a qual é unicamente uma atividade, que não se identifica com a jazida, que, nos termos da lei é “reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção” (art. 6º, XI da Lei nº 9,478/97). Trata-se de norma (art. 176, *caput, in fine*) atributiva de direito sobre produto percebido, análoga às normas que determinam direitos de propriedade sobre frutos percebidos.

O dispositivo é complementado, em matéria de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, pelo art. 177, que dispõe ser monopólio da União a sua pesquisa e a sua exploração através da lavra (art. 177, I).

A primeira norma comentada (art. 176, CF) separa a jazida do solo, imputando-a ao patrimônio da União, fazendo com que constitua bem público de per se. No art. 177, I, **a Constituição afirma que a União, em regime de monopólio, ou seja, como a única agente legitimada a exercitar a atividade no cenário econômico, pode explorar aquele bem que é seu, podendo apenas delegar o seu exercício a particulares mediante contrato de concessão** (art. 176, § 1º, e 177, § 1º). **Em outras palavras, o bem (a jazida) é sempre da União; a atividade de sua exploração também o é, podendo, no entanto, ser concedida a particulares.** (destaque meu)

Bastos e Martins (2000, *apud* ARAGÃO, 2004a, p. 43), ao comentar o artigo 176 da CF, demonstra, especificamente, que:

As jazidas são concentrações de minério em determinada área. Quando se tornam objeto de exploração ganham o nome de mina. Assim sendo, por força do mero contrato de concessão de exploração, o concessionário vai adquirindo o domínio do produto da sua atividade mineralógica, na medida em que o mineral for se desprendendo e deslocando-se do local de origem. **Enquanto, portanto, não objeto de lavra, os minerais continuam no domínio da União, nada obstante a concessão de sua exploração. Em consequência continuam impenhoráveis e inalienáveis, enquanto em aderência à jazida.** (destaque meu)

A Lei do Petróleo, por sua vez, em seu artigo 26, especifica a outorga de direitos sobre a propriedade do produto da lavra ao dispor sobre o objeto da concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural, em plena consonância com a Constituição Federal:

A concessão implica, para o concessionário, a **obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo e gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos**, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes das participações legais ou contratuais correspondentes. (destaque meu)

Tem-se, portanto, incontroverso, o entendimento de que qualquer volume integrante de uma jazida, enquanto permanecer no subsolo, pertence à União, não

importando se há particular com direitos à exploração desse bem sob regime de concessão.

O contrato de concessão, por sua vez, no item 2.2 (Primeira Rodada), especifica:

O Concessionário assumirá sempre, em caráter exclusivo, todos os custos e riscos relacionados com a execução das Operações e suas conseqüências, cabendo-lhe, **como única e exclusiva contrapartida, a propriedade do Petróleo e Gás Natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ele recebidos no Ponto de Medição**, nos termos deste Contrato, com sujeição aos encargos relativos aos tributos e Participações Governamentais e de terceiros, de acordo com este Contrato e a legislação aplicável. (destaque meu)

Verifica-se, por conseguinte, que os recursos, enquanto contidos no subsolo, são propriedade da União, passando o Concessionário a ter direito à propriedade do produto da lavra após extração e medição dos volumes de óleo ou gás natural.

Reitere-se que somente a União é proprietária da jazida, do bloco e da plataforma continental, ainda que conceda a outros, particulares ou não, o poder de exercer a atividade de lavra, mediante concessão.

É de fundamental importância fixar que, por meio do contrato de concessão, efetiva-se mera delegação do exercício da atividade, que é monopólio da União, aos concessionários, mediante uma contrapartida incerta e indeterminada, que se concretiza apenas com o sucesso na extração do volume recuperável.

Importante ressaltar que não existe, para o concessionário, em nenhum momento, qualquer direito sobre os volumes que se encontram na jazida. Como bem



assinala Aragão (2004a, p. 46) o que a União concede ao concessionário é o direito de explorar a atividade respectiva, o direito de lavra e o direito de prospecção. E enfatiza:

Não há, repise-se, a favor do concessionário, **direito real ou pessoal sobre o bloco**, apenas direito de explorar atividade econômica. Evidente que, para bem desempenhá-lo, ele, o concessionário está tutelado por meios que permitam materialmente o contato com a coisa. Mas **não é a coisa, seja ela chamada de bloco, área, jazida ou elemento, o que se está a conceder. Está-se, no plano obrigacional, outorgando direito de exercer atividade econômica (art. 5º da Lei nº 9.478/97). Os direitos de atividade são direitos decorrentes de contratos de meio, que se relacionam a comportamento, a conduta, e não a coisa.** Embora essa seja pressuposto da existência da concessão, não se pode dizer em absoluto ser seu objeto. (destaque meu)

Fica esclarecido, portanto, que a ANP e o Concessionário firmam pelo Contrato tão somente a Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural de um determinado Bloco.

#### **5.3.4 Objeto do Contrato de Concessão e Riscos do Concessionário**

A exploração e a produção de petróleo e gás natural constituem negócio arriscado para o concessionário, sendo certo que ele, ao participar do processo licitatório previsto constitucionalmente, referendado pela Lei do Petróleo e executado pela ANP, está plenamente ciente desse risco.

Nos termos do §1º do artigo 28 da Lei do Petróleo há referência aos encargos do concessionário e aos riscos do negócio, quando trata da extinção das concessões, seja pelo vencimento do prazo contratual, por acordo entre as partes ou por término da fase de exploração sem ter sido feita qualquer descoberta comercial:

A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito à indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP, na forma prevista no inciso VI do art. 43.

Não obstante, o Concessionário B aduz encontrar-se em situação excepcional, porquanto sua descoberta tem sido prejudicada por ato de terceiro. De acordo com suas assertivas, ele teria direito aos volumes *in situ* originais da jazida, ou aos volumes extraídos pelo concessionário vizinho desta jazida. Sob essa ótica, aduz que o Concessionário A se apropriou de volume que lhe era assegurado. Essa afirmação, no entanto, deve ser analisada cautelosamente, com base nos fundamentos de direito em vigor.

Conforme disposto no artigo 26 da Lei do Petróleo, acima transcrito, a concessão implica, para o concessionário, na exploração por sua conta e risco. Ou seja, se não obtiver êxito e nada produzir, restará a ele arcar com os prejuízos, sem direito ao ressarcimento de gastos efetivados com o Bônus de Assinatura referente ao Bloco e com os investimentos do Programa Exploratório. Tampouco terá direito à propriedade de qualquer volume, mesmo que este esteja sob sua área de concessão, mas que não tenha sido possível extrair, ou tenha constatado a inviabilidade econômica do projeto para tanto, pois seu direito de propriedade ao produto da lavra é futuro e eventual e apenas o adquire plenamente após a medição do volume extraído.

Sob o aspecto da aquisição de direitos, mister se faz demonstrar que, quando o concessionário adquire os direitos para exploração da atividade relacionada a um bloco específico, **no que concerne à propriedade do produto da lavra**, está se tratando, num primeiro momento, de mera expectativa de direito,

pois sequer tem conhecimento da probabilidade de existência de reservatórios e tampouco da possibilidade de extração de algum volume quando da assinatura do contrato de concessão. A expectativa de direito, segundo Venosa (2002, p. 378),

[...] é mera possibilidade ou simples esperança de se adquirir um direito. O direito não existe nem em embrião, apenas potencialmente. [...] A lei só concede proteção jurídica quando a expectativa de direito se transforma em direito eventual, isto é, quando a expectativa se converte em direito.

Assim, a reivindicação de direitos sobre o volume *in situ* da jazida é descabida, haja vista que o direito de propriedade do Concessionário é limitado ao volume recuperado e apenas se efetiva mediante extração e medição<sup>43</sup>, na superfície, quando o Concessionário passa a ter o domínio do petróleo ou gás natural extraído.

A aquisição desse direito, é salutar esclarecer, tem natureza originária, como alude Bucheb (2005, p. 80):

[...] os depósitos de hidrocarbonetos pertencem à União, mas como o petróleo e o gás natural só têm valor econômico após sua produção e, assim, só constituem mercadoria após sua extração - vale dizer, após atingirem o ponto de medição da produção - a aquisição da propriedade a que se refere o *caput* do artigo 26 é de natureza originária [...]

Assim, nenhum pleito, que não seja originado da União, sobre o conteúdo das jazidas, enquanto nelas permanecer, poderá ser sustentado sob a égide do Direito Brasileiro.

---

<sup>43</sup> Art. 3º, IV do Decreto nº 2.705/98: "Pontos de Medição da Produção: pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes".

### **5.3.5 Apropriação indevida, garantia de direitos e sanções aplicáveis**

Sob ponto de vista amplo e genérico, cabe esclarecer que a expectativa de direito aqui demonstrada refere-se à contrapartida decorrente da execução do contrato de concessão, garantida ao Concessionário pelas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Ou seja, é assegurado ao Concessionário o direito à propriedade do produto da lavra, pela execução das atividades. Se a atividade não é executada, esse direito não se perfaz.

Num segundo momento, quando há descoberta de um reservatório, no que se refere à propriedade dos volumes, o concessionário estará diante de um direito eventual, que “é um direito futuro, pois depende de um acontecimento para completar-se, mas já apresenta características embrionárias, isto é, em alguns de seus elementos constitutivos.” (VENOSA, 2002, p. 378) Ou seja, com a descoberta, o concessionário sabe da existência do reservatório e que há chances de recuperação do óleo ou do gás natural, mas não sabe se isso será viável e economicamente vantajoso. Pode-se dizer, então, que, nessa fase, o evento futuro que dará ensejo à aquisição do direito depende da avaliação do reservatório e, apesar de ter indícios de possibilidade de efetivar-se, é falível e independe da vontade do concessionário.

Se o concessionário tiver interesse em avaliar o reservatório e optar pela Declaração de Comercialidade para iniciar o desenvolvimento e a fase de produção, terá, a partir desse momento, um direito condicional, que somente se perfaz pelo advento de acontecimento futuro e incerto, mas derivado exclusivamente da vontade das partes. “Nos direitos condicionais o direito já se perfaz. Apenas se agregou um

elemento externo, uma condição, para ser exercido.” (VENOSA, 2002, p. 380)

O fato jurídico é fonte da eficácia jurídica, ou seja, a norma jurídica, para ser aplicada, depende da existência do fato jurídico. Assim, o direito à propriedade do produto da lavra estará condicionado à extração e medição dos volumes recuperados, e poderá ser exercido apenas após a exploração, assim que tiver passado pelo ponto de medição. Somente a partir desse momento a propriedade do recurso, agora na forma de lavra, será do concessionário.

No caso em questão, considerando a hipótese factível, mas não ocorrida, de o Concessionário A ter agido de má-fé, não comunicando à ANP a extensão da jazida para a área adjacente, se o sabia, e por ter, durante todo o período de produção, drenado o volume referente à área adjacente, mesmo sem ter ultrapassado os limites das áreas, mas simplesmente se aproveitando da migração dos fluidos para a área do Concessionário A, seria certo tratar-se, num primeiro plano, de descumprimento contratual, estando sujeito a todas as sanções previstas no contrato de concessão, dando ensejo, inclusive, à rescisão contratual<sup>44</sup>, ficando

---

<sup>44</sup> “Durante a vigência deste Contrato, e desde que observados os termos e condições do mesmo, o Concessionário terá, com a exceção prevista no parágrafo 2.5, o direito exclusivo de realizar as Operações na Área da Concessão, obrigando-se para isso, por sua conta e risco, a aportar todos os investimentos e a arcar com todos os gastos necessários, a fornecer todos os equipamentos, máquinas, pessoal, serviços e tecnologia apropriados, e a assumir e responder integral e objetivamente pelas perdas e danos causados, direta ou indiretamente, pelas Operações e sua execução, independentemente da existência de culpa, tanto a terceiros quanto à ANP e à União, de acordo com os parágrafos 2.2, 2.2.1 e demais disposições aplicáveis deste Contrato.”

#### **“Descumprimento, Rescisão e Extinção do Contrato**

##### **Casos**

30.1 Sem prejuízo do disposto no parágrafo 30.3, este Contrato poderá ser rescindido em caso de descumprimento de qualquer das suas obrigações que não seja corrigido pelo Concessionário dentro do prazo determinado pela ANP através de notificação para tal fim, o qual não poderá ser inferior a 90 (noventa) dias, salvo nos casos de extrema urgência. A rescisão não será aplicável se o Concessionário tiver corrigido o descumprimento dentro do prazo estipulado, ou se a ANP, a seu exclusivo critério, verificar que o Concessionário está agindo diligentemente no sentido de corrigir o descumprimento notificado. Caso qualquer um dos integrantes do Concessionário, mas não todos, dê motivo à ANP de rescindir o Contrato de acordo com a presente Cláusula, tal rescisão terá efeito somente com relação ao inadimplente, podendo a participação deste nos direitos e obrigações deste Contrato ser transferida para os outros integrantes do Concessionário de acordo com o respectivo Contrato de Consórcio.

30.1.1 Também poderá dar-se a rescisão deste Contrato se o Concessionário ou qualquer dos seus integrantes for declarado falido, insolvente ou requerer concordata. Nestes casos o Concessionário ou o integrante do

responsável pela reparação de todos os danos decorrentes de seus atos. Questões acerca da responsabilidade civil, no entanto, não são objeto deste trabalho.

De qualquer modo, embora em breve análise da situação posta, para fins apenas de exercício, não há indícios de que tenha o Concessionário A agido de má-fé em detrimento do contrato ou da própria jazida, pelo que se deve tratar a questão de forma a isentá-lo de qualquer julgamento nesse sentido.

### **5.3.6 Limitação dos direitos dos Concessionários**

Para o deslinde da questão, um dos fatores mais relevantes a analisar consiste na data de aquisição de direitos de exploração econômica por atividade petrolífera em um determinado bloco

O Concessionário B só adquiriu os direitos de exploração da atividade quando da assinatura do contrato de Concessão e, conseqüentemente, a expectativa da contrapartida representada pela produção da lavra só tem fundamento a partir da data da aquisição desses direitos, não sendo justificável sua intenção de reaver todo o volume extraído de sua área pelo Concessionário A, desde que este iniciou sua produção.

---

Concessionário terá 90 (noventa) dias, a contar da data de tal evento, para ceder a sua participação indivisa, nos direitos e obrigações deste Contrato, nos termos da Cláusula Vigésima-Oitava. Se o Concessionário ou integrante do Concessionário não efetuar a Cessão no referido prazo, a ANP poderá rescindir o Contrato com relação ao Concessionário ou ao integrante do Concessionário em questão, sem prejuízo, neste último caso, dos direitos dos demais integrantes do Concessionário.

#### **Conseqüências da Rescisão**

30.2 Rescindido este Contrato pela ANP, nos termos do parágrafo 30.1, responderá o Concessionário pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, na forma da lei e deste Contrato, observado ainda o disposto nos parágrafos 3.4 e 3.5, quanto à devolução da Área da Concessão.

#### **Sanções por Opção da ANP**

30.3 Não obstante o disposto no parágrafo 30.1, poderá a ANP, a seu exclusivo critério, optar pela aplicação das sanções mencionadas na Cláusula Vigésima-Nona, quando o descumprimento deste Contrato pelo Concessionário não tiver caráter de gravidade ou não configurar inadimplemento reiterado por parte do Concessionário, revelador de imperícia, imprudência ou negligência contumazes, independentemente de sua gravidade.” (Minuta do Contrato de Concessão referente à 5ª Rodada)

O direito do concessionário B, no que se refere à exploração do bem público, não pode configurar exceção e nasce com o contrato de concessão, haja vista que os fatos jurídicos é que originam, modificam ou extinguem direitos (VENOSA, 2003, p. 375). O contrato é o acordo de vontades que teve a finalidade de criar o direito do Concessionário.

Não há, no ordenamento jurídico brasileiro, dispositivo que possa justificar a retroatividade de direito, sem que as partes interessadas assim desejem e estipulem. A retroatividade do direito, como pleiteia o Concessionário B, seja a título de acordo com efeitos retroativos ou a título de indenização que, no caso, não tem fundamento legal e consiste na conclusão lógica correspondente ao fato de que à época do início da produção pelo Concessionário A, o Concessionário B, provavelmente, sequer vislumbrava a possibilidade de vir a explorar a área adjacente.

É ilegítimo e incabível, portanto, o pleito do Concessionário B, acerca da retroatividade dos efeitos da Unificação, em seu favor, à data do início de produção pelo Concessionário A.

Ressalte-se que, ainda quanto possível essa retroatividade, não seria possível aquilatar com exatidão os volumes eventualmente drenados da porção da jazida situada no Bloco 2, e tampouco a que tempo esse fato ocorreu. Dessa forma, mesmo que em tese se admitissem direitos retroativos referentes às contrapartidas pela exploração e produção, na prática haveria possíveis diferenças dos números, o que acarretaria ainda mais conflito a respeito das proporções da jazida contida em

cada área.

Como exposto acima, quanto à alegação de dano, no sentido de prejuízo referente a lucros cessantes do concessionário B, não há fundamento, porquanto qualquer direito referente aos volumes só se perfaz com a extração e medição na superfície e, a partir desse momento, é passível de proteção para o Concessionário. Em decorrência desse fato, o momento a que passa a ter direito o Concessionário B, sobre o montante produzido pelo Concessionário A, é o momento da assinatura do contrato de concessão, quando se efetiva o fato gerador dos direitos de exploração e produção da área concedida pela União.

Entretanto, o Código Civil Brasileiro, no artigo 130 garante que “ao titular do direito eventual, nos casos de condição suspensiva ou resolutiva, é permitido praticar os atos destinados a conservá-lo.” Isto significa que o contrato de concessão está em consonância com a legislação quando trata da suspensão das operações enquanto não se efetiva o acordo de Unificação em face da ocorrência desta hipótese. Observe-se, no entanto, que a qualidade de titular desse direito só existe em decorrência do contrato de concessão, sem fazer referência a período anterior. Daí a conclusão de que não subsiste a reivindicação de direitos anteriores à celebração do referido contrato.

### **5.3.7 Enriquecimento Sem Causa e Direitos da União**

Em que pese não haver direitos assegurados para o Concessionário B, baseado na produção da jazida comum pelo Concessionário A, durante o período anterior à aquisição dos direitos de exploração do Bloco 2, ao Concessionário A



igualmente não cabe a exclusividade sobre a produção decorrente de uma jazida que se estende para fora da sua área de concessão.

Partindo do pressuposto legal de que qualquer jazida que se estenda de uma área para outra deve ser unitizada (Art. 27 da Lei 9.478/97)<sup>45</sup> e com fundamento na tese doutrinária que defende ser sua finalidade assegurar as quotas justas do concessionário e o adequado aproveitamento dos recursos, o fato de o Concessionário A ter produzido em seu proveito, sem efetivar a Unificação, configura enriquecimento sem causa, vedado pelo ordenamento jurídico brasileiro.

O enriquecimento sem causa é tratado especificamente no Código Civil Brasileiro em seu artigo 884 que preceitua: “Aquele que, sem justa causa, se enriquecer à custa de outrem, será obrigado a restituir o indevidamente auferido, feita a atualização dos valores monetários.” Ocorre enriquecimento injusto sempre que houver uma vantagem de cunho econômico em detrimento de outrem, sem justa causa.

No caso, não importa que o beneficiado tenha agido de boa-fé para que esteja obrigado a restituir o que adquiriu à custa do outro. Na prestação derivada do enriquecimento sem causa não se cogita de ato culposo ou ilícito do agente, mas apenas no fato objetivo consubstanciado na obtenção de vantagem à custa alheia (NANNI, 2004, p. 206), o que caracteriza a situação fática em análise.

Assim, com fundamento da teoria do enriquecimento sem causa, deve o concessionário, que se aproveitou da jazida comum aos dois blocos, ressarcir a

---

<sup>45</sup> Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

quem de direito pela exploração econômica indevida da porção da jazida inserta na área adjacente, mesmo que desconhecesse tal extensão, pois esse fato não configura justa causa, considerando o dispositivo legal referente à necessidade de Unificação: art. 27 da Lei do Petróleo.

Observa-se que a redação do referido artigo não especifica o momento da Unificação, referindo-se apenas à sua hipótese de incidência: “Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos [...]”. Isto pressupõe que, para que se revele a necessidade de unitizar, basta o requisito de existência de extensão da jazida ou campo de um bloco a outro. Daí a conclusão de que não configura justa causa a descoberta da extensão em momento posterior à produção.

Por outro lado, a legislação e o contrato são claros ao dispor sobre os riscos que o concessionário deve assumir, arcando com todos os prejuízos decorrentes de suas operações. O único benefício atribuível ao Concessionário A, nesse caso, é a isenção de sanções pelo órgão regulador, uma vez que não foi configurada a má-fé.

De todo modo, como exposto acima, não há amparo legal para garantir ao Concessionário B, o direito ao ressarcimento por enriquecimento sem causa do Concessionário A, em decorrência de eventuais perdas decorrentes desta produção, antes da aquisição dos seus direitos de exploração econômica do bloco, por meio do contrato de concessão. A este caberão os mesmos direitos, contados da assinatura do contrato.

Sob este mesmo aspecto, considerando os direitos anteriores sobre a

área, a União é o titular dos direitos sobre o Bloco 2 e o detentor dos direitos de reivindicação do ressarcimento pela utilização indevida da totalidade da jazida enquanto não licitada.

O contrato de concessão assinado pelo Concessionário A prevê que, caso não haja concessionário na área adjacente, a própria ANP poderia agir como se fosse o concessionário de tal área, para celebração do acordo de Unificação e, a qualquer momento, poderia licitar a área, assumindo o concessionário selecionado, as responsabilidades referentes ao acordo de unitização<sup>46</sup>.

Considerando que o próprio contrato de concessão dispõe sobre o procedimento a ser adotado na hipótese de não haver concessionário na área adjacente, decorre logicamente que, à União, na qualidade de proprietária da jazida, compete exercer os direitos correlatos, que consistem no ressarcimento de valores correspondentes ao lucro obtido com a produção da jazida, de acordo com o percentual que lhe cabe, com base nas proporções auferidas com as avaliações.

Na hipótese em foco, como o momento para celebração de acordo com a ANP já foi ultrapassado, esta atuará como intermediária entre o Concessionário A e a União, no que se refere à negociação dos critérios para o dimensionamento das quantias a serem ressarcidas à União, que deverá considerar todas as despesas, investimentos e tributação referentes ao período.

---

<sup>46</sup> “12.1.2 Caso não haja um concessionário com direitos a tal área adjacente, mas a ANP, a seu exclusivo critério, entender que foi realizada uma Avaliação da Jazida ou Jazidas em questão, de modo a permitir que ela tome uma decisão com relação à individualização, a própria ANP poderá agir como se fosse o concessionário de tal área, para efeito da negociação e celebração do acordo para individualização da Produção previsto no parágrafo 12.1. Contudo, a qualquer momento, antes, durante ou depois dessa negociação e celebração do acordo, a ANP poderá licitar os referidos Bloco ou Blocos, caso em que, uma vez selecionado o concessionário ou concessionários respectivos, estes assumirão as responsabilidades que lhes cabem nos termos desta Cláusula Décima-Segunda e estarão obrigados a cumprir o acordo de individualização assinado pela ANP.”

Isso decorre da própria teoria do enriquecimento ilícito, que dispõe, dentre outros temas, que a restituição deve ficar entre dois parâmetros: de um lado, não pode ultrapassar o enriquecimento efetivo recebido pelo agente em detrimento do devedor e de outro, não pode ultrapassar o empobrecimento do outro agente, isto é, o montante em que o patrimônio sofreu diminuição. (VENOSA, 2006)

Como o decurso do tempo exerce efeitos sobre as relações e situações jurídicas, os direitos ou faculdades decorrentes de fatos jurídicos são afetados pela prescrição, que atinge diretamente a pretensão de obter a prestação devida por quem a descumpriu (THEODORO JR., 2003, p. 147/154). Ou seja: a pretensão da União em ter ressarcido o que lhe cabia é passível de extinção pelo decurso do tempo estipulado em lei. Ultrapassado o prazo prescricional, sem que tenha exercido sua pretensão, extingue-se o direito ao ressarcimento das importâncias referentes ao período prescrito.

Registre-se que o prazo prescricional aplicável ao caso, de acordo com o Código Civil Brasileiro<sup>47</sup>, é de 3 (três) anos, a contar do momento em que a atividade do titular do direito contra a situação injurídica se tornou possível, lapso que poderá ser suspenso ou interrompido pelos motivos elencados na lei.

### **5.3.8 Base de cálculo para o ressarcimento**

Para o ressarcimento decorrente de enriquecimento sem causa, a aferição dos montantes não poderá estar baseada nos volumes *in situ*, mas somente

---

<sup>47</sup> “Art. 206. Prescreve:

§ 3º Em três anos:

IV - a pretensão de ressarcimento de enriquecimento sem causa;”

nas quantidades aferidas após a exploração.

O volume *in situ* não tem valor econômico, justamente por não ser passível de estimativa conclusiva, deduzindo-se somente que, quanto à reserva, há apenas expectativa de direito do concessionário, sendo, portanto, impossível juridicamente, a sua proteção. Da estimativa prevista para produção e a sua real aferição, são possíveis, inclusive, perdas imprevisíveis, que independeriam de ato de quaisquer das partes.

Por outro prisma, o fator de recuperação, que corresponde ao volume percentual de hidrocarbonetos que deverá ser produzido durante a vida produtiva do reservatório, em relação ao volume total de hidrocarbonetos contidos no mesmo reservatório, não é pré-concebido e planejado, pois a sua estimativa evolui com o tempo e o nível de informações existentes, sendo precária na fase exploratória, quando se trabalha com hipóteses baseadas em escassa informação. (Appi e Andrade, 2000, p. 6).

Assim, o fator de recuperação poderá ser utilizado como critério para determinar as quotas da jazida referentes a cada área, proporcionando a cada parte o direito à justa proporção sobre a produção e, conseqüentemente, aos custos. Porém, o ressarcimento por enriquecimento sem causa terá como base de cálculo os montantes produzidos naquele determinado período, na proporção determinada.

Não tem fundamento, portanto, o pleito de ressarcimento baseado no fator de recuperação de um reservatório, pois a teoria do enriquecimento sem causa trata de quantias líquidas, com número certo e determinado, o que não é possível

apenas com as estimativas utilizadas na atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos. Haverá apenas a avaliação e determinação das quotas, segundo os critérios utilizados pelas partes, dentre os quais poderá ser o fator de recuperação, para servir de base para a determinação da proporção e da divisão dos recursos e, conseqüentemente, do ressarcimento.

Dessa forma, considerando que nenhum direito ao produto da lavra estaria assegurado a quaisquer dos concessionários antes de conferida a aferição dos volumes explotados, só o que efetivamente se comprova produzido e aferido pode ser objeto de efetiva proteção jurídica. O que é possível assegurar é o montante já produzido a partir daquela jazida (produto da lavra) e a cada concessionário, o correspondente aos respectivos períodos de concessão.

### **5.3.9 O acordo**

Aspecto indiscutível é o fato de que as operações referentes à jazida devem ser objeto de Unificação quando houver conhecimento de sua extensão de uma área à outra, quando se tratarem de concessionários diferentes, como é o caso. Se isso ocorresse quando da avaliação do Bloco 1 ou após alguns anos de produção, tendo ou não, concessionário na área adjacente, haveria necessidade do acordo de Unificação, de acordo com a legislação, definindo-se os quinhões correspondentes a cada área.

Esclarecidas as questões acerca dos direitos e deveres dos concessionários, a análise do caso em estudo volta-se para a necessidade de Unificação das operações para a jazida que, conforme já comprovado, estende-se

de uma área de concessão para outra, tendo concessionários diferentes na sua titularidade.

Sendo a unificação “um acordo de cooperação para que se consiga a recuperação máxima de um campo petrolífero através de operações eficientes e de baixo custo” (APPI e ANDRADE, 2000, p. 2), com previsão expressa na legislação brasileira, os concessionários A e B estão obrigados a efetivá-lo.

O contrato referente à Primeira Rodada de Licitações, pelo qual está gerida a concessão referente ao Bloco 1 (Concessionário A), dispõe, no item 12.1.3, que o acordo de Unificação deve contemplar eqüitativamente os direitos e obrigações dos concessionários interessados, definindo a área unificada, o seu Operador, as participações de cada um na Exploração, Avaliação e Desenvolvimento e Produção de Jazida, o Plano de Desenvolvimento respectivo e o prazo para sua apresentação à ANP, os pagamentos de Participações Governamentais e de terceiros, respeitados, para cada concessionário envolvido, os montantes especificados no respectivo contrato de concessão.

O contrato da Sétima Rodada, que rege a concessão do Bloco 2 (Concessionário B), dispõe, no item 12.1.5, que a ANP estabelecerá os termos do Acordo de Unificação de Operações, no que se refere às obrigações relacionadas aos Contratos de Concessão e das Participações Governamentais e de Terceiros. O item 12.5 desse contrato, por sua vez, determina que, após a aprovação pela ANP do Acordo de Unificação de Operações, será assinado novo Contrato de Concessão, com validade exclusiva para a área unificada.

Pela redação das cláusulas de unificação dos contratos em apreço, são muito distintas uma da outra, havendo necessidade de compatibilizá-las, a fim de viabilizar o acordo, de forma a atender tanto aos dispositivos contratuais quanto aos interesses das partes, tarefa bastante difícil.

Todavia, em relação aos direitos e obrigações indivisíveis, coerente seria adotar as disposições do contrato que, a exclusivo critério dos Concessionários, melhor atendesse aos seus interesses, pois, na prática, é inviável a junção dos contratos ou a aplicação individual de cada um deles ao respectivo Concessionário, conforme sugeriu Bucheb (2005, p. 268), para incluir na cláusula de Unificação do contrato de concessão a seguinte disposição:

[...] Caso os Contratos de Concessão em questão contenham disposições conflitantes em relação a direitos e obrigações indivisíveis dos Concessionários na área unificada, serão adotadas as disposições do Contrato de Concessão que, a exclusivo critério dos Concessionários, melhor atendam aos seus interesses.

Embora referida sugestão não tenha sido acolhida pela ANP, a melhor solução para esta questão seria franquear às partes obter disposição mais benéfica, a fim de que haja mais incentivo ao acordo, como justificou Bucheb (2005, p.272):

[...] a inclusão desse dispositivo tem por finalidade estimular as empresas na execução das atividades de exploração e de produção de petróleo e gás natural, sem que haja prejuízo, de qualquer natureza, para o poder público, uma vez que as regras que se pretende aplicar em toda a área a ser unificada já se encontram em vigor em pelo menos um dos blocos pelos quais se estende essa área; vale destacar, ainda, que essa uniformização contratual não abrangerá os direitos e as obrigações divisíveis dos concessionários, como por exemplo, a relativa ao pagamento de *royalties*, correspondentes à parcela de produção de petróleo ou gás natural de cada concessionário, que deve obedecer sempre o percentual expresso em cada Contrato de Concessão.

De acordo com essa teoria, e com a evidente evolução das minutas dos contratos de concessão, o contrato mais recente exhibe alguns elementos mais



coerentes e factíveis, uma vez que mais evoluídos, embora tenha ordenado que a ANP é quem estabelecerá os termos do acordo. No entanto, nada impede que as partes proponham à ANP as bases contratuais para sua aprovação.

Sem tratar do cabimento ou não da celebração de um novo contrato de Concessão para a área unificada, bem como sobre os seus termos, ou mesmo sobre as condições adequadas para o Acordo de Unificação, considerando a fase extremamente inicial do processo, bem como a ausência de elementos para tanto, fazem-se necessárias apenas algumas considerações a respeito.

No que tange à continuidade da produção do Concessionário A, o contrato de concessão, referente à Primeira Rodada de Licitações, prevê a suspensão do desenvolvimento e da produção da jazida, a menos que a ANP, a seu exclusivo critério e com a concordância unânime das partes, autorize sua continuidade.

No caso em exame, considerando o conflito existente entre as partes, associado à possibilidade de prejuízo para a própria jazida, prudente seria a suspensão da produção até que se chegasse a um consenso.

“A regra fundamental é a de que, enquanto não houver acordo unânime e aprovação pela ANP, não haverá desenvolvimento, nem produção de petróleo ou gás natural da jazida em questão.” (Bucheb, 2005, p. 252). No entanto, sob o aspecto econômico, como os custos das operações são muito elevados, haveria reflexos negativos na paralisação das atividades, podendo até mesmo comprometer, de algum modo, as operações. Por outro lado, a determinação para suspensão das

operações geraria necessária pressão para a celebração de acordo o mais rápido possível, evitando o retardamento injustificado nas negociações, haja vista que, sem o acordo, nenhum dos concessionários se beneficia da jazida.

Desse modo, havendo justificativa plausível para a continuidade das operações e, sob ciência e concordância das partes, assumindo os respectivos riscos, caberia o seu deferimento pela Agência, pois, se já há o conhecimento da extensão da jazida de uma área a outra e todos os investimentos e respectivo retorno, além dos lucros que estão documentados, se as partes estiverem interessadas no acordo de Unificação, nada impede que se faça um pré-acordo. Este seria efetivado, considerando como critério temporal, para fins de participações, a data da descoberta da extensão da jazida, diante da impossibilidade conclusiva acerca da quantidade exata movida de uma porção à outra e respectivos momentos.

Em princípio, há o interesse de todas as partes na continuidade das operações relativas à produção, uma vez que pretendem auferir o lucro. É de interesse social, por força da necessidade dos benefícios da produção de petróleo ou gás natural. Todavia, vários fatores podem dificultar um acordo e gerar conflitos adicionais como, por exemplo, serem as empresas Concessionárias de portes econômicos diferentes, o que implicaria em discordância quanto aos investimentos e quanto às estratégias a serem adotadas. (BUCHEB, 2005, 295/312)

No que concerne ao reservatório, encontra-se presente a principal variável geradora de conflito, qual seja, a determinação da quota proporcional devida a cada concessionário, considerando-se a situação hipotética apresentada.

Antes de tudo, devem ser fixados os critérios a utilizar na determinação das quotas dos Concessionários. Chegar-se a um justo critério de alocação da produção requereria regulação pormenorizada, mas esta não existe no ordenamento jurídico brasileiro, que deixa em aberto e, conseqüentemente, a critério das partes, a definição dos parâmetros do acordo, embora conste, na redação do contrato referente à Sétima Rodada, como visto acima, a atribuição da ANP para definir as bases do acordo. (DAVID, 2003, p. 70)

De todo modo, deve haver critérios coerentes com a situação apresentada, para fixação da quota justa, princípio pelo qual a oportunidade de produzir deve ser eqüitativa, constituindo os devidos direitos, sem que haja abuso.

Não há uniformidade e tampouco unanimidade quanto aos critérios que devam ser utilizados para fixação das quotas e tampouco quanto o mérito de cada critério que assegure justa divisão, haja vista a existência de diversas possibilidades, que dependem das características de cada reservatório.

Com a finalidade de expor a complexidade e a problemática que envolve a questão, de forma coerente e didática, é que Appi e Andrade (2000) publicaram artigo a respeito, demonstrando a evolução do raciocínio sobre os critérios viáveis, chegando à conclusão de ser o fator de recuperação o critério mais justo e equânime para aplicação à maior parte dos casos pendentes de Unificação:

[...] tais quotas devem, em tese, ser proporcionais, no mínimo, à representatividade que a área pertencente a cada parceria teria na produção do reservatório sendo unificado. A definição, ou a conceituação desta representatividade é complicada, pois admite interpretações diversas. Numa primeira aproximação poder-se-ia propor que a representatividade mencionada seria ponderada em função do percentual da área total do

reservatório que se quer unificar atribuído a cada área de concessão de cada parceria. Ou seja, a parceria que tivesse sob sua área de concessão maior parcela de área em relação à área total do reservatório, teria direito a um maior quinhão da produção. Ter-se-ia no caso uma unificação com base, pura e simplesmente, na área relativa de cada parceria (valor percentual da área do reservatório dentro da área de concessão da parceria em relação à área total do reservatório sendo unificado). Seria uma aproximação razoável em casos de reservatórios de características homogêneas tanto em termos de espessura, quanto de porosidades e de permeabilidades. Entretanto, a natureza e a história geológica da terra nem sempre permite solução tão simplificada. Espessuras podem variar e, de fato, variam muito, na maior parte dos casos, num mesmo reservatório. A simples ponderação em termos de área percentual, bidimensional, correria o risco de ser injusta.

Uma aproximação um pouco mais elaborada poderia levar em conta não apenas a área do reservatório, pertencente a cada parceria vizinha, mas sim o volume relativo de reservatório a ser unificado correspondente a cada parceria. Tal critério retiraria a deficiência do critério anterior uma vez que as espessuras verdadeiras em cada bloco, pertencente a cada parceiro, estariam consideradas nos cálculos de volumes de cada parceria. Seria um critério um pouco mais justo, porém, volumes de rocha não necessariamente refletem quantidades de hidrocarbonetos impregnados nos poros das rochas do reservatório da jazida sob unificação. Um outro nível de injustiça poderia advir do critério agora utilizado uma vez que a natureza não leva a depósitos homogêneos em termos de volumes porosos: porosidades podem variar consideravelmente dentro de um mesmo reservatório (*Amyx, Bass and Whiting, 1960*) e dentro dos poros de uma rocha reservatório as saturações de hidrocarbonetos também podem variar consideravelmente. Uma partilha justa deve incluir mais fatores para levar em conta os aspectos mencionados.

Elaborando um pouco mais o critério de rateio de produção por parceria, poder-se-ia considerar a distribuição dos quinhões em função do percentual de volume poroso, de reservatório com hidrocarbonetos, por parceria em relação ao volume poroso total de reservatório com hidrocarbonetos. Assim, parcerias com maior volume, não somente de rocha, mas de poros de rocha saturados com hidrocarbonetos, teriam maior percentual sobre a produção. As bases para a partilha seriam estabelecidas em função dos volumes de óleo e de gás, inicialmente contidos no reservatório, calculados em condições termodinâmicas de superfície ("*Stock Tank Oil Initially In Place – STOIP*" e "*Gas Initially In Place – GIIP*"). Ocorre que a existência de hidrocarbonetos em poros de uma rocha reservatório não é suficiente para determinar as produções alocadas a cada porção do reservatório, pois a produção de hidrocarbonetos nas diversas porções do reservatório é também função da mobilidade dos mesmos hidrocarbonetos nessas diversas porções do reservatório.

Logo, uma análise mais elaborada deve incorporar ao critério de partilha de produção por parceria, permeabilidades, viscosidades dos fluidos e outros parâmetros técnicos, não somente estáticos, mas também dinâmicos, para a busca de um critério que indicasse a representatividade de cada parceria na produção total do reservatório sob unificação.

É evidente que critérios diversos, mais ou menos "justos" podem ser propostos no sentido de buscar a partilha mais adequada. A escolha do critério satisfatório envolve negociações técnicas intensas de custo elevado e, por vezes, economicamente inviáveis. Pode-se dizer que no início da vida de um campo e, especificamente, de um reservatório, durante a fase de exploração ou mesmo na fase de desenvolvimento, uma escolha realmente justa é, em termos práticos, impossível, em função da escassez de dados comum a tais fases.

[...]

Uma solução possível para a determinação de um critério justo é o da utilização do fator de recuperação atribuído a cada área de concessão. O fator de recuperação de um projeto corresponde ao volume percentual de

hidrocarbonetos que deverá ser produzido durante a vida produtiva do reservatório em relação ao volume total de hidrocarbonetos contidos no mesmo reservatório. É um dos grandes objetivos da engenharia de reservatórios a sua determinação que leva em conta características físicas da rocha reservatório (permeabilidade, argilosidade, etc.), condições mecânicas, características dos fluidos contidos na rocha e também o método de extração escolhido. A estimativa do fator de recuperação evolui com o tempo e com o nível de informações existente, sendo precária na fase exploratória onde trabalha-se com hipóteses baseadas em escassa informação. (APPI e Andrade, 2000, p. 4)

No entanto, como já visto, não há uniformidade nos critérios de determinação utilizados pela indústria no cenário internacional e sem no Brasil, trazendo à baila a problemática da assimetria de procedimentos e ordenamentos jurídicos, conforme evidenciou Ribeiro (2005, p. 120):

Considerando as deficiências ainda existentes com relação à dinâmica dos reservatórios de petróleo, o enquadramento legal da propriedade sobre os recursos petrolíferos tem impacto não somente na quantidade, mas também no custo do petróleo a ser produzido de um determinado reservatório. A conclusão de Kramer é de que as abordagens técnica, econômica e jurídica nunca atingiram um nível de coordenação que permitisse o desenvolvimento equitativo de reservatórios de óleo e gás sem intervenção significativa pelos governos.

[...]

A unitização pode envolver um número significativo de partes, o que a torna eventualmente complexa e prolongada no tempo, exigindo sólidos estudos geológicos, geofísicos, econômicos e financeiros para verificação de sua viabilidade.

Como se deduz do já exposto, embora inexistente o consenso sobre a forma da determinação das quotas, é importante estabelecer os critérios, mesmo sem informações suficientes e conclusivas a respeito dos parâmetros da jazida para, posteriormente, conforme estabelecido no acordo, fazer-se a redeterminação. Esta consiste nos ajustes referentes às participações de cada parte na unidade, que deverá ter efeitos retroativos, conforme tem sido a prática internacional, considerando a ampliação do conhecimento das informações sobre a jazida, sendo esta a única alternativa possível para atender às partes de forma mais justa.

### 5.3.10 Resultados

Ante o exposto, considerando todo o ordenamento jurídico brasileiro, associado às teorias do direito correlatas, levando em conta a subjetividade atinente a alguns aspectos da teoria doutrinária, sobretudo pela pluralidade de interpretações possíveis, a recomendação para o caso examinado segue as seguintes diretrizes:

Em primeiro lugar, deve haver avaliação consistente da jazida, para que se possa definir a sua extensão, dimensões, qualidades e propriedades, que poderá ser feita em conjunto pelas partes, incluindo a ANP, para determinar, com base no fator de recuperação referente a cada área, nos tempos diferentes (início da produção e momento de entrada o Concessionário B), as quotas proporcionais sobre a jazida.

Com base nessas determinações sobre a jazida, o Concessionário A deverá ressarcir a União, considerando o período em que produziu óleo ou gás natural sem que houvesse concessionário com direitos de exploração da área adjacente e utilizando, como fatores para cálculos, as proporções determinadas da jazida contida em cada Bloco, os investimentos efetuados pelo Concessionário A, os volumes da produção aferidos, os tributos e participações pagos pelo Concessionário A, e definindo-se o critério para a atualização monetária.

Os Concessionários A e B, com base na avaliação da jazida e determinação das quotas, ao tempo da aquisição dos direitos pelo Concessionário B, deverão celebrar o acordo de Unificação, cujos efeitos retroagirão à data da assinatura do contrato de concessão do Concessionário B, utilizando, dentre outros

comumente praticados, os mesmos critérios utilizados para aferição dos montantes a serem pagos à União.

## **6 CONCLUSÕES GERAIS**

Consoante todo o exposto, em síntese, constata-se que a legislação brasileira, acompanhando a prática internacional, vem tentando firmar os pilares da *unitization* no Brasil, utilizando-se dos mecanismos já adotados em outros países, especialmente Estados Unidos e Reino Unido, onde esse instituto há muito prevalece como meio de conservação dos recursos e proteção dos direitos correlatos.

Embora amplamente praticada nesses países, a Unificação geralmente desencadeia conflitos quanto às determinações dos quinhões das partes envolvidas sobre determinado reservatório, pois os parâmetros utilizados, por mais eficientes que sejam, não são capazes de determinar precisamente as quotas justas de cada parte. Os critérios mais aplicados, por sua vez, não são cancelados pela unanimidade dos especialistas e dependem das características de cada reservatório em particular.

Diante das práticas internacionais, observa-se que o Brasil tende a adotá-las com vistas a atrair investimentos. Todavia, será necessário adaptá-las à legislação brasileira, que possui particularidades restritivas ao princípio da livre iniciativa e do uso indiscriminado das áreas objeto de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, respeitando-se a Constituição Federal, bem como os direitos civis das partes, que constituem os direitos correlatos.

Com essa visão e fundamento na legislação e doutrina nacional, foi



possível concluir que a União é parte presente no processo de unificação quando, por determinado período de tempo, houver atividade de produção de algum reservatório que se estenda para outra área não concedida a particular. Isso significa que os direitos correlatos abrangem os direitos da União, na medida em que ela é a proprietária dos recursos naturais que se encontram na jazida, que deve ser objeto de unificação. Embora conste dos contratos até a Quinta Rodada de Licitações que a ANP “agiria como se fosse concessionária” para negociar e firmar as bases do acordo de unificação, a agência reguladora não poderá atuar em nome da União, quando é esta a titular do direito sobre a área sem concessão porque esta apenas representa, nos limites da Lei, o Poder Concedente. Por este aspecto, seria necessário que a ANP notificasse a União para exercer seus direitos, imediatamente após tomar conhecimento da extensão da jazida para outra área. Essa medida se faz necessária para assegurar os direitos de todas as partes que os têm ou os terão originados das áreas contendo a jazida, bem como para viabilizar o negócio jurídico intitulado “acordo de unificação”, de maneira justa e equitativa. A idéia que se sugere é a de que venha a fazer parte do contrato de concessão a previsão dessa notificação, a fim de clarificar a questão da propriedade dos recursos e dos direitos da União, de modo que esta os exerça, sob pena de prescrição.

O acordo de unificação, assim com as parcerias que vêm ocorrendo no Brasil entre as empresas petrolíferas para a exploração, desenvolvimento e produção de um campo, deve ser visto como uma oportunidade para que as partes obtenham mais lucro do seu investimento aplicado em uma reserva, sem o peso de arcar sozinho com os custos. Obviamente, não é tão simples quando fazem parte do negócio diversas empresas, mas deve ser fixada a idéia de que a unificação é vantajosa, até para que as partes atendam com maior facilidade ao princípio da boa-

fé objetiva atinente aos contratos e prevista no Código Civil Brasileiro.

No que se refere ao acordo de unificação, quando as concessões envolvidas estiverem em fases distintas, ou mesmo se houver um “vácuo” de concessão no lapso temporal, o que se mostra mais adequado é a determinação dos quinhões baseados em estudos aprofundados. Estes levarão em conta a média de determinações da fase inicial da produção da jazida e da fase atual, considerando-se, para a aplicação dos direitos e obrigações correspondentes, as datas de aquisição de direitos de exploração econômica das áreas, de acordo com a assinatura do contrato de concessão.

Quando a União fizer parte do negócio que envolva a divisão de direitos e obrigações sobre uma determinada jazida, deverão ser contabilizados e deduzidos todos os respectivos custos das operações, incluindo o pagamento de tributos, *royalties* e participações governamentais, como a forma mais justa, dado que não haverá investimentos por parte daquela entidade.

A análise de dados e avaliações do ponto de vista econômico, de engenharia, geológicos e geofísicos, deve servir de base para a negociação, mas sempre de acordo com as diretrizes apontadas pela legislação brasileira, que poderá implicar em restrição à liberdade de agir, mesmo que em conformidade com as melhores práticas internacionais.

Sem muitas alternativas, embora a arbitragem não deva ser obrigatória, pela inconstitucionalidade da norma nesse sentido, é recomendável que os trabalhos técnicos para a negociação do acordo de unificação sejam acompanhados por

especialistas e consultores imparciais, para a solução dos conflitos entre as partes.

Os estudos sobre a unificação devem continuar e avançar de forma a ajustar as práticas da indústria petrolífera ao ordenamento jurídico brasileiro, a fim de que sejam estabelecidas as melhores práticas nacionais, contemplando os direitos correlatos, conforme tratado neste trabalho, sem violação de qualquer norma jurídica de que possa derivar nulidade ou anulabilidade posterior dos atos jurídicos praticados, com prejuízo para todos os envolvidos.

*“Para evitar críticas, não faça nada, não diga nada, não seja nada.”*

Elbert Hubbard

## 7 REFERÊNCIAS

1. AMUI, S. e MELO, Mariene L. R. **Unitization of Oil and Gas Reservoirs**, AIPN Advisor nº 231, 2003.
2. ANDRADE, Ana Brígida Villela. **A Responsabilidade Civil nas Atividades Petrolíferas – Questões Interessantes** in Ribeiro, Marilda Rosado de Sá (coord.), Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás. Renovar, 2005. p. 61-83.
3. ANP. **Dúvidas Frequentes**. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/espaco\\_cidadao/exploracao.asp](http://www.anp.gov.br/espaco_cidadao/exploracao.asp). Acesso em: 16 jul. 2006
4. APPI, Valéria Tiriba e ANDRADE, Gerssem Martins. **Principais Tópicos Relacionados aos Acordos de Unitização (Unificação) no Brasil**. Rio Oil & Gas Conference, IBP: Rio de Janeiro, 2000.
5. ARAGÃO, Alexandre Santos de. **Parecer sobre a cessão parcial a incidir sobre direitos e exploração sobre parte do bloco**. Elaborado em razão de consulta feita pelo Instituto Brasileiro do Petróleo – IBP, 2004. (a)
6. \_\_\_\_\_. **As boas práticas da indústria do petróleo como o eixo da regulação do setor**. *Revista de Direito Administrativo*. Rio de Janeiro, n. 238, 2004. p.283-300. (b)
7. \_\_\_\_\_. **As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da ANP**. *Revista de Direito Administrativo*. Rio de Janeiro, Abr./Jun., 2002.
8. \_\_\_\_\_. **Princípios de direito regulatório do petróleo** in Ribeiro, Marilda Rosado de Sá (coord.), Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás. Renovar, 2005. p. 313-359.

9. BACELLAR FILHO, Romeu Felipe. **O poder normativo dos entes reguladores e a participação dos cidadãos nesta atividade. Serviços públicos e direitos fundamentais: Os desafios da regulação na experiência brasileira.** Disponível em: <<http://mundojuridico.adv.br>>. Acesso em: 05 jul 2005.
10. BAPTISTA, Silvio Neves. **Teoria Geral do Dano.** De acordo com o Novo Código Civil Brasileiro. São Paulo: Atlas, 2003.
11. BARBOSA, Alfredo Ruy. **A natureza jurídica da concessão para exploração de petróleo e gás natural.** Jus Navigandi, Teresina, a. 8, n. 389, 31 jul. 2004. Disponível em: <<http://www1.jus.com.br/doutrina/texto.asp?id=5521>>. Acesso em: 16 jul. 2006
12. \_\_\_\_\_. **A responsabilidade objetiva na exploração do petróleo,** Brasil Energia nº 230, 2000.p. 45.
13. \_\_\_\_\_. **Breve Panorama dos Contratos no Setor do Petróleo** in Pires, Paulo Valois (org.). Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural. Lumen Juris, 2002.
14. BARBOSA, Décio H. (Coord..). **Guia dos royalties do petróleo e do gás natural.** Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, 2001.
15. BARRETO, Celso Albuquerque. Lei 9.478, de 6 de Agosto de 1997: **O Novo Estatuto do Petróleo.** 7. ed. PETROBRAS/ Serviço Jurídico.
16. BOAVENTURA, Edivaldo M. **Metodologia da Pesquisa.** São Paulo: Atlas, 2004.
17. BUCHEB, José Alberto. **A Arbitragem Internacional nos Contratos da Indústria do Petróleo.** Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.

18. \_\_\_\_\_. **A regulamentação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.** Tese de Doutorado UERJ: Rio de Janeiro, 2005.
19. BUCKLEY, Marcia. **A dictionary of petroleum terms: English-Portuguese.** Macaé - RJ: Noble, 2002.
20. COIMBRA, Marcio C. **O Direito Regulatório Brasileiro – Agências Reguladoras.** Porto Alegre. Revista Síntese. Jornal da Editora Síntese. Ano 4, n. 52, julho 2001.
21. COSTA, Judith Martins. **A Boa-Fé no Direito Privado.** São Paulo: Revista dos Tribunais, 1999.
22. CUNHA, Amanda L. **Aspectos Jurídicos da Unitização: Uma Abordagem Comparativa.** Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2004.
23. DAVID, Olavo Bentes. **Acordos de Unitização.** Uma nova espécie contratual no ordenamento jurídico brasileiro. 2003. Monografia em Direito. 76 f. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal.
24. DINIZ, Maria Helena. **Tratado Teórico e Prático dos Contratos.** 5.ed. São Paulo: Saraiva, 2003. v. 5.,
25. DI PIETRO. Maria Sylvia Zanella. **Direito Administrativo,** 19ª ed., São Paulo: Atlas, 20
26. \_\_\_\_\_. Limites da função regulatória das agências diante do princípio da legalidade. **In: Direito Regulatório: Temas Polêmicos.** Belo Horizonte: Forum, 2003. p. 27-59.06.
27. DIREITO, Carlos Alberto Menezes; CAVALIERI FILHO, Sérgio. **Comentários ao novo Código Civil - Volume XIII: Da responsabilidade civil; das preferências e privilégios creditórios.** Rio de Janeiro: Forense, 2004. Arts. 927 a 965.

28. FARIA, Cristiano Chaves de. **Direito Civil: Teoria Geral**. 2. ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005.
29. GOMES, Orlando. **Direitos Reais**. 19. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2004.  
Atualizada por Luiz Edson Fachin.
30. GUEDES, Michelle Nogueira. **Evolução dos Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural Celebrados pela ANP**. Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2006.
31. HEINEN, Juliano. **Agências Reguladoras e o seu “poder” de regular (mentar)**. Jus Navigandi, Teresina, a.8, nº 223, 16 fev. 2004. Disponível em: <http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=4821>>. Acesso em: 31 ago. 2005.
32. LEMOS, Luiz Antonio Maia Espínola. **A unitização no atual estágio exploratório petrolífero do Brasil**. Rio de Janeiro: Tozzini Freire Teixeira & Silva Advogado,. 2003. Disponível em: [http://www.migalhas.com.br/mostra\\_noticia\\_articuladas.aspx?op=true&cod=3607](http://www.migalhas.com.br/mostra_noticia_articuladas.aspx?op=true&cod=3607)>. Acesso em: 13 fev. 2004.
33. LIBECAP, Gary D. SMITH. James L. **Oil Field Unitization: Theory and Evidence**. Curso de Direito Petrolífero e Legislação Brasileira – Uma abordagem comparativa. Rio de Janeiro: IBP,1998.
34. \_\_\_\_\_. Regulatory Remedies to the commom pool: **The limits to oil field unitization**. 1999. Disponível em: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=254952](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=254952)>. Acesso em: 1º Out. 2006
35. LUBISCO, Nídia M. L.; VIEIRA, Sônia Chagas. **Manual de Estilo Acadêmico: Monografias, Dissertações e Teses**. 2. ed. Salvador: Edufba, 2003.

36. LUCCA, Newton de. TEIXEIRA, Sálvio de Figueiredo (coord.). **Comentários ao Novo Código Civil: Dos atos unilaterais. Dos Títulos de Crédito.** Rio de Janeiro: Forense, 2003. v. XII, Arts. 854 a 926.
37. MACIEL, Diana Amendoeira. **A Unitização no Brasil.** Monografia (graduação). Rio de Janeiro: UERJ, 2002. 108 f.
38. MARTINS, Érica Cristina da Fonseca; ALMEIDA, Mariana Lessa Rego de; BALERONI, Rafael Baptista. **Análise Comparativa Internacional de Aspectos Regulatório em E&P.** Rio de Janeiro. Rio Oil & Gas Expo and Conference , IBP, 2004.
39. MELLO, Marcos Bernardes de. Teoria do Fato Jurídico. Plano da Eficácia – 1ª Parte. São Paulo, Saraiva,
40. MENEZELLO, Maria D´Assunção Costa. **Agências Reguladoras e o Direito Brasileiro.** Atlas, 2003.
41. \_\_\_\_\_. **Comentários à Lei do Petróleo.** São Paulo: Atlas, 2000.
42. MORAES, Alexandre de. **Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural.** Revista de Direito Constitucional e Internacional, RT, 2001, n. 36.
43. \_\_\_\_\_. **Constituição do Brasil interpretada e legislação constitucional.** 4. ed. São Paulo: Atlas, 2004.
44. MOREIRA, Diogo de Figueiredo. **Direito Regulatório.** Renovar.
45. MUKAI, Toshio. **Contrato de Concessão Formulado pela Agência Nacional do Petróleo** – Comentários e Sugestões, Revista Trimestral de Direito Público, Malheiros, 1999. n. 25.
46. NANNI, Giovanni Ettore. **Enriquecimento sem causa.** São Paulo: Saraiva, 2004. (Coleção Prof. Agostinho Alvim).



47. NORONHA, Sissi. **Acordos de Operações Conjuntas – Negócios Compartilhados no Setor do Petróleo** – Considerações Iniciais no Direito da Concorrência *in* Ribeiro, Marilda Rosado de Sá (coord.), Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás. Renovar, 2005. p. 601-614,.
48. PEDROSO Júnior, Jorge Antônio. **Acordos de unitização, função social do contrato e boa-fé objetiva**. Disponível em:  
<<http://oglobo.globo.com/petroleo/artigos/artigo35.doc>> 2004.
49. \_\_\_\_\_. **Unitização: um enfoque multifacetado à luz do direito brasileiro**. Monografia (Graduação) - UERJ/Faculdade de Direito. Rio de Janeiro, 2004.
50. PIRES, Paulo Valois (org.). **Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural**. Rio de Janeiro: Lumen Iuris, 2002. p. 81-94.
51. RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. APP, Valéria T. **Challenges on Preparing Unitization Agreements in Brazil**. Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2004.
52. \_\_\_\_\_. Direito do Petróleo. **As Joint Ventures na Indústria Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro-São Paulo: Renovar, 2003.
53. \_\_\_\_\_. **Uma Introdução à Unitização de Reservatórios Petrolíferos** *in* Ribeiro, Marilda Rosado de Sá (coord.), Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás, Renovar, 2005. p.115-168.
54. ROCHAEL, Carlos Henrique Reis. **As agências de regulação brasileiras**. Jus Navigandi, Teresina, a.9, nº 697, jun.2005. Disponível em:  
<<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=6822>>. Acesso em: 31 ago. 2005.
55. RODRIGUES, Silvio. **Direito Civil: Parte Geral**. 4. ed. São Paulo: Saraiva, 1974. v. 1.

56. SANTOS, Janine Medeiros; BARROS, Felipe Maciel P. **O procedimento licitatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural à luz da Lei nº 9.478/97**. Disponível em: <http://www1.jus.com.br/doutrina/texto.asp?id=6280>>. Acesso em: 05 jul. 2005.
57. SCHUMACHER, Mercedes. **Os conflitos na lei do petróleo** – uma análise dos artigos 20, 27 e 58 *in* Ribeiro, Marilda Rosado de Sá (coord.), Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás. Renovar, 2005. p. 685-700.
58. SOUTO, Marcos Juruena Villela. Contrato de Concessão de Exploração de Petróleo e Gás Natural. PN Petróleo n. 31, Benício Biz Editores Associados, Rio de Janeiro, 2002.
59. STOCO. Rui. **Tratado de Responsabilidade Civil**. 6. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2004.
60. SUNDFELD, Carlos Ari. **O Regime Jurídico do Setor Petrolífero, *in* Direito Administrativo Econômico**, Malheiros, SUNDFELD, Carlos Ari (coord.), 2000.
61. TAVERNE, B. **An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry**: Laws, Contracts and Conventions, International energy and resources law and policy series. Kluwer, 1994.
62. \_\_\_\_\_. **Co-operative agreements in the extractive petroleum industry, chapter IV**: Unitisation Agreements, Kluwer Law International, 1996. p. 79-100.
63. THEODORO JÚNIOR, Humberto. TEIXEIRA, Sálvio de Figueiredo (coord). **Comentários ao Novo Código Civil**: Dos defeitos do negócio jurídico ao final do Livro III. Rio de Janeiro: Forense, 2003. v. III. Arts. 185 a 232.

64. TIBURCIO, Carmen; MEDEIROS, Suzana. **Arbitragem na Indústria do Petróleo no Direito Brasileiro**. Revista de Direito Administrativo, Rio de Janeiro, 2005. n. 241. p.53-91.
65. VENOSA, Sílvio de Salvo. **Direito Civil: Parte Geral**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2003.
66. \_\_\_\_\_. **Enriquecimento sem causa**. São Paulo, 2006. Disponível em [http://www.uj.com.br/publicacoes/doutrinas/default.asp?action=doutrina&id\\_doutrina=1652](http://www.uj.com.br/publicacoes/doutrinas/default.asp?action=doutrina&id_doutrina=1652)>. Acesso em: 1º de out. 2006.
67. WEAVER, Jacqueline Lang *et al.* **International Unitization of oil and gas fields: The legal framework of international law, national laws, and private contracts**. Houston: AIPN - Association of International Petroleum Negotiators, 2005.