

CATEGORIA PROFISSIONAIS

Tema

1^o Lugar

Regulação Econômica

**CONTRATOS E REGULAÇÃO: UM ESTUDO TEÓRICO E EMPÍRICO
ACERCA DOS ACORDOS DE UNITIZAÇÃO**

GREGÓRIO DA CRUZ ARAÚJO

Graduado em Economia pela Universidade Federal de Uberlândia e Mestre em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Economista da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), desempenhando funções relacionadas à análise de mercados energéticos e elaboração de cenários

**V
PRÊMIO SEAE
2010**

Concurso de Monografias sobre os temas:
Defesa da Concorrência e Regulação Econômica

Agradecimentos

Agradecimento mais do que devido à minha família, em particular minha mãe, Rosimar, pelo exemplo, dedicação e renúncia. Aos meus avós Ilda e Manoel pelo exemplo e conselhos. Ao meu irmão, Gabriel, meus tios Jaime e Ionny, todos os primos e primas pelo enorme carinho e torcida. Meus parentes de BH pela contínua preocupação. Minha bisavó Maria Trindade, em memória, pelas longas conversas que sempre me inspiraram. De forma incomensurável e inconteste, meu caráter e conhecimento são tributados ao alicerce que estes me proporcionaram.

Ao Grupo de Energia do Instituto de Economia (UFRJ) pelo espaço privilegiado de pesquisa, com destaque para meu orientador de mestrado, professor Helder Queiroz Pinto Júnior, pelos valorosos comentários e sugestões que sempre proporcionaram um norte às minhas pesquisas, não permitindo que estas se espraiassem por caminhos mais tortuosos. Aproveito o ensejo para registrar meus reconhecimentos ao corpo docente do IE/UFRJ, nas pessoas daqueles que tive a oportunidade de assistir a frutíferas aulas, pelo ambiente acadêmico extremamente propício para o amadurecimento intelectual e o desenvolvimento do livre pensar.

Aos grandes amigos que se formam por essa vida, pela disposição de conversas edificantes e pelos braços sempre abertos de apoio. Com registro especial: Cássio Araújo, Denis Lacerda, Daniela Godoy, Fabiano Manso, Joyce Silva, Mário Henrique Guimarães, Pedro Celso, Pedro Guimarães, Raul Timponi, Simone Quirino, Thiago Moraes, Thales Viegas, Wilson Calmon.

Resumo

A pesquisa busca analisar o processo contratual dos acordos de unitização. Para tanto, apoia-se no arcabouço analítico das Teorias Contratualistas Econômicas – Teoria dos Incentivos, dos Direitos de Propriedade e dos Custos de Transação. Tomando por base os problemas de coordenação derivados do compartilhamento de direitos em uma jazida comum, identificaram-se possíveis soluções contratuais. A conclusão foi que o acordo de unitização é a solução mais eficaz. Por meio da unitização os problemas são eliminados porquanto os incentivos às práticas eficientes são realinhados para propiciar o gerenciamento coordenado das atividades petrolíferas. Contudo, os custos de transação subjacentes às experiências concretas de unitização têm sido bastante relevantes a ponto de protelar a conclusão do acordo por anos. Nesse contexto, a regulação petrolífera tem um papel crucial no sentido de construir um ambiente institucional mais propício à celebração dos acordos. A pesquisa contribuiu apontando quais as funções que a regulação pode desempenhar, bem como retratando o estado geral da regulação no mundo e no Brasil. O tema será cada vez mais importante no Brasil à luz dos novos horizontes estratigráficos descortinados pelas descobertas petrolíferas na camada do pré-sal.

Palavras-chave: acordos de unitização; regulação; economia da energia.

Sumário

1	Introdução	189
2	O problema do recurso comum e os acordos de unitização	190
2.1	Da Regra da Captura aos contratos de unitização	194
2.2	Os contratos de unitização à luz das Teorias Econômicas Contratualistas	199
2.2.1	Incentivos e a regra da igualdade	199
2.2.2	Custos de transação e flexibilidade contratual	201
2.2.3	O papel da regulação	203
3	A regulação econômica na indústria petrolífera	205
4	A regulação da unitização	207
4.1	A regulação da unitização no mundo	208
5	A regulação da unitização no Brasil	213
6	Um processo estilizado de contratação da unitização no Brasil	223
6.1	Escopo do acordo e peças contratuais	223
6.2	Acordo de pré-unitização	224
6.3	Negociação e celebração do contrato de unitização	224
6.4	Redeterminações	227
6.5	Governança das operações de produção	228
7	As primeiras experiências brasileiras de unitização	230
8	Conclusões	232
	Referências	234
	Anexo	238

Lista de figuras

Figura 1. Visualização em perfil de jazidas comuns	191
Figura 2. Forma de regulamentação da unitização	212
Figura 3. Compulsoriedade da unitização	212

Lista de tabelas

Tabela 1. Soluções contratuais para o problema da jazida comum	193
Tabela 2. Unitização à luz das Teorias Contratualistas	204
Tabela 3. Quadro síntese das provisões para unitização contidas nos contratos de concessão	221
Tabela 4. Principais tópicos objeto de negociação em uma unitização	225
Tabela 5. Regulação da unitização no mundo	239

1 Introdução

Os problemas de coordenação na produção em jazidas petrolíferas comuns trazem à baila questões que integram o conjunto de situações nas quais os percalços à definição integral dos direitos de propriedade e as contendas contratuais derivadas resultam em ineficiências e custos econômicos adicionais. No caso do petróleo e do gás natural, o compartilhamento de direitos de produção engendra fortes incentivos econômicos para acelerar a produção em detrimento do ritmo eficiente recomendado pelas boas práticas da indústria. Nessas condições, a produção em uma *jazida comum* altera a dinâmica de mobilidade do petróleo, implicando disputas competitivas que se traduzem em concorrência predatória que consome desnecessariamente recursos físicos e econômicos, minorando, assim, a produção de riqueza dessa atividade econômica. A fim de restaurar um processo coordenativo alinhado às boas práticas da indústria, é exigido que soluções cooperativas sejam delineadas baseadas em instrumentos contratuais.

O problema a ser enfrentado pela pesquisa é elucidar quais as alterações que o compartilhamento de direitos de exploração e produção produzem na dinâmica competitiva entre empresas petrolíferas. A pesquisa intenta demonstrar que o acordo de unitização é a solução mais eficaz para lidar com os problemas causados pelo compartilhamento de direitos sobre um mesmo recurso. Nesta pesquisa, unitização remete ao processo contratual que unifica os direitos petrolíferos sujeitos a diferentes contratos. Por meio de um acordo de unitização, os problemas do *comum pool* são eliminados porquanto os incentivos às práticas eficientes são realinhados para propiciar o gerenciamento coordenado das atividades, por meio do qual somente uma única empresa detentora de direitos de produção na jazida comum atua na figura de operadora do campo, repartindo os ganhos líquidos com todos os demais na forma de participação, tal como em uma *joint venture*.

Os benefícios proporcionados pelos acordos de unitização em termos de eficiência de custos e de uma maior taxa de recuperação de petróleo são incontestes. Não obstante, celebrar um acordo de unitização tem demonstrado ser uma tarefa bastante desafiadora. As controvérsias que surgem na determinação de uma fórmula equitativa para a partilha das receitas e dos custos da operação conjunta, o tratamento dos custos incorridos antes da unificação, bem como a construção de uma governança para lidar com a flexibilidade contratual que o acordo exige resumem a complexidade do processo contratual da unitização, traduzida nos altos custos de transação para negociação, conclusão e efetivação dos contratos.

Os custos de transação subjacentes às experiências concretas de unitização têm demonstrado ser bastante relevantes a ponto de protelar a conclusão do acordo por anos, podendo até, em alguns casos, anular os benefícios obtidos com as operações conjuntas. Como os ganhos da produção eficiente são sentidos pela sociedade por meio dos desdobramentos econômicos e ambientais, a *regulação* tem sido apontada como forma de alterar o arcabouço institucional com o escopo de facilitar a celebração dos acordos de unitização.

Em relação ao tema, constata-se uma ausência de contribuições de pesquisas filiadas à perspectiva econômica, a despeito de esta deter instrumentos valiosos para ajudar a compreender os problemas relacionados e encaminhar soluções institucionais. Entendemos que o processo negocial e a própria estrutura de governança subjacente a um acordo de unitização podem ser mais bem elucidados com base nas teorias econômicas, assim como apontar qual o papel que a regulação pode desempenhar.

Dessa forma, constitui finalidade premente desta pesquisa compensar um pouco da lacuna da pesquisa econômica no país em relação ao tema, tentando, assim, avançar em uma possível interpretação econômica do fenômeno em tela, tendo como foco as especificidades regulatórias e concorrenciais brasileiras. Com efeito, os objetivos específicos da pesquisa podem ser listados como se segue:

- a. detalhar as consequências concorrenciais quando se compartilham direitos de propriedade (exploração e produção) em uma jazida petrolífera comum;
- b. conceituar os acordos de unitização, identificando as principais dificuldades contratuais presentes nos processos de unitização com base nas Teorias Econômicas Contratualistas;
- c. apontar como a regulação pode facilitar a conclusão dos acordos de unitização;
- d. mapear o estado das provisões regulatórias para unitização no mundo; e
- e. caracterizar as primeiras experiências concretas de unitização no Brasil.

Para alcançar esse conjunto de objetivos que combinam ambições teóricas e empíricas, a metodologia adotada na pesquisa foi bastante diversa. Além do estudo das teorias econômicas, debruçou-se sobre uma ampla revisão da literatura a respeito da unitização. Para os propósitos empíricos, analisou-se um grande número de documentos legais (leis, decretos, contratos de E&P) a fim de caracterizar o estado regulatório da unitização no mundo. Também se recorreu ao recurso de entrevistas para caracterização dos acordos celebrados no país.

2 O problema do recurso comum e os acordos de unitização

O problema do recurso comum (*common pool*) é abrangente e refere-se às situações nas quais indivíduos partilham direitos de propriedade em relação a algum recurso econômico. Hardin (1968), em seu famoso artigo, foi um dos primeiros a notar as questões relacionadas ao problema. Tomando o exemplo dos campos comunitários de pastagem, ele notou que cada criador detinha incentivos para incrementar ilimitadamente seu rebanho “em um mundo que é limitado”, de modo que a “ruína é o destino para o qual todo homem caminha, quando cada qual persegue seu próprio interesse”. Para lidar com o problema da “tragédia dos comuns”, Hardin (1968) recomendou soluções cooperativas, ainda que de algum modo “injustiças distributivas” ocorressem, pois seria preferível a um mundo governado pelo “horror dos comuns”.

O problema do recurso comum manifesta-se em diferentes situações. Na indústria do petróleo ele ocorre quando uma mesma acumulação petrolífera se estende por duas ou mais áreas cujos direitos de exploração e produção são detidos por distintas empresas, de modo que os agentes que detenham autorização sob as áreas nas quais a jazida se estende partilham direitos de propriedade sobre o petróleo nela acumulado (Figura 1). Essa característica de partilha de direitos de propriedade, definida com base no marco regulatório vigente, implica consequências bem definidas em termos de incentivos para a decisão de alocação dos recursos por meios competitivos.

No caso da jazida comum, o programa de produção de uma firma não depende apenas dos aspectos técnicos dos reservatórios, mas também é interdependente dos programas de produção adotados por outras firmas. Para um determinado reservatório, a quantidade de recursos hidrocarbonetos acumulada é fixa e limitada,¹ o que implica que cada unidade adicional de petróleo produzida no tempo t_n traduzir-se-á em uma unidade a quem disponível para a extração no tempo t_{n+1} . Produzir, hoje, significa cancelar produção futura. Contudo, esta não é a única conexão entre as decisões intertemporais de produção. Outrossim, o ritmo de produção corrente tem consequências diretas sobre os custos de produção futuros, uma vez que um ritmo de produção acelerado deteriora as condições geológicas dinâmicas do reservatório que permitem que o óleo seja expelido com maior facilidade até a superfície.

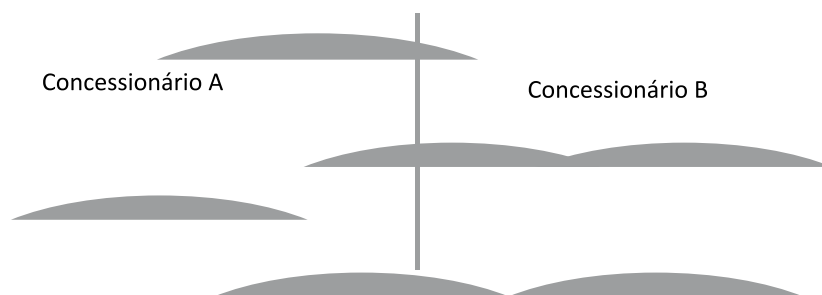


Figura 1. Visualização em perfil de jazidas comuns

Fonte: elaboração do autor

Para compreendermos as consequências da produção competitiva em uma jazida comum, é preciso entender as condições de elevação do petróleo do reservatório até a “boca do poço”. Para tanto, segue uma sucinta recuperação dos principais aspectos.

¹ É preciso alertar o leitor que recursos e reservas têm significados diferentes. Os “recursos” petrolíferos abrangem todo o petróleo passível de ser extraído, incluindo os volumes não descobertos, em condições não comerciais, mas presumíveis de extração num futuro indefinido. Por sua vez, “reservas” referem-se a todo volume de petróleo que pode ser recuperado por meio das diferentes tecnologias disponíveis, de forma técnica e economicamente viável (PINTO JÚNIOR et al., 2007, p. 50).

O petróleo é aprisionado nos poros que compõem a estrutura da rocha-reservatório. Além do petróleo saturado, no qual há gás natural em solução, no reservatório ainda existem combinações variadas de gás natural livre e água. O comportamento de um determinado fluido (isto é, sua mobilidade) depende das condições de pressão-temperatura do reservatório, de suas propriedades químicas, que definem seus pontos de ebulição e saturação em diferentes condições, mas também das características estáticas do reservatório (extensão, formato, porosidade) e de fatores geológicos (como trapas e falhas) que especificam a facilidade de mobilidade dos fluidos e o percurso deles ao longo dos canais porosos² (THOMAS, 2004). Como os reservatórios não são uniformes, essas características diferem ao longo da jazida, gerando inerente variação na produtividade de cada poço perfurado, bem como nas estimativas feitas com base em informações obtidas acerca de um determinado poço.

Para que ocorra a extração de petróleo em um reservatório, é necessário que outro material venha a preencher o espaço poroso antes ocupado pelos fluidos produzidos. Quando um poço atinge um reservatório, o diferencial de pressão criado faz com que o fluido seja expelido naturalmente para a superfície. Não obstante, à medida que o petróleo é produzido, a pressão interna do reservatório vai decaindo. Quando a produção ocorre em taxas aceleradas, rapidamente uma maior parcela do gás em solução no petróleo se vaporiza, diminuindo a fluidez do petróleo. Assim, o que eram originalmente bolhas de gás dispersas no petróleo produzido se transformam em vazão elevada de gás natural e água, resultando em perdas mais aceleradas na pressão do reservatório e, por conseguinte, menor quantidade de petróleo é extraída (THOMAS, 2004).

Dessa forma, quando a produção é acelerada, a energia do reservatório necessária para a extração do óleo vai sendo exaurida mais rapidamente, ao mesmo tempo em que o óleo restante se torna gradativamente mais viscoso, obliterando cada vez mais sua migração. Bolsões de petróleo são aprisionados, e parte deles somente poderá ser extraída por meio de métodos artificiais de recuperação secundária e terciária de altos custos. Destarte, o incremento da taxa de produção não apenas antecipa prematuramente (e de forma custosa) a recuperação induzida de petróleo, mas também a produção mais acelerada hoje reduz a quantidade de óleo produzida em todo o período.

Ademais, a perfuração intensiva de poços a fim de concluir um programa de produção mais acelerado não apenas rebaixa o potencial hidrodinâmico na extensão da jazida em que o programa é executado, como cria ainda uma tendência de fluxo de óleo e gás das áreas vizinhas para a área de maior ritmo de produção. O resultado é uma “captura injusta” de petróleo que originalmente se localizava nas áreas cujos direitos de produção pertencem a outras firmas.

Dessa forma, em uma jazida comum, de forma individual, cada firma é estimulada a produzir mais aceleradamente, criando uma “corrida para a produção de petróleo” que, ao longo do tempo, se traduz em menor volume de petróleo recupera-

2 Pode-se dizer que a extensão da migração depende principalmente da pressão do reservatório, da viscosidade do óleo e da porosidade da rocha.

do e maiores custos de produção. Em resumo, esse é o quadro geral que configura o problema da jazida comum.

A ineficiência alocativa é percebível por meio dos maiores custos e da menor taxa de produtividade da jazida, o que em conjunto determina o total de renda dissipada em decorrência da competição predatória. Essa ineficiência traduz-se no maior número de poços perfurados para acelerar a extração (maior custo de capital) sem considerar as condições ótimas de localização e disposição, prejudicando, assim, a obtenção de maiores taxas de recuperação de petróleo.³ O maior ritmo de produção acelera o declínio da pressão interna da jazida, resultando na prematura necessidade de bombeamento artificial ou injeção de água, gás e produtos químicos a fim de manter a pressão para que o petróleo seja expelido para a superfície, o que causa também grandes incrementos nos custos de produção.

O problema do *common pool* e a ineficiência alocativa correlata há bastante tempo têm sido notados nos EUA. Wiggins e Libecap (1984; 1985) e Libecap e Smith (1999; 2002) coletaram um conjunto de evidências empíricas do desperdício e do aumento de custos causados pelo não equacionamento do problema. A título de exemplo, em 1914, o diretor do Bureau of Mines estimou que os custos com a perfuração de poços em excesso eram aproximadamente um quarto do valor total da produção americana de petróleo nesse ano.

À luz de todas as ilações aventadas antes, é de esperar que as firmas busquem soluções contratuais que restrinjam a produção individual, objetivando evitar a dissipação de renda na jazida comum. Libecap e Wiggins (1984) indicam três possibilidades contratuais que estão à disposição das firmas a fim de mitigar o problema: (i) consolidação dos direitos de produção em uma única firma por meio da aquisição ou da fusão dos direitos detidos pelas demais firmas; (ii) quotas individuais de produção; (iii) contratos de unitização, sob os quais a produção no campo é concentrada no(s) operador(es), sendo os custos e a produção alocados entre as firmas baseados na contribuição individual de cada uma para a conformação do acordo.

Tabela 1. Soluções contratuais para o problema da jazida comum

Solução	Caracterização	Resultado
Consolidação de direitos de produção	Contratos de cessão que concentrem os direitos de produção em uma única firma	Solução definitiva e inflexível
Quotas de produção	Atribuição de quotas individuais que correspondem às taxas ótimas de extração de cada produtora	Conflito entre flexibilidade e segurança do compromisso

3 Os maiores custos de capital não se devem apenas ao maior número de poços perfurados, mas também à maior demanda por investimentos em dutos para transporte e duplicação de facilidades necessárias para maior ritmo de produção.

Solução	Caracterização	Resultado
Acordos de Unitização	Concentração dos direitos de produção em um único operador, mas com a atribuição de participações nos custos e nas receitas para cada empresa participante do acordo	Equilíbrio entre flexibilidade e segurança no acordo

Fonte: elaboração do autor

Todas as soluções estimulam a maximização econômica do campo e não a maximização da produção com escopo de minimizar o tempo de retorno dos investimentos. Não obstante, as mesmas soluções encerram custos de transação não negligenciáveis, tornando complexa a negociação e a conclusão dos contratos. Em qualquer uma das soluções apontadas, os acordos são difíceis de ser alcançados porque, em grau variado, os valores relativos e absolutos dos direitos de produção devem ser estabelecidos. A solução da consolidação de direitos é definitiva, mas pouco flexível, demandando que os valores dos direitos sejam determinados *once and for all*, a fim de balizar a transferência dos direitos de produção. A solução por meio das quotas é flexível, porém não definitiva, permitindo comportamentos oportunistas ao longo da vigência do acordo. Por sua vez, os contratos de unitização podem equacionar adequadamente segurança e flexibilidade dos parâmetros do acordo, embora envolvam, outrossim, custos de transação e dificuldades contratuais. A despeito desses custos e dificuldades, argumenta-se, nas próximas seções, que os contratos de unitização são a melhor forma de solucionar o problema da jazida comum.

2.1 Da Regra da Captura aos contratos de unitização

A despeito dos prejuízos e das perdas causados pela concorrência predatória, cabe frisar que a produção competitiva em jazidas comuns prevaleceu desde os primórdios da indústria, perdurando por décadas até que soluções contratuais comesçassem a ganhar vulto como resposta à conservação dos recursos.⁴

Particularmente nos Estados Unidos, país onde ocorreram os primeiros conflitos relatados devido à presença de jazidas comuns, as contendas na infância da indústria eram solucionadas mediante a aplicação do conceito da Regra da Captura (*Rule of Capture*). A jurisprudência da regra da captura origina-se da interpretação dos tribunais americanos do problema da jazida comum tomando por base a analogia do petróleo a animais selvagens, devido à natureza migratória de ambos⁵ (DERMAN, 2000). Sob a vigência da Regra da Captura, a propriedade do petróleo somente será estabelecida quando este for produzido, de modo que qualquer agente econômico que

4 A análise seguinte é baseada na experiência americana. Isso porque os EUA têm uma longa tradição em contratos de unitização. Embora o que dissermos nesta seção retrate as especificidades americanas, poderemos a partir daí identificar os contornos gerais envolvidos na contratação da unitização.

5 "Os hidrocarbonetos, assim como animais selvagens, e distintamente de outros bens minerais, têm a tendência e capacidade de escapar, mesmo contra a vontade de seu proprietário e, dessa forma, permanecem sob o domínio somente enquanto estiverem nos limites de sua propriedade. Quando migram para outras partes e passam a situar-se sob o controle de outros, os direitos sobre o petróleo cessam" (DERMAN, 2000).

extrair petróleo em poços localizados sob áreas nas quais possuem direitos de produção poderá reivindicar a propriedade desse petróleo, ainda que a projeção vertical do reservatório no qual este se originou escape aos limites da área à qual se refere seu direito de produção.

A Regra da Captura, em outras palavras, institui incentivos à exploração competitiva em jazidas comuns. As consequências já foram evidenciadas anteriormente. Assim, a Regra da Captura traz à baila grandes incertezas em relação à titularidade do petróleo, traduzindo-se, como visto, em concorrência predatória que causa esgotamento precoce das reservas e aumento dos custos operacionais e dos gastos de capital. O raciocínio implícito é que os prejuízos causados pela produção predatória seriam suficientes para impelir os agentes envolvidos para soluções contratuais, nas quais princípios cooperativos norteariam as decisões de produção, reconduzindo a coordenação aos níveis desejados de eficiência.

A análise da potencialidade da Regra da Captura em criar incentivos para soluções contratuais voluntárias prescinde do aspecto central presente na celebração de contratos com a natureza de direitos de propriedade em questão, qual seja, a não negligenciável existência de custos de transação. A combinação entre Regra da Captura, estrutura incompleta de direitos e grau elevado de incerteza, torna sobejamente complexa e custosa a conclusão de contratos cooperativos. Diante da falibilidade da Regra da Captura para coordenar as decisões de produção, estímulos regulatórios para a conclusão dos acordos de unitização figuram entre os arranjos institucionais que melhor solucionam os problemas causados por uma jazida comum.

É possível encontrar diversas conceituações para a unitização, cada qual enfatizando um aspecto ou apreciação em particular, embora em todas percebamos o entendimento comum de que se trata de uma ação coordenada visando a ganhos mútuos aos membros. Para Asmus e Weaver (2006), unitização é “*the joint, coordinated operation of an oil or gas reservoir, by all owners of rights in separate tracts overlying the reservoir or reservoirs*”. Da mesma forma, Kramer e Martin (1957) entendem o acordo como uma “consolidação de direitos minerais, de *lease* e de *royalty*, em relação a uma fonte comum de suprimento, seja ela considerada no todo ou em parte”. Usando verbetes mais comuns à indústria, Smith e Weaver (1989) definem a unitização como “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” (apud RIBEIRO, 2005, p. 129).

Considerando uma definição bastante ampla, que incorpora desde noções de geologia e direito até aspectos econômicos, Appi e Andrade (2000, p. 2) destacam as dimensões de cooperação, equidade e eficiência contidas no acordo, conceituando unitização como:

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 equitativa, construindo 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 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 comporão 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.⁶

A convergência das noções de coordenação, cooperação e eficiência permeia extensamente os acordos de unitização. Ela é particularmente patente na fase de recuperação secundária, quando a produção competitiva se torna intratável e a possibilidade de aplicar métodos de incremento da produção (*enhanced oil recovery – EOR*)⁷ exigem o controle de toda a extensão da jazida (LIBECAP; SMITH, 1999, p. 5; SMITH et al., 2000, p. 641). Nessa mesma direção, Amui e Melo (2003) afirmam que o acordo de unitização busca regular as operações conjuntas relativas a essas áreas produtoras em comum, visando ao desenvolvimento do reservatório unitizado com a *máxima eficiência*.

Taverne (1996, p. 79), considerando uma ótica mais econômica, entende o acordo de unitização como uma forma especial de *joint venture* no qual os detentores de direitos sobre a jazida comum irão explorá-la de forma coordenada. Em outro texto (TAVERNE, 1999, p. 385), o autor é mais específico quanto à tipologia do contrato, descrevendo-o como uma *Joint Operating Agreement (JOA)* com algumas características especiais que se referem à identificação e à demarcação dos reservatórios contíguos e à alocação das participações entre cada membro do acordo. O princípio básico da unitização é que os custos, as responsabilidades, a produção e outros benefícios são compartilhados entre os participantes na proporção de sua exata representatividade.

À guisa de síntese, entendemos a unitização como a solução mais eficaz para lidar com os problemas derivados do compartilhamento de direitos petrolíferos. Por meio de um acordo de unitização, os problemas observados em uma jazida comum são eliminados porquanto os incentivos às práticas eficientes são realinhados aos objetivos perseguidos pelas empresas, uma vez que somente uma única firma exerce as operações no campo – designada de operadora –, repartindo os ganhos e os custos com as demais participantes no acordo.

6 Os autores entendem que a tradução que melhor expressa o sentido é unificação. Neste texto usaremos unitização para nos referirmos ao acordo na sua dimensão de barganha entre os agentes, e unificação, para as operações conjuntas na jazida.

7 Os métodos de incremento da produção consistem na manutenção da pressão do reservatório por meio da injeção de dióxido de carbono ou outros químicos.

À operadora confia-se a consignação de um programa de produção que determine o número de poços a ser perfurado, sua localização e o ritmo de produção, compatíveis com as boas práticas da indústria e com o escopo de maximização do valor econômico do campo. As demais firmas têm seu interesse representado na unitização por meio de participações em relação à produção e aos custos associados, determinados na proporção de sua contribuição para a conformação do acordo. Dessa forma, a escolha da operadora e a determinação das participações são aspectos centrais da problemática contratual dos acordos de unitização.

A escolha da firma que figurará como operadora frequentemente não envolve maiores controvérsias, sendo prática comum a firma com maior área concedida ser consignada a operadora. Não obstante, a mesma objetividade e consenso não são alcançados na determinação das participações de cada integrante do acordo. A participação (*share*) de cada firma na produção (e nos custos) é determinada por sua exata contribuição para a conformação da produção unificada.

O valor relativo conferido pelos direitos de produção é explicado por variáveis objetivas e variáveis subjetivas, estando sujeito, dessa forma, a quem avalia e às informações disponíveis. Segundo Wiggins e Libecap (1985, p. 370), os parâmetros que influenciam o valor dos direitos individuais de produção incluem:

current and cumulative oil and gas production, number of wells, surface acreage, bottom hole pressure, gross acre feet of pay (volume of the producing formation), net acre feet of pay (nonporous and non-oil-bearing rock is subtracted from the gross measure), and remaining reserves (original oil-in-place less cumulative production).

As fontes de incerteza que complexificam as tratativas à celebração do acordo de unitização são derivadas da própria natureza do recurso em questão. O petróleo é migratório, e seu comportamento na jazida nem é homogêneo ao longo de sua extensão, nem pode ser completamente antecipado pela base de conhecimentos científicos ou práticos à disposição. A informação disponível sobre as características internas dos reservatórios depende do estágio de exploração ou de produção em que cada firma esteja. Firmas em momentos distintos de atividades na jazida possuem quantidade e qualidade de informação proporcionalmente distintas. É justamente o tempo de atividade na jazida (assim como a competência técnica) que explica a assimetria de informações.

A assimetria de informações significa também informação incompleta para todos os agentes. Porquanto os reservatórios não são homogêneos, a informação obtida sobre um poço descreve, a princípio, somente as características nas proximidades imediatas. Com efeito, a assimetria de informações manifesta-se em dois sentidos: os agentes, além de possuírem informação distinta acerca dos reservatórios por se situarem em momentos de exploração e produção diferentes, também são viesados pelas características presentes nos reservatórios contidos na área em que seus direitos de exploração e produção se referem.

Destarte, ante as negociações para a conclusão dos contratos de unitização, temos a abstrusa situação na qual parâmetros bastante incertos e de acesso assimétrico precisam ser estimados utilizando conhecimento subjetivo acerca das características dos reservatórios, pois tais parâmetros são fundamentais, como visto, à determinação do valor dos direitos detidos por cada firma. Porquanto a necessidade por informações incertas é satisfeita com métodos idiossincráticos de estimação, engendram-se sérias disputas contratuais. Os métodos de análise variam entre as firmas, criando estimações com substanciais variações entre si, fixando, dessa forma, ampla base para discordâncias em relação ao valor dos direitos detidos por cada uma. Assim, as variáveis subjetivas limitam o número de parâmetros que podem ser consensualmente usados na fórmula de cálculo das participações, deixando às partes na negociação do contrato de unitização a alternativa de confiar em poucas variáveis objetivamente mensuráveis, mas que são pobres indicadores do real valor dos direitos (WIGGINS; LIBECAP, 1985; LIBECAP, 1998).

Os agentes, por serem heterogêneos em matéria financeira e capacidade técnica e por possuírem informações díspares, avaliam de forma distinta os riscos associados ao acordo de unitização, constituindo, assim, outra fonte de controvérsia contratual. Pedroso e Abdounur (2008) citam o exemplo de que firmas com dificuldades em manter suas reservas são mais propensas a aceitar projetos econômica e tecnicamente mais arriscados (baseados em preços de petróleo mais elevados) do que firmas que já possuem outros projetos de menor risco à disposição em seu portfólio de oportunidades.

Outros obstáculos frequentemente apontados para a unitização voluntária são a falta de desejo de repartir a operação e renunciar a um direito de “controle”, a desconfiança, originária, sobretudo, de pequenos produtores, a ocorrência eventual de número excessivo de partes, o medo da violação das regras de defesa da concorrência, o receio do aumento das dificuldades jurídicas e o temor do aumento de incertezas decorrentes da operação coletiva (APPI; ANDRADE, 2000; RIBEIRO, 2005).

Indubitavelmente, a assimetria de informações, os riscos percebidos e as incertezas são as fontes primárias para as falhas contratuais em celebrar um acordo de unitização. Essas fontes manifestam-se na divergência entre valor privado e valor de terceiros atribuído aos direitos de produção. As informações incertas e assimétricas detidas pelas firmas com base nas atividades que desenvolvem no reservatório se tornam fonte de informação privada que não podem ser facilmente verificadas por outras firmas. Nessas condições, as firmas buscam compensar sua lacuna de informações utilizando estimativas baseadas em parâmetros objetivos, que embora públicos são pobres para indicar o verdadeiro valor dos direitos. Com efeito, as disputas contratuais fazem com que as negociações perdurem pelo tempo necessário para que os agentes encontrem algum consenso com relação às principais questões em negociação. Isso explica por que o acordo de unitização, não sendo este obrigatório, quase sempre é alcançado quando os campos já estão maduros (muitos anos depois de iniciada a produção), porque nesse momento há menor grau de incerteza e pouca assimetria de informações, resultando, dessa forma, na valoração similar entre os envolvidos.

2.2 Os contratos de unitização à luz das Teorias Econômicas Contratualistas

Na seção anterior discutiu-se o contexto em que os contratos de unitização surgem como alternativa contratual à falha de coordenação competitiva em uma jazida comum. Passaremos agora a aplicar os conceitos e os instrumentos das Teorias Econômicas Contratualistas – Teoria dos Incentivos (TI), Teoria dos Custos de Transação (TCT) e Teoria dos Direitos de Propriedade (TDP) – a fim de caracterizar o processo de contratação da unitização à luz da Teoria Econômica.⁸ O objetivo principal da aplicação das Teorias Contratualistas para interpretação dos acordos de unitização não é apenas ratificar as falhas contratuais que comumente são relatadas na literatura empírica, mas destacar o que cada teoria estabelece como provisões necessárias para corrigir tais falhas contratuais.

2.2.1 Incentivos e a regra da igualdade

A Teoria dos Incentivos (TI) destaca que a unidade de análise referente aos problemas contratuais da unitização deve ser o relacionamento entre as empresas, modelado por meio do instrumental agente-principal. O operador da jazida unificada atua como o *agente* que toma as decisões em nome das outras firmas (*principal*). Como é custoso monitorar a ação de todas as firmas detentoras de direitos de produção partilhados, a fim de aferir se as decisões estão alinhadas com o contrato de unitização, a TI ratifica que as decisões de produção devem ser concentradas exclusivamente na operadora.⁹ Na relação agente-principal, os recursos produtivos-chaves não são as capacidades técnicas das firmas, mas sim os direitos de exploração e produção transferidos ao operador por meio do contrato de unitização (KIM; MAHONEY, 2005).

O aspecto central que a TI destaca no processo de negociação da unitização é o *alinhamento de incentivos*, que acelera a conclusão do acordo e o faz perdurar durante o período proposto. No caso da unitização, os incentivos são alinhados por meio de uma fórmula de alocação das participações (*shares*) entre as empresas para igualar a participação de cada firma no quinhão da produção à sua correspondente contribuição na estrutura de custos associados a esta mesma produção.¹⁰ Nessas condições, a maximização do valor da jazida torna-se um objetivo comum a todos desde o início do contrato de unitização (LIBECAP; SMITH, 1999). Em especial, a regra de bolso da igualdade entre participações nos custos e na produção garante que o operador persiga o programa de produção que maximize o valor econômico do reservatório, haja vista que ele se torna um *residual claimant*.

A adoção da regra também reduz o volume necessário de informações para conclusão do acordo de unitização, bem como minora as contendas quando novas

8 Em Brousseau e Glachant (2002; 2008) encontra-se uma excelente resenha das Teorias Contratualistas aqui consideradas.

9 Essa característica é justamente a grande vantagem dos contratos de unitização sobre a adoção de quotas.

10 Além disso, a teoria recomenda que a determinação das participações seja *once for and all*, haja vista que o programa de produção unificada modifica a dinâmica do reservatório, sendo impossível restabelecer a divisão original das reservas ao longo das áreas concedidas.

informações surjam. Assim, embora seja impraticável uma solução ótima, a regra de igualdade das participações permite que tenhamos soluções *second best*, porque as partes são a favor do programa de produção que otimiza o valor econômico da jazida unificada, de modo que a operação do campo pode ser deixada sob a responsabilidade de um único operador sem requerimentos detalhados de desempenhos ou diretrizes de execução definidos no começo do contrato.

A principal fonte de ineficiência apontada pela TI é a impossibilidade de observar perfeitamente todas as ações do operador. Por isso emerge a necessidade de mecanismos de monitoração, isto é, o contrato de unitização deve ser composto por um *mix* de estímulos que alinhem os incentivos com provisões de monitoração.¹¹ Por esse motivo, a TI recomenda atribuir a função de operador à firma que possuir o maior potencial de ganho com a produção unificada, pois, dessa forma, minoram-se os custos de monitoramento.

Na TI, assume-se a não existência de problemas *ex post*, tendo em vista que a contratação é completa e eficiente desde o começo. Perdas que por ventura ocorram ao longo da execução do contrato se devem a incentivos imperfeitamente alinhados durante a fase de negociação. As situações mais propícias para o desenvolvimento de incentivos imperfeitos são aquelas em que os campos têm reservas com alta razão gás não associado/petróleo distribuídas heterogeneamente ao longo da jazida, bem como quando a produção é dividida em fases distintas de recuperação (primária e secundária). Nessas situações, a negociação entre as partes torna-se complexa, e o resultado pode ser uma distribuição em que as participações nos custos e na produção não se igualem.

A evidência empírica disponível na literatura parece confirmar parte das conclusões da TI, em particular que o alinhamento de incentivos, por meio da regra da igualdade de participações de custos e produção, funciona como uma provisão utilizada nos acordos de unitização a fim de alcançar sucesso na contratação. Libecap e Smith (1999) examinaram sessenta acordos de unitização em campos no Alaska, em Alberta, em Illinois, na Louisiana, em Oklahoma, no Novo México, no Texas e em Wyoming. Eles encontraram que em 80% (47 contratos) dos casos a atribuição das participações se deu conforme a regra da igualdade, e em 93% (56 contratos) da amostra havia apenas um operador para a produção unificada. Todos os 13 contratos (20% da amostra) que atribuíam diferentes participações nos custos e na produção tratavam de jazidas complexas com alta razão gás não associado/petróleo distribuídas heterogeneamente e/ou em fases distintas de recuperação. Nesses 13 contratos que se desviaram da regra de identidade das participações, em apenas um contrato (Prudhoe Bay) foram registradas controvérsias que se desdobraram em litígios legais.

¹¹ De fato é um *mix* entre incentivos e instrumentos de governança. Mecanismo de monitoração é a parte da estrutura de governança que melhor sustenta a manutenção do acordo. Os demais componentes e exemplos de mecanismos de monitoração serão detalhados mais à frente nas contribuições da Teoria dos Custos de Transação.

A despeito da evidência empírica favorável à TI, deve-se ressaltar que muitos dos conflitos que envolviam os acordos de unitização foram solucionados no interior da estrutura de governança construída pelo próprio acordo, não sendo objeto de registro na instância reguladora ou jurídica. Dessa forma, a evidência empírica não pode confirmar que apenas incentivos, ou mesmo incentivos e monitoração, sejam suficientes para coordenar os agentes de forma a garantir o sucesso do contrato. Uma estrutura de governança mais ampla é sempre necessária para dirimir conflitos que surjam da natureza incompleta dos contratos firmados em ambiente de forte incerteza.

2.2.2 Custos de transação e flexibilidade contratual

A análise dos contratos de unitização, considerando a ótica da Teoria dos Custos de Transação (TCT), permite-nos tratar com maior realismo os problemas que tornam contencioso o processo de celebração dos contratos de unitização, fornecendo, assim, um arcabouço explicativo para os longos períodos de negociação e para o grau de incompletude dos contratos, considerando-se os custos de transação não negligenciáveis. Ao analisar o contrato de unitização como uma estrutura de governança, a TCT estabelece um vínculo direto entre as dificuldades negociais *ex ante* para a conclusão do contrato e os tipos de mecanismos de controle *ex post* que garantem uma estrutura de coordenação eficiente.

A unidade de análise da TCT é a transação específica empreendida entre os detentores de direitos petrolíferos em um contrato de unitização. Por meio dele, empresas transacionam direitos de exploração e produção, trocando-os por participações nos resultados obtidos pela produção cooperativa. Os contratos de unitização são a melhor solução porque equacionam adequadamente segurança e flexibilidade nos parâmetros do acordo. Isso é possível porque se trata de uma forma híbrida que contempla incentivos de mercado (regra da igualdade) com mecanismos de governança internos. Os problemas negociais devem-se à presença de fortes custos de transação oriundos principalmente de duas fontes:

- a. *A natureza e a distribuição da informação sobre as reservas*: a falta de conhecimento sobre a quantidade e a distribuição do petróleo existente incrementa a incerteza sobre o tamanho e o compartilhamento dos benefícios e dos custos ordenados pelo contrato, principalmente porque é mais difícil para as partes calcular o benefício advindo da mudança de governança. Além disso, a assimetria de informações entre os agentes, por sua vez, implica janelas de oportunidades para o exercício de oportunismo estratégico das firmas.
- b. *O número e a heterogeneidade das partes na negociação*: quanto maior o número de firmas que partilham direitos de exploração e produção, maior é o número de agentes que terão os direitos de produção transferidos e, portanto, maior a probabilidade de discordância em relação ao valor relativo dos direitos com base nas interpretações idiossincráticas das informações disponíveis. Da mesma forma, quanto maior a heterogeneidade entre os direitos detidos pelas firmas, mais complexa é a negociação para o alinhamento dos incentivos, pois maior será a

distinção feita por cada firma dos benefícios e dos riscos advindos com a coordenação cooperativa e mais amorfa será a distribuição alcançada dos custos e dos benefícios por meio das participações.

Esses custos de transação são patentes em campos nos quais distintas propriedades físico-químicas e geológicas são não uniformemente distribuídas ao longo dos reservatórios, de modo que as diferentes firmas respondem por ativos que diferem muito em tipo e qualidade. Nessas condições, algumas firmas podem possuir vantagem estrutural, isto é, encontrar-se posicionadas de tal forma que suas áreas teriam, em tese, maior vazão de produção se não houvesse a unitização. Nessas condições, as firmas podem se beneficiar com a maior demora nas negociações, exercendo, dessa forma, um poder de barganha maior. Esse fenômeno foi denominado na literatura de *obstrucionismo rentável*.

A diferença entre ativos pode também se manifestar, por exemplo, na forma de uma composição desigual de concentrações de gás e óleo e, por conseguinte, em interesses distintos e disputas contratuais pelo modo de valoração de cada ativo. Da mesma forma, diferenças na jazida fazem com que certas áreas sejam mais bem recomendadas para localização de poços de recuperação primária, enquanto outras sejam mais indicadas para recuperação secundária, o que igualmente abre margem para que as firmas reiviniquem a incorporação de tal parâmetro na valoração dos direitos de produção individuais. Em ambos os casos, a natureza heterogênea dos direitos desdobram-se em contendas pré-contratuais que se manifestam nas disputas por maior percentual de participação na produção unificada atribuído por métodos de valoração que favoreçam as características da jazida na extensão à qual os direitos individuais de exploração e produção se referem.

A análise das fontes de custos de transação destaca a conexão direta entre os custos de transação e os mecanismos de governança. O foco do contrato de unitização é balancear o *trade-off* entre os custos de transação *ex ante* e *ex post*. Segundo a TCT, o contrato é eficiente à medida que melhor compatibilizar as características da estrutura de governança aos atributos envolvidos para a unificação dos direitos de produção. O contrato será essencialmente incompleto, na tentativa de dirimir maiores controvérsias *ex ante*, mas com potencial de conflito *ex post*, exigindo para tanto uma combinação coerente entre incentivos e mecanismos de controle. Para melhor combiná-los, o contrato de unitização deve ser flexível em dois sentidos: na avaliação das participações e na tomada de decisão pelo operador.

A flexibilidade para rever as participações (por meio das redeterminações) é importante porque muitas das informações centrais para o correto alinhamento dos incentivos por meio da regra da igualdade são bastante incertas, sendo reveladas apenas no transcurso das operações de produção. Por sua vez, a flexibilidade ao operador justifica-se à luz das incertezas em relação ao comportamento do reservatório, à tecnologia e às condições do mercado, que fazem com que o detalhamento do desempenho do operador deva ser deixado impreciso no contrato, conferindo-lhe flexibilidade para melhor ajustar as operações de produção às mudanças das circunstâncias. A discricio-

nariedade do operador deve ser controlada pela combinação de incentivos com mecanismos de controle interno tais como “*voting rules, notification requirements, grievance and arbitration procedures, unit operator reporting and accounting practices, supervisory committee*” (LIBECAP; SMITH, 1999, p. 529).

2.2.3 O papel da regulação

Complementar às Teorias dos Incentivos e dos Custos de Transação, a Teoria dos Direitos de Propriedade (TDP) busca esclarecer os elementos envolvidos na relação contratual que cercam o acordo de unitização, com destaque para o ambiente institucional que o sustenta. A preocupação principal da TDP é com o bem-estar social e, no caso do contrato de unitização, tal ênfase é traduzível na centralidade da análise acerca da ineficiência causada pela estrutura de direitos validada pela Regra da Captura. A TDP assinala como unidade de análise o próprio acordo, não a peça contratual em si, mas sim o conjunto de instituições a ele associado, isto é, “o instituto da unitização” (KIM; MAHONEY, 2005). As instituições são consideradas para explicitar as circunstâncias nas quais há menor potencial de falha para celebrar os acordos.

O foco da dimensão contratual apontado pela TDP é a externalidade causada pela interdependência e pela incompletude dos direitos de exploração e produção. Diante das externalidades, a TDP destaca que além da natureza das informações e da heterogeneidade das partes envolvidas, a alocação dos direitos de produção depende, outrossim, das características físicas e do valor dos recursos envolvidos na transação contratual. O petróleo, por ser um recurso móvel, não diretamente observável e de grande valor, apresenta grandes custos para que sejam internalizadas suas externalidades de produção, bem como grandes custos para garantir o *enforcement* dos direitos subjacentes (LIBECAP, 1989; 2002). Assegurar o *enforcement* sobre recursos valiosos é mais difícil, porém é fundamental para a garantia da integridade dos direitos. No caso dos contratos de unitização, o *enforcement* é central para a efetividade de qualquer resposta institucional que busque enfrentar as ineficiências causadas pelo *common pool*.

Uma contribuição interessante da TDP é explicar por que diante de externalidades os incentivos para a maximização individual de lucros conduzem não apenas à produção predatória e a problemas potenciais de *holdout*, mas também causam inflexibilidade em posições econômicas e regulatórias ineficientes que realimentam as falhas contratuais (KIM; MAHONEY, 2005). O ponto-chave é que se, por um lado, as características do petróleo destacam a potencialidade da regulação para minorar os custos de transação com as quais as partes se deparam na contratação da unitização, por outro lado, contraditoriamente, as rendas petrolíferas impulsionam os agentes para ações de *rent seeking*, por meio de atividade política para influenciar (capturar) o regulador, a fim de converter a regulação em benefício próprio.

A experiência norte-americana com os contratos de unitização demonstra que vários dos elementos que levam às falhas contratuais até aqui analisadas também explicam por que a regulação estatal não é sempre eficaz para solucionar as ineficiências econômicas. O estudo empírico feito por Libecap e Wiggins (1985) nos estados de

Wyoming, Oklahoma e Texas demonstrou que o *status* regulatório nas diferentes jurisdições tem impacto direto e indireto sobre o percentual de produção obtido nos campos unificados.¹²

A análise institucional comparativa no interior da TDP busca descrever não apenas quais são as instituições que incrementam o bem-estar social, mas também o contexto político no qual tais instituições podem ter favorecido seu afloramento ou bloqueio. A crença nas faculdades estatais em corrigir falhas de mercado por meio da regulação é então desafiada pela TDP à luz do contexto político-institucional que favorece ou não atividades *rent seeking* dos grupos de interesse. No caso dos acordos de unitização, como veremos à frente, é patente o efeito redutor nos custos de transação e nas dificuldades contratuais que a regulação estatal pode proporcionar. O que falta questionar é se a forma pela qual a regulação concretamente é estabelecida contribui de fato para facilitar o acordo.

Tabela 2. Unitização à luz das Teorias Contratualistas

	Teoria dos Incentivos	Teoria dos Direitos de Propriedade	Teoria dos Custos de Transação
Unidade de análise	Firmas produtoras de petróleo (agente-principal)	Contrato de unitização (instituição)	Contrato de unitização (estrutura de governança)
Fontes de ineficiência de mercado	Informação assimétrica e não observável obtida com base no desenvolvimento dos campos	Externalidades e alocação/ definição inadequada dos direitos de propriedade	Custos de transação – natureza das informações, heterogeneidade entre ativos e número de agentes
Foco da dimensão contratual <i>ex ante</i>	Esquemas de incentivos para a revelação de informação	Incompletude dos direitos de propriedade e interdependência entre os agentes	<i>Trade-off</i> entre os custos de transação <i>ex ante</i> e <i>ex post</i>
Foco do contrato	Alinhamento de incentivos <i>ex ante</i> que transformem o operador em um <i>residual claimant</i>	Maximizar o bem-estar social por meio de instituições eficientes	Escolha do modo de governança eficiente
Escopo estratégico das contratantes	Maximizar o <i>payoff</i> das firmas (maximizar o valor econômico da jazida)	Alinhar melhores instituições (maximização do valor econômico da jazida)	Minimizar custos de transação ao longo do contrato (maximizar o valor econômico da jazida)
Custos envolvidos	Custos de monitoramento do operador e perdas residuais devido a incentivos imperfeitos	Atividades de <i>rent-seeking</i> para influenciar o regulador e os custos da regulação	CT <i>ex ante</i> (obter informação e <i>holdout</i>) e <i>ex post</i> (manutenção da governança e problemas de <i>holdup</i>)
Orientação teórica	<i>Second best</i> : contratos ótimos com informação assimétrica	Avaliação comparativa – papel e efeito da regulação	Avaliação comparativa entre formas discretas de governança

Fonte: elaboração do autor com base em Kim e Mahoney (2005)

12 Além do marco regulatório, o tamanho e a maturidade (medida pela razão produção acumulada/produção e reservas restantes) dos campos são variáveis explicativas. Segundo as evidências, o marco regulatório não apenas explica diretamente o maior percentual de produção vindo de campos unificados, mas também modifica a intensidade das outras duas variáveis para explicar esse mesmo percentual (LIBECAP; WIGGINS, 1985).

3 A regulação econômica na indústria petrolífera

A regulação, em sentido geral, pode ser compreendida como uma forma de intervenção estatal para “modificar ou controlar o comportamento de produtores e consumidores para propósitos específicos” (BURGESS JÚNIOR, 1995, p. 4), na perspectiva de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos (PINTO JÚNIOR; FIANI, 2002). Nesse sentido, a regulação está situada no campo normativo como uma *especialização estatal* que diretamente prescreve e fiscaliza o que os agentes privados podem ou não fazer em relação às decisões que eles tomam e às consequências das suas ações em determinados mercados e indústrias.

A causa econômica que justifica a regulação estatal, apoiada na análise de bem-estar, é a de *falhas de mercado*, entendidas aqui como desvios das condições que garantem o equilíbrio competitivo. Essas falhas podem se originar de: “informação imperfeita, indivisibilidades, externalidades, comportamento colusivo ou não otimizante dos agentes, e outras violações das hipóteses neoclássicas para o equilíbrio geral competitivo” (ARAÚJO, 1997). Nessas condições, a solução advogada seria a interferência econômica do Estado por meio de leis, impostos, subsídios, regulação de quantidades, entre outros, no intuito de promover um nível superior de bem-estar social.

A indústria do petróleo tem especificidades e demanda algumas considerações especiais com relação ao arcabouço geral da regulação econômica. O petróleo, desde antes da metade do século XX, tem sido a principal fonte energética primária do mundo.¹³ As reservas petrolíferas conhecidas estão distribuídas em quantidade e qualidade de forma desigual no planeta, originando grandes diferenças na estrutura de custos de produção entre os muitos produtores. São essas diferenças de custos que estão na raiz da formação e da apropriação de rendas econômicas, as quais constituem o elemento central para a dinâmica da indústria petrolífera, bem como apoiam o argumento de “defesa do interesse nacional” que embasa as medidas regulatórias para o setor.

A distribuição geográfica desigual das reservas faz com que o petróleo seja uma das principais *commodities* transacionadas no comércio internacional. Contudo, está longe de ser uma *commodity* qualquer, pois além do fato de ser um recurso mineral não renovável, as condições de oferta e demanda são fortemente influenciadas pela cena geopolítica:

A competição pelo acesso às reservas e, portanto, à geração e apropriação das rendas diferenciadas de um insumo essencial para a sustentação da atividade econômico-social mundial constitui o motor fundamental de crescimento da indústria mundial do petróleo e das disputas geopolíticas. (PINTO JÚNIOR, 2007)

13 Segundo a IEA (2008), na matriz energética mundial de 2006 o petróleo atendeu 34% da demanda energética primária, seguida por carvão e gás natural, com 26% e 21% respectivamente. Energia nuclear, hidráulica e biomassa e outras renováveis responderam pelos 19% restantes.

Com efeito, entendemos que o aspecto central da regulação na indústria do petróleo é a definição dos direitos de propriedade e, por conseguinte, das condições de acesso e operação, num contexto em que muitos países dependem da produção de outros para satisfação de suas demandas energéticas. Nesta mesma perspectiva, Taverne (1994; 1999) aponta como motivações para a existência de uma regulação petrolífera: (i) a determinação da propriedade do petróleo antes e depois da sua extração; (ii) a regulação da conduta das firmas petrolíferas; (iii) a partilha das receitas e das rendas petrolíferas entre o estado (e suas unidades constituintes) e as firmas produtoras.

A regulação para a indústria do petróleo consiste de leis, decretos e regulamentações específicas designadas para o propósito de organização das atividades petrolíferas empreendidas na jurisdição de um Estado. Ela inclui aspectos referentes às condições de exploração e produção, mas também questões ambientais, trabalhistas e tributárias particulares às atividades petrolíferas. A conformação da regulação petrolífera nos diferentes países é guiada por vários propósitos, dentre os quais podemos destacar a busca pela captura do máximo da renda gerada, sem inviabilizar os investimentos privados necessários ao setor; a atração de investimento externo e compartilhamento de riscos; e a construção de competências técnicas no país como elemento de uma política industrial.

A regulação é normalmente estruturada em uma lei básica para exploração e produção de petróleo ou em uma lei geral atinente a todos os recursos minerais, sendo o petróleo um capítulo específico. Nessa lei estão expressos os fundamentos e as provisões centrais em consideração à matéria petrolífera. Derivada da autoridade da lei básica emerge uma legislação complementar na forma de regulamentações originadas no órgão regulador. Nessa legislação complementar estão expressas as decisões administrativas com relação aos requisitos e às condições que devem ser atendidos na execução das atividades de exploração e produção, a obrigatoriedade da aprovação dos programas de trabalho e os aspectos referentes à comercialização (doméstica e externamente) de óleo cru e derivados.

O aspecto central da regulação petrolífera é a definição do regime contratual a ser usado nas associações com as empresas produtoras. Os regimes contratuais podem ser categorizados em duas grandes tipologias: concessões ou contratos de trabalho.¹⁴ As concessões são autorizações administrativas concedidas pelo governo, agindo em nome do Estado, no exercício do poder último de soberania nacional com respeito aos recursos naturais. O contrato de trabalho é uma autorização dada sob os termos com os quais ele é celebrado entre as firmas e o representante do Estado. Pode ser um contrato de partilha da produção ou um contrato de serviço com ou sem risco.¹⁵ Atualmente mais de 80% das reservas estão sob a tutela de contratos de trabalho (serviço e partilha).

14 No mundo inteiro o petróleo é de propriedade dos Estados Nacionais nos quais ele está localizado. Dessa forma, a exploração e a produção de petróleo devem ser precedidas de autorização estatal para não ferir a soberania dos Estados.

15 É preciso frisar que em muitos países os contratos de trabalho têm de ser aprovados pelo Legislativo, de modo que estes alcançam *status* de lei formal. De fato, nesses países a regulação existente é silente, tendo nas provisões contratuais o objeto legal para regulamentar as atividades no país.

Tanto as concessões quanto os contratos de trabalho concedem às empresas produtoras o direito de empreender operações de prospecção, exploração e produção no interior de uma determinada área e em um determinado período, de acordo com os termos da concessão ou do contrato. Entretanto, diferenciam-se no que tange aos direitos sobre o petróleo extraído. No regime de concessões, a propriedade do petróleo a partir da “boca do poço” é da empresa que o extrai de uma área cujos direitos de exploração e produção ela detém. Nos contratos de trabalho, as firmas produtoras não gozam da propriedade do petróleo, embora, a depender da modalidade contratual (particularmente nos contratos de partilha), a contratada possa ser remunerada com parte do resultado obtido, isto é, com óleo cru.

4 A regulação da unitização

As diferenças nos direitos de propriedade entre os tipos de regimes contratuais implicam condições igualmente distintas com as quais as firmas produtoras se deparam quando negociam um contrato de unitização. Da mesma forma, resulta em condições distintas com as quais a regulamentação específica do tema pode afetar a conclusão daqueles acordos. Porém, tanto num regime como no outro o foco da regulação da unitização é a compulsoriedade ou não do acordo.¹⁶ Em regimes regulatórios nos quais prevalecem as contratações voluntárias, as firmas estão sujeitas às dificuldades contratuais discutidas na seção anterior. Nesse contexto, a regulação pode afetar positivamente o ambiente de contratação ao impor às partes a compulsoriedade de assinar acordos de unitização.

Com a compulsoriedade, o problema decisório dos agentes é substancialmente modificado: ou eles firmam o contrato e começam a produzir sob bases cooperativas, obtendo receita igual à proporção da sua participação na unidade, ou não firmam o contrato e não obtêm receita alguma. Nessas condições, as firmas estariam bem mais propensas a ceder nos termos contratuais, e as participações de cada firma seriam determinadas com base em variáveis objetivas, ainda que não idealmente adequadas. As distorções que porventura surjam serão corrigidas ao longo do contrato.

Em resumo, a unitização compulsória altera os direitos de propriedade, modificando concomitantemente os custos de transação. Se, por um lado, os custos de transação *ex ante* são substancialmente minorados, por outro torna-se necessária forte atenção à estrutura de governança a ser montada com base no contrato, a fim de manter os custos de transação *ex post* em níveis que não ameacem a eficiência do acordo. A combinação de incentivos e mecanismos de controle presente na governança deve ser determinada em alinhamento com a natureza dos ativos envolvidos na contratação.¹⁷

16 Unitização voluntária é a que emana exclusivamente da vontade das partes. A unitização compulsória é “aquela em que o Estado, em decorrência de seu poder de polícia na conservação dos recursos naturais, impõe a unitização aos titulares das concessões cujas áreas são englobadas pelo reservatório comum” (RIBEIRO, 2005).

17 Nos EUA a compulsoriedade da unitização é combinada com o voluntarismo das partes. O contrato só é compelido a partir do momento em que um percentual do total das firmas envolvidas concorde com os termos do acordo. Essa combinação pode

Nesse sentido, a regulação pode contribuir em dois aspectos: (i) estabelecer provisões que tornem a compulsoriedade dos contratos de unitização um mecanismo de incentivo e não apenas de comando e controle; (ii) contribuir por meio de instituições que auxiliem na manutenção de uma governança eficiente. Essas funções podem ser alcançadas com a regulação de contratos.

Normalmente os debates focam na regulação de indústrias e firmas (conteúdo da transação), mas pouco dizem sobre a regulação dos contratos em si (forma da transação). Schwartz (2002) destaca que o *regulador* pode cumprir algumas funções na regulação de contratos, dentre as quais: (i) efetivar (*enforce*) os contratos, fornecendo termos de verificação ou funcionando como mediador independente de contendas entre as partes; (ii) fiscalizar o processo de contratação contra fraudes, coerção e abuso de poder; (iii) ofertar às partes um vocabulário comum para ser usado na confecção dos contratos, facilitando o processo de entendimento mútuo da letra do contrato; (iv) oferecer às partes modelos de governança para a contratação, a conduta nas transações e a resolução de conflitos, indicando regras ou processos para a implementação de soluções *ex post* eficientes e regras de *default*.

À luz dessas funções entendemos que a regulação de contratos de unitização deve caminhar na direção da definição de um marco estável e transparente, regulamentando os procedimentos a serem seguidos pelas partes, mas deixando à disposição margem de negociação para as questões pertinentes. A regulação dos contratos pode contribuir positivamente para a conclusão do acordo ao: a) fixar um período para que as partes possam voluntariamente negociar os termos do acordo sem a intervenção do regulador; b) especificar mecanismos de ordem substancial e procedimental para que a agência reguladora possa impelir o acordo; c) estimular a contratação já na fase de exploração ou desenvolvimento, momento em que não há grande assimetria de informações e a incerteza é enorme, o que leva ao uso de variáveis objetivas para determinar as participações; d) fornecer um modelo contratual e um linguajar comum às partes para a conclusão dos acordos de unitização; e) estabelecer critérios e normas para a equalização dos custos passados; f) aprovar os contratos, buscando garantir que os direitos correlatos e o interesse nacional sejam atendidos; g) atuar como um *enforcement* de terceira parte, ajustando mecanismos de fiscalização e monitoração das operadoras, por meio de relatórios sobre os programas de trabalho; h) criar mecanismos de análise e estudo que permitam ao regulador se apresentar como um mediador competente ante as situações de contenda que extrapolem os mecanismos internos de resolução de conflitos; e i) efetuar estudos para sugerir atualizações dos procedimentos contratuais em alinhamento com as melhores práticas da indústria.

4.1 A regulação da unitização no mundo

De acordo com Derman e Vollus (2002), com exceção dos Estados Unidos e do Reino Unido, os contratos de unitização são um fenômeno relativamente recente e sua regulamentação ainda está recebendo contornos mais definidos.

favorecer positivamente o alinhamento de incentivos.

Em razão da natureza privada e dispersa dos direitos petrolíferos, os Estados Unidos têm uma longa tradição no uso do contrato de unitização como instrumento para a promoção da conservação dos recursos petrolíferos e da defesa dos direitos de propriedade. A fim de garantir tais objetivos, a regulação estadunidense foi precursora na promulgação e no uso de leis locais para a promoção das unificações de direitos de produção, conferindo ao país o *status* de “Capital Mundial da Unitização” (ASMUS; WEAVER, 2006).

As medidas regulatórias adotadas nos diferentes estados norte-americanos objetivaram primariamente a conservação dos recursos. Elas restringiam os direitos de produção por meio de um conjunto de medidas de conservação, tais como: limite do número de poços permitidos por área; espaçamento mínimo entre os poços; *pooling*; quotas de produção mensal por poço; taxas máximas de razão gás-petróleo e água-petróleo. Os contratos de unitização tornam-se uma alternativa ao problema do *common pool* somente no final dos anos de 1940,¹⁸ quando as técnicas de recuperação secundária estavam em desenvolvimento.¹⁹

De fato, a unitização nos EUA ocorre mais frequentemente na fase de recuperação secundária, haja vista que a aplicação de técnicas de recuperação nessa fase requer o uso da totalidade do reservatório, a fim de garantir a melhor eficiência da técnica e/ou evitar comportamentos oportunistas (*free riders*) das outras firmas que partilham direitos de produção no reservatório (SMITH et al., 2000; WEAVER et al., 2005). Dessa forma, sendo os contratos de unitização nos EUA firmados na fase madura dos campos, os momentos de pré-unitização e redeterminação são raros. Durante a fase de recuperação primária, os contratos de unitização têm provado ser impraticáveis,²⁰ de modo que nessa fase os campos são regulados por agências estaduais de conservação por meio do conjunto de instrumentos de conservação já mencionado.

Nos EUA, a regulação do segmento *upstream* da indústria do petróleo é repartida entre as normas estaduais e federais.²¹ Em ambas, o fato gerador que oportuniza a unitização é o fato geológico em que um reservatório possui extensão que extrapola a área de licença detida por uma única firma. Devido ao predomínio da produção *onshore*, à natureza privada dos direitos minerais e, por conseguinte, à fragmentação dos direitos de exploração e produção, a oportunidade para o exercício dos contratos de unitização nos EUA é bastante frequente.

Os contratos envolvidos na unitização são submetidos à apreciação dos órgãos de conservação. Algumas regulamentações estaduais sobre *pooling* e unitização listam

18 O mérito das primeiras iniciativas pró-unitização é atribuído a uma campanha empreendida por H. L. Doherty, visando à aprovação de uma lei federal que tornasse o acordo compulsório (RIBEIRO, 2005).

19 Embora haja referências à adoção da unitização na Louisiana desde 1940, Oklahoma é considerado o primeiro estado a introduzir oficialmente, em 1945, a unitização compulsória em sua legislação.

20 Uma grande exceção foi o campo de Prudhoe Bay.

21 Nas terras privadas *onshore* aplica-se a regulação estadual. A regulação federal é referida às terras de propriedade do governo federal, que consiste da maior parte das terras sob domínio público, das áreas em reservas ou parques (*onshore*) e a plataforma continental (*offshore*).

um conjunto de fatores que devem ser considerados para determinação dos *shares*, tais como tamanho da área a que se referem as licenças, taxa de recuperação dos campos, localização e estrutura, percentual dos custos no acordo, dentre outros.

Na regulação federal para os campos *onshore*, a unitização prematura é por vezes estimulada por meio de leis que autorizam a formação das unidades exploratórias. A fim de preservar os direitos correlatos, essa prática é acompanhada de mecanismos *ex post* para ajuste do tamanho da área unificada, uma vez declarada a descoberta comercial. Para os campos *offshore*, a prática americana em relação às provisões legais para unitização parece alinhar-se aos procedimentos adotados no mundo, os quais veremos mais à frente. O Minerals Management Service (MMS) é a autoridade legal com poderes instituídos para regular o desenvolvimento de campos *offshore* de propriedade federal. Embora vigore a regra dos acordos voluntários, a MMS goza de instrumentos para forçar a unitização se necessário (ASMUS; WEAVER, 2006). Para tanto, a reguladora deve invocar argumentos de eficiência, justificando não ser viável a produção em separado, com referência aos custos de capital e o desperdício dos recursos físicos.

Em relação à regulação estadual, todos os estados produtores têm aprovado provisões legais para unitização. Em todos os estados, com exceção do Texas, existem leis que tornam a unitização obrigatória com base em certas condições, objetivando, dessa forma, compensar as grandes dificuldades em alcançar a unanimidade dos envolvidos. A principal condição é que a obrigatoriedade do acordo de unitização esteja combinada com algum grau de voluntarismo das partes²² (RIBEIRO, 2005).

Embora as regulações variem quanto ao nível de detalhamento, elas ostentam várias características comuns. Na maior parte delas impõem-se requisitos de ordem substancial e procedimental para que o órgão regulador possa compelir o acordo às firmas recalcitrantes. Em todas as regulações determinam-se a realização de audiência pública antes da imposição da unitização e averiguações pelo regulador a fim de confirmar se o acordo atende ao interesse público, cumprindo os preceitos de preservação dos recursos físicos e econômicos e de proteção dos direitos correlatos (RIBEIRO, 2005).

Fora dos EUA, a unitização não tem prevalecido extensamente, simplesmente porque não tem sido tão necessária para o adequado desenvolvimento das reservas. Em muitos países, as concessões e os contratos de trabalho referem-se a áreas de grande extensão, que por vezes são definidas com base em algum conhecimento geológico prévio, diminuindo a possibilidade de contiguidade entre os reservatórios. Entretanto, as tendências originadas após o pós-choque do petróleo têm levado ao crescente potencial para a ocorrência do fator gerador dos acordos de unitização, envolvendo inclusive acordos entre países,²³ devido ao avanço da fronteira *offshore*. Dentre os fatores que têm impulsionado a maior oportunidade para a unitização fora dos Es-

22 Em Oklahoma, exige-se que 85% das firmas que partilham direitos sobre o reservatório tenham aceitado a unitização antes que o regulador imponha o contrato aos 15% restantes de firmas recalcitrantes em aceitá-lo.

23 Merece destaque o acordo de unitização assinado entre o Parlamento australiano e o governo da recém-criada República Democrática do Timor Leste. Por meio do acordo foi unificado o campo *Greater Sunrise*, que se verificou estender-se para além da Área de Desenvolvimento Petrolífero Conjunto, conformada anteriormente.

tados Unidos, Asmus e Weaver (2006) apontam: (i) a flexibilização dos monopólios estatais e a entrada de empresas estrangeiras; (ii) a diminuição do tamanho dos blocos exploratórios a fim de maximizar os recursos ganhos com o bônus de assinatura; (iii) a diminuição dos blocos estimulada pela possibilidade de devolução de parte deles; e (iv) a crescente produção *offshore* em grandes campos que escapam das áreas sob a jurisdição de uma única firma produtora.

Com o intuito de traçar um panorama da regulação dos acordos de unitização no mundo, com base em uma ampla pesquisa, buscou-se identificar os países que contêm provisões legais referentes aos contratos de unitização. Após a pesquisa e a leitura das regulações dos países, construiu-se uma amostra com 72 países de todas as regiões do globo, incluídos todos os grandes produtores de petróleo.

Nos países analisados na amostra, buscou-se apontar a origem da regulação atinente à unitização, isto é, em qual peça legal as provisões estão contidas.²⁴ Identificou-se que as provisões legais para unitização são comumente descritas em três documentos legais: (i) na Lei Maior que rege as atividades petrolíferas no país; (ii) nas regulações originadas na instância reguladora; e (iii) nas minutas dos contratos firmados entre as empresas produtoras e o poder concedente do país hospedeiro.

Esteve-se particularmente interessado em identificar os países onde os contratos de unitização são compulsórios, uma vez evidenciado o fato gerador dos acordos. Complementarmente, indicou-se a forma contratual que rege a exploração e a produção de hidrocarbonetos nos países analisados. Todas as informações estão reunidas na Tabela 5 do Anexo.

Nos países em que foram identificadas provisões legais para a regulação da unitização, três propósitos são frequentemente apontados a fim de corroborar a unificação dos direitos de exploração e produção em reservatórios comuns: (i) evitar o desperdício físico dos recursos, assegurando a maior taxa de recuperação; (ii) impedir desperdícios econômicos, afastando a perfuração excessiva de poços, bem como o prematuro início do uso dos mecanismos secundários de recuperação; e (iii) proteger os direitos correlatos no contexto de direitos de propriedade incompletos.

A amostra revelou que 82% dos países (59 países) possuem algum tipo de provisão atinente aos contratos de unitização. Dos 18% restantes sem provisões legais, a maior parte refere-se aos países da Opep. A regulamentação contratual tem sido a forma preferida pelos países para normatizar o instituto da unitização. Dos países com provisões legais, 54% assim procederam. Dentre os países com regulamentação para unitização, 47% apresentaram provisões em sua “Lei do Petróleo” e 36% em documentos originados pela instância reguladora.

24 A tabela do Anexo contém uma coluna (Regulamentação) que aponta exatamente em qual documento e em que parte do documento está inserida a normatização da unitização. A tabela tem, portanto, o mérito de servir como fonte de consulta.

Com a leitura das provisões para unitização daqueles 59 países, conclui-se que em 75% (44 países) os contratos de unitização são compulsórios, uma vez evidenciado o fato gerador previsto na regulamentação. Apenas em 14% (oito países) prevalecem as unitizações voluntárias. Em sete países a leitura das provisões legais não deixou claro se há ou não obrigatoriedade do acordo. A despeito da grande maioria dos países instituir a compulsoriedade dos acordos de unitização, as provisões legais estabelecem que será oportunizada às partes a possibilidade de alcançarem um acordo voluntariamente, sendo este imposto somente quando as partes falham em alcançá-lo no prazo estabelecido.

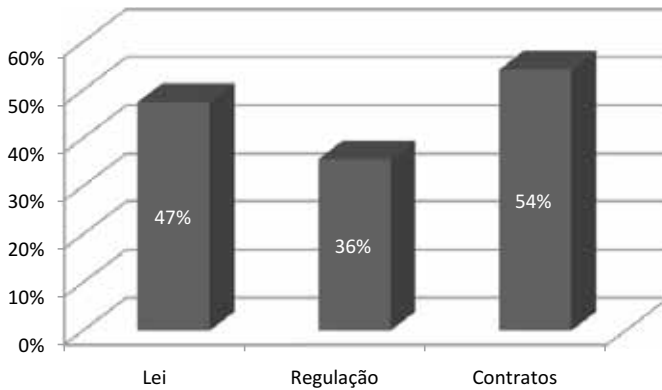


Figura 2. Forma de regulamentação da unitização

Fonte: elaboração do autor

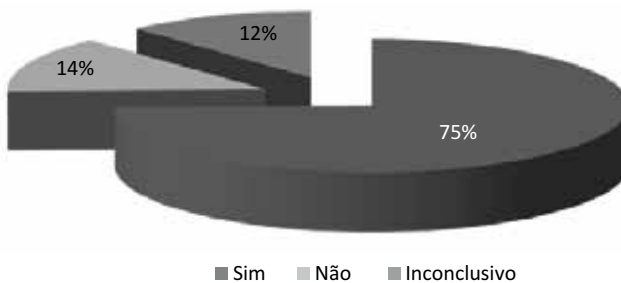


Figura 3. Compulsoriedade da unitização

Fonte: elaboração do autor

A pesquisa mostra-nos que o instituto da unitização é bastante recente na maior parte dos países, refletindo a compreensão destes de que o acordo de unitização constitui um instrumento moderno para o alcance das boas práticas da indústria, assegurando a conservação dos recursos e a garantia dos direitos correlatos por meio da cooperação entre as empresas produtoras. A crescente regulamentação do tema parece evidenciar o reconhecimento do papel efetivo que a regulação exerce no sentido de facilitar a celebração do acordo.

Em termos gerais, as regulações no mundo parecem replicar os princípios gerais da prática americana. Tal como nos EUA, nos países analisados, quando as firmas detentoras de direitos de exploração unificam seus direitos, elas frequentemente firmam um contrato de unitização que guarda similaridades com uma *Joint Operating Agreement*. O acordo em questão combina todos os direitos referentes a um determinado reservatório e define as bases cooperativas sob as quais o acordo se apoia. As diferenças regulatórias para a unitização entre os países em parte são explicadas pela necessidade de adequação da norma às especificidades do modelo contratual vigente no país.

Em sentido contrário, Weaver et al. (2005) destacam que a regulação da unitização no mundo, diferentemente dos EUA, prevê que os acordos de unificação sejam concluídos até o começo da fase de desenvolvimento do campo, envolvendo grandes prospectos e grande monta de investimentos. Assim, a prática fora dos Estados Unidos considera a necessidade de envolver os três estágios do processo de contratação: pré-unitização, contratação e redeterminação.

Da mesma forma que nos EUA, o fato que enseja a oportunidade para a conclusão de contratos de unitização é a circunstância geológica na qual um reservatório se estende para áreas cujos direitos de exploração e produção sejam detidos por mais de uma firma produtora. As provisões de unitização nos países contemplados na pesquisa aplicam-se tanto aos campos de petróleo quanto aos campos de gás natural, onde seu escopo pode ser determinado. Diferentemente da legislação federal americana, não foram encontradas alhures provisões legais que estimulem a unitização exploratória, exceção feita a alguns poucos países, como a Noruega.

Em muitos países tem prevalecido o propósito de conservação dos recursos físicos e econômicos, por vezes traduzido por meio da expressão “máxima eficiência”, “máxima recuperação” ou “boas práticas da indústria do petróleo”. Foram poucos os países em que as normas vigentes mencionam algum propósito que possa ser literalmente interpretado como proteção aos direitos de propriedade, embora em grande parte da amostra se exija um acordo que preze pelos princípios de razoabilidade e equidade.

5 A regulação da unitização no Brasil

Os contratos de unitização no Brasil têm ganhado paulatinamente maior importância, isso porque o crescente número de blocos licitados e o menor tamanho destes têm como consequência direta o aumento da probabilidade de se descobrir jazidas que se estendam por mais de uma área de concessão.

Assim como alhures, no Brasil o ambiente de contratação da unitização é condicionado pela combinação das restrições regulatórias com as condições concorrenciais vigentes na indústria do petróleo. As restrições regulatórias são informadas pela obrigatoriedade da unitização, prevista pela Lei do Petróleo, bem como pelo

conjunto de provisões contidas nos contratos de concessão. Com relação às condições concorrenciais, estas foram definidas a partir do processo de abertura do mercado às empresas privadas, em que se manteve o predomínio da Petrobras, empresa detentora de grande conhecimento e experiência acerca das condições geológicas das bacias sedimentares nacionais, acumulados ao longo de mais de cinco décadas no exercício do monopólio da União.

As condições de concorrência são fundamentais para entendermos a forma como a negociação dos acordos de unitização se desenvolve. Da mesma maneira, elas são centrais para a definição da forma de intervenção regulatória no processo. É preciso frisar que no Brasil os direitos de produção não são tão fragmentados quanto nos EUA, de modo que dados o tamanho dos blocos e o número de firmas presentes no *upstream*, a probabilidade de os casos de unitização envolverem um grande número de firmas é remota. A presença predominante de uma empresa é outro fator importante para a caracterização do ambiente concorrencial.

O processo concorrencial engendrado com a reestruturação da indústria brasileira do petróleo na segunda metade da década de 1990 moldou-se na estratégia associativa das empresas entrantes com a empresa estatal incumbente. Tal estratégia associativa fomentou um gradual influxo de capitais privados, ao mesmo tempo em que estabeleceu um padrão competitivo peculiar entre os agentes. Esse padrão concorrencial é compreendido à luz das barreiras à entrada pós-reforma, representadas principalmente pelos altos riscos geológicos, pelas controvérsias regulatórias e pelas incertezas de natureza política e econômica.

Nesse sentido, as empresas entrantes buscaram minorar os riscos e as dificuldades de entrada no mercado brasileiro apoiando-se nas capacitações detidas pela Petrobras, dentre as quais: o maior conhecimento das características geológicas do país; o *know-how* tecnológico em águas profundas; a *expertise* comercial e as competências de gestão de projetos (TOLMASQUIM; CAMPOS; ALVEAL, 2006). Para a Petrobras, a associação com novos entrantes representou uma oportunidade de acesso a recursos financeiros e tecnológicos, o compartilhamento de riscos, bem como uma condição mais suave para se adaptar ao novo contexto competitivo em que fora inserida devido à reestruturação do setor.

A análise dos resultados das nove rodadas válidas revela que a abertura do *upstream* no mercado brasileiro se desenvolveu de forma concentrada, fato justificado pelos aspectos sugeridos anteriormente. Os 500.000 km² de área concedida ao longo das rodadas²⁵ foram repartidos entre 91 concessionárias nacionais e estrangeiras, atuando individualmente ou por meio de consórcios. O CR 5 médio obtido com base nos resultados de cada rodada revela que as cinco empresas que mais arremataram blocos em cada rodada responderam por 67% do total dos blocos arrematados. Por sua vez, o índice Herfindahl-Hirschman aponta que apenas na Rodada 9 tivemos resultados não concentrados, enquanto em três rodadas (Rodadas 5, 6 e 10) o indicador

25 Em média, a taxa de sucesso dos blocos licitados (razão blocos concedidos/blocos licitados) foi de 40% (desvio-padrão de 18%).

aponta resultado com alto grau de concentração, e nas outras cinco rodadas (Rodadas 1, 2, 3, 4 e 7) o índice indica resultados com concentração moderada. Em termos de participação das empresas, em média, 37 empresas habilitaram-se a participar do processo licitatório, mas apenas 23 delas fizeram alguma oferta. Desse total, 19 empresas consagraram-se vencedoras em algum bloco.

Essa rápida análise da estrutura concorrencial, produto da reestruturação do *upstream* brasileiro, demonstra que a concentração de mercado resultante pode minorar as dificuldades negociais com as quais as empresas lidam quando se deparam com a situação de ter de celebrar um acordo de unitização. O menor número de firmas e a menor dispersão de perfil entre elas aumentam a probabilidade de que firmas de porte semelhante se encontrem repetidas vezes na situação de ter de negociar acordos de unitização, o que favorece a obtenção de um maior aprendizado dos conceitos e das perspectivas utilizados pela outra parte, aproximando, assim, o processo de contratação da unitização no Brasil das condições de um contrato relacional.

Com relação ao arcabouço regulatório atinente à unitização, a temática é tratada no artigo 27 da Lei n. 9.478, Lei do Petróleo, que determina sumariamente:

[...] quando se trata de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção [...] 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 sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicável.

Dessa forma, está ratificado que no Brasil a unitização da produção é imposta por lei desde que o campo se “estenda por blocos vizinhos onde atuem concessionários distintos”, ou seja, nessas condições somente haverá produção de petróleo ou gás natural se houver acordo para unitização da produção.

A pesquisa acadêmica sobre a unitização da produção no país é recente e tem ganho corpo concomitantemente ao incremento da importância da temática nas atividades de exploração e produção da indústria do petróleo. Entendemos que o primeiro trabalho a colaborar com o entendimento do tema no país é o de Appi e Andrade (2000). Desde então a temática tem sido tratada quase exclusivamente sob a perspectiva jurídica. Os trabalhos de Ribeiro (2003; 2005), Amui e Melo (2003), Ribeiro e Appi (2004) e Bucheb (2007; 2008) são leituras imprescindíveis.²⁶ Pedroso e Abdounur (2008) representam um valioso trabalho no sentido de retratar as controvérsias que podem surgir nos acordos de unitização negociados no país. No conjunto, esses trabalhos têm colaborado extensivamente para a compreensão das questões colocadas pelos acordos de unitização à luz da realidade brasileira. Em especial, eles têm iluminado a

26 Ao longo das edições do Congresso Rio Oil and Gas têm sido publicados interessantes trabalhos na temática. Dentre eles merecem menção Cunha (2004), Zuma (2008) Bone et al. (2008). Merecem destaque também as monografias defendidas no curso de direito da Uerj de Maciel (2003) e David (2003), bem como a dissertação de mestrado de Simioni (2006).

problemática regulatória que se origina da controversa redação do artigo 27 da Lei do Petróleo. Na sequência, sintetizam-se essas controvérsias em três grandes questões.

A primeira questão diz respeito ao objeto da unitização. Segundo a leitura da norma do artigo 27, os objetos de unitização são “*campos* que se estendam por blocos vizinhos (grifo nosso)”. Entretanto, a definição de *campo*, contida na própria lei, é mais genérica que a conceituação de *jazida*. Um campo em produção inclui um ou mais reservatórios, as instalações e os equipamentos destinados à produção, enquanto o termo *jazida* se refere ao reservatório e ao depósito já identificado e passível de ser posto em produção. Assim, ao se caracterizar um determinado campo por meio da correspondente declaração de comercialidade, seus respectivos reservatórios estão aptos a iniciar a produção e, assim, passam a ser definidos como jazidas.

Com efeito, se o *campo* for interpretado como objeto da unitização, pode-se ter a inusitada situação na qual reservatórios que não se estendam para além do bloco em que estão contidos tenham de ser unificados. Dessa forma, conclui-se que é somente a porção do campo que caracteriza o fato gerador da necessidade de unificação. A *jazida* comum que se estende para além da área de concessão é o exato objeto do acordo para a unitização da produção.

A segunda controvérsia é o fato de a Lei do Petróleo ser silente com relação à situação em que a acumulação de petróleo se estende por áreas ainda não licitadas e, portanto, onde não existem concessionários, deixando em aberto com quem e como se dará o processo de unitização da produção. É necessário frisar que a própria redação do artigo 27 torna obrigatória apenas a unificação de “campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem *concessionários distintos* (grifo nosso)”. A pesquisa comparativa das regulações internacionais revela que duas soluções têm sido adotadas: (i) o próprio órgão regulador, diante de um volume suficiente de informações, negocia os termos como se fosse um concessionário; e (ii) ao concessionário é concedido um prolongamento de sua área do contrato a fim de abarcar a extensão total da jazida que perpassa os limites geográficos originais a que se referem seus direitos de exploração e produção, perpetuando proporcionalmente nessa extensão as obrigações prevalentes na área original do contrato.

A terceira controvérsia diz respeito à imposição da arbitragem às partes que não chegarem a um acordo no prazo fixado. Como destaca Bucheb (2007), a via arbitral, como mecanismo de solução de controvérsias, é necessariamente resultado da vontade livremente manifesta pelas partes envolvidas, não podendo ser imposta. Assim, a prática regulatória brasileira não deve confundir a obrigatoriedade dos contratos de unitização, apoiados nos princípios de eficiência e conservação, com a imposição da forma como o acordo é alcançado. Assim, a maneira como é redigido o artigo 27 é claro flagrante de inconstitucionalidade,²⁷ pois fere os incisos XX, XXIV e XXXV do art. 5º da Constituição Federal (BUCHEB, 2007).

27 Bucheb (2007, p. 197-198; 2008) descreve que parte da doutrina tenta adequar o artigo 27 da Lei do Petróleo, reinterpretando a expressão *laudo arbitral* como um “*laudo técnico*”, isto é, uma forma administrativa para a solução de conflitos pela agência

Os contratos de unitização são também regulados no Contrato de Concessão para a Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural celebrado entre a ANP e as empresas concessionárias. É, de fato, nos contratos de concessão, por meio da cláusula 12^a (com o título de Produção Unificada até a Quinta Rodada e Unificação da Produção a partir da Sexta Rodada), que a regulação da unitização no Brasil ganha forma. Como vimos, o artigo 27 da Lei do Petróleo é bastante silente em um número de questões atinentes à contratação da unitização, resumindo-se a identificar o fato gerador da unificação de jazidas, bem como a torná-lo obrigatório nessas condições.

A análise das minutas dos contratos de concessão revela que, por um lado, houve uma evolução da regulação ao longo das rodadas de licitação, por outro, as diferentes provisões contidas em cada rodada geram controvérsias adicionais a serem equacionadas quando as áreas que contenham um mesmo reservatório tiverem sido objeto de licitação em diferentes rodadas.

No que tange às provisões para a regulação da unitização, os contratos de concessão das diferentes rodadas podem ser reunidos em dois grandes grupos de contratos: os contratos das Rodadas 1-4 e os contratos das Rodadas 5-10. A sistemática de licitação de blocos que passou a vigorar a partir da Quinta Rodada não apenas adotou a definição de células de tamanho reduzido, como contemplou inovações que incrementaram a capacidade de intervenção da agência no processo de unitização (BUCHÉB, 2007). Segue-se uma análise da 12^a cláusula das minutas dos contratos de concessão segregados em quatro grandes temas.²⁸

Em todos os contratos de concessão analisados, as cláusulas que tratam dos acordos de unitização da produção especificam textualmente que o *objeto de unificação* é a “jazida que se estende para fora da área de concessão”, corrigindo, dessa forma, uma das controvérsias criadas pela redação do artigo 27 da Lei do Petróleo.

As partes do contrato de unitização são os concessionários que detenham direitos sobre as áreas nas quais se estenda a projeção em superfície das jazidas comuns. Uma vez reunidas e notificadas à ANP as evidências da contiguidade da jazida para além da área de contrato, cabe a esta, por sua vez, comunicar a condição aos demais concessionários que detenham direitos nos referidos blocos, “com vistas a que todas as partes interessadas se reúnam e celebrem um acordo que leve ao desenvolvimento comum e à unitização da Produção” (ANP, 1999, parágrafo 12.1.1).

Os contratos de concessão também contêm provisões importantes para as situações em que não haja um concessionário nos blocos adjacentes. Nesse caso, a provisão contida nos contratos de concessão estabelece dois caminhos a seguir, a depender se “a ANP, a seu exclusivo critério, entender que foi realizada uma avaliação da jazida ou jazidas em questão”.

reguladora sujeita à revisão judiciária e, portanto, não seria a arbitragem prevista na Lei n. 9.707/1996.

28 Esta seção é fortemente baseada em BuchéB (2007), complementado pelo estudo das minutas dos Contratos de Concessão.

A primeira hipótese estabelece que se o trabalho exploratório que já foi executado na(s) jazida(s) houver gerado informações suficientes, permitindo a conclusão do contrato, a própria ANP poderá negociar os termos e celebrar o acordo de unitização como se fosse o concessionário da área. Contudo, o parágrafo 12.1.1 dos contratos de concessões ainda estabelece que

[...] 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 dessa Cláusula Décima-Segunda e estarão obrigados a cumprir o acordo de unitização assinado pela ANP” (AGÊNCIA, 1999).

A segunda hipótese refere-se ao caso no qual a ausência de concessionário no bloco adjacente se combina com insuficiência de informações²⁹ “para permitir discussões significativas a respeito da unitização”. Segundo a ANP (1999, artigo 12.1.5), o concessionário que detenha direitos sobre parte da jazida comum poderá, munido das informações de seu trabalho exploratório, declarar comercialidade, seguido da apresentação de um plano de desenvolvimento, podendo, assim, produzir petróleo ou gás natural, desde que “realizado de acordo com a legislação aplicável e as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo”.

A partir da Rodada 5, a redação afastou as possibilidades de iniciar-se a produção em reservatórios que se estendam além da área de concessão antes da celebração do acordo de unitização. Em compensação, a partir da Rodada 6 foi assegurado aos concessionários o direito de “efetuar a Declaração de Comercialidade da área Unificada” antes do término da Fase de Exploração.

Na mesma perspectiva, foi permitido à ANP estender a Fase de Exploração ou Produção, exclusivamente na área unificada,

[...] [c]aso sejam diferentes os prazos das Fases de Exploração ou Produção das áreas para os quais a jazida se estende ou estejam em curso final da Fase de Exploração as negociações para unificação das Operações, exclusivamente para possibilitar a celebração do Acordo de Unificação de Operações”.

No mesmo sentido, a partir da Rodada 6, “[c]aso uma das áreas envolvidas no processo de unificação já esteja na Fase de Produção” no momento em que são identificadas as evidências de extensão da jazida para além dos limites da área de concessão, “as Operações nesta área poderão ter continuidade, de acordo com os Planos e Programas aprovados pela ANP” (ANP, 2004).

29 Em muitos casos a declaração de comercialidade da jazida depende de uma avaliação que considere toda sua área e não apenas a parte a que se refere o concessionário com direitos já adquiridos.

A fim de superar a insuficiência de informações à celebração dos contratos de unitização, a partir da Rodada 3 foi permitido que “antes da aprovação do acordo para a unitização da Produção, 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” (ANP, 2001). O escopo do dispositivo é facilitar a celebração de acordos de pré-unitização com o propósito de obter informações suficientes para balizar as negociações e a celebração do acordo de unitização.

A possibilidade de operações de avaliação conjunta poderá ser aprovada pela ANP, “desde que obtido para isso o acordo unânime e expresso de todas as partes envolvidas” (ANP, 2001, parágrafo 12.2.1). O dispositivo também é aplicável aos casos em que não há concessionário na área adjacente, permitindo-se ao concessionário existente conduzir operações para além da extensão da área de seu contrato. A partir da Rodada 7, as operações conjuntas que antes eram uma possibilidade se tornaram uma obrigação para as partes. Na mesma perspectiva de facilitar a celebração dos contratos de unitização, a partir da Rodada 4 foi modificada a redação da cláusula (parágrafo 33.1) que confere confidencialidade “a todos e quaisquer dados e informações produzidos, desenvolvidos ou por qualquer forma obtidos como resultado das Operações e deste Contrato [de Concessão]”. A nova redação permitiu a divulgação de dados para “Concessionários de área adjacente, bem como para seus consultores e Afiliadas”, exclusivamente com vistas à celebração do acordo de unitização, conferindo assim maior flexibilidade às partes para negociar os termos do acordo (ANP, 2002).

Nas minutas dos contratos de concessão está expresso o *conteúdo* que os acordos de unitização devem contemplar. Segundo o parágrafo 12.2 do Contrato de Concessão da Rodada 2, o acordo de unitização:

[...] 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 e o prazo para sua apresentação à ANP, os pagamentos de Participações Governamentais e de terceiros, respeitado, 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 pertinente, bem como as Melhores Práticas) da Indústria do Petróleo (ANP, 2000).

O parágrafo contém uma extensa lista do conteúdo exigido nos acordos de unitização que busca definir os parâmetros-base da unidade (área, operador, participações) para o desenvolvimento e a produção conjunta da jazida comum, bem como harmonizá-los com as obrigações, em termos de participações governamentais e de terceiros, existentes nos contratos detidos individualmente por cada concessionário.

Deve-se observar que o parágrafo parece apontar um dos parâmetros que devem ser considerados pela ANP para a aprovação do acordo, qual seja, a equidade dos direitos e a obrigação entre os concessionários envolvidos. Em outro parágrafo (13.4.2), as minutas dos Contratos de Concessão das Rodadas 2, 3 e 4 especificam parâmetro adicional que a ANP irá considerar para a aprovação do contrato de unitização. Segundo o parágrafo, qualquer concessionário deve deter um percentual de participação de no mínimo 15% da área unificada, a fim de se qualificar à condição de operador desta área. Embora essa regra indique um operador que detenha um mínimo de interesse na área, ela impõe algumas dificuldades para a celebração do acordo quando o concessionário da área adjacente está sujeito a outro contrato de concessão que não preveja tal provisão, ou quando nenhum dos concessionários atenda ao percentual mínimo, inviabilizando, à primeira vista, a consecução do acordo.

Em todas as rodadas, nos contratos de concessão fixa-se um percentual mínimo igual a 30% para que alguma firma postule o *status* de operadora. Nos casos de unitização, os contratos das Rodadas 2, 3 e 4 reduzem o percentual para 15%. Não obstante, a fixação de um percentual mínimo para o operador, ou mesmo não operadores, pode inviabilizar a ocorrência do acordo de unitização pelo simples fato de nenhuma das partes envolvidas atingir tal percentual. Essa falha regulatória foi corrigida a partir dos contratos da Quinta Rodada, quando se determinou que “nas hipóteses de acordo para a unitização da Produção, se necessário, quando o Operador poderá deter menos de 30% de participação em cada Campo onde esteja agindo como Operador” (ANP, 2003).

Para além do conjunto de funções já mencionadas que cabem à ANP no que tange aos acordos de unitização, as provisões contidas nas minutas dos contratos de concessão estabelecem duas outras importantes funções a serem desempenhadas pela agência. A primeira refere-se à aprovação dos acordos. Segundo a própria ANP (1999, parágrafo 12.2), ela terá sessenta dias, contados a partir do recebimento do acordo devidamente assinado por todos os concessionários envolvidos, “para solicitar quaisquer modificações que julgar cabíveis”. O artigo também estabelece um mecanismo de aprovação tácita do acordo, ao dispor que “a ANP não se manifeste, dentro desse prazo, o referido acordo será considerado final e definitivo”. Embora a partir da Rodada 5 o trecho que tornava explícito o mecanismo de aprovação tácita tenha sido excluído, manteve-se o prazo máximo de sessenta dias para que a ANP se manifeste a respeito dos termos acordados, ou aprovando estes ou sugerindo modificações, o que torna incerto se o mecanismo de aprovação tácito ainda prevalece.

As minutas dos contratos de concessão não explicitam quais os parâmetros a serem utilizados pela agência a fim de aprovar ou sugerir modificações no acordo submetido pelas partes. Contudo, no zelo de suas atribuições e guarda dos objetivos pretendidos com a regulação, a ANP deve focar a análise do acordo na perspectiva de aferir se os termos propostos asseguram a conservação dos recursos, vedando dispositivos que constituam ou possam causar prejuízo ao interesse nacional, de modo que se preserve a equidade dos direitos entre as partes e se mantenham as obrigações com o governo dos concessionários envolvidos. É nesse sentido que é permitido à ANP, “por iniciativa própria ou por solicitação fundamentada dos Concessionários, determinar a revisão dos termos contratuais” (ANP, 2004).

Tabela 3. Quadro-síntese das provisões para unitização contidas nos contratos de concessão

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
1. Fato gerador da obrigatoriedade de informar a ANP	Descoberta	Descoberta	Descoberta	Descoberta	Descoberta	Descoberta comercial	Descoberta comercial	Descoberta comercial	Descoberta comercial
2. Prazo para o concessionário informar a ANP	Imediatamente ao conhecimento do fato gerador	Imediatamente ao conhecimento do fato gerador	Imediatamente ao conhecimento do fato gerador	Imediatamente ao conhecimento do fato gerador	Até 72 horas do conhecimento do fato geológico	Até 72 horas do conhecimento do fato geológico	Até 10 dias do conhecimento do fato geológico	Até 10 dias do conhecimento do fato geológico	Até 10 dias do conhecimento do fato geológico
3. Possibilidade de avaliação conjunta da descoberta	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
4. Possibilidade de iniciar-se a produção em caso de ausência de concessionário na área adjacente	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não
5. Exigência de percentual de participação mínima do operador	Sem previsão	15%	15%	15%	Sem previsão	Sem previsão	Sem previsão	Sem previsão	Sem previsão
6. Possibilidade de divulgação de dados	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
8. Mecanismo de aprovação tácita do acordo	Sim	Sim	Sim	Sim	Incerto	Incerto	Incerto	Incerto	Incerto

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
9. Arbitragem obrigatória como consequência da ausência de acordo	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
10. Exigência de cronograma das negociações e atuação da ANP como observadora	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
11. Previsão de celebração de novo contrato de concessão	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não	Não
12. Prosseguimento das operações sem acordo entre as partes	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
13. Fixação de prazo à celebração do acordo	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
14. Possibilidade de extensão da fase E&	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
15. Resolução de contratos de concessão pela ANP	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: BUCHEB (2007) – As informações das Rodadas 7, 9 e 10 foram completadas com base na leitura e na interpretação próprias dos contratos de concessão das respectivas rodadas

O segundo conjunto de funções refere-se ao fato de que a ANP “poderá atuar no sentido de mediar as negociações do acordo de unitização da Produção, buscando conciliar os interesses dos concessionários interessados para que se chegue a um consenso” (ANP, 1999, parágrafo 12.1.4). É preciso frisar que o exercício da mediação deve pautar-se por competências técnicas que permitam à agência se apresentar às partes como um mediador neutro e capacitado para dirimir controvérsias mais substanciais que não possam ser aparadas por meio de negociação entre elas. Nesse sentido, para fazer frente aos imperativos da mediação, a agência deve construir competências e rotinas com o escopo de atuar como consultora técnica em obstáculos que estejam protelando a conclusão do acordo de unitização.

6 Um processo estilizado de contratação da unitização no Brasil

É preciso frisar que aquilo a que temos nos referido como acordo de unitização é mais exatamente compreendido como um *processo de contratação* que engloba diferentes fases e um conjunto de peças contratuais. No que se segue, voltar-se-á mais detidamente para os componentes concretos desse processo de contratação (fases e peças contratuais). Uma vez que os contratos de unitização esbarram na questão da confidencialidade acordada entre as partes, adotaremos como metodologia a estilização de um processo contratual tomando por base o que é apresentado na literatura, mas com foco nas especificidades brasileiras.

6.1 Escopo do acordo e peças contratuais

O escopo do acordo de unitização é a unificação dos direitos de exploração e produção a fim de conformar uma unidade tomadora de decisão que preserve os recursos e os direitos correlatos. Além do comportamento das concessionárias que tomam parte nas negociações, o processo contratual que confere o alcance a tal escopo é condicionado pelas características das acumulações petrolíferas, por meio das quais se manifesta a contiguidade dos reservatórios em diferentes blocos. Bucheb (2007) identifica um conjunto de situações nas quais a unitização pode ser desenvolvida no Brasil, dentre elas quando a jazida se estende: (i) por blocos onde atuem concessionários distintos; (ii) por blocos com concessionário e área retida pela ANP; (iii) por blocos pertencentes ao mesmo concessionário, porém com áreas com diferentes participações governamentais; (iv) por blocos onde atuem os mesmos concessionários, mas com diferentes operadoras e/ou participações entre os membros de um consórcio; (v) por áreas de operação conjunta e por áreas de operações exclusivas; e (vi) para além do limite externo da plataforma jurídica.

Em todas as situações, o acordo de unitização compor-se-á de um conjunto de peças contratuais. Um dos contratos assinados entre as partes é o *Unit Operating Agreement* (UOA). Trata-se de um contrato bastante detalhado em que as partes discriminam tecnicamente a área unificada, o operador, as participações individuais, bem como se definem a condução das operações conjuntas e as questões comerciais, os procedimentos e os conceitos das redeterminações, assim como os mecanismos de

governança para a resolução de conflitos. No Brasil, exige-se adicionalmente que seja entregue à aprovação da ANP o Acordo de Unitização da Produção (AIP), que é um documento bastante enxuto que resume as questões detalhadas no UOA.³⁰

6.2 Acordo de pré-unitização

O primeiro passo para a contratação da unitização são a identificação e a descrição dos limites da jazida comum e da quantidade dos recursos *in place* que serão objeto de unificação. Para tanto, os acordos de unitização são fortemente dependentes de informações incertas, assimétricas e com grau considerável de interpretação subjetiva.

Se as negociações começam nos momentos iniciais da fase de exploração, o conhecimento sobre a rocha reservatório, suas configurações estáticas e dinâmicas, bem como o conteúdo quantitativo e qualitativo dos recursos são ainda bastante incipientes. Com efeito, justifica-se uma fase de pré-unitização inclinada à aquisição de informações, sob bases cooperativas, por meio de trabalho sísmico e perfuração de poços adicionais que subsidiem as negociações entre as partes.³¹ Taverne (1996, p. 92; 1999, p. 385-386) destaca que durante o período de pré-unitização as partes buscam firmar um acordo que objetiva alcançar bases cooperativas a fim de adquirir informações para: (i) determinar os limites, a extensão e a configuração do reservatório comum objeto de unificação; (ii) identificar as características minerais e as condições mecânicas da rocha reservatório e as características do petróleo capturado nos seus poros; (iii) definir o tamanho das reservas de petróleo que serão objeto de partilha entre os detentores de direitos sobre a jazida comum; (iv) identificar os procedimentos (métodos e fórmulas) pelos quais a produção e os custos subjacentes serão repartidos; (v) estabelecer a periodicidade e as regras para as redeterminações;³² (vi) fixar os parâmetros que determinam qual firma será a operadora; (vii) delinear um plano de desenvolvimento conjunto; e (ix) compartilhar completamente ou em parte os custos da pré-unitização.

6.3 Negociação e celebração do contrato de unitização

Tão brevemente as firmas concordem ter obtido um volume adequado de informações, as negociações para a celebração do contrato de unitização se iniciam. As negociações são complexas, consumindo tempo e recursos, haja vista que não existem regras consensuais ou simples que possam ser usadas em qualquer tratativa a fim de dirimir as contendas que surjam. Pedroso e Abdounur (2008) listam um conjunto de itens com potencial para ocasionar conflitos entre as partes envolvidas na negociação de um acordo de unitização.

30 A Lei do Petróleo não exige a celebração do contrato de consórcio, entretanto é recomendável para fins de melhor caracterização da relação entre as partes.

31 O conjunto de custos envolvidos dessa atividade somados aos demais custos de negociação que antecedem a conclusão do contrato de unitização são custos de transação *ex ante*. Eles podem ser objeto de partilha ou não entre as partes do contrato.

32 A seguir apresentaremos os aspectos envolvidos na redeterminação.

Tabela 4. Principais tópicos objeto de negociação em uma unitização

Entendimento técnico	Termos contratuais e comerciais
Volumes potenciais da jazida a ser individualizada e critério para definição das participações	Custos de equalização (custos passados) e metodologia para sua aferição e/ou auditoria
Definição do operador da jazida individualizada	Avaliação e validação dos contratos eventualmente já assumidos pelas partes
Metodologia e periodicidade das redeterminações	Tratamento dos créditos fiscais adquiridos pelas partes em caso de redeterminação
Plano de desenvolvimento comum	Tratamento dos custos passados
Direitos e obrigações quanto a operações dos concessionários na área unificada, mas sem relação com a jazida unitizada	Ajuste dos custos, investimento e produção em caso de redeterminação

Fonte: PEDROSO; ABDOUNUR (2008)

A dificuldade de contabilizar precisamente os custos passados para propósitos exploratórios (investimentos, *overhead*, riscos exploratórios) e os incentivos contrários (*free rider*) para a parte beneficiada aceitar compensar a outra pelo desequilíbrio nos custos incorridos colocam a questão da equalização dos custos dentre as mais controversas. No Brasil, a equalização dos custos já incorridos é complexificada pelo fato de o marco regulatório brasileiro prever que os custos exploratórios realizados em um bloco no qual é feita uma descoberta podem ser contemplados a título de investimento para efeito de cálculo da receita líquida da produção, que serve de base para o recolhimento das Participações Especiais. Nesse sentido, as partes devem criar mecanismos de compensação, uma vez que ambas irão acessar o benefício por meio da produção unificada.

Sem embargo, a escolha do critério, da fórmula e das informações a serem usados na determinação das participações ocupa a centralidade dos esforços negociais das partes. Os percentuais de participação de cada firma no volume de hidrocarbonetos produzidos, bem como nos custos relativos aos trabalhos de produção, devem ser alocados segundo um método objetivo acertado de comum acordo entre as partes. A princípio, as participações devem ser determinadas de modo que no mínimo o valor relativo dos direitos de produção de cada empresa esteja representado proporcionalmente na produção unificada. Embora se possa, teoricamente, estabelecer que cada firma deverá receber o volume de petróleo que poderia ser recuperado nas áreas a ela concedidas, a determinação da participação não é tão simples assim, uma vez que esse princípio geral está sujeito a interpretações diversas.

Existem na prática da indústria alguns métodos à disposição que variam em mérito e complexidade. Nenhum deles é perfeito devido à incerteza inerente à própria natureza das informações necessárias à atribuição das participações. Dentre os critérios mais usados na indústria estão:

- a. *Área superficial na jazida*: a participação de cada firma pode ser igual ao percentual das áreas a ela concedidas antes do acordo firmado em relação ao total da área unificada, isto é, a projeção horizontal da jazida contida na projeção horizontal de cada bloco. O critério é simples, porém é válido somente nas situações em que os reservatórios têm características homogêneas (APPI; ANDRADE, 2000).
- b. *Volume relativo nos reservatórios*: o critério não é distorcido por diferenciais de espessura ao longo da extensão da jazida, embora o volume dos reservatórios não reflita corretamente a quantidade de hidrocarbonetos neles contida, uma vez que a porosidade também varia consideravelmente ao longo da extensão dos reservatórios.
- c. *Volume relativo do espaço poroso*: um critério mais sofisticado e justo é considerar não apenas o volume relativo nos reservatórios, mas também o volume poroso relativo de cada firma. Assim, firmas com maior volume poroso, e não somente de volume de rocha-reservatório, terão maior participação na produção.
- d. *Volume in place*: este critério é derivado das informações e dos cálculos que permitem estabelecer o critério anterior. Aqui, entretanto, a alocação das participações é baseada no volume relativo de hidrocarbonetos por metro cúbico da rocha-reservatório saturado com petróleo e gás, calculados em condições termodinâmicas de superfície seguindo os métodos estabelecidos na indústria.³³
- e. *Volume recuperável*: a participação será igual ao volume recuperável, resultado da utilização de um fator de recuperação atribuído ao volume *in-place* de cada área de concessão, que corresponde ao volume de hidrocarbonetos que se espera produzir durante a vida do reservatório em relação ao volume total de hidrocarbonetos contidos no mesmo reservatório.

Os métodos, na ordem que listamos, crescem gradativamente em complexidade. Para uma alocação cada vez mais justa, o método deve incorporar na fórmula de cálculo características estáticas do reservatório (extensão da jazida, permeabilidade, viscosidade dos fluidos), mas também parâmetros dinâmicos. Quanto mais complexo for o método adotado, mais amplamente cada firma terá refletido o valor exato de seus direitos originais de exploração e produção. Entretanto, menor será o consenso e, por conseguinte, maiores serão as dificuldades e os custos de transação envolvidos na conclusão do acordo.

É importante frisar que grande parte das variáveis necessárias para a adoção de alguns dos métodos mencionados não pode ser conhecida antes que as atividades na fase de desenvolvimento ou produção tenham ocorrido e um número de poços tenha sido perfurado. Se o contrato de unitização é concluído em um momento antecedente a essas fases, o critério tem de ser reavaliado em função da divergência entre o que foi esperado à época da negociação e o conhecimento adquirido com a produção, a fim de preservar o princípio da quota justa para cada firma.³⁴

33 Dois métodos são usuais: o *Stock Tank Oil Initially in Place (STOIP)* e o *Gas Initially in Place (GILP)*. Esses métodos são válidos apenas quando o reservatório é homogêneo.

34 Appi e Andrade (2000, p. 6) lembram um interessante comentário que é feito por engenheiros de petróleo, qual seja, "a produção

6.4 Redeterminações

A redeterminação é um dos mecanismos presentes na governança do contrato por meio da qual às partes é dada a oportunidade de revisar em intervalos regulares as participações, em conformidade com o critério previamente ajustado por elas à época da conclusão do contrato, porém levando em consideração novas informações que emergem e possibilitam melhor compreender as características estáticas e dinâmicas dos reservatórios. Dessa forma, no período de redeterminação reavaliam-se as características dos reservatórios, os limites da área unificada, o volume e as características do petróleo. Com base nessas novas informações, recalcula-se a participação de cada firma.

À luz do exposto anteriormente, é compreensível o porquê da necessidade das redeterminações. Elas se mostram importantes devido à precariedade da base de conhecimento a partir da qual as participações originalmente são acordadas, principalmente quando o acordo é celebrado durante as fases iniciais de exploração da jazida. Nessas ocasiões somente por casuísmo as partes poderão fixar participações que se provarão justas, ao passo que o melhor conhecimento das distribuições dos recursos nos reservatórios sobrevinha no transcorrer das atividades no campo. Assim, com o trabalho sísmico adicional e novos poços perfurados ao longo da vida do campo, emerge conhecimento mais detalhado das características dos reservatórios.

Um dos temas na pauta de negociação é a definição da periodicidade e das condições em que as redeterminações ocorrem.³⁵ A definição de uma governança específica para a redeterminação é fundamental devido às consequências que ela provoca. Por um lado, a possibilidade de rever as alocações iniciais das participações conforta as partes com instrumentos que asseguram a expectativa de que seus direitos de propriedade serão garantidos, diminuindo, assim, a resistência para a conclusão do acordo, mesmo com pouca informação. Por outro lado, as redeterminações constituem potencial fonte de conflitos entre as partes devido à possibilidade de ações estratégicas das firmas envolvidas, implicando custos de transação *ex post* adicionais. Por conta disso, redeterminações são mais usuais em jazidas a partir de um determinado tamanho, onde estão em disputa direitos para apropriação de elevados volumes de recursos.

Destarte, ante a possibilidade de comportamentos oportunistas, a estrutura de governança firmada durante as negociações mostrar-se-á importante para o bom funcionamento das redeterminações. Além da periodicidade, a governança do contrato deve estabelecer as condições sob as quais ajustamentos devem e podem ocorrer, como, por exemplo, a adoção de bandas para as modificações nas participações visando à exclusão de grandes alterações. A periodicidade e a extensão do impacto das redeterminações dependem do tamanho e da complexidade da jazida e dos recursos que ela possui. A estrutura de governança também poderá prever o uso de consulto-

de um campo e a reserva do mesmo só será conhecida 'realmente' quando a última gota de óleo do campo for produzida". Esse comentário reflete a alta incerteza com que se deparam os profissionais envolvidos em estudos técnicos que visam a determinar curvas prospectivas de produção e as reservas.

35 Alternativamente, o contrato pode prever que a redeterminação seja efetuada sempre que uma das partes do contrato requerer, estabelecendo penalidades caso a redeterminação não resulte em grandes mudanças (*penalty for calling frivolous redetermination*).

res e árbitros externos com a finalidade de dirimir controvérsias mais complexas, não solucionáveis por meio dos mecanismos internos de resolução de conflito do contrato.

O segundo efeito das redeterminações é que os ajustamentos e as modificações das participações têm efeitos retroativos até a data de início do contrato em termos dos benefícios e das obrigações. Assim, assume-se que as novas participações resultantes da redeterminação são válidas como se tivessem sido fixadas desde o início do acordo. Com efeito, a reavaliação das participações engendra um balanço de créditos e de débitos entre os participantes da produção conjunta que deve ser eliminado no período restante do contrato.

Provavelmente o cancelamento recíproco de crédito e de débito entre as firmas devido à modificação das participações não se dará perfeitamente, e a necessidade de rebalancear os desequilíbrios implicará fazer um apropriado “ajustamento contábil” retrospectivo para equilibrar custos e receitas devidos a cada parte em razão das novas participações. Dessa forma, compensações em espécie ou pecuniárias devem ser feitas às firmas que detinham maior participação antes da redeterminação e que, portanto, adquirem um crédito por conta dos custos excessivos assumidos, mas um débito por conta da receita a mais recebida à luz das novas participações. Da mesma forma, firmas que tiverem sua participação aumentada devem ser compensadas pelo petróleo recuperado, mas não apropriado por elas, segundo as participações atualizadas.

Appi e Andrade (2000, p. 6) destacam que a governança para as compensações deve considerar as condições correntes de produção, os limites de retirada e de tempo para que as compensações em espécie ou pecuniárias sejam feitas. Assim, a governança descreverá o volume máximo transferido ou os pagamentos a serem feitos em alguma unidade de tempo a título de compensação pelo ajustamento das participações.³⁶

Além das compensações devidas à realocação das participações, Taverne (1994) destaca que por ocasião da redeterminação alguma firma poderá requerer trabalho exploratório adicional a fim de obter argumentos para a defesa de uma determinada realocação das participações. Esse trabalho exploratório deverá ser procedido pela requerente, e os mecanismos de governança devem estabelecer as condições para a aprovação do programa de trabalho e o ressarcimento à empresa em questão pelos custos do trabalho exploratório, caso as informações obtidas se revelem cruciais para balizar as decisões durante a redeterminação. Os acordos de unitização já celebrados no Brasil têm demonstrado que as provisões com relação à redeterminação têm sido as mais detalhadas, ocupando espaço relevante no UOA.

6.5 Governança das operações de produção

A instância superior de coordenação de tomada de decisão na unidade é o comitê operacional (UOPCOM – Unit Operating Committee). No comitê opera-

36 Derman e Derman (2002), baseados nos contratos *offshore* da Nigéria, apresentam uma fórmula para mensurar os valores a serem transferidos pelas partes quando de mudanças nas participações por ocasião de redeterminação.

cional, cada concessionária estará representada na proporção de seu interesse na unidade. As funções do comitê incluem, dentre outras: coordenar as atividades de exploração; revisar e aprovar os programas de trabalho e os orçamentos preparados e submetidos pelo operador; além de supervisionar as operações executadas por este último (TAVERNE, 1994). Essas funções serão explicitadas no contrato (UOA) e estarão sujeitas à governança que as partes entenderem ser a melhor. Para tais operações, a estrutura de governança deve ser geral e bastante flexível a fim de acomodar a extensa lista de possíveis acontecimentos e controvérsias que podem emergir ao longo da vida do contrato.

Uma das concessionárias é escolhida como *operadora da unidade*, com a responsabilidade de elaborar o plano de desenvolvimento da jazida, preparar os programas de trabalho e os respectivos orçamentos e esquemas de produção, que deverão ser submetidos ao comitê operacional antes de serem por ela executados. O operador é também o responsável pela chamada das contrapartidas financeiras das concessionárias (*cash call*) na proporção das participações de cada participante a fim de fazer frente aos custos e às despesas incorridos por ele durante a execução do programa de trabalho.

Cabe mencionar que uma importante dimensão da estrutura de governança do contrato é o controle da inadimplência (*default rules*), que se manifesta principalmente no não atendimento das chamadas de contrapartidas. É importante notar que se a concessionária for um consórcio e a inadimplência se originar de uma firma a ele pertencente, o consórcio poderá ser responsabilizado, com solidariedade entre os membros restantes, por assumir as obrigações da firma inadimplente, aplicando-se a ela as disposições presentes na JOA que conformou o consórcio. Assim, as *default rules* podem ser aplicadas no âmbito das concessionárias, buscando contornar os percalços que o não atendimento das chamadas de contrapartida e o abandono da unidade causam em termos do ritmo normal de execução do programa de trabalho.

Em resumo, a estrutura de governança a ser delineada para garantir a execução do contrato sem maiores percalços deve munir-se de instrumentos suficientes para garantir-lhe um grau de flexibilidade que propicie margem de ação ante as mudanças na dinâmica do reservatório, inovações nas tecnologias de produção e mudanças no preço do petróleo. As regras de votação, as regras para controle da inadimplência, os requerimentos de notificação, os procedimentos de queixa e arbitragem, o uso de consultores e especialistas externos para dirimir controvérsias, a supervisão e a fiscalização pelo comitê mediante relatórios fornecidos pelo operador, bem como a adoção de práticas que garantam transparência na tomada de decisão são alguns dos instrumentos que conformam uma estrutura de governança adequada às características transacionais dos acordos de unitização. Nos acordos celebrados no país, esses mecanismos têm recebido grande atenção.

7 As primeiras experiências brasileiras de unitização³⁷

As primeiras experiências no Brasil demonstram que os contratos de unitização representam uma quebra de paradigma e de rotinas com as quais a indústria brasileira do petróleo se acostumara a apoiar seus processos negociais. Com efeito, diante dessa nova modalidade contratual vigente no país, as empresas atuantes no *upstream* brasileiro são chamadas a pensar e a inovar em busca de novos processos negociais e arranjos contratuais, novas formas de contabilidade e nova sistemática de recolhimento das participações governamentais exigidos pelos acordos de unitização. Os primeiros contratos confirmam, dessa forma, a complexidade técnica do processo, as dificuldades contratuais e o embate de interesses comerciais traduzidos concretamente na necessidade de mobilizar profissionais de diferentes áreas (E&P, financeiro, jurídico) das empresas envolvidas, retratando assim a perspectiva multifacetada dos termos contratuais negociados.

Em conjunto, as primeiras experiências serviram ao propósito de lançar as bases de conhecimento para as futuras unitizações a serem celebradas no país, tanto na perspectiva do aprendizado de um novo processo negocial entre as concessionárias como na perspectiva de atuação regulatória da ANP. Embora o instituto da unitização esteja cada vez mais difundido no mundo, se consideradas as especificidades concorrenciais, regulatórias e geológicas do país, conclui-se que o aprendizado das boas práticas é condição fundamental que precisa ser continuamente desenvolvida.

Em média, o processo negocial dos primeiros acordos prolongou-se por um ano e meio a dois anos, período muito menor que a média retratada na literatura. Em todos os casos já negociados, as minutas contratuais do *Unit Operating Agreement* têm tomado como base o modelo proposto pela AIPN, que é constituído por 21 artigos e um conjunto de anexos que tratam das questões discutidas anteriormente, dentre as quais: delimitação da área unificada; escolha do operador; definição do comitê operacional; programa de trabalho; redeterminações. Cabe frisar que, embora se trate de um documento extenso e bastante detalhado, este dispõe sobre um conjunto de provisões que conformam uma estrutura de governança destinada a lidar *ex post* com as lacunas imprevistas no contrato.

A primeira experiência de unitização no país envolveu duas grandes empresas de atuação internacional: – Petrobras e Repsol YPF –, ocorrida em dezembro de 2007. Um reservatório específico comum aos campos de Albacora e Albacora Leste na Bacia de Campos foi unificado, resultando uma unidade com 91,3% dos interesses cabendo à Petrobras e 8,7% à Repsol YPF. Um ponto importante a ser frisado nesse acordo é que dos vários reservatórios que produzem nos campos, apenas o reservatório Caratinga (que de fato se estendia para as duas áreas de concessão) foi unificado. Assim, desde a primeira experiência vem se praticando o conceito de unitização por jazida e não por bloco.

³⁷ Esta seção foi elaborada com base em entrevista com a área responsável pelos acordos de unitização na Petrobras, empresa presente em todos os casos de unitização da produção no país. Além disso, foi-nos fornecido acesso à edição de outubro da *Revista Petrobras*, que trouxe uma matéria específica sobre a temática. O conteúdo dessa matéria também subsidiou a elaboração da seção.

Em outubro de 2008, também na Bacia de Campos, na área chamada de Parque das Conchas, litoral sul do Estado do Espírito Santo, celebrou-se a unificação dos campos de Mangangá (bloco BC-60), de concessão exclusiva da Petrobras, e de Nautilus (bloco BC-100), que envolve um consórcio composto pela Petrobras, pela empresa indiana ONGC e pela anglo-holandesa Shell, esta última sendo majoritária e operadora. No acordo final previu-se a Petrobras respondendo por 67,5% da participação no campo unificado, a Shell, por 25%, e a indiana ONGC, por 7,5%. O segundo acordo de unitização celebrado no país não apenas ratificou o conceito de unitização por jazida como representou a primeira experiência com mais de duas partes envolvidas. Não apenas o maior número de firmas se destaca, mas também o perfil de cada uma das envolvidas: colocou-se na mesa de negociações uma *major* da indústria mundial do petróleo, uma emergente oriental e uma estatal sul-americana de atuação internacional.

A terceira unitização realizada no Brasil envolveu os campos de Camarupim (BES-100) e Camarupim Norte (Bloco BM-ES-5), localizados na Bacia do Espírito Santo. O campo de Camarupim, que tem a Petrobras como concessionária exclusiva, teve sua comercialidade declarada em dezembro de 2006 juntamente com a comunicação de que a jazida em questão avançava além dos limites da área de concessão, enquanto o campo de Camarupim Norte, sob a responsabilidade do consórcio formado entre Petrobras e El Paso, alcançou sua declaração de comercialidade em 2008. A unitização dos campos de Camarupim-Camarupim Norte pode ser, sob diversos prismas (tipo de campo, celeridade no acordo, procedimentos), considerada emblemática. Tratou-se da unitização de um campo de gás não associado feita no contexto do lançamento do Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás), cujo escopo era incrementar a oferta de gás no país.

No que se tange à atuação da reguladora, as primeiras experiências têm demonstrado que a ANP atua no sentido de contribuir positivamente com a celebração do acordo de unitização da produção entre as partes. Em média, a aprovação do acordo pela ANP tem se alongado por um período de alguns meses após a submissão do Acordo de Individualização da Produção (AIP). Nas unitizações já aprovadas, pequenos ajustamentos no AIP têm sido propostos pelo órgão regulador.

Os primeiros acordos serviram ao propósito de preparar as empresas para os desafios que os contratos de unitização carregam aos processos contratuais na indústria do petróleo. Ao mesmo tempo, eles testaram as provisões regulatórias para o tema no país, expondo seus méritos e controvérsias. Em especial, eles foram importantes para firmar o conceito de unitização por jazidas no país. Outro aspecto relevante dos primeiros acordos de unitização foi a escolha em todos os acordos firmados do critério de *volume in place* para fins de determinação e redeterminação das participações.

Os primeiros acordos também expuseram o papel crucial que a regulação desempenha para a celebração dos acordos de unitização. Destarte, ratificaram a complexidade presente nos projetos de unitização. O aprendizado obtido por intermédio deles revela que não há uma fórmula única e permanente para se aplicar ao processo,

devendo adotar-se em cada nova negociação métodos e procedimentos conforme as especificidades técnica, econômica e operacional do projeto em questão, bem como das normas regulatórias vigentes. A experiência acumulada é de grande valor, ainda mais quando se considera que as ocorrências de novas oportunidades de unitização tornar-se-ão cada vez mais frequentes em face dos novos horizontes estratégicos propiciados pelas grandes descobertas na camada do pré-sal.

8 Conclusões

Esta pesquisa compôs uma amostra com 72 países, incluindo todos os grandes produtores de petróleo, com base na qual foi identificada em 59 países alguma provisão regulatória com relação à unitização. Nos países onde foi encontrada regulamentação para unitização, em 75% deles (44 países) está explícito o instituto da unitização compulsória. Além disso, a pesquisa evidenciou que a forma predominante (54%) de regulamentação da unitização é feita por meio de cláusulas específicas nos contratos que transferem os direitos de exploração e produção do Estado para as firmas produtoras. A despeito da grande maioria dos países instituir a compulsoriedade dos acordos de unitização, as provisões legais estabelecem que será oportunizada às partes a possibilidade de celebrar um acordo voluntariamente, sendo imposto somente quando as partes falham em alcançá-lo no prazo estabelecido. Na mesma direção, a pesquisa revelou que na prática internacional, quando, geralmente, requerem o instituto da unitização, as provisões o fazem assegurando às partes considerável flexibilidade para negociação com base em diretrizes mais gerais.

Essa ampla difusão da regulação da unitização no mundo revela alguns aspectos implícitos bastante interessantes. Em primeiro lugar, destaca que o instituto da unitização é, sem embargo, um dos princípios que integram a lista de boas práticas da indústria petrolífera moderna. Em segundo lugar, demonstra que os legisladores em quase todo o mundo compreendem as medidas regulatórias que tornam compulsória a celebração de contratos de unitização na ocorrência do fato gerador, uma forma de alterar o arcabouço institucional com escopo de favorecer a conclusão dos acordos de unitização. Por fim, a obrigatoriedade da unificação de direitos de produção não apenas torna premente e necessário o monitoramento pelos governos das tratativas entre as empresas (regulação dos contratos), assim como evidencia a confluência de interesses públicos e privados pela inserção de uma nova modalidade contratual no arcabouço institucional da indústria petrolífera.

A pesquisa buscou elucidar as causas desse movimento regulatório recente utilizando a leitura econômica dos problemas colocados pelo *common pool* e os altos custos de transação em acordos cooperativos que buscam solucioná-los. A forte presença de assimetrias de informações, a percepção distinta dos riscos, os comportamentos estratégicos e as incertezas são fontes primárias para as dificuldades presentes na celebração dos acordos de unitização. Essas fontes manifestam-se na divergência entre os valores atribuídos aos direitos de exploração e produção por cada empresa, criando ampla margem para disputas contratuais e prolongamento das negociações

pelo tempo necessário para que os agentes consigam encontrar algum consenso. Ademais, o número de agentes envolvidos e a diversidade de perfil entre eles, assim como as controvérsias para tratar os custos passados e para a montagem de uma estrutura de governança para lidar com a inerente flexibilidade do contrato, particularmente no que tange às redeterminações, são aspectos que complexificam ainda mais o processo de contratação da unitização, entendido aqui como a negociação, a celebração e a efetivação do acordo.

As teorias econômicas analisadas destacaram a dimensão histórico-institucional dos acordos de unitização. A unitização dos direitos de produção em áreas adjacentes que represam um mesmo reservatório representa um paradigma de confluência de interesses públicos e privados e, no nível das companhias envolvidas, da convergência de competição e cooperação, na medida em que propicia o melhor aproveitamento da jazida, gerando melhores resultados para as empresas e a sociedade, a qual detém os direitos sobre os recursos minerais no subsolo. Além de impedir a concorrência predatória, o instituto da unitização garante a proteção aos direitos correlatos, tornando mais eficiente o gerenciamento dos recursos ao longo da cadeia de produção.

É justamente por conta dessa confluência entre interesses públicos e privados que a regulação é chamada em quase todo o mundo para contribuir com a construção de um ambiente institucional mais propício à contratação da unitização. Esse fato torna-se mais compreensível quando não se olvida que a base dos regimes de propriedade petrolífera está assentada no próprio conceito de soberania, e, nesse sentido, é na regulação que se estrutura o marco de referência geral para as operações petrolíferas, tanto no que se refere às condições para o acesso e a operação das reservas, ao regime fiscal dos modelos, bem como às provisões que ordenam as tratativas particulares para celebração dos acordos de unitização.

A análise do ordenamento regulatório destinado às atividades na indústria petrolífera nacional indica que as provisões legais para a unitização estão compatíveis com as práticas vigentes internacionalmente. A norma contida no artigo 27 da Lei do Petróleo e na cláusula 12 das minutas dos contratos de concessão não apenas torna compulsória a unitização quando da confirmação de evidências do fato gerador, mas também traz à baila uma governança específica destinada a organizar o processo negocial entre as partes. Observa-se que a partir da Rodada 6 os contratos de concessão proporcionaram um papel mais ativo à ANP no processo. Entretanto, as primeiras experiências de unitização no país têm demonstrado que a ANP, mesmo dispondo do preceito legal de interveniência no processo, não tem lançado mão do recurso.

Por fim, cabe destacar que em face dos novos horizontes estratigráficos propiciados pelas descobertas de grandes acumulações na camada do pré-sal, ratifica-se que as ocorrências de novas oportunidades de unitização tornar-se-ão cada vez mais frequentes e importantes no país. Portanto, as questões sobre a unitização devem ser consideradas no debate acerca do novo marco regulatório que orientará as atividades nessa nova fronteira petrolífera, de modo que o conhecimento teórico e empírico sobre o tema será importante para embasar as escolhas institucionais a serem feitas.

Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (Brasil). *Contrato de concessão: rodada 1-10*. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues_topo/contratos_e_editais.asp>. Acesso em: 23/08/2009.
- AMUI, S.; MELO, M. Unitization of oil and gas reservoirs. *T&B Petroleum*, Rio de Janeiro, v. 16, p. 48-61, 2003.
- ASMUS, D.; WEAVER, J. Unitization oil and gas field around the world: a comparative analysis of national laws and private contracts. *Houston Journal of International Law*, Houston, v. 28, n. 3, Mar. 2006.
- APPI, V. T.; ANDRADE, G. M. *Principais tópicos relacionados aos acordos de unitização (unificação) no Brasil*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: IBP, 2000.
- ARAÚJO, J. L. H. *Regulação de monopólios e mercados: questões básicas*. In: WORKSHOP DO NÚCLEO DE ECONOMIA DA INFRAESTRUTURA: NEI/ PRONEX, 1, 1997. Rio de Janeiro: UFRJ, 1997.
- BONE, R.; VAZQUEZ, F.; SILVA, M. *A regulação no processo de unitização na exploração de petróleo e gás natural no Brasil*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE, 2008.
- BROUSSEAU, E. Contracts: from bilateral sets of incentives to multi-level governance of relations. In: BROUSSEAU, E.; GLACHANT, J. M. (Org.). *New institutional economics: a guidebook*. Cambridge: Cambridge University Press, 2008. p. 37-66.
- BROUSSEAU, E.; GLACHANT, J. M. The economics of contracts and renewal of economics. In: BROUSSEAU, E.; GLACHANT, J. M. *The economics of contracts*. Cambridge: Cambridge University Press, 2002. p. 3-42.
- BUCHÉB, J. A. *Direito do petróleo: a regulação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil*. Rio de Janeiro: Lumen Júris, 2007.
- _____. *Unitização no Brasil: questões controversas*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: IBP, 2008.
- BURGESS JÚNIOR, G. *The economics of regulation and antitrust*. New York: Harper Collins College, 1995.
- CUNHA, A. L. *Aspectos jurídicos da unitização: uma abordagem comparativa*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: IBP, 2004.

- DAVID, O. B. *Acordos de unitização*. Monografia (Graduação) – Departamento de Direito, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.
- DEMSETZ, H. Toward. A theory of property rights. *American Economic Review*, Tennessee, v. 57, p. 347-359, 1967.
- DERMAN, A. B.; VOLLUS, K. Unitization. *AIPN Advisor*, Houston, n. 215, 2002.
- DERMAN, A. *E&P Negotiation and agreements: unitization issues*. [S.l.]: Petrobras: Serec: Cen-Sud, 2000.
- DERMAN, P. B.; DERMAN, A. B. Unitization: a mathematical formula to calculate redeterminations. *AIPN Advisor*, Houston, n. 225, 2002.
- HARDIN, G. The tragedy of the commons. *Science*, Washington, v. 162, p. 1243-1248, 1968.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook*. [S.l.], 2008.
- KIM, J.; MAHONEY, J. T. Property rights theory, transaction costs theory, and agency theory: an organization economics approach to strategic management. *Managerial and Decision Economics*, London, v. 26, p. 223-242, 2005.
- _____. Resource-based and property rights perspectives on value creation: the case of oil field unitization. *Managerial and Decision Economics*, London, v. 23, p. 225-245, 2002.
- KRAMER, B; MARTIN, P. *The Law of Pooling and Unitization*. New York: Matthew Bender, 1957.
- LIBECAP, G. D. *Contracting for property rights*. New York: Cambridge University Press, 1989.
- _____. *Transaction costs and institutional responses to the common pool*. In: ANNUAL MEETING OF THE CANADIAN RESOURCE AND ENVIRONMENTAL ECONOMICS STUDY GROUP, 22, 2002, University of Montreal [S.l.: s.n.], 2002.
- LIBECAP, G. D. Unitization. In: NEWMAN, P. *New palgrave dictionary of law and economics*. New York: Oxford University Press, 1998. p. 641-648.
- LIBECAP, G. D.; SMITH, J. The economic evolution of petroleum property rights in the United States. *Journal of Legal Studies*, Chicago, p. S589-S608, 31 June 2002.
- _____. The self-enforcing provisions of oil and gas unit operating agreements: theory and evidence. *The Journal of Law, Economics & Organization*, Connecticut, v. 15, n. 2, p. 526-548, 1999.

LIBECAP, G. D.; WIGGINS, S. Contractual responses to the Common Pool: Prorating of Crude Oil Production. *American Economic Review*, Tennessee, v. 74, n. 1, p. 87-98, Mar. 1984.

_____. The influence of private contractual failure on regulation: the case of oil field unitization. *The Journal of Political Economy*, Chicago, v. 93, n. 4, p. 690-714, Aug. 1985.

MACIEL, D. A. *A unitização no Brasil*. Monografia (Graduação) – Departamento de Direito, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

MOHAN, V.; GOORHA, P. Competition and unitization in oil extraction: a tale of two tragedies. *Review of Law and Economics*, Califórnia, v. 4, n. 1, p. 520-561, 2008.

OSTROM, E. Reformulating the commons. *Ambiente & Sociedade*, São Paulo, ano 5, n. 10, 2002.

PEDROSO, D. E.; ABDOUNUR, E. R. *Aspectos da negociação de acordos de individualização da produção no Brasil*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: IBP, 2008.

PELTZMAN, S. The economic theory of regulation after a decade of deregulation. *Brookings Papers on Economic activity Microeconomics*, Washington, p. 1-59, 1989.

PETROBRAS. Unir forças para produzir. *Revista Petrobras*, Rio de Janeiro, ano 15, n. 150, ago. 2009.

PINTO JÚNIOR, H. Q. (Org). *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PINTO JÚNIOR, Helder Queiroz; FIANI, R. Regulação econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Orgs.). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

RIBEIRO, M. R. S. *Direito do petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

_____. Uma introdução à unitização de reservatórios petrolíferos. In: RIBEIRO, M. R. S. (Org.). *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005. p. 115-168.

RIBEIRO, M. R.; APPI, V. T. *Challenges on preparing unitization agreements in Brazil: uma abordagem comparativa*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: IBP, 2004.

SCHWARTZ, A. Contract theory and theories of contract regulation. In: BROUSSEAU, E.; GLACHANT, J. M. (Org.). *The economics of contracts: theories and applications*. New York: Cambridge University Press, 2002.

SIMIONI, J. *Unificação de operações em campos de petróleo e gás natural (unificação) no Brasil e direitos correlatos*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Salvador, Salvador, 2006.

SMITH, E.; WEAVER, J. *The Voluntary Unitization Act*. In SMITH, E. *The Law of oil and gas*. 2ª ed. Cap. 11. California: Butterworth Legal Publisher. 1989.

SMITH, E. et al. *International petroleum transactions*. 2. ed. Denver: Rocky Mountain Law Foundation, 2000.

TAVERNE, B. An introduction to the regulation of the petroleum industry: law, contracts and conventions. *International Energy and Resources and Policy Series*, Kluwer, 1994.

_____. Co-operative agreements in the extractive petroleum industry. *International Energy and Resources and Policy Series*, Kluwer, 1996, p. 79-100.

_____. Petroleum, industry and governments. *International Energy and Resources and Policy Series*, Kluwer, 1999.

THOMAS, J. E. (Org.). *Fundamentos de engenharia do petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2004.

TOLMASQUIM, M.; CAMPOS, A.; ALVEAL, C. Restructuring the oil segment in South America: public policy, private capital and energy integration. *Oil & Gas Science and Technology*, France, v. 61, n. 3, p. 415-431, 2006.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON, J. E. *Economics of regulation and antitrust*. 4. ed. Lexington, Mass.: D. C. Heath and Company, 2005.

WEAVER, J et al. *International unitization of oil and gas fields: the legal framework of international law, national laws, and private contracts*. Houston: Association of International Petroleum Negotiators, 2005.

WEAVER, J.; ASMUS, D. Unitizing oil and gas fields around the world: a comparative analysis of national laws and private contracts. *Public Law and Legal Theory Series*, 2006.

WIGGINS, S.; LIBECAP, G. Oil field unitization: contractual failure in the presence of imperfect information. *American Economic Review*, Tennessee, v. 75, n. 3, p. 368-385, June 1985.

YERGIN, D. *O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo: Scritta, 1994.

ZUMA, T. P. *O objeto do acordo de unitização no sistema jurídico brasileiro*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE, 2000. Rio de Janeiro: IBP, 2008.

Anexo

Tabela 5. Regulação da unitização no mundo

Países	Origem das provisões de unitização	Modelo contratual	Obrigatório	Regulamentação
América do Norte				
Estados Unidos	Regulação	Concessões	Sim	Regulações estaduais e Outer Continental Shelf Lands Act (1953)
Canadá	Regulação	Concessões	Sim	Regulações estaduais – exemplo: Alberta Mines and Minerals Act (1949/consolidado em 2009), sec. 102
México	Não foi identificado	SC	Não	Prevalece a regulação do espaçamento mínimo entre poços
América do Sul e Central				
Argentina	Regulação	Concessões	Incerto	Regulações estaduais
Brasil	Lei/contratos	Concessões	Sim	Lei do Petróleo n. 9.478 (1997), art. 27; contratos de concessão, cláusula 12
Bolívia	Lei	SC	Incerto	Lei dos Hidrocarbonetos (2005), art. 45
Chile	Contratos	SC	Não	Modelo contratual (2007), art. 6.4.1
Colômbia	Contratos	Concessões/PSC	Sim	Modelo contratual (2000), sec. 16 e modelo contratual (2008), art. 30
Costa Rica	Regulação/contratos	Concessões	Não	Regulação (1995), art. 2.118 e modelo de concessões (1999), sec. 18
Cuba	Contratos	PSC	Sim	PSC (1999), art. 16
Equador	Lei/contratos	PSC	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos (1978), art.85
Guatemala	Lei	PSC	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos (1983), art. 62
Honduras	Lei/contratos	Concessões/PSC	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos (1984), art. 50/modelo contratual (1985), sec. 4.5
Peru	Lei/contratos	Concessões	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos Orgânicos n. 26.221 (1993/2005), art. 32
Trinidad e Tobago	Regulação/contratos	Concessões/PSC	Sim	Reg. Petroleum (1969), sec 43t/PSC(2006), art. 27
Venezuela	Lei/contratos	SC	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos Orgânicos (2006), arts. 42e 43

Países	Origem das provisões de unitização	Modelo contratual	Obrigatório	Regulamentação
Europa e Eurásia				
Albânia	Lei	PSC	Sim	Lei do Petróleo (1993), art. 11
Azerbaijão	Lei/contratos	PSC	Não	Oil and Gas Law (2000), art. 13
Cazaquistão	Lei	Concessões/PSC	Sim	Lei do Subsolo (2004), art. 65
Dinamarca	Lei	Concessões	Sim	Use of Danish Subsoil Act n. 889 (2007), arts. 11 e 16
Espanha	Regulação	Concessões	Sim	Regulações (1976), art. 35.1-36
França	Regulação	Concessões	Sim	Decreto 696 (1995), art. 42
Grécia	Lei/contratos	Concessões	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos n. 2.289 (1995), art. 5.15-5.17 e Contrato de concessões (1995), art.11
Holanda	Lei	Concessões	Incerto	Mining Industry Act (2003), art. 23-42
Hungria	Lei	Concessões	Sim	Mining Act (1993), art. 26.7 e 29
Irlanda	Regulação	Concessões	Sim	Licensing Terms (2007), secs. 32-33
Itália	Lei	Concessões	Não	Lei Sicília do Petróleo n. 14 (2000), art.21
Noruega	Lei/contratos	Concessões	Sim	Lei do Petróleo n. 72 (1996), sec. 4.7
Romênia	Lei/contratos	Concessões	Sim	Lei do Petróleo n. 234 (2004 com atualização em 2007), sec. 48.f
Reino Unido	Regulações/contratos	Concessões	Sim	Production Seaward Areas Regulations (1988), Petroleum Production Landward Areas Regulations (1995), <i>Petroleum Current Model Clauses</i> (1999)
Rússia	Não foi identificado	Concessões/PSC	-	Comentário: uma nova lei em discussão na Duma contém provisões para regular os contratos de unitização
Turcomenistão	Lei/contratos	PSC	Sim	Lei do Petróleo (2008), art. 26/PSC (1997), art. 26

Países	Origem das provisões de unitização	Modelo contratual	Obrigatório	Regulamentação
Uzbequistão	Não foi identificado	Concessões/PSC	-	No <i>Licence Agreement</i> (1993) encontram-se algumas disposições sobre áreas que se estendem além dos limites do contrato
Oriente Médio				
Irã	Não foi identificado	PSC	-	
Iraque	Não foi identificado	PSC/SC	-	
Kuwait	Não foi identificado	PSC	-	
Omã	Não foi identificado	PSC	-	
Qatar	Contratos	PSC	Não	As provisões para unitização estão presentes nos contratos assinados mais recentemente
Arábia Saudita	Não foi identificado	PSC	-	
Síria	Contratos	PSC	Incerto	PSC (2003), art. 25.3
Emirados Árabes Unidos	Não foi identificado	PSC	-	
Iémen	Não foi identificado	PSC	-	
Jordânia	Contratos	PSC		PSC (2008), art. 30
África				
África do Sul	Lei/regulação	Concessões	Sim	Mineral and Petroleum Resources Act (2005), sec. 87
Argélia	Contratos	PSC	Não	Não há nenhuma provisão na Lei dos Hidrocarbonetos, contudo os PSCs reconhecem a possibilidade de unitização de áreas
Angola	Lei/regulação/contratos	PSC	Sim	Lei do Petróleo n. 10 (2004), art. 64/Petroleum Regulations (2009), art. 25/PSC (2008), art. 27
Camarões	Lei/regulação	Concessões/PSC	Sim	Código do Petróleo n. 013 (1999), sec. 80 e Decreto n. 465 (2000), art. 111-116

Países	Origem das provisões de unitização	Modelo contratual	Obrigatório	Regulamentação
Congo	Lei		Sim	Código dos Hidrocarbonetos n. 24 (1994), arts. 17 e 30
Egito	Regulação/contratos	PSC	Sim	Decreto n. 758/1972
Eritreia	Regulação	PSC	Sim	Regulação n. 45 (2000), sec. 26-27
Etiópia	Contratos	PSC	Sim	PSC (1994) sec. 9
Gâmbia	Regulação	Concessões	Sim	Regulação (1990), art. 23
Gana	Lei	Concessões/PSC	Incerto	Lei do Petróleo (1984), art. 4.7
Guiné Equatorial	Lei/regulação/contratos	PSC	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos n. 8 (2006), arts. 54-56 Petroleum Regulations (1998), sec. 8.4, PSC (2006), art. 5.8
Gabão	Contratos	PSC	Sim	PSC (2001), art. 44
Libia	Não foi identificado	PSC	-	
Marrocos	Lei	Concessões	Sim	Lei dos Hidrocarbonetos (2006), sec. 30
Nigéria	Regulação	PSC	Sim	Ato do Petróleo (1969), art. 47
Sudão	Contratos	PSC	Não	Estão presentes nos contratos assinados mais recentemente
Tunísia	Não foi identificado	PSC	-	
Uganda	Lei	PSC	Sim	Lei do Petróleo (1985), sec. 29
Ásia/Pacífico				
Austrália	Lei/regulações	Concessões	Sim	
Brunei	Contratos	PSC	Não	Model Petroleum Mining Agreement (2000), art. 10
China	Contratos	PSC	Sim	Offshore PSC (1992), art. 11.7-8/Onshore PSC (1995), art. 11.7.8
Filipinas	Não foi identificado	PSC	-	

Países	Origem das provisões de unitização	Modelo contratual	Obrigatório	Regulamentação
Índia	Contratos	PSC	Sim	PSC (2007), art. 12
Indonésia	Regulação	Concessões	Sim	Decreto n. 402/1967 e Regulations n. 35/2004, arts. 40-43
Malásia	Contratos	PSC	Sim	PSC (1997), art. 17
Paquistão	Regulação	PSC	Sim	Regulações (2001), art. 61
Taiilândia	Lei	Concessões	Sim	Lei do Petróleo (1971), sec. 72 e (2003), art. 67
Timor Leste	Lei/contratos	PSC	Sim	Lei do Petróleo (2005), sec.19
Vietnã	Regulação/contratos	PSC	Incerto	Decreto (1996), art. 36/PSC (2004), art. 17.2

Fonte: elaboração do autor