



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

UNITIZAÇÃO DA PRODUÇÃO: O CAMINHAR DA LEGISLAÇÃO FRENTE AO CONHECIMENTO GEOLÓGICO BRASILEIRO

Julia Khede Andrade

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador (a): Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro
Dezembro de 2016

UNITIZAÇÃO DA PRODUÇÃO: O CAMINHAR DA LEGISLAÇÃO FRENTE AO CONHECIMENTO GEOLÓGICO BRASILEIRO

Julia Khede Andrade

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Eng. Thiago Carvalho Saraiva, Bach.

Rio de Janeiro
Dezembro de 2016

Andrade, Julia Khede

Unitização da Produção: o Caminhar da Legislação Frente ao Conhecimento Geológico Brasileiro / Julia Khede Andrade – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2016.

XVII, 92 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 68-75.

1. Unitização. 2. Lei do Petróleo. 3. Lei da Partilha. I. Bone, Rosemarie Bröker. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia de Petróleo. III. Unitização da Produção: O Caminhar da Legislação frente ao Conhecimento Geológico Brasileiro

Dedico este trabalho à minha família e a todos os meus amigos presentes nessa longa jornada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à meu pai, Fernando de Menezes Andrade, pelo amor, carinho, compreensão e por todo o trabalho e esforço despendidos para que eu pudesse ingressar na Universidade Federal do Rio de Janeiro e concluir, posteriormente, a graduação em Engenharia de Petróleo.

Agradeço à minha irmã, Fernanda Khede Andrade, pelo companheirismo, compreensão e por ser, acima de tudo, minha grande amiga e um exemplo a seguir durante todos esses anos.

Agradeço à minha avó, Célia Teixeira Khede por estar sempre presente quando precisava de sua ajuda.

Agradeço aos amigos da Engenharia de Petróleo, e também aos amigos da escola, pelos momentos de estudo, descontração e aprendizado durante os anos de graduação. Agradeço em especial à minha grande amiga, Manuella González, uma das melhores surpresas que a faculdade me proporcionou, por ter sido minha maior companheira durante estes anos e por ter tornado esta jornada muito mais fácil.

Agradeço à ANP, pelo auxílio financeiro através do PRH-02.

Aos meus professores pelo conhecimento compartilhado e à minha orientadora, Rosemarie Bröker Bone, que me acompanhou durante esses últimos meses, provendo, com paciência e disponibilidade, todo auxílio necessário à conclusão deste trabalho.

Resumo do projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

UNITIZAÇÃO DA PRODUÇÃO: O CAMINHAR DA LEGISLAÇÃO FRENTE AO CONHECIMENTO GEOLÓGICO BRASILEIRO

Julia Khede Andrade

Dezembro de 2016

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia de Petróleo

RESUMO

Quando um reservatório de petróleo ou gás natural se estende além dos limites do bloco contratado, sendo compartilhado por duas ou mais empresas, é necessário que seja celebrado um Acordo de Individualização da Produção (AIP) ou acordo de unitização da produção. Devido à crescente relevância do tema na indústria petrolífera nacional, este trabalho visou compreender o caminhar da legislação sobre individualização da produção frente ao conhecimento geológico existente das bacias sedimentares brasileiras.

Em meados da década de 90, com a sanção da Lei 9.478/1997 que pôs fim ao monopólio da Petrobras e abriu o mercado para empresas privadas, a individualização da produção foi introduzida na legislação brasileira. Em 2003, com a realização da 5ª Rodada de Licitações da ANP, houve uma redução no tamanho médio dos blocos licitados, o que aumentou as chances de ocorrência de jazidas compartilhadas. Frente à crescente importância da unitização da produção de petróleo e gás natural, tema antes pouco debatido, notou-se que desde as primeiras licitações, o conhecimento geológico não foi suficiente para impedir a ocorrência de casos de jazidas compartilhadas exploradas por empresas distintas.

Com a descoberta do pré-sal e a sanção da Lei 12.351 (Lei da Partilha) em 2010 percebe-se uma evolução significativa no tratamento da unitização da produção, não apenas na Lei supracitada, mas também com a publicação de Resoluções de Diretoria da ANP que buscaram minimizar o vazio que emperrava os acordos entre as empresas e a ANP.

Não se pode negar o grande desenvolvimento na legislação nacional sobre os acordos de individualização da produção; no entanto, é notória a falta de conhecimento geológico das bacias brasileiras por parte do órgão regulador (ANP), que leva a ações reativas a fim de celebrar AIP, prejudicando empresas operadoras e suas consorciadas. Assim, entende-se que se os interesses econômicos não sobrepujassem o conhecimento geológico, muitos problemas teriam sido evitados.

Palavras Chaves: Brasil, Acordos de Individualização da Produção, Legislação, Conhecimento Geológico.

Abstract of final Graduation Project presented to Escola Politécnica/ UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

PRODUCTION UNITIZATION: EVOLUTION OF LEGISLATION REGARDING
BRAZILIAN GEOLOGICAL KNOWLEDGE

Julia Khede Andrade

December, 2016

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Department: Petroleum Engineering

ABSTRACT

When a petroleum reservoir extends beyond the boundary of the contracted block and is shared by two or more companies, a Production Individualization Agreement (AIP) or production unitization agreement must be signed. Due to the growing relevance of the theme in the national oil industry, this work aimed to understand the legislation's progress about unitization regarding the existing geological knowledge of the Brazilian sedimentary basins.

In the mid-1990s, with the enactment of Law 9.478 / 1997, which ended the Petrobras monopoly and opened the market for private companies, the unitization was introduced in Brazilian legislation. In 2003, the 5th Bid Round of the ANP, established a reduction in the average size of the bidding blocks, which increased the occurrence chances of shared reservoirs. Regarding of the increasing importance of the unitization of oil and natural gas production, a topic that has not been discussed before, it was noted that since the first biddings rounds, geological knowledge was not sufficient to prevent the occurrence of shared reservoirs exploited by different companies.

The discovery of pre-salt and the sanction of Law 12.351 (Law of Sharing) in 2010 brought a significant evolution in the treatment of the unitization process, not only in the

aforementioned Law, but also with the publication of ANP Board Resolutions which sought to minimize the emptiness that impaired the agreements between companies and ANP.

We can not denying the development in national legislation about unitization agreements; However, the lack of geological knowledge of Brazilian basins by the regulatory agency (ANP), which leads to reactive actions in order to celebrate AIP, damage operators and their consortium members. Thus, it is understood that if economic interests did not outweigh geological knowledge, many problems could have been avoided.

Keywords: Brazil, Production Individualization Agreement, Legislation, Geological Knowledge.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Apresentação	1
1.2	Objetivos	2
2	UNITIZAÇÃO OU INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO	4
2.1	Conceitos Geológicos Relevantes	4
2.2	Delimitação dos Blocos Licitados	8
2.3	Unitização	10
2.3.1	Origem da Unitização	11
2.3.2	A Importância da Unitização	13
2.3.3	Fases da Unitização	14
2.3.3.1	Pré-Contrato de Unitização	14
2.3.3.2	Acordo de Individualização da Produção (AIP)	15
2.3.3.3	Redeterminações	16
2.4	Rodadas de Licitação no Brasil	16
2.5	Considerações Parciais 1	22
3	A LEI DO PETRÓLEO	23
3.1	Unitização pela Lei n. 9.478/1997	23
3.2	Estudos de Caso: As Experiências Brasileiras de Unitização	29
3.2.1	Albacora – Albacora Leste	29
3.2.2	Mangangá – Nautilus	32
3.2.3	Camarupim – Camarupim Norte	34
3.2.4	Lorena – Pardal	37
3.2.5	Xerelete – Xerelete Sul	38
3.3	Considerações Parciais 2	40
4	LEI N. 12.351/2010 – LEI DA PARTILHA	42
4.1	O Pré-sal Brasileiro	43
4.2	Unitização pela Lei da Partilha	46
4.3	Processo de Individualização da Produção em Áreas do Pré-Sal	49
4.3.1	Acordo de Individualização da Produção envolvendo Áreas em Desenvolvimento	52
4.3.2	Acordo de Individualização da Produção envolvendo Área Não Contratada	54
4.3.2.1	Tartaruga Verde x Área Não Contratada	56
4.3.3	Convivência dos Três Tipos de Regimes Fiscais	58
4.3.3.1	Lula – Lula Sul	61
4.3.3.2	Sapinhoá – Sul de Sapinhoá	62
4.3.3.3	Argonauta – Nautilus	63
4.4	Considerações Parciais 3	64
5	CONCLUSÃO	65
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Relações entre as rochas geradora, reservatório e selante (Fonte: Thomas, 2004, página 19).....	6
Figura 2.2: Principais elementos do sistema petrolífero (Fonte: Encyclopaedia Britannica, 2012).....	6
Figura 2.3: Reservatórios da Bacia do Recôncavo/Bahia (Fonte: ANP, 2015).	7
Figura 2.4: Seção geológica ilustrativa dos reservatórios saturados de petróleo do Campo de Albacora (Fonte: Candido & Cora, 1990).....	8
Figura 2.5: Reservatórios que se estendem por dois blocos (Fonte: Exxonmobil/IBP, 2010).....	11
Figura 2.6: Principais bacias sedimentares brasileiras (Fonte: ANP, 2015/adaptação do autor).	17
Figura 2.7: Divisão das bacias sedimentares brasileiras em setores (Fonte: ANP, 2013a).....	19
Figura 2.8: Bacias terrestres brasileiras divididas em blocos (Fonte: ANP, 2013a).....	19
Figura 2.9: Diferença de tamanho de blocos nos diferentes ambientes (Fonte: ANP, 2013a/adaptação do autor).....	20
Figura 3.1: Jazida se estendendo além dos limites de seu bloco exploratório (Fonte: Elaboração do autor).	24
Figura 3.2: Jazida que se estende por área não contratada ou não licitada (Fonte: Elaboração do autor).	25
Figura 3.3: Mapa de localização dos campos de Albacora e Albacora Leste (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).	30

Figura 3.4: Mudança nos percentuais de participação de cada bloco na jazida Caratinga (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).	31
Figura 3.5: Mapa de localização dos campos de Mangangá e Nautilus (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).....	33
Figura 3.6: Mapa de localização dos campos de Camarupim e Camarupim Norte (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).....	35
Figura 3.7: Mapa de localização dos campos de Lorena e Pardal (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).....	37
Figura 3.8: Área de ocorrência do reservatório compartilhado entre Lorena e Pardal (Fonte: ANP, 2016a).....	38
Figura 3.9: Mapa de localização dos campos de Xerelete e Xerelete Sul (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).	39
Figura 3.10: Mapa de estrutura dos reservatórios compartilhados pelos campos de Xerelete e Xerelete Sul (Fonte: ANP, 2016a).....	40
Figura 4.1: Disposição das camadas do pós sal, sal e pré-sal (Fonte: Petrobras, 2016).....	44
Figura 4.2: Mapa da província do pré-sal brasileiro (Fonte: ANP, 2013).	45
Figura 4.3: Setores dos blocos retirados da 9ª Rodada da ANP (Fonte: Silva, 2013).	46
Figura 4.4: Disposição dos três tipos de marcos regulatórios na área do Pré-Sal (Fonte: Petrobras, 2014).....	50
Figura 4.5: AIP envolvendo área não contratada (Fonte: Elaboração do autor, 2016).....	55
Figura 4.6: Campos de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça (Fonte: Petrobras, 2014).....	57

Figura 4.7: Mapa de <i>net-pay</i> dos Campos de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde (Fonte: ANP, 2016a).....	58
Figura 4.8: AIP envolvendo três tipos de marcos regulatórios (Fonte: Elaboração do autor, 2016).	59
Figura 4.9: Localização dos campos de Lula e Sul de Lula (Fonte: ANP, 2016/adaptação do autor).....	62
Figura 4.10: Localização dos campos de Sapinhoá e Sul de Sapinhoá (Fonte: ANP, 2016/adaptação do autor).....	63
Figura 4.11: Localização dos campos de Argonauta e Nautilus (Fonte: ANP, 2016/adaptação do autor).....	64

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1: Participação das empresas contratadas na jazida Caratinga (Fonte: Elaboração do autor).....	32
Gráfico 3.2: Participação das empresas contratadas na jazida unitizada (Fonte: Elaboração do autor).....	34
Gráfico 3.3: Participação das empresas contratadas na jazida unitizada (Fonte: Elaboração do autor).....	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Resumo das Rodadas de Licitação (Fonte: ANP/elaboração do autor)	21
--	----

LISTA DE SIGLAS

AIP	Acordo de Individualização da Produção
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
BP	<i>British Petroleum</i>
CIP	Compromisso de Individualização da Produção
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
FOCB	<i>Federal Oil Conservation Board</i>
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IOC	Companhia Internacional de Petróleo
IPA	<i>International Petroleum Agreement</i>
Km	Quilômetros
Km²	Quilômetros Quadrados
MME	Ministério de Minas e Energia
ONGC	<i>Oil and Natural Gas Corporation Limited</i>
OP	Ouro Preto
PD	Plano de Desenvolvimento
PEM	Programa Exploratório Mínimo
PGT	<i>Petroleum Geoscience Technology</i>
Plangás	Plano de Antecipação da Produção de Gás
PPSA	Pré-Sal Petróleo S. A.

QPI	<i>Qatar Petroleum International</i>
SDB	Superintendência de Definição de Blocos
SPA	Sistema de Produção Antecipada
VOE	Volumes Originais de Óleo Equivalente
VOIP	Volume de Óleo <i>In-Place</i>

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

Uma situação cada vez mais recorrente na indústria do petróleo ocorre quando duas ou mais empresas detêm direitos sobre uma determinada jazida que lhes é comum, devido à mesma ultrapassar as fronteiras delimitadas pelos homens. A jazida se estendendo além dos limites estabelecidos em contrato torna desfeito o que estava certo.

Em casos como este, é necessário que seja celebrado um acordo de unitização da produção ou acordo de individualização da produção (AIP), que consiste na exploração e produção conjunta de uma jazida compartilhada por duas ou mais partes.

O entendimento dos conceitos geológico é de suma importância na realização destes acordos. Chamamos de bacia sedimentar uma depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares. Um reservatório é uma rocha sedimentar porosa onde há acumulação de hidrocarbonetos. Um campo é definido como uma área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório. As jazidas são definidas como reservatórios já identificados e possíveis de serem postos em produção. Já os blocos são regiões definidas com a finalidade de delimitar uma área da bacia a ser contratada. O entendimento destes conceitos geológicos independente do regime contratual da área, pois uma compreensão falha pode levar a acordos equivocados entre as empresas e a União.

Por mais de 50 anos, a Petrobras foi detentora do monopólio das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Devido à existência de apenas uma empresa no mercado nacional, o termo unitização tinha pouca relevância. No entanto, em 1997, com a promulgação da Lei n. 9.478/1997, que permitiu a entrada de empresas privadas na indústria petrolífera brasileira, a individualização da produção passou a ser uma preocupação para o setor.

No Brasil, o direito de exploração e produção de petróleo é concedido através das Rodadas de Licitações da ANP, que teve sua primeira edição em 1999 (ANP, 2015). A Quinta Rodada de Licitações, ocorrida em 2003, introduziu uma mudança no sistema de dimensionamento de blocos, que gerou o aumento do número de blocos ofertados e a redução no tamanho dos mesmos. Esta tendência aumentou as possibilidades de ocorrência de jazidas compartilhadas por dois ou mais blocos,

introduzindo no Brasil um tema antes pouco comentado, a individualização da produção de petróleo e gás natural e a necessidade de mudanças contratuais antes vislumbradas como impossíveis de ocorrer.

Em 2007, com a descoberta da nova fronteira energética abaixo da camada de sal – área do pré-sal -, o Governo Federal viu a necessidade de alterar o marco regulatório brasileiro. Neste momento, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinou a retirada dos 41 blocos localizados nesta área e que seriam licitados na Nona Rodada de Licitações da ANP (CNPE, 2007). Esta medida foi tomada não apenas devido ao enorme potencial da região, mas também visando precaver da ocorrência de processos de unitização na área do pré-sal.

Em decorrência disto, em 2010, foi publicada a Lei n. 12.351/2010 (Lei da Partilha) que instituiu o regime de partilha de produção para as áreas do pré-sal brasileiro. Esta Lei trouxe uma evolução significativa no tratamento dos acordos de individualização da produção de petróleo e gás natural no Brasil, que passaram a ser considerados de forma mais detalhada. Além desta Lei, destacam-se também as Resoluções da ANP (conhecidas como Resoluções de Diretoria) que completaram a regulação nacional sobre o tema. Tudo isso, viabilizou acordos de individualização da produção ao longo dos últimos anos, bem como a convivência “pacífica” de três regimes contratuais totalmente distintos: regime de concessão, regime de partilha e cessão onerosa à Petrobras.

1.2 Objetivos

Devido à importância do processo de unitização da produção no cenário atual, buscou-se compreender o caminho da legislação sobre unitização da produção frente ao conhecimento geológico existente das bacias sedimentares brasileiras.

No intuito de buscar um melhor embasamento para o desenvolvimento do tema proposto, optou-se por analisar a legislação brasileira desde a legalização da unitização da produção, a partir da Lei n. 9.478/1997, acompanhando a evolução da mesma até os dias atuais.

O trabalho foi dividido em seis capítulos, incluindo esta introdução.

No capítulo 2, **Unitização ou Individualização da Produção**, será feita uma revisão do processo de unitização da produção, analisando desde sua origem até sua configuração atual, apresentando a importância da celebração do AIP. Aqui também

serão descritos conceitos geológicos importantes para o atingimento do objetivo deste trabalho. Além disso, será analisado como a delimitação dos blocos, feita pela ANP, influenciou na regulação dos processos de unitização no Brasil.

No capítulo 3, **A Lei do Petróleo**, será apresentada a Lei n. 9.478/1997, evidenciando as principais determinações da mesma. Além disso, serão detalhados os processos de unitização segundo a lei em tela, assim como os casos de acordos de individualização da produção celebrados segundo mesma.

No capítulo 4, **Lei n. 12.351/2010 – A Lei da Partilha**, serão apresentados os regimes contratuais vigentes na província do pré-sal. Aqui também será analisado como o processo de unitização é regulamentado pela respectiva Lei e pelas mais recentes Resoluções de Diretoria da ANP. Além disso, será detalhado como ocorre o processo de unitização nos casos que envolvem área em desenvolvimento, área não outorgada e as que envolvem os três tipos de regimes contratuais vigentes na área do pré-sal brasileiro.

Por fim, no capítulo 5, **Conclusão**, serão reunidas as considerações parciais dos capítulos visando sistematizar os principais pontos em prol de responder as seguintes perguntas: 1) a regulação e legislação do setor de petróleo e gás natural brasileira tem sido proativa quanto as possibilidades de unitização da produção nas áreas *offshore*? 2) as empresas petrolíferas atuantes no setor petrolífero brasileiro sentem-se seguras quanto as regras que regem os casos de compartilhamento de jazidas de petróleo e gás natural *offshore*?

2 UNITIZAÇÃO OU INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

O instituto da unitização ou individualização da produção tem ocorrido cada vez com mais frequência na indústria de petróleo, devido às jazidas se estenderem além dos limites dos blocos exploratórios contratados. Esta seção visa esclarecer o entendimento sobre o tema iniciando por conceitos geológicos básicos e, adicionando a perspectiva brasileira em relação à unitização, após a adoção de uma nova metodologia de delimitação/demarcação dos blocos.

2.1 Conceitos Geológicos Relevantes

Segundo Magoon & Dow (1994), bacia sedimentar é uma depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares. A depressão, formada por algum processo tectônico, tem como base uma rocha que pode ser ígnea, metamórfica e/ou sedimentar.¹ Com o tempo, as depressões foram sendo preenchidas por sedimentos de rochas mais antigas, substâncias químicas e matéria orgânica de origem animal e vegetal. Assim, com o aumento contínuo da pressão, devido ao soterramento dos sedimentos, formaram-se as rochas sedimentares.

Os hidrocarbonetos originam-se a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A interação dos fatores: matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia que leva à formação de petróleo nas bacias sedimentares (THOMAS, 2004).

Ao longo das décadas de exploração de petróleo, a indústria percebeu que para se encontrar acumulações de hidrocarbonetos com volumes significativos eram necessários que determinados elementos ocorressem em sincronia de tempo e espaço nas bacias sedimentares. O estudo destes requisitos, de maneira integrada, foi consolidado em um único conceito: o de sistema petrolífero (MAGOON & DOW, 1994).

Um sistema petrolífero é um sistema natural que engloba todos os elementos que controlam a existência de petróleo em uma bacia sedimentar (rocha geradora ativa, rocha reservatório, rocha selante e trapa) e dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo), que serão descritos a seguir.

¹ “Rochas ígneas são produto da solidificação do magma. Rochas metamórficas são formadas quando a ação do calor e da pressão modificam rochas preexistentes, que podem ser ígneas, metamórficas ou sedimentares. E rochas sedimentares são formadas a partir dos sedimentos de outras rochas.”(SCHLUMBERGER, 1980).

A rocha geradora é o elemento fundamental para a ocorrência de petróleo em uma bacia sedimentar. À medida que mais sedimentos se acumulam na bacia, aumentam a pressão e a temperatura sobre a matéria orgânica depositada. A pressão compacta os sedimentos, gerando um ambiente de deposição de baixa permeabilidade, que inibe a ação da água circulante em seu interior, enquanto a temperatura é responsável pela transformação da matéria orgânica em petróleo (THOMAS, 2004).

Os fenômenos que motivam a expulsão do petróleo da rocha que o gerou não estão totalmente esclarecidos, mas a explicação clássica para o processo atribui papel relevante à fase de expulsão da água da rocha geradora, levando consigo o petróleo durante o processo de compactação (THOMAS, 2004). Outra explicação estaria no aumento da pressão nas rochas geradoras em resposta à contínua compactação e à expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo, gerando um diferencial de pressão que favorece a formação de microfaturas e o deslocamento do petróleo (PGT, 2010). A expulsão do fluido da rocha geradora, o percurso do fluido através das diversas rotas ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser contido por uma armadilha geológica dá-se o nome de migração.

Durante a migração, os fluidos vão para zonas de pressão mais baixas, como rochas mais porosas e permeáveis, chamadas de rochas reservatório, ou reservatório. Estas rochas são, em sua maioria, arenitos e calcarenitos² (THOMAS, 2004). Para que o petróleo se acumule no interior da rocha reservatório é necessário que um obstáculo impeça o seu deslocamento até a superfície. Este obstáculo é composto por uma configuração de rochas relativamente impermeáveis, através das quais os hidrocarbonetos não migrarão, chamadas de rocha selante. Estas rochas devem estar dispostas de maneira a formar uma trapa ou armadilha, que possibilite a acumulação do petróleo (SCHLUMBERGER, 2016).

A figura 2.1 apresenta diversas situações geológicas ilustrando a migração do petróleo da rocha geradora até as rochas reservatório. O arranjo espacial entre as rochas reservatório e selante vão propiciar o acúmulo de petróleo no reservatório.

² “Arenitos são rochas sedimentares clásticas cujos grãos têm o tamanho de areia. O termo é usado para representar uma rocha feita de areia, predominantemente quartzo. Calcarenito são rochas sedimentares calcárias, constituídas principalmente por calcita. A porosidade e a permeabilidade altas dos arenitos e calcarenitos os tornam boas rochas reservatórios.” (SCHLUMBERGER GLOSSARY, 2016).

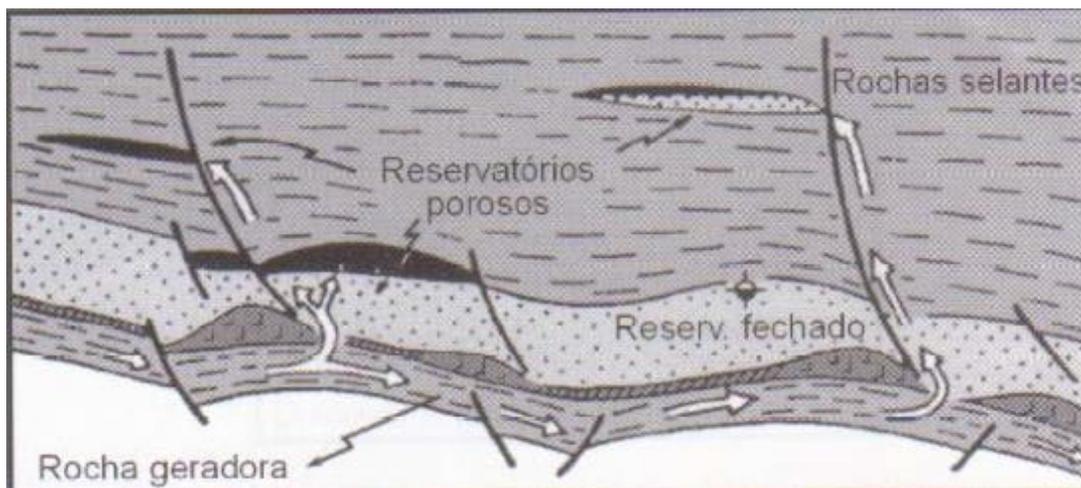


Figura 2.1: Relações entre as rochas geradora, reservatório e selante (Fonte: Thomas, 2004, página 19).

Como já foi dito, se todos os elementos do sistema petrolífero estiverem em sincronia temporal e espacial, haverá a formação de um reservatório de petróleo. A figura 2.2 ilustra os principais elementos do sistema petrolífero.

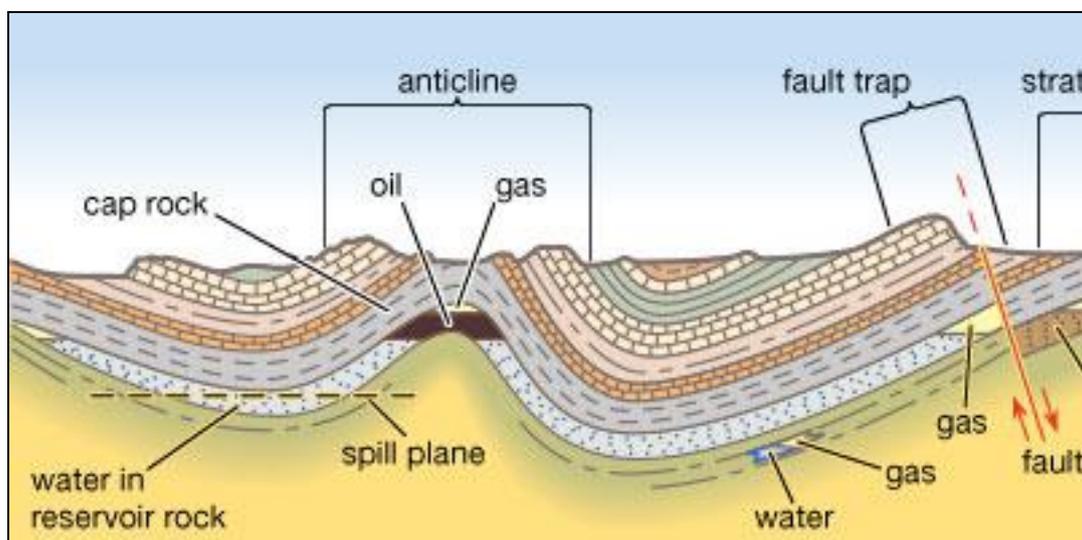


Figura 2.2: Principais elementos do sistema petrolífero (Fonte: Encyclopaedia Britannica, 2012).

* Tradução dos termos em inglês: *cap rock*=rocha selante; *water in reservoir rock*=água na rocha reservatório; *oil*=óleo; *water*=água; *fault*=falha; *anticline*=anticlinal; *fault trap*=trapa de falha.

É importante ressaltar que uma bacia sedimentar pode conter vários reservatórios de petróleo e gás natural. A figura 2.3 ilustra alguns reservatórios existentes na Bacia do Recôncavo/Bahia, apenas como exemplo.

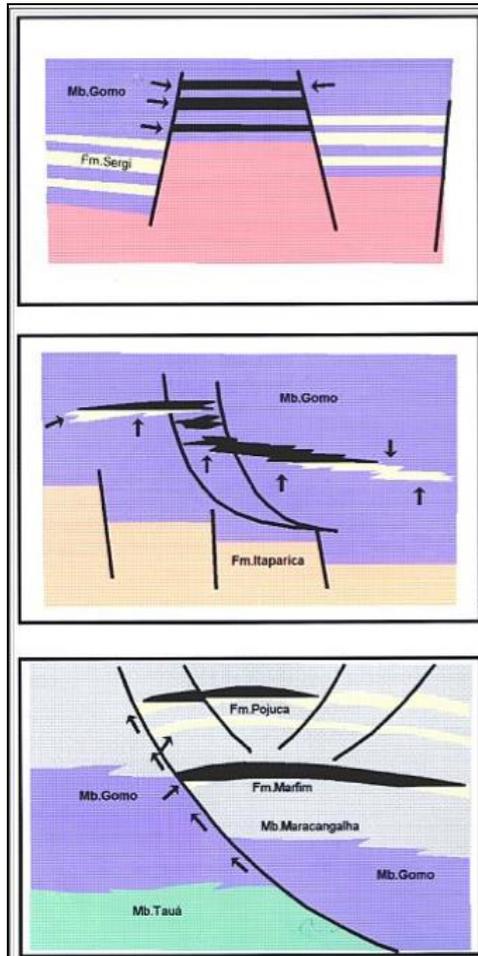


Figura 2.3: Reservatórios da Bacia do Recôncavo/Bahia (Fonte: ANP, 2015).

Define-se um campo de petróleo ou gás natural, como: “área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção” (BRASIL, 1997). As jazidas são definidas como reservatórios já identificados e possíveis de serem postos em produção. Com base na citação anterior, percebe-se que um campo de petróleo acompanha a configuração dos reservatórios geológicos, ou seja, potenciais jazidas existentes em subsuperfície. A figura 2.4 exemplifica um campo contendo diversos reservatórios de petróleo, usando o Campo de Albacora como exemplo.

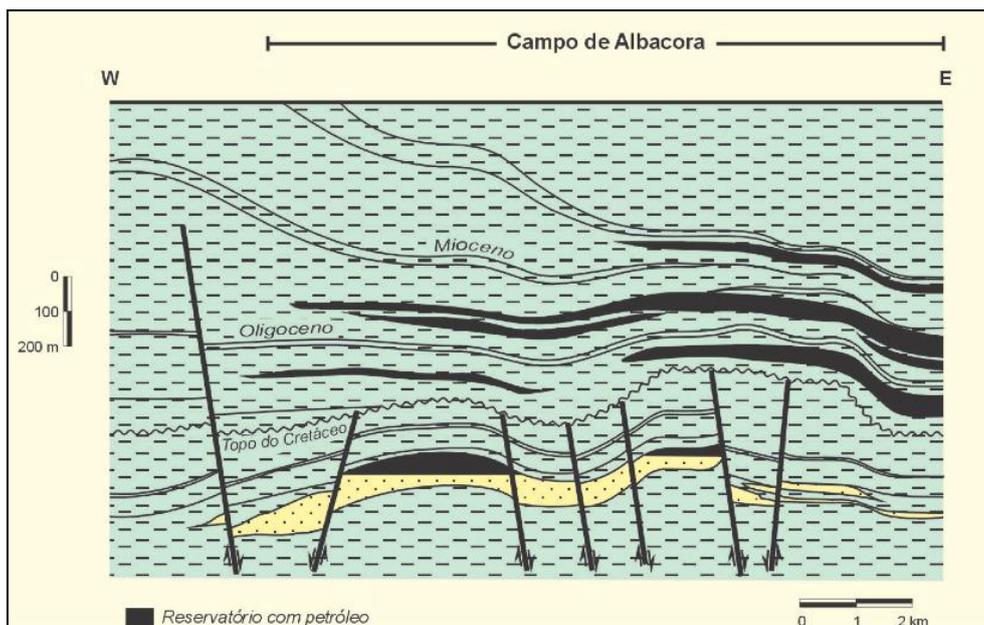


Figura 2.4: Seção geológica ilustrativa dos reservatórios saturados de petróleo do Campo de Albacora (Fonte: Candido & Cora, 1990).

No entanto, os blocos de petróleo são regiões definidas a partir do conhecimento geológico ou motivos político-econômicos. O objetivo último é delimitar uma área da bacia a ser contratada. Assim, eles não seguem as configurações das jazidas existentes que, muitas vezes, ultrapassam a fronteira dos blocos fixados. Este tema tem levantado diversas questões e será abordado na próxima seção.

2.2 Delimitação dos Blocos Licitados

Um bloco de petróleo é definido como:

“parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural” (BRASIL, 1997).

Assim, entende-se que, diferente dos campos de petróleo, que acompanham os fatores geológicos dos reservatórios, a repartição da bacia em blocos se dá por área superficial. Portanto, esta repartição, feita pelos agentes reguladores, não garante a titularidade dos recursos minerais em subsuperfície, visto que os reservatórios de petróleo podem se estender além dos limites dos blocos delimitados.

Em 2003, o Brasil passou a adotar um novo modelo de delimitação de blocos chamado de células exploratórias, que é utilizado com sucesso em regiões de grande atividade exploratória no mundo, como Mar do Norte e Golfo do México. Neste modelo, as bacias sedimentares são divididas em setores, que são subdivididos em células de tamanho mínimo, que podem ser únicas ou agrupadas, dependendo da sua localização geográfica, em terra ou no mar, em água rasa ou profunda. Este modelo permite que as empresas desenhem o tamanho e configuração das suas áreas exploratórias a partir da seleção de células, formando os blocos desejados de acordo com sua estratégia e capacidade de investimento (ANP, 2003; VAZQUEZ et al., 2008).

No Brasil, cabe à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), como órgão regulador do setor, o desenvolvimento de estudos visando à delimitação dos blocos, assim como a promoção das Rodadas de Licitação para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural.³

Desse modo, compete à Superintendência de Definição de Blocos (SDB), unidade executiva da ANP, as seguintes missões: selecionar e avaliar tecnicamente as áreas para as rodadas de licitação da ANP; e realizar estudos geológicos e geofísicos para aumentar o conhecimento sobre o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras (ANP, 2012).

O procedimento de seleção das áreas exploratórias que serão licitadas em uma rodada, inicia com uma avaliação de todas as bacias do Brasil, buscando três tipos de áreas: bacias maduras, nova fronteira e elevado potencial; conforme as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), nos termos da Resolução CNPE nº 8/2003. No processo de seleção das áreas, determinados requisitos são estabelecidos:

- Exclusão de áreas sob concessão;
- Exclusão de áreas com restrição ambiental;
- Exclusão de áreas além dos limites tecnológicos.

³ Resumidamente, a organização de uma Rodada de Licitações inclui as seguintes etapas: definição de blocos; anúncio da rodada; publicação do pré-edital e da minuta do contrato; realização da audiência pública; recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta; disponibilização do pacote de dados; seminário técnico-ambiental; seminário jurídico-fiscal; publicação do edital e do contrato; abertura do prazo para a habilitação das empresas concorrentes; realização do leilão para apresentação das ofertas; e assinatura dos contratos.

Em geral, buscam-se áreas geologicamente atrativas, áreas em estágio avançado do conhecimento geológico, áreas que foram alvos de estudos da ANP, áreas relevantes, que despertem o interesse de empresas de petróleo e áreas que tenham uma quantidade mínima de dados geológicos, que permitam uma avaliação (ANP, 2012a).

Uma vez selecionadas as áreas a serem exploradas, inicia-se a fase de avaliação geológica e análise ambiental prévia. A primeira consiste no estudo geológico detalhado das bacias sedimentares que serão licitadas, com base nos dados geológicos e geofísicos armazenados no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP. Este estudo visa identificar estruturas com potencial para armazenamento de petróleo e estimação de recursos nelas contidos. A segunda visa adotar possíveis exclusões de áreas por restrições ambientais, requeridas à ANP pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e outros órgãos ambientais estaduais (ANP, 2012a).

Através deste processo, a SDB seleciona as áreas e delimita os blocos que serão licitados sob regime de concessão ou de partilha de produção para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. No entanto, muitas vezes o volume e a qualidade dos dados existentes não permitem que seja feita uma avaliação precisa do potencial da região e da extensão dos reservatórios existentes.

Neste contexto, uma situação cada vez mais recorrente na indústria do petróleo ocorre quando duas ou mais empresas detêm direitos sobre uma determinada jazida que lhes é comum, devido à mesma ultrapassar os limites dos blocos estabelecidos contratualmente. Este tema será desenvolvido na próxima seção.

2.3 Unitização

A contratação de um bloco, que consiste na concessão dos direitos de exploração e produção em uma área delimitada, não garante às empresas a posse do petróleo ou gás natural produzido nesta área. Isto se deve ao fato de, muitas vezes, a avaliação do potencial da região e da extensão dos reservatórios não ser precisa. Devido a isto, uma jazida de petróleo pode ultrapassar os limites do bloco contratado, se estendendo para áreas adjacentes, como ilustra a figura 2.5.

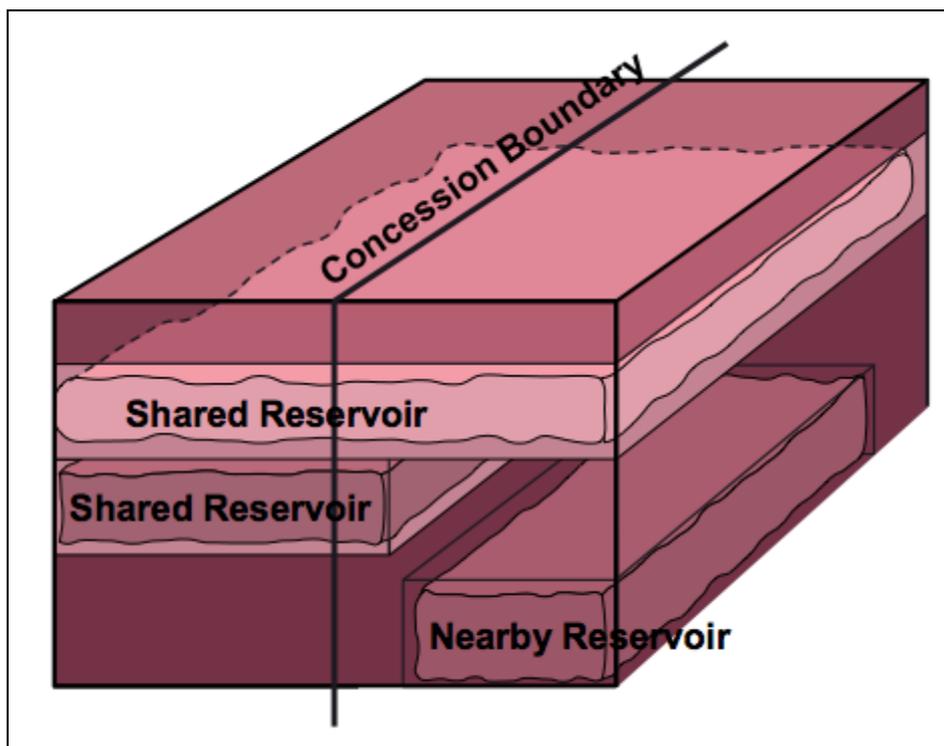


Figura 2.5: Reservatórios que se estendem por dois blocos (Fonte: Exxonmobil/IBP, 2010).

Segundo Weaver (2006) e Bucheb (2010), quando um reservatório de petróleo se estende por dois ou mais blocos, todas as empresas envolvidas devem assinar um Acordo de Individualização da Produção (AIP) ou Acordo de Unitização da Produção, com o objetivo de regular as operações conjuntas relativas a essas áreas produtoras em comum, visando o desenvolvimento do reservatório unitizado com a máxima eficiência e prevenindo a produção predatória dos recursos naturais (AMUI & MELO, 2003).

2.3.1 Origem da Unitização

A perfuração do primeiro poço de petróleo, na Pensilvânia, coordenada pelo coronel Edwin L. Drake em 1859, marcou o início da Indústria do Petróleo nos Estados Unidos (DUVAL et al., 2009), que desencadeou a corrida para aquisição de propriedades e perfuração de poços. Esta corrida em busca de petróleo foi seguida de outra, a de produzi-lo o mais rapidamente e na maior quantidade possível.

No entanto, esta prática danifica os reservatórios, levando ao esgotamento prematuro da pressão de gás e logo, a uma baixa recuperação de óleo (YERGIN, 1991). Além de pioneiros na perfuração de poços de petróleo, os Estados Unidos também protagonizaram os conflitos relacionados à repartição e delimitação das

jazidas comuns, ainda nos estágios iniciais do segmento de exploração e produção da indústria do petróleo (DAINTITH, 2010).

Tais conflitos eram resolvidos mediante a aplicação do conceito da Regra da Captura, vigente até os dias de hoje. Vale ressaltar que esta regra é baseada no conceito de *common-law*, ou seja, a jurisprudência se origina da interpretação dos tribunais acerca do problema de jazidas comuns a partir da analogia do petróleo a animais selvagens, devido à natureza migratória de ambos (YERGIN, 1991). Segundo Yergin (1991), somente após a captura, o animal passava a ser propriedade de alguém, mas se ele se deslocasse para outra propriedade, um novo dono passaria a ter o direito de capturá-lo em suas terras. Analogamente, no setor petrolífero, o advogado Robert E. Hardwicke deu uma das mais objetivas definições para a Regra da Captura, quando afirmou: “*The owner of a tract of land acquires title to the oil and gas which he produces from wells drilled thereon, though it may be proved that part of such oil and gas migrated from adjoining lands*” (HARDWICK, 1935 *apud* KRAME et al., 2005).⁴

Dessa forma, o proprietário de um pedaço de terra em que um poço foi perfurado detém a titularidade de todo petróleo produzido por tal poço, independente do hidrocarboneto ter vindo de áreas adjacentes. Portanto, sob a vigência desta regra, a propriedade do petróleo somente se estabelecia quando o mesmo era produzido, o que possibilitava a drenagem desproporcional, reduzindo a produção de poços adjacentes em propriedades vizinhas (YERGIN, 1991). Inevitavelmente, as empresas exploradoras produziam o máximo que conseguiam, o mais rapidamente possível, a fim de evitar que reservatórios comuns fossem drenados por outros.

Segundo Yergin (1991), a Regra da Captura foi muito importante na formação do contexto legal da produção de petróleo norte-americana, assim como da própria estrutura da indústria desde seu nascimento. Todavia, a partir da década de 1920, tal regra passou a ser criticada, uma vez que ela incentiva a exploração competitiva, predatória e a geração de perfurações excessivas (YERGIN, 1991; DAINITH, 2010). Isto se deve ao fato da posse do petróleo só ser estabelecida quando o mesmo era produzido. Desse modo, para garantir um elevado volume de produção, era necessário produzir o máximo possível em um menor tempo. Assim, mais poços eram

⁴ O proprietário de um pedaço de terra adquire a posse do óleo e do gás produzidos em poços perfurados em suas terras, embora possa ser provado que parte deste óleo e gás migrou de terras adjacentes (HARDWICK, 1935 *apud* KRAME et al., 2005, tradução nossa).

perfurados, sem qualquer estudo prévio para maximizar a recuperação do petróleo e gás natural.

Além disso, uma produção rápida e não controlada acelera o declínio da pressão interna do reservatório, gerando a necessidade prematura da utilização de métodos de recuperação secundária e artificial. Os métodos de recuperação secundária repressurizam a jazida e deslocam o petróleo pelo reservatório por meio da introdução artificial de fluidos, sendo a água o fluido mais usado. Já os métodos de recuperação artificial, além dos mecanismos de repressurização e deslocamento do petróleo através do reservatório, alteram as propriedades dos fluidos e a interação entre eles e a rocha, reduzindo a viscosidade do petróleo no meio poroso. Em síntese, tais métodos visam o aumento da produção de petróleo através da injeção de energia no reservatório, porém eles resultam em maiores custos de produção.

Libecap (2002) relata algumas evidências do desperdício e do aumento dos custos decorrentes da competição predatória em busca de óleo. Em 1926, o *Federal Oil Conservation Board* dos EUA estimou que a taxa de recuperação de petróleo através da extração competitiva alcançava apenas 20-25%, enquanto que com a extração controlada, essa taxa poderia atingir valores de 85-90%. Além disso, o *American Petroleum Institute* (1937) avaliou que a perfuração de “poços desnecessários” no campo de *East Texas* equivaleu a um gasto de 200 milhões de dólares, um valor extremamente alto para a época.

Apesar das críticas e do esforço do engenheiro de petróleo, Henry L. Doherty, um dos principais defensores de uma lei federal de unitização, apenas em 1945, no estado de Oklahoma, foi promulgada a primeira lei de unitização compulsória (LIBECAP, 2002).

2.3.2 A Importância da Unitização

Segundo a prática internacional da indústria do petróleo, o que determina a necessidade de unitização da produção são fatores geológicos, ou seja, quando uma jazida ultrapassa os limites do bloco contratado. Dados todos os problemas citados na seção anterior, Asmus e Weaver (2006) defendem a unitização pelas seguintes razões:

- Evita o desperdício econômico com a perfuração de poços desnecessários;
- Maximiza a recuperação final de óleo e gás;

- Permite o compartilhamento da infraestrutura, reduzindo custos de produção;
- Protege os direitos de exploração e produção de cada proprietário, fazendo uma repartição justa da produção;
- Minimiza o uso da superfície, assim como os impactos sobre a área, uma vez que evita perfurações desnecessárias.

Assim, uma vez realizada a unitização de uma jazida, o operador único passa a ser responsável pela otimização da exploração e desenvolvimento de tal área, realizando-os de maneira eficiente e econômica, ou seja, conforme as melhores práticas da indústria do petróleo.

Outro benefício refere-se à extensão da vida útil do reservatório, pois quando há exploração de uma área sem estudo prévio, ocorre uma rápida depleção da jazida, gerando uma produção acelerada, porém curta. Ao contrário, a unitização da produção maximiza a recuperação final de óleo e gás natural, uma vez que a produção é feita de forma consciente e as locações dos poços são otimizadas.

A unitização também influencia na arrecadação de impostos pelo governo. As arrecadações com participações governamentais vêm aumentando, segundo Gutman (2007), não apenas pelo aumento do volume produzido, mas também pela mudança na legislação e flexibilização do monopólio das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil.

2.3.3 Fases da Unitização

Uma vez descoberta a extensão da jazida para além dos limites contratados, é necessário que ocorra a unitização. Este processo consiste em três estágios, sendo o último não obrigatório, são eles: a) Pré-Contrato de Unitização, que deve ser firmado no momento da descoberta da jazida partilhada; b) Acordo de Individualização da Produção (AIP), quando há a definição dos percentuais de cada empresa envolvida; e c) Redeterminações dos fatores de participação (ASMUS, 2006).

2.3.3.1 Pré-Contrato de Unitização

No momento em que o operador tem conhecimento da extensão da jazida, além da especificada no seu contrato, o mesmo deve comunicar ao órgão regulador local e, se houver, aos demais operadores que detém em contrato, os seus blocos para onde a jazida se estende. Dessa forma, a continuidade no desenvolvimento do

reservatório só poderá ocorrer após o acordo entre as partes com o consentimento do órgão regulador (BRASIL, 2013).

Nesta fase, um comitê é formado com a finalidade estudar o reservatório, a fim de determinar: os limites, extensão e configuração da jazida; a melhor forma de exploração; o volume de óleo a ser dividido entre as partes, assim como as participações de cada agente envolvido; o operador único; o esboço do plano de desenvolvimento; e a divisão ou não dos custos do pré-acordo (BRASIL, 2013).

2.3.3.2 Acordo de Individualização da Produção (AIP)

Esta é considerada a fase mais complexa, pois é quando as partes envolvidas devem chegar a um consenso, baseado nos estudos previamente feitos, sobre os itens contratuais necessários à celebração do AIP, que normalmente incluem:

- A participação de cada uma das partes na jazida unitizada;
- A escolha do operador único;
- O plano de desenvolvimento do objeto de unitização;
- Os mecanismos de solução de controvérsias.

Os principais componentes do AIP são: o rateio dos custos (avaliação do reservatório, desenvolvimento do campo, manutenção da produção e possíveis projetos de revitalização) e o rateio da produção (na proporção das participações relativas a cada parte).

Após a assinatura do AIP, as porcentagens só poderão ser revisadas a partir de novas determinações (ou de redeterminações).

A duração do contrato da jazida unitizada será estabelecida de acordo com a duração dos contratos assinados durante a licitação, sendo passível de postergação, quando o contrato permitir e se existirem atividades a serem realizadas a fim de aumentar a vida útil da jazida.

No Brasil, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aborda a postergação dos contratos dos campos da Bacia de Campos (como exemplo) no Artigo 1º da Resolução n. 2 de 3 de março de 2016, como segue:

“Art. 1º Autorizar a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a prorrogar os prazos de vigência dos Contratos de Concessão firmados por ocasião da Rodada Zero, em 1988, considerando as seguintes diretrizes:

I - a prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão do prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original;

II - as concessionárias interessadas na prorrogação de que trata o caput deverão submeter à aprovação da ANP o novo Plano de Desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados; e

III - o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitados a vinte e sete anos.” (CNPE, 2016).

Junto ao AIP deve-se entregar um Plano de Desenvolvimento (PD) para a jazida unitizada, que indicará como a mesma será explorada, o número de poços, os mecanismos de manutenção da pressão e recuperação avançada, a análise de viabilidade econômica e as estimativas de volumes recuperáveis.

Quando as partes chegarem a um acordo relativo aos seus percentuais, o AIP deverá ser assinado e encaminhado ao órgão regulador, ANP, que irá avaliar e aprovar ou não o acordo.

2.3.3.3 Redeterminações

Esta fase ocorre depois da aprovação do AIP, sendo facultada às partes envolvidas sua ocorrência. Em campos maduros, onde a quantidade de informações é grande, e com menores incertezas, normalmente os percentuais permanecem os mesmos do AIP.

Porém, em casos de novas descobertas ou campos ainda em desenvolvimento, as incertezas são grandes quanto aos limites e volume do reservatório. Assim, com os dados obtidos ao longo da vida produtiva do campo, é possível ocorrerem ajustes nos percentuais inicialmente propostos, podendo levar até a uma mudança na área unitizada, causando a necessidade de revisão do AIP, na forma de redeterminação.

2.4 Rodadas de Licitação no Brasil

O Brasil é composto por 38 bacias sedimentares, sendo 29 com interesse para pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural. Estas bacias

correspondem a um total de 7,5 milhões de quilômetros quadrados (km²), sendo 5 milhões de km² em terra e 2,5 milhões de km² em mar (ANP, 2015). Na figura 2.6 pode-se ver a disposição das principais bacias brasileiras.

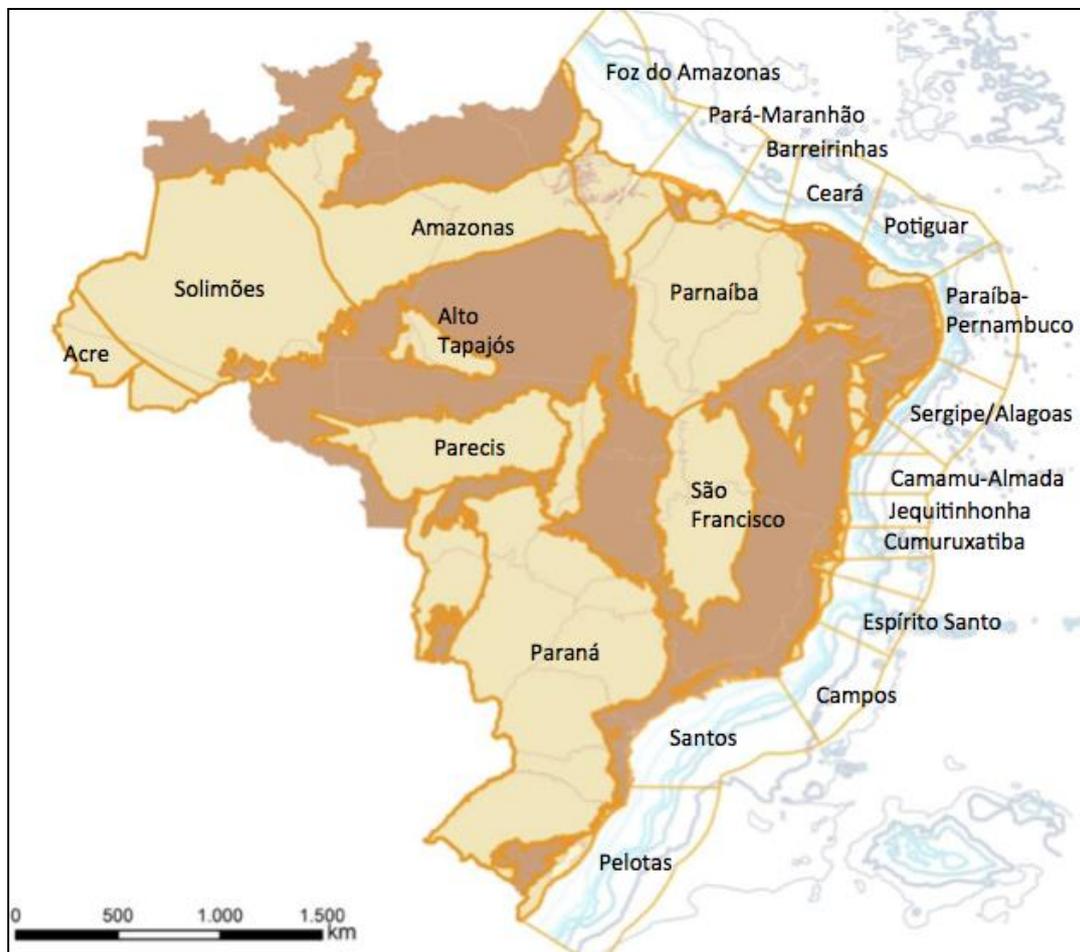


Figura 2.6: Principais bacias sedimentares brasileiras (Fonte: ANP, 2015/adaptação do autor).

Cabe à ANP, órgão regulador do setor petrolífero nacional, a realização das Rodadas de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Através destas rodadas, as empresas de petróleo adquirem o direito de explorar e produzir as áreas que forem, por elas, arrematadas.

A Primeira Rodada de Licitações ocorreu em 1988 e até hoje ocorreram 13 Rodadas de Licitações promovidas pela ANP. A 5ª. Rodada, realizada em agosto de 2003, destacou-se pela introdução de um novo sistema de delimitação de blocos exploratórios. A partir de então, pode-se dividir as rodadas em dois grupos: rodadas de 1 à 4 e de 5 à 13.

No primeiro grupo, das rodadas de 1 à 4, as bacias eram divididas em blocos exploratórios e estes eram ofertados nas rodadas de licitações. A partir da 5ª. Rodada, a ANP viu a necessidade de adotar um novo desenho de blocos, utilizado em regiões de grande atividade de exploração petrolífera, conhecido como “células exploratórias”. Este modelo visa atrair empresas de pequeno e médio porte que, ao contrário de empresas de grande porte, possuem interesse em áreas menores, aumentando o número de participantes no mercado de exploração e produção brasileiro. Além disto, a adoção de tal modelo também objetivou permitir maior planejamento às ações de aquisição de dados, aumentar o número de participantes, trazendo maior dinamismo e competição ao mercado de exploração e produção brasileiro e flexibilização à negociação de blocos (ANP, 2002).

Assim, as bacias sedimentares passaram a ser divididas em setores, como mostra a figura 2.7, cujo tamanho considera as dificuldades para a realização de pesquisa nos diferentes ambientes: terra, águas rasas e águas profundas. Cada setor foi subdividido em blocos de tamanho predefinido. O tamanho dos blocos varia com a sua localização geográfica: os blocos em terra têm entre 30 e 32 km², ilustrados na figura 2.8, enquanto os blocos marítimos em águas rasas, lâmina d'água inferior a 400 metros, têm entre 171 e 192 km² e os de águas profundas variam entre 646 e 768 km² (ANP, 2002).

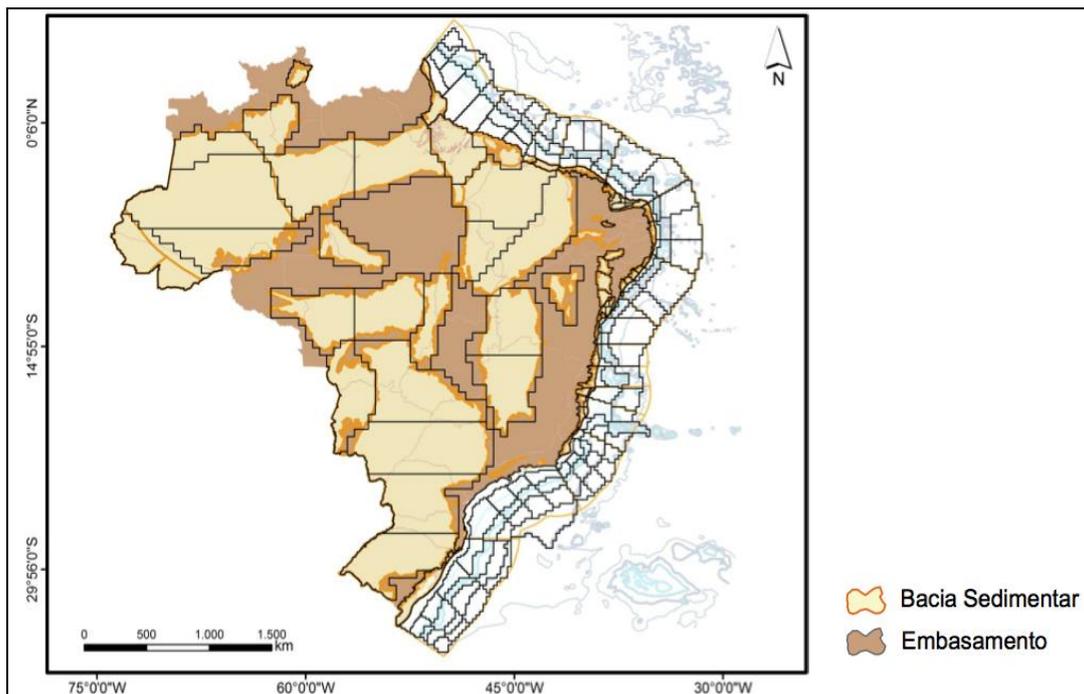


Figura 2.7: Divisão das bacias sedimentares brasileiras em setores (Fonte: ANP, 2013a).

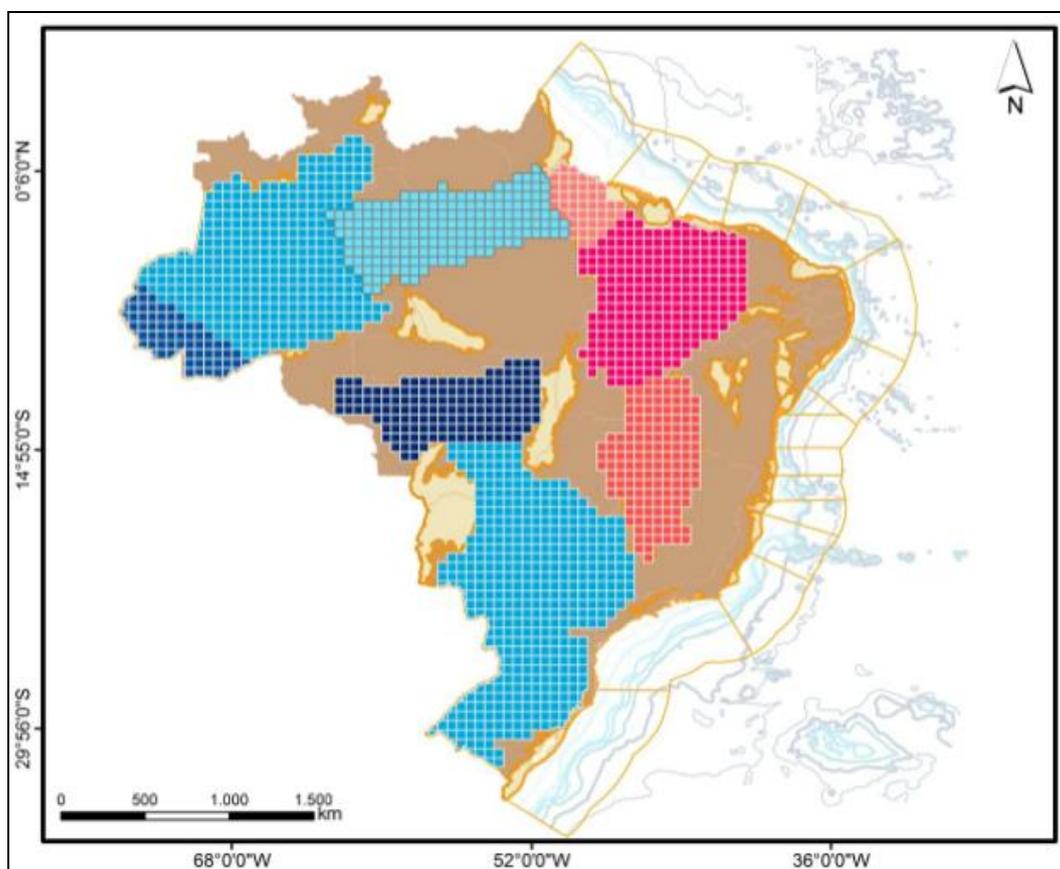


Figura 2.8: Bacias terrestres brasileiras divididas em blocos (Fonte: ANP, 2013a).

A figura 2.9 ilustra a diferença de tamanho dos blocos nos três diferentes ambientes considerados.

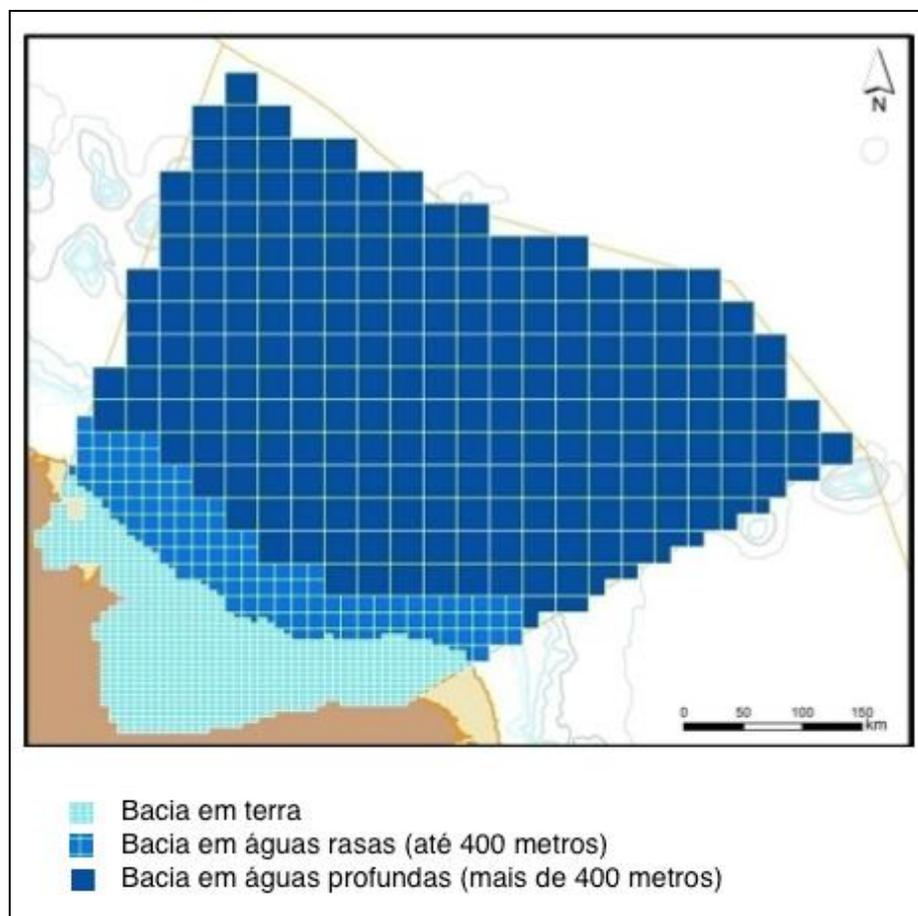


Figura 2.9: Diferença de tamanho de blocos nos diferentes ambientes (Fonte: ANP, 2013a/adaptação do autor).

Todos os blocos dos setores em licitação, que não estão sob concessão, poderão ser licitados. Esta nova configuração visou flexibilizar o desenho das áreas de interesse, que pode ser definido pelas empresas interessadas. No entanto, houve uma mudança radical nos tamanhos médios dos blocos licitados a partir da 5ª. Rodada de Licitações da ANP, como mostra a tabela 2.1.

Tabela 2.1: Resumo das Rodadas de Licitação (Fonte: ANP/elaboração do autor).

Rodadas de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10	Rodada 11	Rodada 12
Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2013	2013
Blocos Licitados	27	23	53	54	908	913	1.134	271	130	289	240
Área Licitada (Km2)	132.178	59.271	89.823	144.106	162.392	202.739	397.600	73.079	70.371	155.813	168.348
Tamanho Médio dos Blocos (Km2)	4.895	2.577	1.695	2.669	179	222	351	270	541	539	701,45
Área Concedida (Km2)	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	171.007	45.329	44.954	61.259	20.371
Blocos Concedidos	12	21	34	21	101	154	240	108	40	120	62
Blocos Concedidos/Blocos Licitados	44,40%	91,30%	64,20%	38,90%	11,10%	16,90%	21,20%	39,90%	30,77%	41,52%	25,83%

Analisando os dados da tabela 2.1, percebe-se que a partir de 2003, o número de blocos licitados aumentou consideravelmente, enquanto o tamanho médio dos blocos diminuiu. A maior variação é observada quando se compara a 5ª Rodada com a 4ª Rodada, quando ocorreu um aumento de mais de 16 vezes no número de blocos ofertados, além de uma redução de 93% na dimensão média dos blocos.

Como já vimos, para a ANP (2003), um dos objetivos da redução no tamanho médio dos blocos foi atrair novas empresas para o setor, principalmente as de pequeno e médio porte, aumentando o número de participantes no mercado de exploração e produção brasileiro. No entanto, nota-se que esta mudança não surtiu o efeito desejado, uma vez que a razão “blocos concedidos/blocos licitados” caiu de 38,9% para 11,1% entre a 4ª e 5ª Rodadas.

Além da mudança não ter atendido às expectativas de maior dinamismo e competição no mercado nacional, o aumento no número de blocos ofertados e a redução do tamanho dos mesmos, evidencia um horizonte com mais casos de unitização, devido à extensão de um reservatório por dois ou mais blocos adjacentes. Desde então, a unitização da produção passou a ser uma preocupação para o setor petrolífero brasileiro, necessitando de regulamentação específica.

2.5 Considerações Parciais 1

Como exposto nas seções anteriores, o entendimento dos conceitos geológicos de bacia, reservatório, jazida e bloco é de suma importância para o entendimento do tema em discussão: o instituto da unitização. No Brasil, os interesses econômicos sobrepujaram o conhecimento geológico, vide a mudança promovida na 5ª Rodada de Licitações da ANP que visava atrair pequenas e médias empresas para a exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Com a redução do tamanho médio dos blocos realizada pela ANP a partir da 5ª Rodada de Licitação, a probabilidade de um reservatório de petróleo se estender por dois ou mais blocos tornou-se ainda maior; logo, os acordos de individualização da produção estão se tornando cada vez mais importantes e frequentes no Brasil. Devido a relevância do tema, identificou-se a necessidade de uma melhor regulamentação da unitização, que será abordada nos próximos capítulos.

3 A LEI DO PETRÓLEO

3.1 Unitização pela Lei n. 9.478/1997

Antes da promulgação da Lei n. 9478, conhecida como Lei do Petróleo, a unitização não fazia parte da estrutura regulatória brasileira, uma vez que a Petrobras era detentora do monopólio da exploração e produção do petróleo nacional. A partir da segunda metade da década de 1990, com a publicação da Lei n. 9.478/1997, que abriu o mercado de óleo e gás brasileiro às outras empresas, houve a necessidade de regulamentar a unitização no país. A temática é tratada no artigo n. 27 da Lei n. 9.478/1997, que prescreve:

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

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.” (BRASIL, 1997)

Dessa forma, foi legalizada no Brasil a unitização da produção, mandatória a todos campos que “se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos”, ou seja, se houver a constatação da existência de uma jazida que se estenda por área delimitada por dois ou mais blocos concedidos, que apresentem empresas e/ou consorciados distintos, somente haverá produção de petróleo ou gás natural se o acordo de unitização da produção for firmado entre as partes.

Ademais, caso não haja um consenso entre as partes no tempo previsto, cabe à ANP intervir e determinar os termos do acordo. A obrigatoriedade da unitização da produção se alinha com os interesses da União de garantir uma exploração e produção sustentáveis, visando à conservação das reservas nacionais, a maximização do fator de recuperação e a redução dos impactos ambientais (AMUI & MELO, 2004).

Estudos sobre a unitização da produção são recentes no Brasil, porém, têm ganhado cada vez mais relevância no cenário nacional, devido ao crescente número de blocos licitados e à redução no tamanho dos mesmos ao longo das rodadas de licitação, que têm como consequência direta, o aumento da probabilidade de uma jazida se

estender por mais de um bloco concedido. A maioria dos trabalhos publicados trata da perspectiva jurídica, retratando os possíveis problemas dos acordos de unitização firmados no país em função da falta de abrangência e rigor conceitual na redação do artigo n. 27 de Lei n. 9.478/1997. A seguir, os dois principais problemas são sintetizados.

O primeiro ponto diz respeito ao objeto da unitização. Segundo o artigo n. 27 da Lei do Petróleo, os objetos de unitização são “campos que se estendam por blocos vizinhos”, no entanto, o conceito de campo, contido no capítulo 1 desta tese, é mais abrangente que o conceito de jazida. Um campo é uma área produtora de petróleo ou gás natural que inclui instalações e equipamentos de produção, podendo produzir através de um ou mais reservatórios, já jazida se refere ao reservatório já identificado e apto a produzir. Assim, caracterizando o campo como objeto da unitização, pode-se ter uma situação em que um reservatório que não se estenda além dos limites de seu bloco seja incluído na unitização. Assim, segundo Araújo (2009) somente a porção campo que se estende além da área concedida, que deve ser o objeto do acordo de unitização, sendo esta porção definida como jazida.

A figura 3.1 ilustra o que foi explicado acima. Entende-se que a utilização do conceito campo incluiria as jazidas 1, 2, 3 e 4 como objetos de unitização da produção. No entanto, apenas a jazida 1 ultrapassa os limites do bloco A, se estendendo para o bloco B. Portanto, apenas esta jazida deve ser objeto do acordo de unitização da produção.

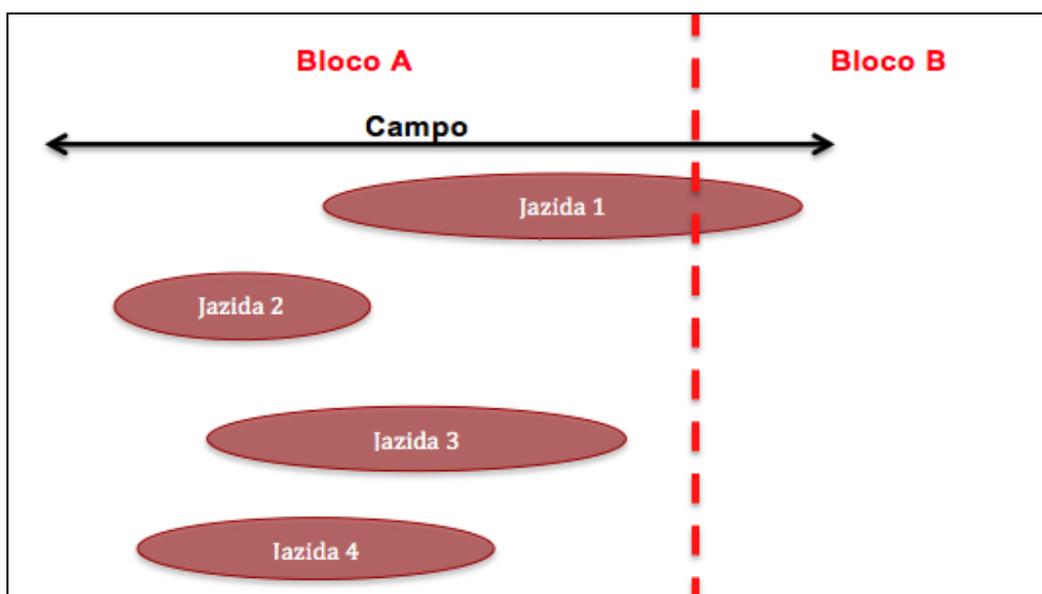


Figura 3.1: Jazida se estendendo além dos limites de seu bloco exploratório

(Fonte: Elaboração do autor).

A segunda questão a ser destacada é a inexistência de regulação relativa às jazidas de petróleo que se estendam por áreas ainda não licitadas, como ilustra a figura 3.2, onde não existem concessionários, deixando a incerteza sobre como deverá ser firmado o acordo de unitização neste caso, uma vez que o artigo n. 27 especifica apenas a obrigatoriedade da unitização de “campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos”.

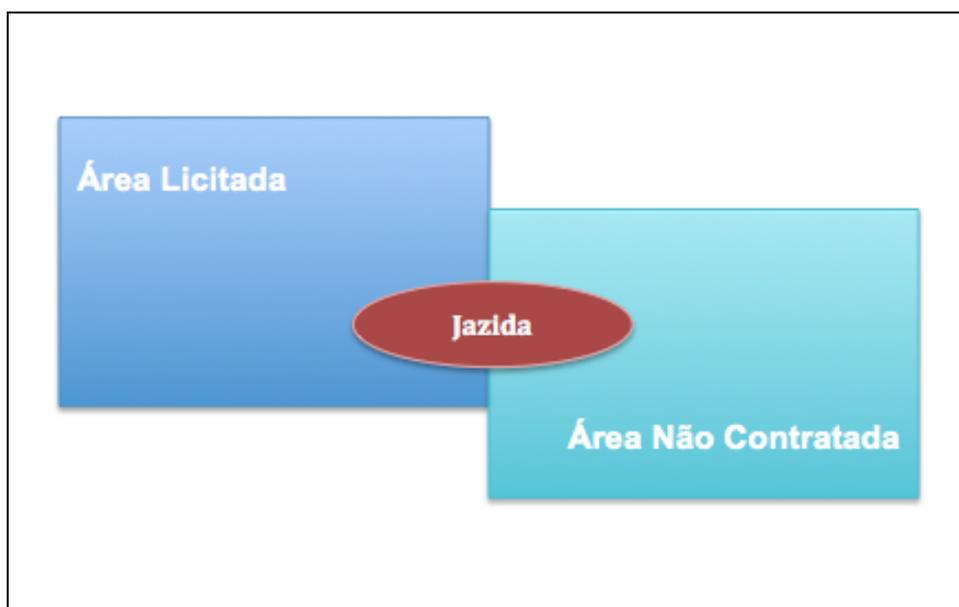


Figura 3.2: Jazida que se estende por área não contratada ou não licitada

(Fonte: Elaboração do autor).

A resolução de casos de unitização que ocorreu no Brasil mostra que duas práticas têm sido adotadas. Na primeira, o próprio órgão regulador (ANP), negocia os termos do acordo como se fosse um concessionário; na segunda, é concedido ao concessionário, o prolongamento de sua área inicialmente contratada, com o objetivo de compreender a extensão total da jazida em seus limites geográficos, onde o mesmo detêm os direitos de exploração e produção (ARAÚJO, 2009).

Devido ao tratamento nebuloso dado à temática no artigo n. 27 da Lei do Petróleo, os acordos de unitização também são regulados no Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural oficializado entre a ANP e o concessionário. Ou seja, a regulamentação da unitização ocorreu através dos contratos de concessão, por meio da cláusula 12^a, nos acordos firmados da 1^a. à 10^a. Rodadas de licitações (Unificação de Operações), e por meio da cláusula 13^a, a partir da 11^a. Rodada (Individualização da Produção).

A 12ª cláusula, pertencente aos contratos firmados da 1ª à 10ª Rodadas detalha que:

“Cláusula 12ª.: Unificação de Operações

Acordo para Individualização da Produção

12.1 Se o Concessionário constatar que uma Jazida se estende para fora da Área de Concessão, informará formalmente o fato à ANP em até 10 (dez) dias úteis contados da tomada de conhecimento do mesmo, na forma prevista pela Cláusula 34.4 deste Contrato.

12.2 Se as áreas adjacentes para as quais a Jazida se estende estiverem sob concessão, a ANP notificará as partes envolvidas com vistas à celebração de um Acordo de Individualização da Produção.

12.3 Antes da aprovação do Acordo de Individualização da Produção, deverão ser realizadas Operações de Avaliação, com o objetivo de avaliar a unificação das operações, segundo um Plano de Avaliação ou de Desenvolvimento comum.

12.4 Para a apresentação e aprovação do(s) Plano(s) de Avaliação ou de Desenvolvimento a que se refere o parágrafo 12.3 será aplicável o disposto na Cláusula Sexta e na Cláusula Nona, conforme o caso.

12.5 Os Concessionários envolvidos no Acordo de Individualização da Produção notificarão a ANP sobre o cronograma de negociações. A ANP poderá solicitar presença nas negociações relativas à celebração do Acordo de Individualização da Produção, hipótese em que os Concessionários deverão arcar com todas as despesas de deslocamento, alimentação e hospedagem dos representantes da ANP, quando as negociações ocorrerem fora da cidade do Rio de Janeiro.

12.6 Após a finalização das Operações de Avaliação, a ANP estabelecerá os termos do Acordo de Individualização da Produção, no que se refere às obrigações relacionadas aos Contratos de Concessão e das Participações Governamentais e de Terceiros, num prazo de até 60 dias após a entrega do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural.

Áreas Adjacentes sem Concessão

12.8 Caso a área adjacente não esteja sob concessão e a ANP, a seu exclusivo critério, entender que foi realizada uma Avaliação da(s) Jazida(s) em questão, de modo a permitir que seja tomada uma decisão sobre a Individualização da Produção, a ANP deverá negociar o Acordo previsto no parágrafo 12.1 com a finalidade exclusiva de definir e constituir as bases contratuais do Acordo para Individualização da Produção.

12.9 A ANP poderá, a qualquer momento, licitar o(s) bloco(s) correspondente(s) à(s) área(s) adjacente(s), sendo que o futuro Concessionário de tal(is) área(s) assumirá as obrigações previstas nesta Cláusula Décima-Segunda e cumprirá o Acordo para Individualização da Produção assinado pela ANP, caso já tenha sido firmado.

Direitos e Obrigações dos Concessionários Interessados

12.10 Caso sejam diferentes os prazos das Fases de Exploração ou Produção das áreas para os quais a Jazida se estende ou estejam em curso ao final da Fase de Exploração as negociações para unificação das Operações, exclusivamente para possibilitar a celebração do Acordo de Individualização da Produção, a ANP poderá, a seu exclusivo critério, estender a Fase de Exploração ou Produção, exclusivamente na área a ser unificada.

12.11 A ANP poderá atuar no sentido de mediar as negociações do Acordo de Individualização da Produção, buscando a conciliação dos interesses dos Concessionários e fixando, inclusive, prazos para a celebração deste acordo.

Aprovação do Acordo e Prosseguimento das Atividades

12.12 Quando os Concessionários firmarem o Acordo de Individualização da Produção, a ANP terá o prazo de 60 (sessenta) dias, contados do recebimento do acordo devidamente assinado por todos os Concessionários envolvidos, para aprová-lo ou solicitar quaisquer modificações que julgar cabíveis. Caso a ANP solicite modificações, o Concessionário e as outras partes interessadas terão 60 (sessenta) dias contados da data da referida solicitação para discuti-las e apresentá-las à ANP, repetindo-se então o procedimento previsto neste parágrafo 12.12.

12.13 Antes do término da Fase de Exploração, os Concessionários poderão, nos termos da Cláusula Sétima, efetuar a Declaração de Comercialidade da área unificada.

12.14 Se o prosseguimento das Operações na área unificada proporcionar melhor conhecimento da extensão das Jazidas, a ANP poderá, por iniciativa própria ou por solicitação fundamentada dos Concessionários, determinar a revisão dos termos contratuais, segundo os princípios determinados no parágrafo 12.7.

12.15 Qualquer mudança no Acordo citado no parágrafo 12.8 que implique na alteração de obrigações dos acordantes dependerá de prévia e expressa aprovação pela ANP.

Continuidade das Operações de Produção

12.16 Enquanto não aprovado pela ANP o Acordo de Individualização da Produção aqui previsto, nos termos desta Cláusula Décima-Segunda, ficarão suspensos o Desenvolvimento e a Produção da Jazida objeto do mesmo, a menos que uma das áreas envolvidas já esteja em Fase de Produção, ou se de outro modo a continuidade seja autorizada pela ANP, a seu exclusivo critério. A referida interrupção poderá não ser aplicável no caso das áreas em bacias maduras, sempre a critério da ANP.

Rescisão

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

12.18 A recusa de qualquer das partes em firmar o Acordo de Individualização da Produção implicará a rescisão do Contrato. Após a rescisão, a ANP poderá agir conforme disposto no parágrafo 12.8.” (ANP, 2008a).

Já a cláusula 13ª existente nos contratos a partir da 11ª Rodada especifica que:

“Cláusula 13ª.: Individualização da Produção

Acordo de Individualização da Produção

13.1 O procedimento de Individualização da Produção de Petróleo e de Gás Natural deverá ser instaurado caso seja identificado que uma Jazida se estende além da Área de Concessão.

13.2 O Acordo de Individualização da Produção e o Compromisso de Individualização da Produção serão elaborados nos termos da Legislação Aplicável, como preconizado pelo art. 34 da Lei nº 12.351/2010.” (ANP, 2013b).

Vale ressaltar que, ao longo das rodadas de licitação, as leis e resoluções sobre o tema evoluíram; por isso a partir da 11ª Rodada, os contratos de concessão passaram a minimizar os detalhes sobre as ocorrências de unitização, onde resultariam em acordos de individualização da produção.

Exemplos de AIPs firmados segundo a Lei 9.478/1997 serão apresentados a seguir.

3.2 Estudos de Caso: As Experiências Brasileiras de Unitização

3.2.1 Albacora – Albacora Leste

O primeiro acordo de individualização da produção brasileiro foi firmado entre duas grandes empresas, Petrobras e Repsol YPF, em relação à jazida de Caratinga, comum aos campos de Albacora e Albacora Leste, da Bacia de Campos, cujo mapa está representado na figura 3.3. Ambos os campos foram concedidos à Petrobras na Rodada zero, em 1997, que ratificou a participação da empresa nacional nos campos onde a mesma já estava produzindo e/ou com forte interesse em seguir nas pesquisas.

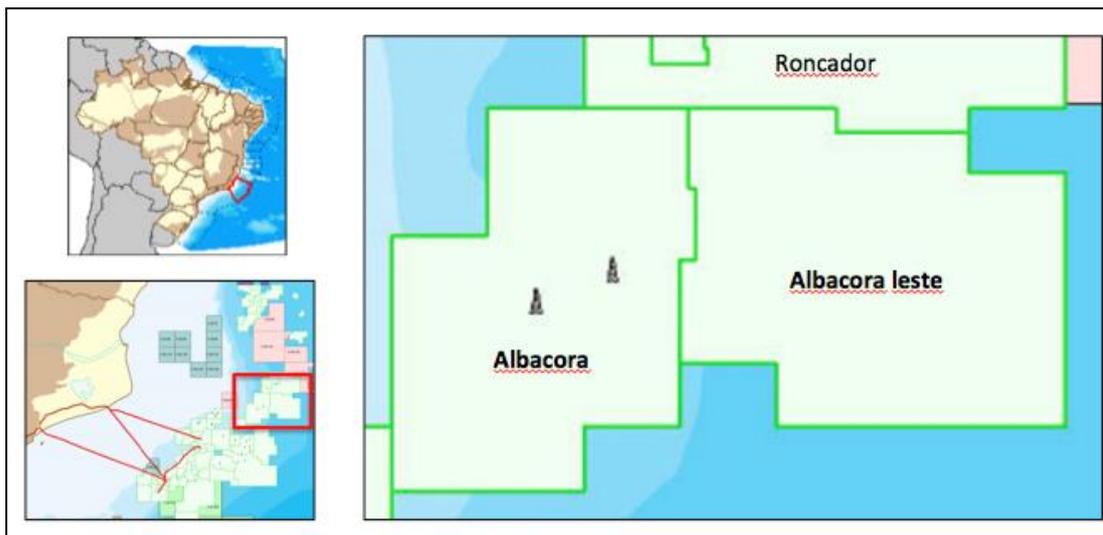


Figura 3.3: Mapa de localização dos campos de Albacora e Albacora Leste (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).

Este AIP foi aprovado pela Resolução de Diretoria no. 823/2007, de 28 de dezembro de 2007. Nesta Resolução, a ANP aprovou o AIP entre os campos supracitados com os percentuais de 13% para o campo de Albacora e 87% para o campo de Albacora Leste. No entanto, foi excluída a possibilidade de revisão dos percentuais de participação do concessionário de cada campo na jazida em discussão sem prévia autorização da ANP (ANP, 2007; AIP, 2007). Além disso, a mesma resolução convalidou a decisão da Superintendência de Desenvolvimento e Produção e autorizou o início da produção da área (ANP, 2007).

Em 2011, após a realização de mais estudos na região, foi submetido à ANP, uma Redeterminação do AIP (vide Resolução 823/2007), uma vez constatado que o reservatório se estendia por uma área maior que a inicialmente determinada. A mesma foi autorizada através da Resolução de Diretoria 347/2012, que aprovou novos percentuais de participação, de 20% para o campo de Albacora e 80% para o campo de Albacora Leste. A figura 3.4 ilustra a mudança nos percentuais de participação dos campos supracitados na jazida compartilhada.

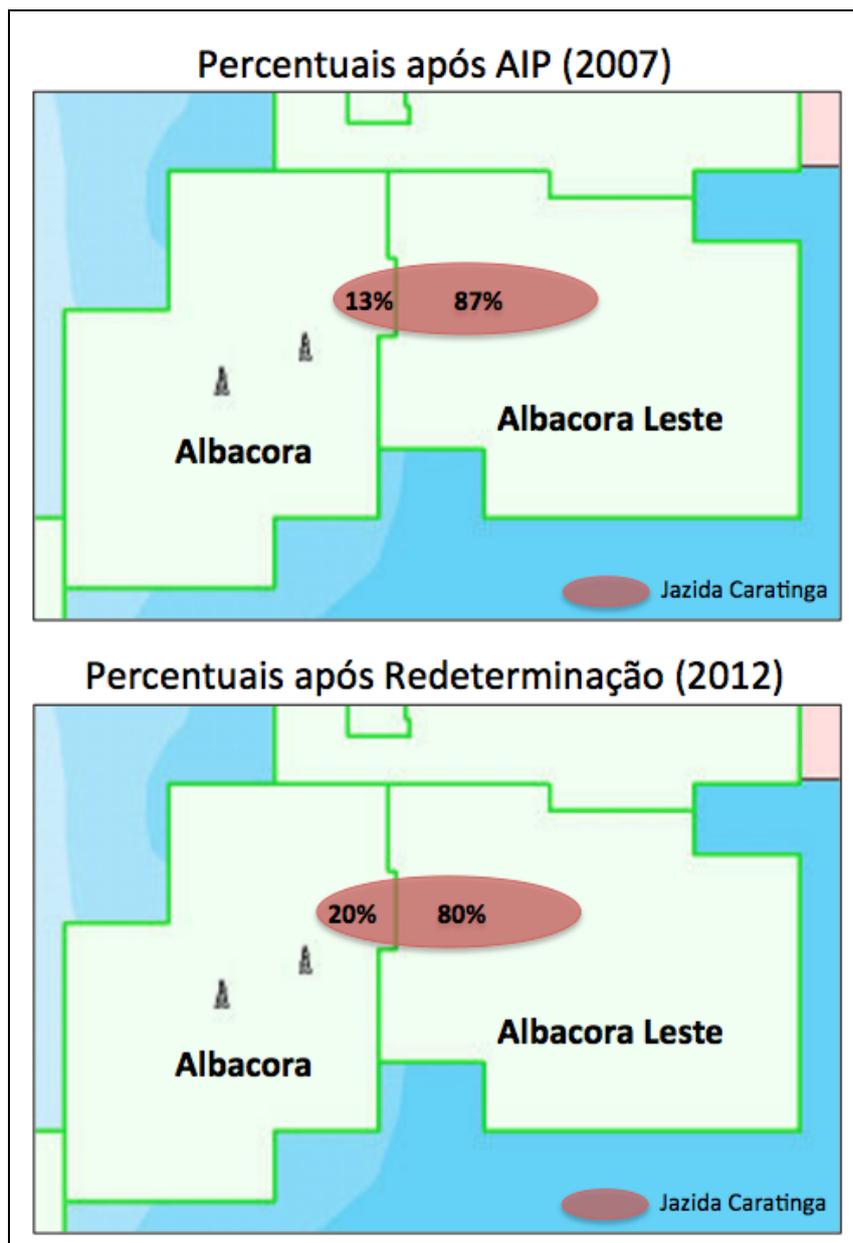


Figura 3.4: Mudança nos percentuais de participação de cada bloco na jazida Caratinga

(Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).

A Petrobras é operadora de ambos os campos, com 100% de participação no campo de Albacora e 90% do campo Albacora Leste, deste último, 10% pertencem à Repsol YPF (ANP, 2008). Assim, as participações na jazida unitizada, após a Redeterminação, foram definidas da seguinte forma: 92% para Petrobras e 8% para Repsol YPF, como mostra o gráfico 3.1.



Gráfico 3.1: Participação das empresas contratadas na jazida Caratinga

(Fonte: Elaboração do autor).

Vale ressaltar que este AIP estabeleceu a unitização de apenas um entre vários reservatórios produtores nos campos em discussão. Logo, apesar da Lei 9.478/1997 estabelecer o conceito de unitização por campo, que incluiria todos os reservatórios dos campos em tela, percebe-se que desde a primeira prática brasileira foi adotado o conceito de unitização por jazida. Logo, foi firmado o acordo de individualização da produção apenas da jazida Caratinga, compartilhada entre os campos de Albacora e Albacora Leste.

3.2.2 Mangangá – Nautilus

Através da Resolução de Diretoria no. 737 de 7 de outubro de 2008, foi aprovado o segundo AIP do Brasil, com a unitização de três jazidas compartilhadas entre dois campos situados no sul do Espírito Santo, na área conhecida como Parque das Conchas e das Baleias. Os campos envolvidos são: campo de Mangangá (bloco BC-60), concedido exclusivamente à Petrobras na Rodada zero (1997) e o campo de Nautilus (bloco BC-10), licitado na 2ª Rodada (2000), pelo consórcio formado pela Petrobras, indiana ONGC (Oil and Natural Gas Corporation) e pela anglo-holandesa Shell. A divisão entre as empresas segue os seguintes percentuais: 35% da Petrobras, 15% da ONGC e 50% da Shell, sendo esta última a operadora (ANP, 2008; AIP, 2009). O mapa da localização dos campos supracitados é apresentado na figura 3.5.

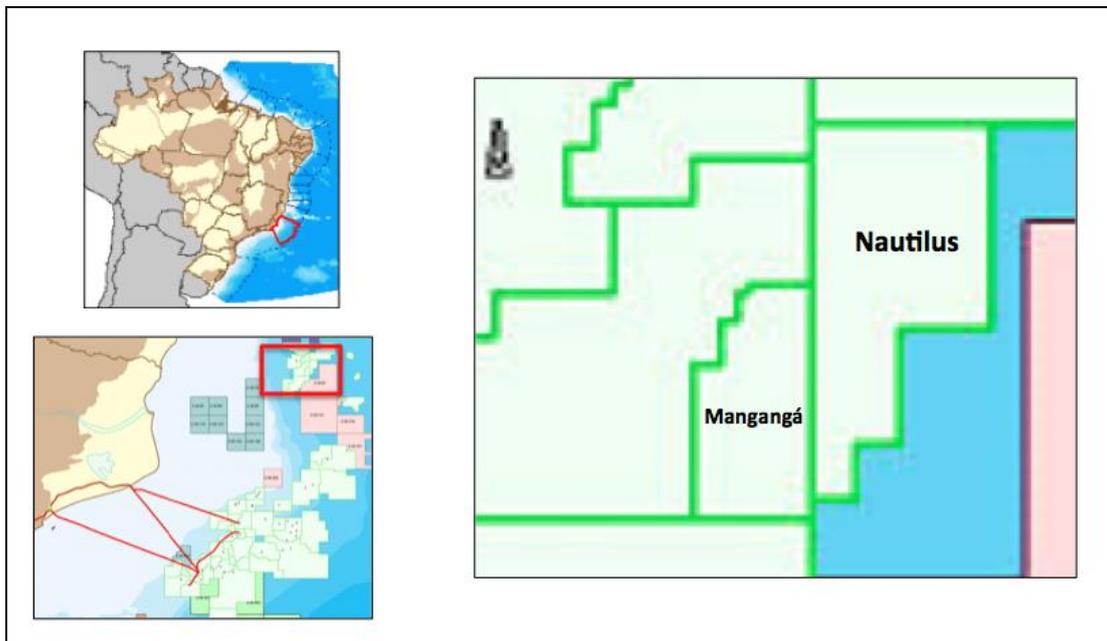


Figura 3.5: Mapa de localização dos campos de Mangangá e Nautilus (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).

O AIP, aprovado em 2008, determinou as participações na jazida compartilhada de 50% para o campo de Mangangá e 50% para o campo de Nautilus (AIP, 2009). Assim, este acordo estabeleceu o percentual global da jazida compartilhada de 67,5% à Petrobras, 25% à Shell e 7,5% à ONGC, como mostra o gráfico 3.2. Salienta-se que este acordo de individualização da produção confirmou o conceito de unitização por jazida, e não por campo.



Gráfico 3.2: Participação das empresas contratadas na jazida unitizada (Fonte: Elaboração do autor)

No entanto, em 2014, Shell e Petrobras desistiram de individualizar a produção dos campos de Nautilus e Mangangá, devido à inviabilidade econômica do acordo. Assim, a Petrobras devolveu para a ANP a área do campo de Mangangá (BC-60), no Parque das Baleias (BRASIL ENERGIA, 2014).

3.2.3 Camarupim – Camarupim Norte

O terceiro AIP realizado no Brasil, aprovado pela Diretoria da ANP através da Resolução de Diretoria no. 472 de 2 de junho de 2009, envolvia os campos de Camarupim e Camarupim Norte, localizados na Bacia de Espírito Santo. A jazida compartilhada entre os campos é o único reservatório produtor do campo de Camarupim Norte e se estende para a área do campo de Camarupim. O mapa de localização dos campos em tela é ilustrada na figura 3.6.

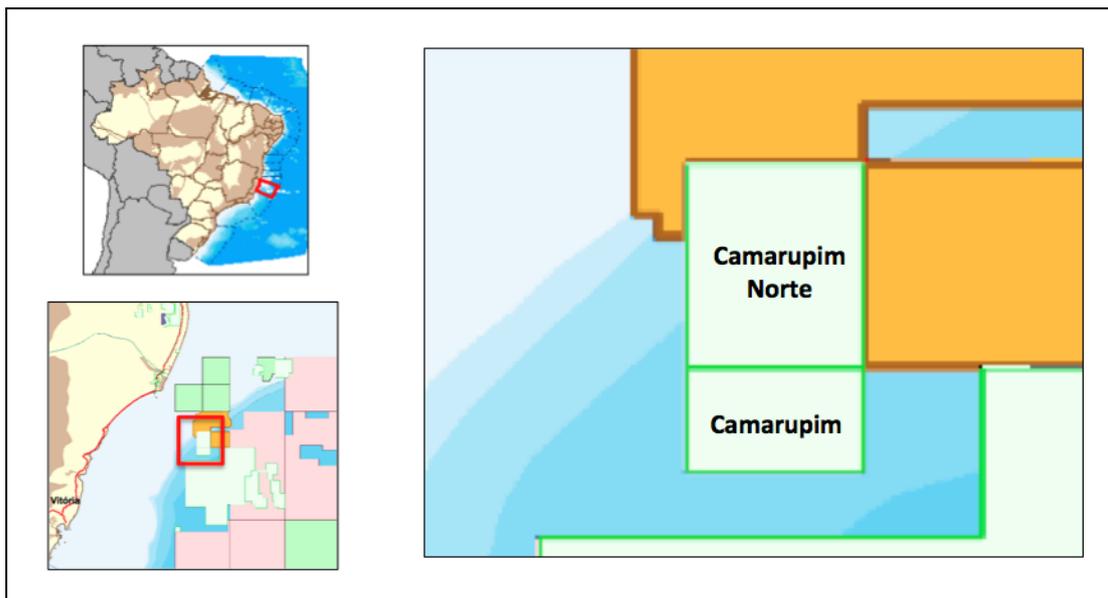


Figura 3.6: Mapa de localização dos campos de Camarupim e Camarupim Norte (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).

O campo de Camarupim (bloco BES-100), concedido na Rodada zero, tem a Petrobras como concessionária exclusiva, enquanto que o campo de Camarupim Norte (bloco BM-ES-05), licitado na 3ª Rodada da ANP (2001), foi concedido ao consórcio formado pela Petrobras, operadora com 65% de participação, e pela El Paso, com 35% de participação, que posteriormente (2014) vendeu seus ativos para a Ouro Preto (OP) Energia Ltda.

O AIP determinou os percentuais de 30,5065% para o campo de Camarupim e 69,4935% para o campo de Camarupim Norte. Assim, o acordo de unitização da produção definiu a participação de 75,68% para a Petrobras e 24,32% para a OP Energia, como mostra o gráfico 3.3.



Gráfico 3.3: Participação das empresas contratadas na jazida unitizada (Fonte: Elaboração do autor).

Este processo de unitização foi considerado emblemático, segundo Araújo (2009), seja pelo tipo de campo, pela celeridade das negociações e pelos procedimentos adotados. O processo de unitização do campo de gás não-associado foi feito no contexto do lançamento do Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás).

O Plangás tinha como objetivo aumentar a oferta nacional de gás e entraves burocráticos não poderiam ser um impeditivo para o acordo. Este fator, juntamente com o fato da Petrobras ser concessionária em ambos os campos, contribuiu para a rápida celebração do acordo.

Segundo Araújo (2009):

“Devido à maior complexidade dos campos em negociação, as questões contratuais foram discutidas ponto a ponto, a fim de minorar a chance de conflitos, o que resultou em minúcias técnicas que estão esmiuçadas em mais de 100 páginas de contrato e em 11 anexos técnicos, fixando, dentre os pontos, a fórmula de cálculo das participações e as especificações de softwares de uso comum. Outro ponto que chama a atenção no procedimento contratual foi um prévio entendimento entre as partes, aprovado pela ANP, em que elas manifestaram o desejo de unificar os blocos, concordando com a

realização de algumas atividades antes que o acordo de unitização tenha sido de fato concluído” (ARAÚJO, 2009).

3.2.4 Lorena – Pardal

O quarto AIP brasileiro ocorreu em dezembro de 2009, através da Resolução de Diretoria n. 657/2009, que promoveu a unitização dos campos de Lorena, concedido na Rodada zero (1998) à Petrobras e Pardal, licitado na 4ª Rodada da ANP (2002) sendo concedido à Potióleo, localizados na Bacia do Potiguar, Rio Grande do Norte. Este foi o primeiro caso de unitização de campos *onshore* e maduros, que já produziram grande parte de seu volume recuperável. O mapa de localização dos campos em tela é ilustrado na figura 3.7.

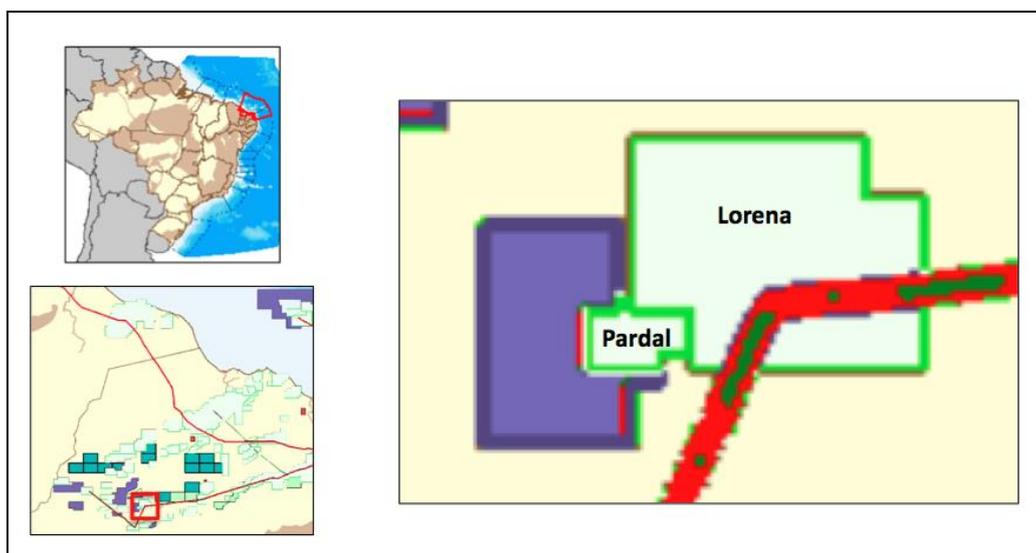


Figura 3.7: Mapa de localização dos campos de Lorena e Pardal (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).

Após a celebração do acordo de unitização, a Petrobras, concessionária do campo de Lorena, passou a deter 73,9% de participação, enquanto à Potióleo, concessionária do campo de Pardal, foi dada a participação de 26,1% (AIP, 2009). A figura 3.8 ilustra o reservatório compartilhado entre os campos.

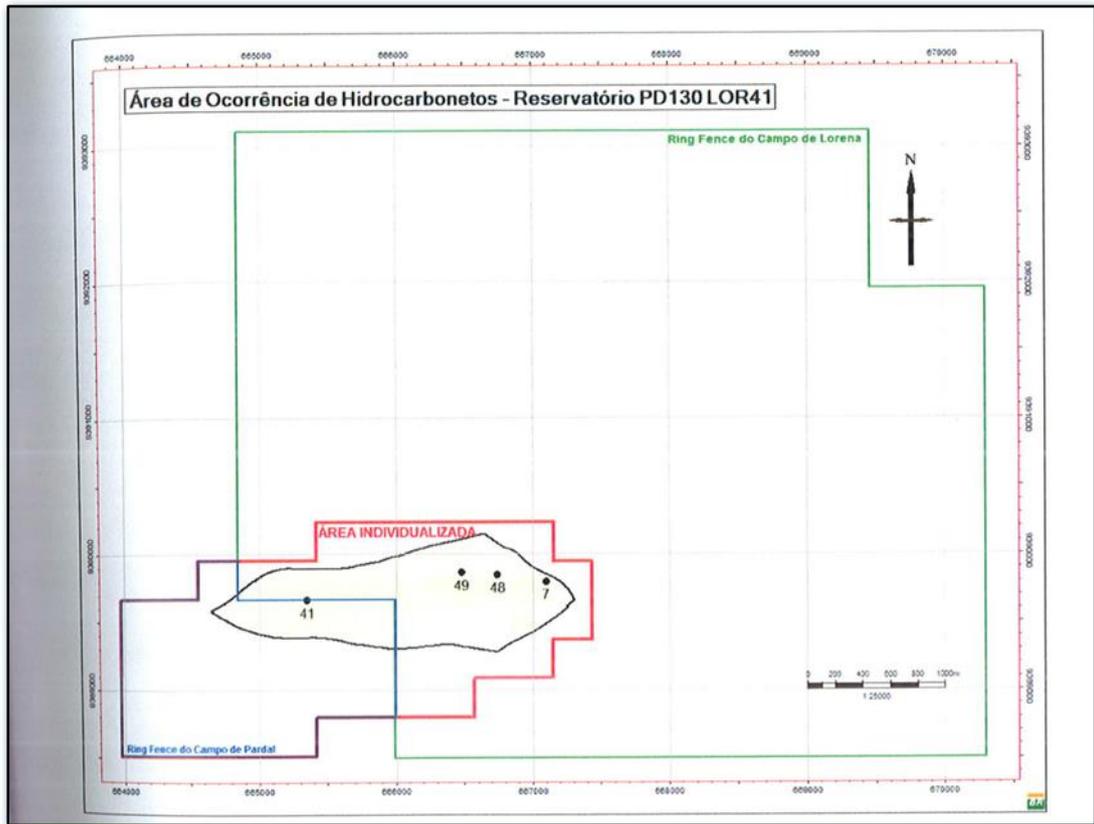


Figura 3.8: Área de ocorrência do reservatório compartilhado entre Lorena e Pardal (Fonte: ANP, 2016a).

Em 2010, a Potióleo cedeu 50% de participação em Pardal para a UTC Engenharia. No ano de 2012, a Petrobras adquiriu a totalidade do campo de Pardal, sendo hoje operadora única de ambos os campos, o que implicou na resilição do AIP⁵, ou seja, ocorreu uma dissolução bilateral do negócio, que levou ao rompimento da relação jurídica.

3.2.5 Xerelete – Xerelete Sul

Em 2013, foi aprovado pela Diretoria da ANP através da Resolução de Diretoria no. 1152 de 31 de outubro de 2013, o quinto acordo de unitização brasileiro entre os campos de Xerelete (bloco BM-C-35), licitado na 7ª Rodada da ANP (2007), e Xerelete Sul (bloco BM-C-14), licitado na 3ª Rodada da ANP, cuja localização é apresentada na figura 3.9.

⁵ Posteriormente, em 2015, foi celebrado o Compromisso de Individualização da Produção (CIP) dos campos de Lorena e Pardal, baseado na Resolução ANP no. 25/2013, que será detalhada posteriormente.

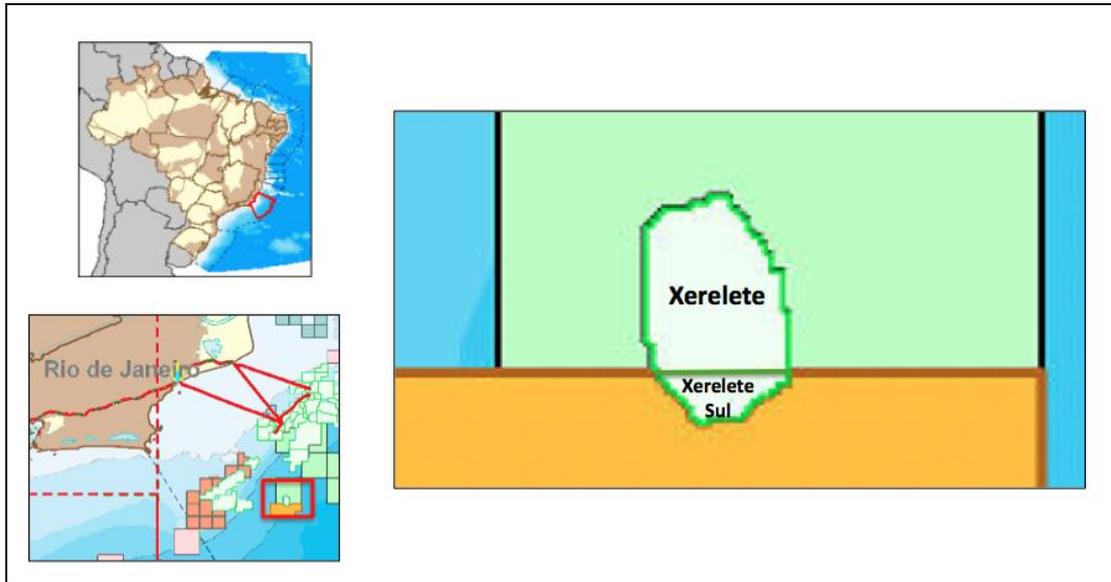


Figura 3.9: Mapa de localização dos campos de Xerelete e Xerelete Sul (Fonte: ANP, 2010/adaptação do autor).

A figura 3.10 ilustra o mapa de estrutura do topo dos reservatórios das áreas dos campos de Xerelete e Xerelete Sul. O AIP determinou a participação de 99,89% para o campo de Xerelete e 0,11% para o campo de Xerelete Sul.

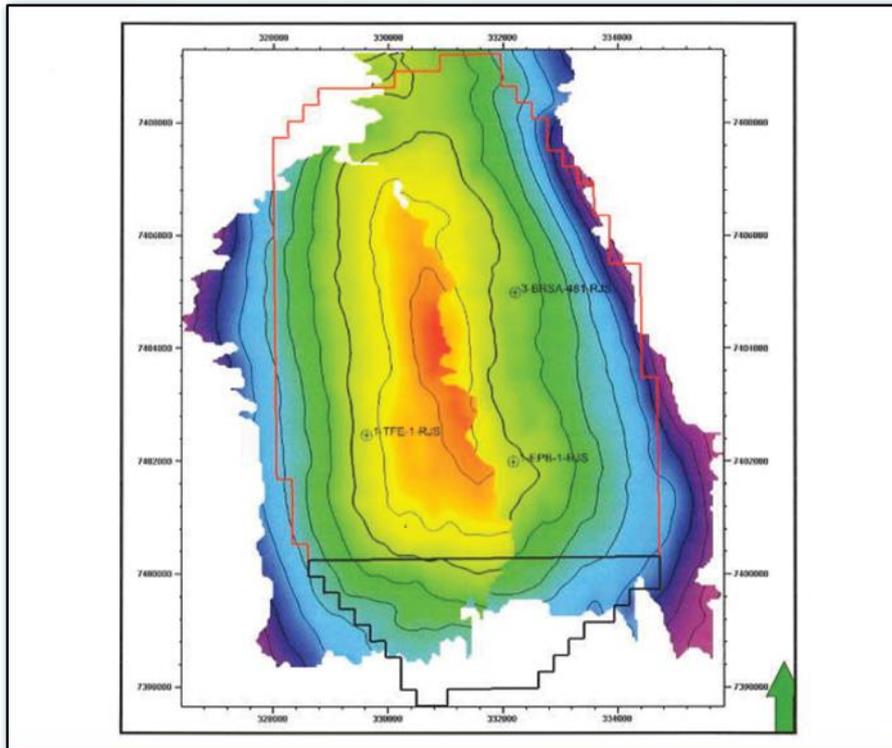


Figura 3.10: Mapa de estrutura dos reservatórios compartilhados pelos campos de Xerelete e Xerelete Sul (Fonte: ANP, 2016a).

O Campo de Xerelete foi declarado comercial sob a operação da Petrobras, detendo 41,175% de participação, em conjunto com a BP que detém 17,65% e a Total que detém 41,165%. Já o campo de Xerelete Sul tem a participação de 50% da Petrobras e 50% da Total. O acordo estabeleceu a francesa Total como operadora única da jazida unitizada, detendo 41,185% de participação, além da Petrobras com 41,185% de participação e da *British Petroleum* (BP) com 17,63%. (ANP, 2016a). Existe um projeto no qual o objetivo será investir em novas perfurações na área para alcançar o pré-sal (TOTAL, 2012).

3.3 Considerações Parciais 2

Ao longo deste capítulo podemos observar que há uma interdependência entre as características geológicas das bacias sedimentares brasileiras com a legislação existente no período analisado. Como os Acordos de Individualização da Produção (AIP) expostos basearam-se na Lei n. 9.472/1997, a primeira legislação vigente desde a perda do monopólio da Petrobras e a abertura do mercado de petróleo nacional, percebe-se que houve dificuldade na interpretação da lei e na celebração dos acordos. Além disto, foi possível notar que desde as primeiras rodadas, o conhecimento geológico à época não

foi suficiente a fim de evitar que ocorressem casos de jazidas compartilhadas entre dois ou mais blocos.

No entanto, segundo Araújo (2009), a atuação da ANP frente às dificuldades dos primeiros AIPs foi positiva, contribuindo para a celebração dos mesmos. Estes acordos serviram de experiência para preparar as empresas e a própria ANP para os novos, e cada vez mais frequentes, desafios que os AIPs trarão, tendo em vista que o horizonte exploratório brasileiro é, em grande parte, composto pelas descobertas do pré-sal.

4 LEI N. 12.351/2010 – LEI DA PARTILHA

Após as grandes descobertas de petróleo feitas na chamada área do pré-sal, em 2010, foi regulamentado no Brasil um regime misto de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A Lei n. 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu o regime de partilha de produção para as áreas do polígono do pré-sal e de áreas estratégicas conforme interesse nacional. No entanto, para o resto do território nacional, cerca de 98% da área total das bacias sedimentares brasileiras, continua sendo adotado o regime de concessão, estabelecido pela Lei n. 9.478/1997 (ANP, 2013).

Além da Lei n. 12.351/2010 que instituiu o regime de partilha para as áreas do pré-sal e estratégicas, outras duas leis complementaram a nova regulação do setor: as Leis ns. 12.276 e 12.304, ambas de 2010.

A Lei n. 12.276, de 30 de junho de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, uma área com o equivalente a cinco bilhões de barris de petróleo em áreas não concedidas do pré-sal, conhecida como Cessão Onerosa. Como compensação, a União passou a ter mais ações da companhia, aumentando de 40% para 47,8% do capital social da Petrobras (PROCACI et al, 2016)

A Lei n. 12.304, de 2 de agosto de 2010, criou a empresa estatal Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), que passou a representar a União nos comitês dos consórcios de exploração e produção da área do pré-sal. Além disto, instituiu-se a Petrobras como única operadora legal da região do pré-sal e com participação mínima de 30% nos consórcios.⁶

Com a sanção das leis ns.12.351 e 12.276 pelo então Presidente da República Luiz Inácio Lula da Silva, que instituíram, respectivamente, os regimes de partilha de produção e de cessão onerosa, passaram a vigorar na área do pré-sal três tipos de *International Petroleum Agreement* (IPA) – algumas áreas concedidas fazem parte da região delimitada pelo polígono do pré-sal.

⁶ Em 29 de outubro de 2016 foi sancionada a Lei 13.365 que “faculta à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção” na área do pré-sal (BRASIL, 2016).

A coexistência de diferentes regimes fiscais torna os processos de unitização da produção ainda mais complexos, devido às diferenças contratuais de cada acordo firmado.

Desde então, os acordos de individualização da produção tornaram-se alvo de grandes discussões, visando dar uma forma mais detalhada a fim de amadurecer o entendimento sobre os futuros AIPs.

Nesta seção, para se ter um melhor entendimento do tema, será detalhada a região do pré-sal brasileiro. Posteriormente, será analisado o processo de unitização da produção segundo a lei n. 12.351/2010, ou Lei da Partilha, e as dificuldades que a coexistência dos diferentes regimes fiscais trazem para a celebração dos acordos de individualização da produção.

4.1 O Pré-sal Brasileiro

Em 2006, foi descoberta a nova fronteira energética brasileira, quando o consórcio das empresas Petrobras, Repsol e BG encontraram óleo abaixo da camada de sal. A descoberta do campo de Tupi colocou o setor petrolífero nacional num novo patamar.

O pré-sal consiste em uma camada de rocha localizada entre 5.000 e 7.000 metros abaixo do nível do mar, abaixo da camada de sal, que pode chegar a 2.000 metros de espessura, onde pode haver formação de petróleo e gás natural, como ilustra a figura 4.1.

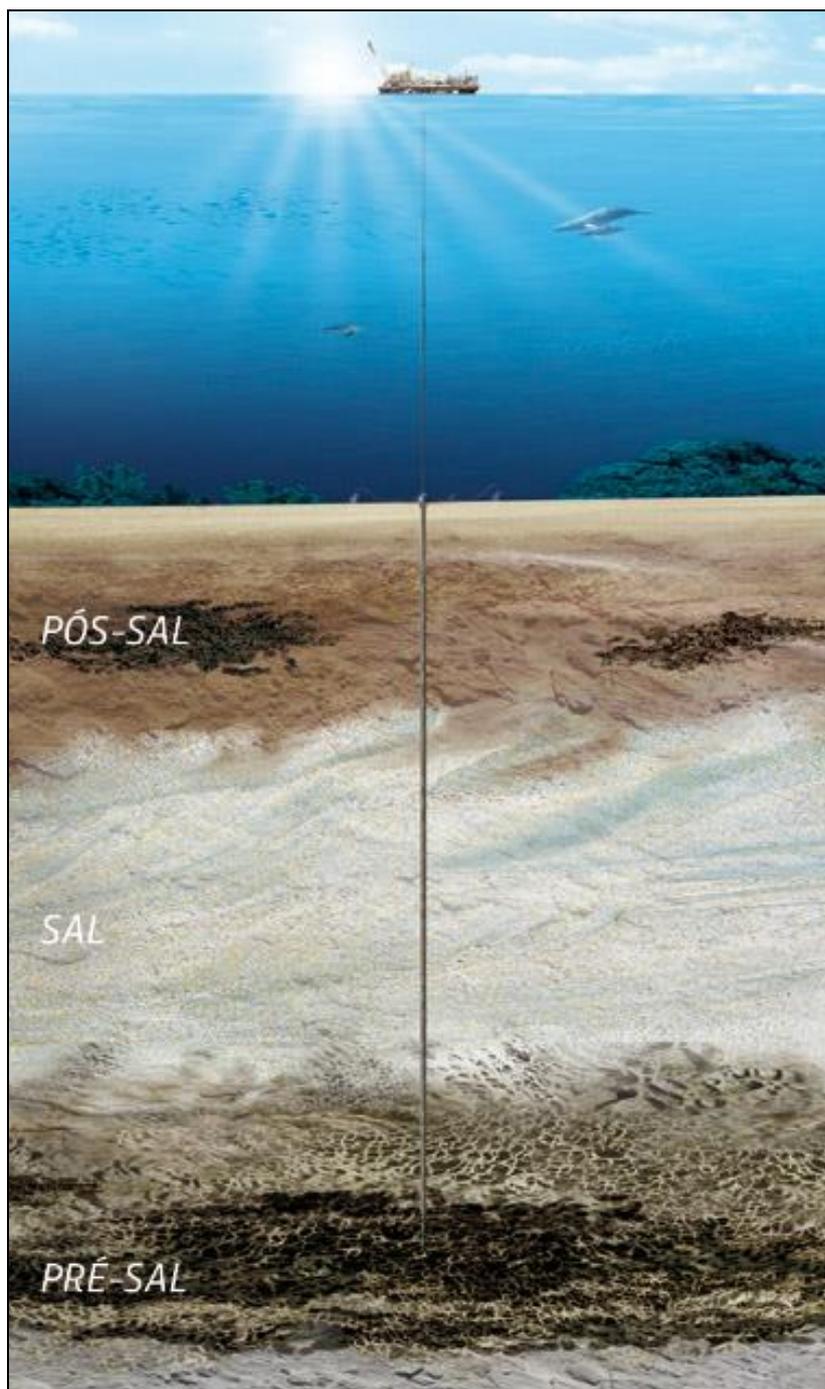


Figura 4.1: Disposição das camadas do pós sal, sal e pré-sal (Fonte: Petrobras, 2016).

A descoberta desta nova província petrolífera brasileira é delimitada por 800 quilômetros (km) de extensão e cerca de 200 km de largura, estendendo-se do litoral dos estados do Espírito Santo a Santa Catarina, com lâmina d'água de 1.500 a 3.000 metros, pertencentes as bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

As estimativas de reservas do pré-sal indicavam um potencial de 70 à 100 bilhões de barris (BRASIL, 2013). A localização da região supracitada é ilustrada na figura 4.2.

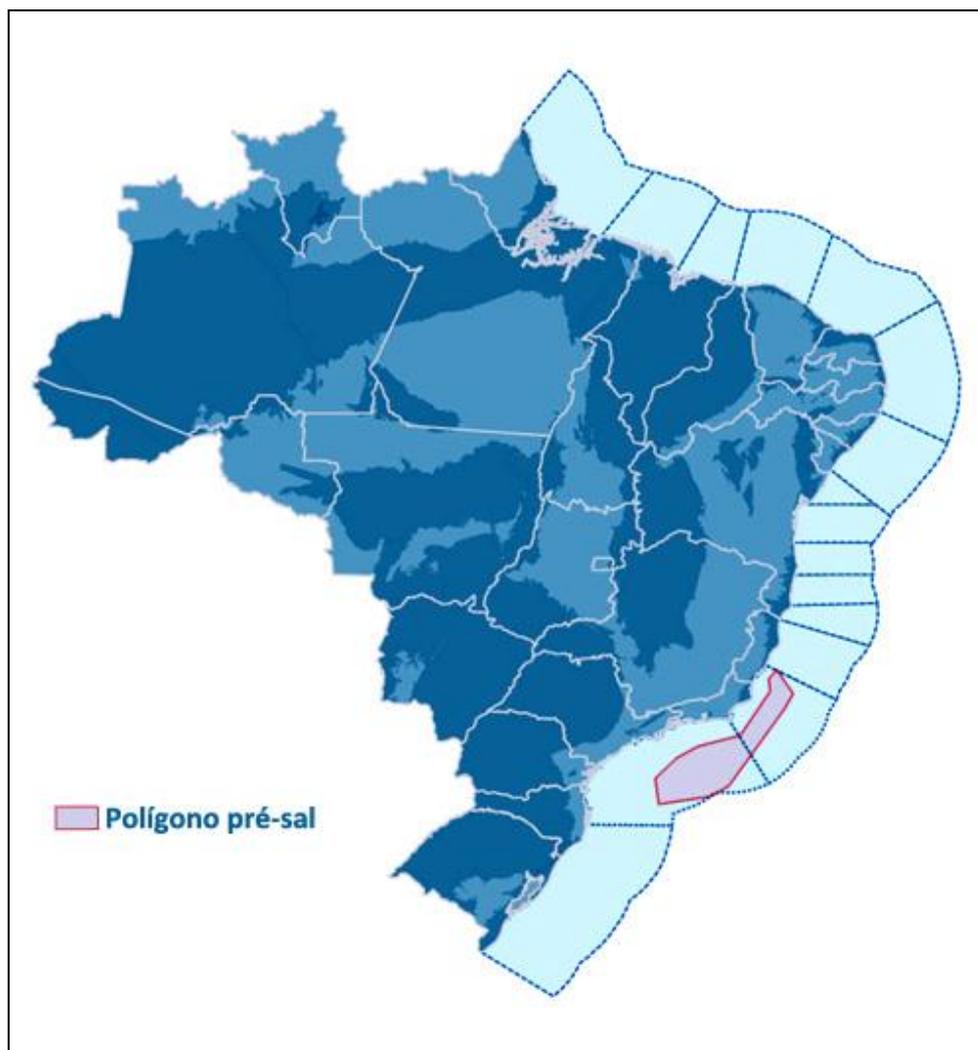


Figura 4.2: Mapa da província do pré-sal brasileiro (Fonte: ANP, 2013).

Devido a essa descoberta, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução n. 6, em 8 de novembro de 2007, determinando que a ANP excluísse da 9ª Rodada de Licitação, os blocos situados nas bacias do Espírito Santo, Campos e Santos. Ao todo, foram excluídos 41 blocos da 9ª Rodada de Licitação, devido às possíveis acumulações no pré-sal brasileiro. A figura 4.3 mostra a localização dos setores nos quais se encontravam os blocos retirados na 9ª Rodada.

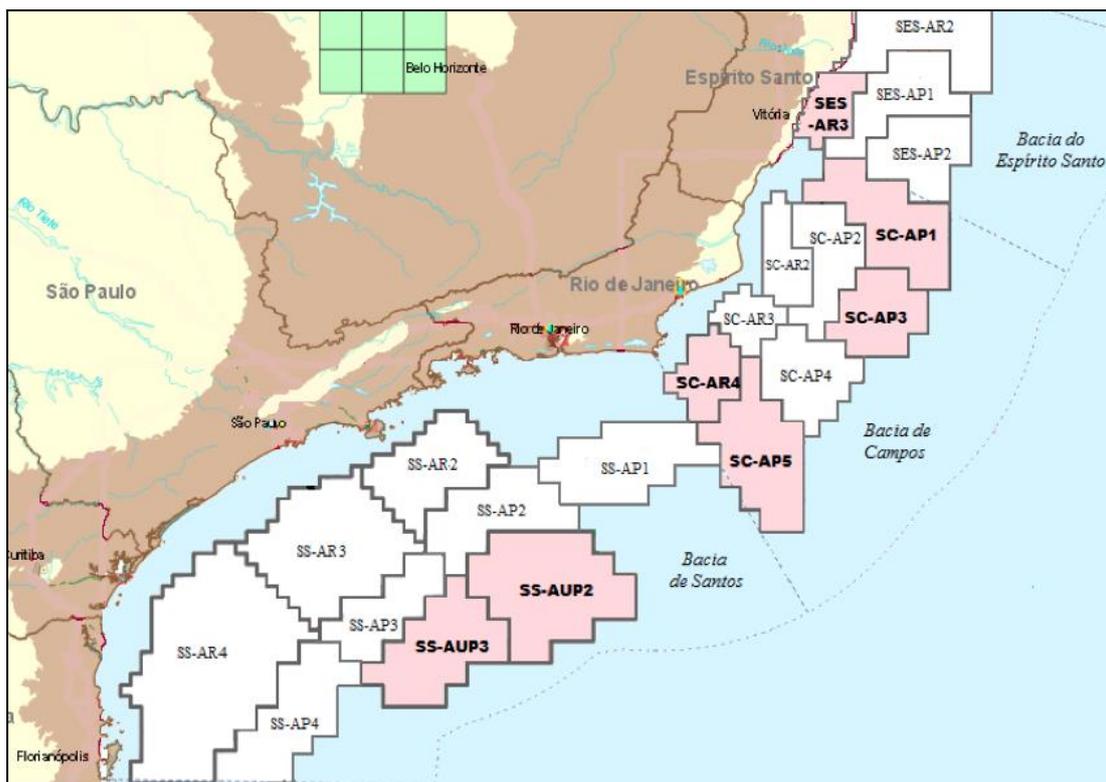


Figura 4.3: Setores dos blocos retirados da 9ª Rodada da ANP (Fonte: Silva, 2013).

4.2 Unitização pela Lei da Partilha

A publicação da Lei n. 12.351/2010, dentre outras coisas, trouxe uma nova regulamentação para a unitização da produção de petróleo e gás natural no Brasil. O artigo n. 33 da Lei da Partilha revogou o artigo n. 27 da Lei 9.478/1997, abordando de forma mais detalhada o tema e corrigindo falhas visíveis contidas na Lei do Petróleo.

A unitização de produção é abordada no artigo n. 33 da Lei n. 12.351/2010, que a define da seguinte forma:

“(…) procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção” (BRASIL, 2010)

Segundo o artigo n. 33 da Lei da Partilha, a unitização da produção deve ser instaurada quando for identificado que “a jazida se estende além do bloco concedido ou contratado sob regime de partilha de produção” (BRASIL, 2010).

A redação deste artigo expõe a primeira alteração trazida pela Lei n. 12.351/2010, com a substituição do termo campo por jazida. A adoção do termo campo no artigo n. 27 da Lei n. 9.478/1997 foi alvo de críticas, sendo esta substituição apropriada, pois um campo pode conter várias jazidas. Deste modo, a nova leitura adotada pela Lei da Partilha garante que não ocorra uma situação em que uma jazida que não ultrapasse os limites de seu bloco seja incluída como objeto de unitização.

Outro ponto a ser destacado no artigo n. 33 é a exclusão da necessidade de concessionários distintos. Esta mudança garante a obrigatoriedade da unitização da produção mesmo quando a jazida se estender por blocos cujos direitos de exploração e produção pertença a uma mesma empresa ou consórcio (BRAGA, 2012).

O artigo em discussão também estabelece a obrigatoriedade do detentor dos direitos de exploração e produção informar à ANP, uma vez identificado que a jazida se estende além dos limites de seu contrato, que a mesma será objeto de unitização, sendo o prazo para celebração do acordo estabelecido pela ANP, alinhado às diretrizes do CNPE.

O artigo n. 34 da Lei n. 12.351/2010 estabelece a ANP como órgão regulador dos procedimentos e diretrizes para elaboração do acordo de unitização da produção, além de designá-la a acompanhar a negociação entre as partes sobre os termos do acordo, como se observa abaixo:

“Art. 34. A ANP regulará os procedimentos e as diretrizes para elaboração do acordo de individualização da produção, o qual estipulará:

I - a participação de cada uma das partes na jazida individualizada, bem como as hipóteses e os critérios de sua revisão;

II - o plano de desenvolvimento da área objeto de individualização da produção; e

III - os mecanismos de solução de controvérsias.

Parágrafo único. A ANP acompanhará a negociação entre os interessados sobre os termos do acordo de individualização da produção.” (BRASIL, 2010)

O artigo n. 35 da lei em discussão determina que o acordo de individualização da produção deverá indicar o operador da jazida unitizada. Conclui-se que o operador da

área unitizada poderá ser diferente dos responsáveis pela operação em cada bloco envolvido na unitização. Esta conclusão é de suma importância, pois o regime de partilha de produção brasileiro determina a Petrobras como operadora obrigatória, segundo o artigo n. 4 da Lei n. 12.351/2010. No entanto, o artigo n. 35 da mesma lei determina que: “ O acordo de individualização da produção indicará o operador da respectiva jazida.”(BRASIL, 2010). Assim, pode-se assumir que mesmo no caso da unitização de blocos sob o regime de partilha de produção, não é obrigatório que o operador do AIP seja a Petrobras.

Outro foco de dúvidas relativas ao processo de unitização da produção no Brasil diz respeito às áreas ainda não contratadas, ou seja, cujos direitos de exploração e produção ainda não foram conferidos através de consórcios. A Lei n. 12.351/2010 suprime as dúvidas relativas a esta questão no artigo n. 36, que determina:

“Art. 36. A União, representada pela empresa pública referida no § 1º do art. 8º e com base nas avaliações realizadas pela ANP, celebrará com os interessados, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não partilhadas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de partilha de produção.

§ 1º A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 2º O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o caput independe do regime vigente nas áreas adjacentes.” (BRASIL, 2010)

Assim, entende-se que é competência da PPSA, agindo como representante da União e embasada pela ANP, celebrar o AIP com as partes envolvidas quando a jazida objeto da unitização se estender para áreas do pré-sal ou áreas estratégicas que não tenham contratantes. Segundo o artigo n. 37, se a jazida compartilhada se estender para áreas fora do pré-sal ou áreas estratégicas, cabe à ANP celebrar o acordo. Vale destacar o § 2º do artigo n. 36, que determina que mesmo que a jazida compartilhada esteja localizada parcialmente em área sob concessão, uma vez que ela ultrapasse a fronteira e se estenda para áreas não contratadas do pré-sal ou estratégicas, toda a jazida deverá ser declarada como estratégica, passando a ser regida pelo regime de partilha.

Segundo o artigo n. 38 da Lei n. 12.351/2010, que também se refere às áreas não outorgadas, a União, representada pela PPSA ou pela ANP, poderá contratar a Petrobras para realizar as atividades de avaliação da jazida durante a negociação do acordo de unitização.

Os artigos ns. 39 e 40 da Lei da Partilha determinam que cabe à ANP aprovar os acordos de unitização, tendo o prazo de 60 dias para se manifestar, após o recebimento da proposta. Caso as partes não cheguem a um acordo ou se ultrapassar o tempo determinado para firmá-lo, a ANP será designada a determinar, em até 120 (cento e vinte) dias, a forma como serão apropriados os direitos e as obrigações das partes envolvidas sobre a jazida.

O artigo n. 40 ainda estabelece a hipótese de uma das partes recusar a celebração do acordo de unitização, implicando no fim do AIP. Segundo Braga (2012), não está claro se a recusa de uma das partes que compõe um consórcio levaria ao fim do acordo, ou se apenas a recusa de todas as partes do consórcio provocaria a rescisão do AIP, ou seja, o cancelando do AIP, tendo seu efeito anulado.

Por último, o artigo n. 41 da Lei n. 12.451/2010 determina que o desenvolvimento e produção da jazida ficarão suspensos até a aprovação do acordo de unitização pela ANP, exceto em casos determinados pela mesma.

4.3 Processo de Individualização da Produção em Áreas do Pré-Sal

Como visto nas seções anteriores, vigora um regime regulador misto na área do pré-sal brasileiro, que está sujeita a três tipos de IPAs: (a) contrato de concessão, (b) contrato de partilha de produção e (c) contrato de cessão onerosa, como mostra a figura 4.4. Desse modo, quando uma jazida no pré-sal ultrapassa os limites de seu bloco, ela pode ficar sujeita a dois ou mais regimes contratuais ou se estender para uma área ainda não outorgada, pertencente ou não à província do pré-sal.

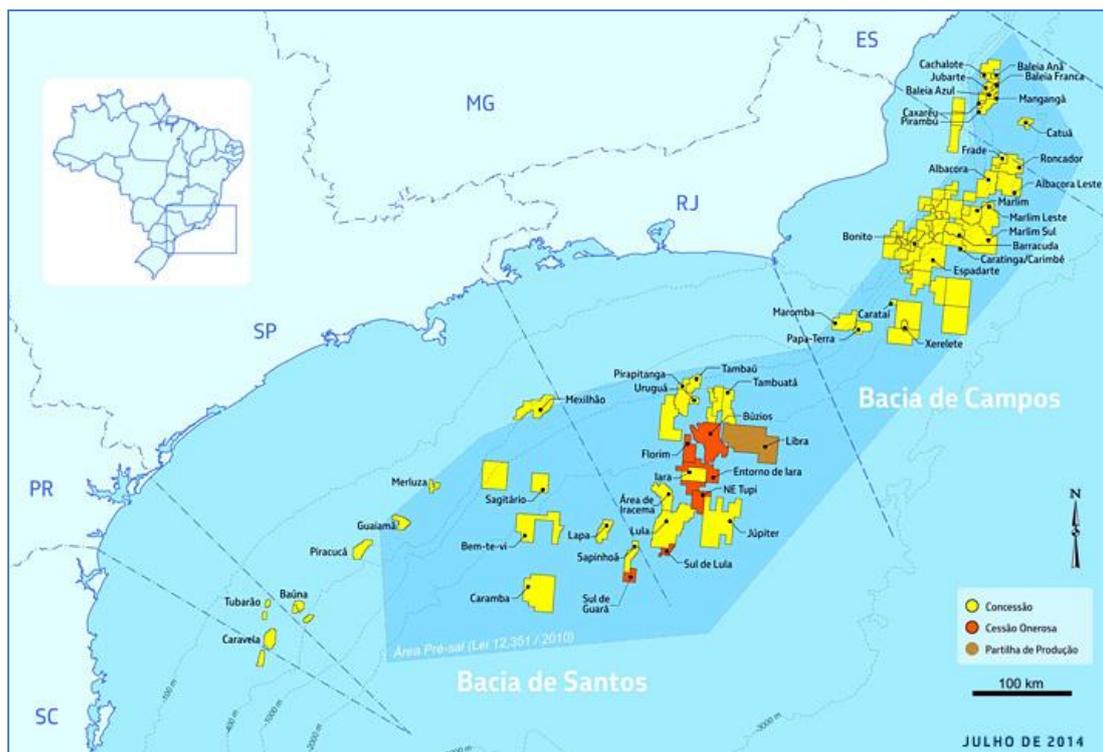


Figura 4.4: Disposição dos três tipos de marcos regulatórios na área do Pré-Sal (Fonte: Petrobras, 2014).

Aprovada em 9 de julho de 2013, a Resolução ANP n. 25 tem por objetivo regular o Procedimento de Individualização da Produção de Petróleo e Gás Natural. Esta Resolução definiu o Compromisso de Individualização da Produção (CIP) em seu artigo 2º, inciso VII da seguinte forma:

“Art. 2o (...)

VII - Compromisso de Individualização da Produção: instrumento celebrado após a Declaração de Comercialidade que formaliza a alocação da Produção de Jazida Compartilhada que se estende por Áreas sob Contrato distintas, cujos direitos de Exploração e Produção pertencem à mesma empresa ou a consórcio de idêntica composição e mesmos percentuais de participação” (ANP, 2013).

Antes da promulgação da Lei n. 12.351/2010, o CIP não tinha motivos para existir, uma vez que a Lei n. 9.478/1999 (Lei do Petróleo) obrigava a individualização da produção apenas de reservatórios que se estendessem por blocos vizinhos onde atuassem concessionários distintos. Assim, esta situação não determinava o que deveria ser feito no caso de jazidas compartilhadas por campos sob diferentes contratos de

concessão ou sob diferentes regimes contratuais cujos direitos de exploração e produção pertenciam à mesma empresa ou consórcio.

Com o objetivo de preencher esta lacuna, em 24 de março de 2011 foi publicada a Resolução de Diretoria da ANP n. 227/2011, que definiu os critérios para apropriação da produção, considerando o Volume de Óleo *In-Place* (VOIP) do reservatório que ultrapassar o limite da concessão.

Deste modo, a Resolução ANP n. 25/2013 normatizou a aplicação do CIP, estabelecendo em seu artigo 6º:

“Quando se tratar de Jazida Compartilhada por Áreas sob Contrato com direitos de Exploração e Produção detidos pela mesma empresa ou consórcio de idêntica composição e mesmos percentuais de participação, este deverá firmar um Compromisso de Individualização da Produção.” (ANP, 2013).

Esta Resolução não apenas definiu o CIP, mas também regulou diversos pontos para a celebração de Acordos de Individualização da Produção (AIP). Segundo a resolução apresentada, para a celebração do AIP, o mesmo tem que conter as seguintes informações:

- identificação da jazida compartilhada;
- definição e delimitação da área unitizada;
- definição do operador da área unitizada;
- divisão de direitos e obrigações das partes;
- participações na jazida compartilhada;
- possibilidade de ocorrência de redeterminações, com seus critérios, condições, prazos, limites e quantidade;
- percentuais e regras de conteúdo local;
- obrigações de cada parte relativas ao pagamento das participações e receitas governamentais;
- vigência do AIP;
- mecanismos de solução de controvérsias;
- plano de desenvolvimento da jazida compartilhada.

Tal resolução esclareceu diversas dúvidas que existiam sobre o processo de individualização da produção na área do pré-sal. Assim, esta seção irá abordar as

diferentes configurações que as jazidas localizadas no polígono do pré-sal podem adquirir, detalhando como se darão os processos de unitização da produção em cada uma delas.

4.3.1 Acordo de Individualização da Produção envolvendo Áreas em Desenvolvimento

Os AIPs estudados foram celebrados entre campos cuja comercialidade ainda não havia sido declarada. No entanto, existem casos em que o campo já está em desenvolvimento quando é identificada a extensão de uma de suas jazidas além da área contratada. Com a finalidade de tratar deste caso específico, em 2015 e 2016 foram publicadas duas Resoluções da ANP.

A primeira, Resolução ANP n. 17, publicada em março de 2015, estabelece, segundo seu artigo primeiro:

“Art. 1º - Esta Resolução tem por objetivo aprovar o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (Anexo I), o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (Anexo II) e o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção (Anexo III), anexos à presente Resolução.” (BRASIL, 2015).

Assim, uma vez identificada a existência de uma jazida compartilhada entre dois ou mais campos, a Resolução acima determina:

“Art. 3º (...)

§ 3º Caso haja compartilhamento de Unidades de Produção entre Campos, o Contratado poderá optar pela apresentação de um único Plano de Desenvolvimento, que contemple um projeto de exploração integrado para os Campos. Neste caso, o Anexo deverá observar o enquadramento do Campo de maior Produção.”

“Art. 6º Fica o Contratado obrigado a entregar à ANP, o Plano de Desenvolvimento nos prazos estabelecidos contratualmente, de acordo com as especificações da Agência referentes a meios, formatos e procedimentos.

§ 1º São critérios para agrupamento dos Reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos, delimitação esta sujeita à aprovação,

determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento.”

“Art. 7º Sempre que solicitado, o Contratado entregará à ANP os arquivos de dados de entrada utilizados na modelagem geológica e na simulação de fluxo e também os arquivos de saída, em formato compatível com o exigido pelo simulador usado pela ANP.”

“Art. 9º A previsão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir pode ensejar em revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento e, com exceção dos incisos III e IV, deverá ser comunicada à ANP, a qual poderá determinar a submissão da revisão dos respectivos tópicos do Plano de Desenvolvimento para a aprovação da ANP:

I - Alteração da Área do Campo.

II - Alteração no arranjo dos poços.

III - Variação no fator de recuperação final estimado.

IV - Variação da estimativa do volume in situ de Petróleo ou Gás Natural.

V - Acréscimo ou redução do número de Reservatórios produtores.

VI - Mudança do método de recuperação secundária.

VII - Inclusão de métodos de recuperação melhorada.

VIII - Alteração do tipo ou do arranjo das Unidades de Produção Marítimas.

IX - Alteração dos Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção.

X - Aumento ou redução da quantidade de Unidades de Produção Marítimas ou Terrestres.

XI - Redução ou aumento acima de 20% do custo do Desenvolvimento.

XII - Prorrogação do prazo contratual.

§ 1º Qualquer outra alteração no Plano de Desenvolvimento já aprovado, motivada por razões diferentes das listadas no caput deste artigo e que ocasionem variações na concepção ou nos valores físicos e financeiros do projeto, implicam em notificação prévia à ANP, acompanhada das respectivas justificativas técnicas.

§ 2º A ANP poderá solicitar a revisão do Plano de Desenvolvimento em função de discrepâncias entre a previsão de

Produção contida no Programa Anual de Produção e a curva de Produção apresentada no Plano de Desenvolvimento.

§ 3º A ANP poderá solicitar informações e esclarecimentos adicionais em relação ao conteúdo do Plano de Desenvolvimento ou de sua revisão, os quais deverão ser entregues no prazo determinado.” (BRASIL, 2015).

Além da Resolução acima citada, em 2016 foi publicada a Resolução ANP n. 38, que tem por objetivo:

“Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regular o procedimento de Anexação de Áreas, que deve ser adotado para incorporar uma área referente a uma descoberta comercial a uma Área de Desenvolvimento ou Área de Campo, a pedido do Operador, podendo resultar na extinção de um ou mais contratos.” (BRASIL, 2016).

As resoluções em tela complementaram o arcabouço regulatório nacional, permitindo que após a decretação de comercialidade de um campo, seja possível a celebração de acordos de individualização da produção.

4.3.2 Acordo de Individualização da Produção envolvendo Área Não Contratada

O artigo 2º da Resolução ANP n. 25/2013 define área não contratada como toda e qualquer área que não seja objeto de Contrato de Concessão, Cessão Onerosa ou Partilha de Produção.

O artigo n. 5 da Resolução em tela clarifica o artigo n. 36 da Lei n. 12.351/2010, ratificando o entendimento exposto na seção anterior sobre os representantes da União.

“Art. 5º Quando se tratar de Jazida Compartilhada por Área não Contratada, a União celebrará com as Partes um Acordo de Individualização da Produção, com base nas avaliações conjuntas realizadas pelas Partes e pela ANP, cujos termos e condições obrigarão o futuro Concessionário ou Contratado.

§ 1º Caso a Jazida Compartilhada se localize na Área do Pré-sal ou em Áreas Estratégicas e se estenda por Área não Contratada, a União será representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).

§ 2º Caso a Jazida Compartilhada não se localize na Área do Pré-sal ou em Áreas Estratégicas e se estenda por áreas não concedidas, a União será representada pela ANP.”(ANP, 2013).

Desse modo, fica determinado que caso uma jazida se estenda por áreas não contratadas, o acordo de unitização será celebrado com a União, representada pela PPSA, quando a jazida se localizar no polígono do pré-sal ou em áreas estratégicas, e pela ANP, caso a jazida esteja apenas em áreas não concedidas.

O Capítulo V da Resolução ANP n. 25/2013 estabelece os termos relativos à Individualização da Produção em Áreas Não Contratadas. O artigo n. 14 determina que caso a jazida compartilhada se estenda para área não contratada, como ilustra a figura 4.5, “o Concessionário, a Cessionária ou o Contratado deverão submeter à ANP uma proposta preliminar para avaliação da extensão, baseada nos dados e informações disponíveis” (ANP, 2013).

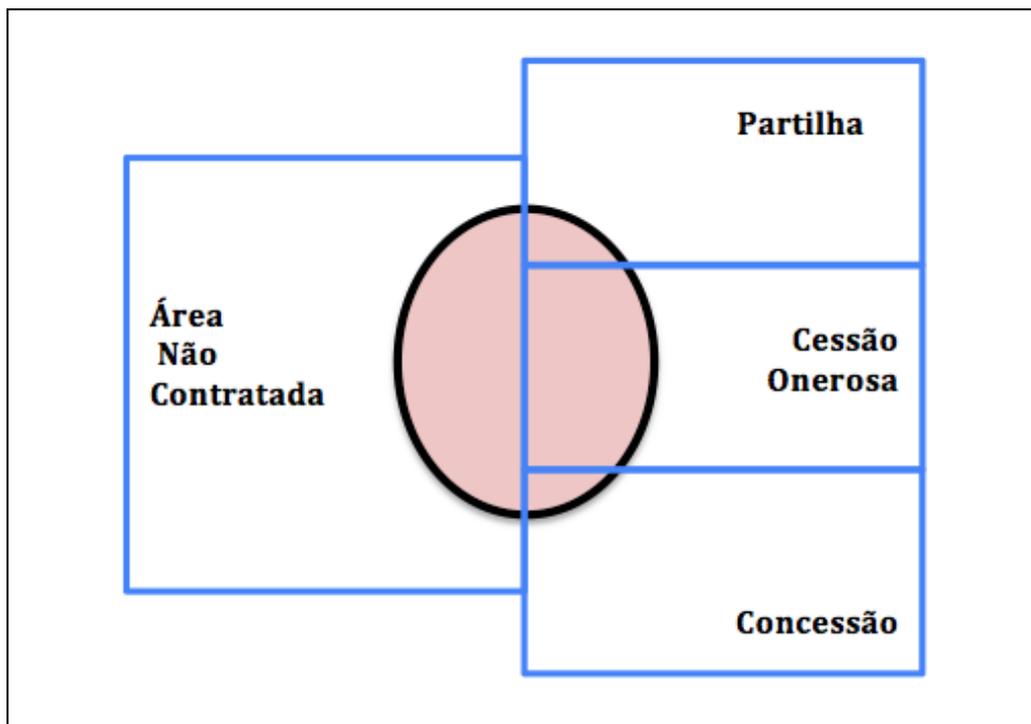


Figura 4.5: AIP envolvendo área não contratada (Fonte: Elaboração do autor, 2016).

Em relação ao regime contratual a ser adotado na área não contratada, o artigo n. 15 da Resolução ANP n. 25/2013 afirma que ele independe do regime vigente nas áreas adjacentes. No entanto, a fim de atender aos requisitos necessários para celebração do AIP, informando o operador da área e as obrigações de cada parte relativas ao

pagamento de participações e receitas governamentais e de terceiros, o artigo em discussão determina que:

“Art. 15. (...) enquanto não houver licitação, deverão ser adotados para a Área não Contratada, sempre que possível, e até a outorga dos direitos de Exploração e Produção sobre ela, os mesmos parâmetros adotados para a Área sob Contrato, independentemente do regime de Exploração e Produção a que ela esteja submetida.” (ANP, 2013)

Segundo Braga (2012), a obrigatoriedade do futuro concessionário ou contratado sob o regime de partilha de produção ter que seguir os termos do AIP acordado pela PPSA seria um problema, visto que a União não tem *expertise* e orçamento necessários para definir com máxima eficiência sua participação na jazida. Com base nisto, o artigo n. 16 da Resolução em tela determinou que após a outorga dos direitos de exploração e produção do futuro concessionário ou contratado, as partes poderão rever o AIP e submeter possíveis adequações à análise e aprovação da ANP.

Uma vez celebrado o AIP, a partir do início da produção da jazida compartilhada, a União, com base no seu percentual de participação no contrato, dividirá os custos de produção e investimentos relativos à etapa de desenvolvimento da produção com a outra parte, assim como os lucros obtidos. O rateio dos custos, por parte da União, não inclui as despesas das atividades exploratórias, exceto as relativas à avaliação da descoberta. Em relação às participações governamentais, a parcela correspondente à área não contratada deve ser paga pelo operador da área unitizada ou pelo consórcio, sendo abatida da parcela de óleo devida à União (ANP, 2013).

4.3.2.1 Tartaruga Verde x Área Não Contratada

O primeiro AIP envolvendo áreas pertencentes ao polígono do Pré-Sal foi celebrado entre a Petrobras e a PPSA. Este acordo de unitização da produção refere-se à jazida compartilhada, localizada ao sul da Bacia de Campos, que se estende pelo campo de Tartaruga Verde, operado pela Petrobras com 100% de participação, e área federal não contratada, como mostra a figura 4.6 (PETROBRAS, 2014).



Figura 4.6: Campos de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça (Fonte: Petrobras, 2014).

Este acordo foi aprovado pela Resolução de Diretoria n. 770 de 20 de fevereiro 2015, em que a PPSA, representando a União, assinou o contrato, conforme os termos da Resolução ANP n. 25/2013 (ANP, 2015).

Em 2015, a ANP aprovou o Sistema de Produção Antecipada (SPA) em um poço da jazida compartilhada, que teve início no final do mesmo ano. Além disso, também foi aprovada pela ANP, a perfuração de um poço de produção na área não contratada, ou seja, na porção da União da futura jazida individualizada (MME, 2015).

Vale destacar que, em março de 2014, antes da assinatura do AIP, a Resolução de Diretoria n. 1170/2014 determinou a incorporação do campo de Tartaruga Mestiça ao campo de Tartaruga Verde (ANP, 2014). Pelo entendimento da ANP, ambas as áreas abrangem uma mesma reserva de óleo, por isso houve necessidade de uni-las.

A figura 4.7 contém o mapa de *net pay* da região abordada, que mostra os intervalos com potencial de conter hidrocarbonetos. Com base nos dados analisados, determinou-se a participação na jazida compartilhada de 69,35% para Tartaruga Verde e 30,65% para a área não contratada (ANP, 2016a).

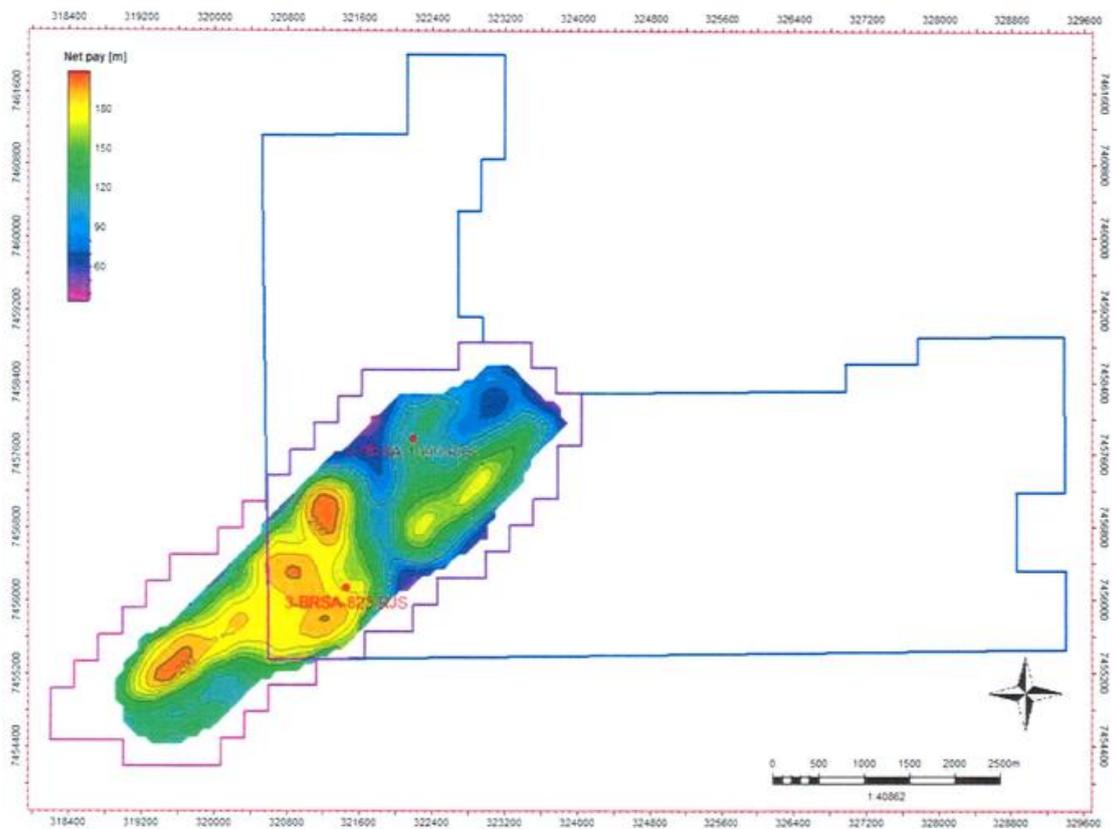


Figura 4.7: Mapa de *net-pay* dos Campos de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde

(Fonte: ANP, 2016a).

4.3.3 Convivência dos Três Tipos de Regimes Fiscais

Desde 2010, vigora na província do pré-sal brasileiro um regime regulador misto, composto por três tipos de IPAs, os quais são: (a) contratos de concessão, (b) contratos de cessão onerosa e (c) contratados de partilha de produção. Assim, para celebrar um acordo de unitização da produção envolvendo áreas sob diferentes tipos de IPA, como ilustrado na figura 4.8, é necessário conciliar as determinações de cada acordo vigente e elaborar regras, caso não seja possível cumprir as regulamentações de cada IPA de forma separada.

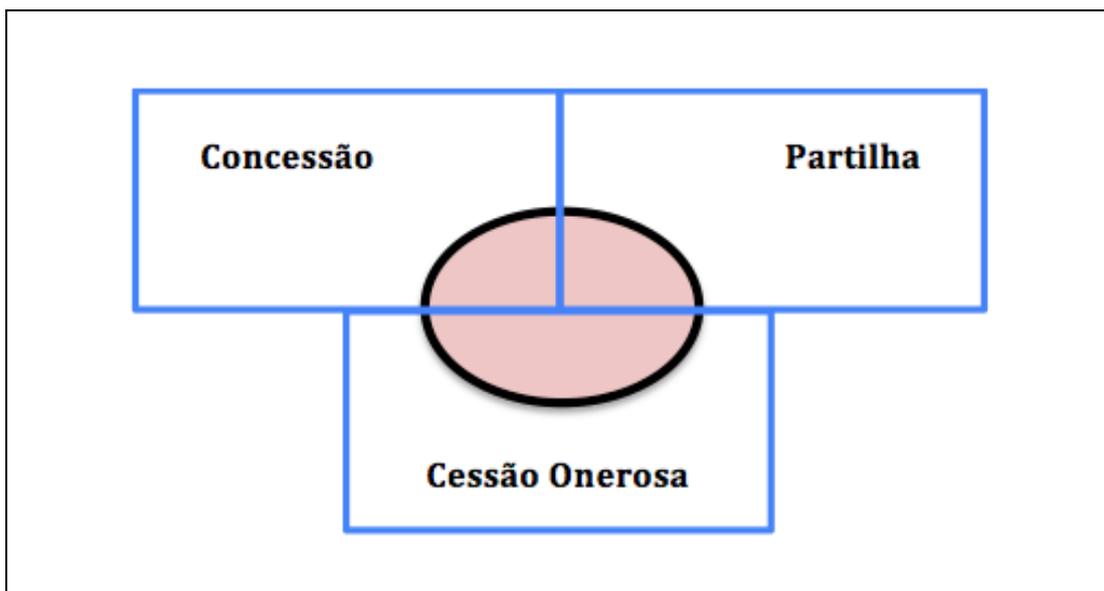


Figura 4.8: AIP envolvendo três tipos de marcos regulatórios (Fonte: Elaboração do autor, 2016).

Considerando a obrigatoriedade da celebração do AIP a partir da constatação da existência de uma jazida compartilhada, e diante das dificuldades regulatórias inerentes à este processo, que são potencializadas no caso da jazida compartilhada se estender por blocos sob a vigência de diferentes tipos de contrato, em 2013 foi publicada a Resolução ANP n. 25/2013, que tem por objeto regular o processo de unitização da produção no Brasil. Esta Resolução esclareceu diversas questões que a Lei n. 12.351/2010 não aborda de forma clara.

No caso de uma jazida se estender por três blocos, cada um sob a vigência de um tipo de contrato, há a necessidade de utilizar os diferentes contratos para realizar uma mesma atividade econômica. Segundo Bucheb (2010), tal situação já ocorria no Brasil mesmo quando vigorava apenas um tipo de contrato, o contrato de concessão. As diferenças regulatórias podem ser observadas ao longo das Rodadas de Licitação da ANP, que modificaram as regras dos contratos de concessão no decorrer do tempo.

Diante disto, Bucheb (2010) alertou para a necessidade de separação das obrigações divisíveis e indivisíveis, a fim de celebrar o AIP. Tal necessidade foi adotada em 2013, que segundo o § 6 do artigo n. 13 da Resolução ANP n. 25/2013, “Para a elaboração do Acordo, as Obrigações Divisíveis deverão ser cumpridas conforme as regras de cada Contrato e as Obrigações Indivisíveis de acordo com regulamentação da ANP” (ANP, 2013).

Em relação às obrigações indivisíveis, o problema mais complexo a ser enfrentado é a definição dos percentuais e regras para o cumprimento do conteúdo local, uma vez que além das diferenças contratuais, ainda há diferenças percentuais relativas à área sob contrato, definida como o bloco ou campo objeto de um AIP. O artigo n. 28 da Resolução ANP n. 25/2013 esclarece os critérios de conteúdo local a serem seguidos, quando um AIP for celebrado:

“Art. 28. Os compromissos de Conteúdo Local no Acordo e no Compromisso de Individualização da Produção deverão seguir os critérios abaixo:

I - Na Fase de Exploração, as Partes deverão cumprir os compromissos de Conteúdo Local obedecendo ao estabelecido nos contratos que regem as Áreas sob Contrato que contêm a Jazida Compartilhada, sujeitas a fiscalizações individualizadas.

II - Na Etapa de Desenvolvimento da Fase de Produção, o compromisso de conteúdo local obedecerá uma proporcionalidade, calculada com base na ponderação entre (i) os Volumes Originais de Óleo Equivalente (VOE) das áreas objeto de Individualização e (ii) os respectivos compromissos de Conteúdo Local estabelecidos nos contratos que regem as Áreas sob Contrato que contêm a Jazida Compartilhada.” (ANP, 2013)

Considerando a definição das participações governamentais, o artigo n. 26 da Resolução em discussão determina que, uma vez celebrado o AIP, deve-se realizar o cálculo das participações governamentais de cada parte separadamente, “obedecendo ao estabelecido nos contratos que regem as Áreas sob Contrato que contêm a Jazida Compartilhada” (ANP, 2013). Dessa forma, entende-se que o volume total produzido é dividido entre as partes de acordo com a participação de cada uma delas na jazida compartilhada. Então, cada parte deverá pagar as participações governamentais relativas ao seu volume de produção, de acordo com as regras do contrato que regem sua “nova” área.

Derman e Melsheimer (2010) levantam uma questão em relação ao desenvolvimento de uma jazida compartilhada entre partes concedidas e partilhadas. Segundo os autores, como não há recuperação de custos no contrato de concessão, o operador tende a reduzir seus gastos para aumentar seu lucro. Já no contrato de partilha de produção, o operador tende a ser menos econômico (*gold plating*), pois seus custos serão recuperados no custo em óleo.

II - custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado no bloco, relativos à execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.

Assim, decisões conjuntas sobre o desenvolvimento da jazida poderiam gerar conflitos. No entanto, Braga (2012) afirma que a PPSA é responsável por monitorar os gastos no contrato de partilha de produção, com o objetivo de obter a mesma eficiência que nos contratos de concessão.

Devido a existência de diferentes tipos de contrato na celebração de um AIP, é provável que as partes envolvidas na unitização tenham vigências distintas. Neste caso, o § 5 do artigo n. 13 da Resolução ANP n. 25/2013 prevê a possibilidade da ANP, a seu critério, uniformizar as vigências das partes, concedendo a extensão do prazo do contrato da menor vigência.

Três contratos de unitização da produção envolvendo áreas contratadas do pré-sal já estão em fase de produção e vários outros estão em andamento. A seguir serão apresentados alguns destes casos.

4.3.3.1 Lula – Lula Sul

O campo de Lula, licitado na 2ª Rodada de Licitação da ANP, teve sua produção iniciada em 2010, junto com a sua declaração de comercialidade. É regido por contrato de concessão, em 2015 tornou-se o maior produtor de petróleo e gás natural do pré-sal brasileiro (MME, 2015). O campo de Sul de Lula foi cedido onerosamente à Petrobras e declarado comercial em 2013. Ambos os campos estão localizados na Bacia de Santos, a cerca de 230 km da costa do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2200 metros e suas localizações são apresentadas na figura 4.9 (ANP, 2013).

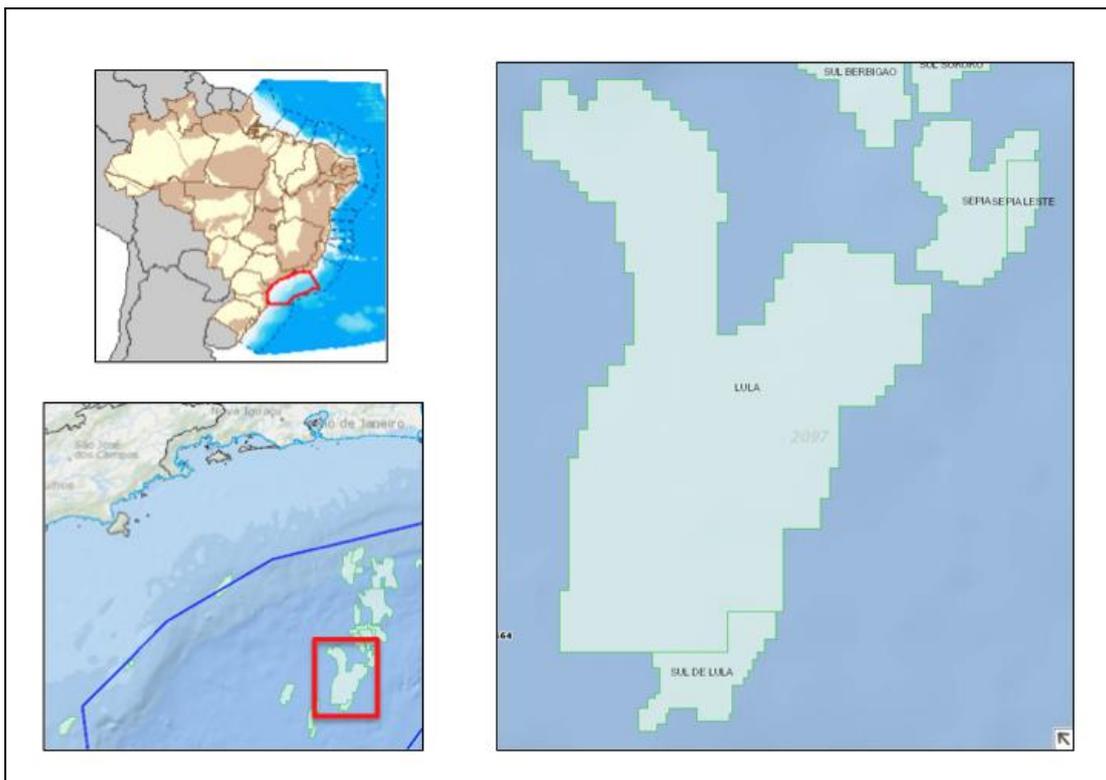


Figura 4.9: Localização dos campos de Lula e Sul de Lula (Fonte: ANP, 2016/adaptação do autor).

As negociações deste AIP se iniciaram em julho de 2014 e foram aprovados pela Diretoria Executiva da PPSA e pelo Conselho de Administração da Petrobras em julho de 2015, sendo o AIP submetido à ANP em agosto de 2015 (MME, 2015). Está em fase de produção.

4.3.3.2 Sapinhoá – Sul de Sapinhoá

Localizado na Bacia de Santos, o campo de Sapinhoá, descoberto em 2008, foi licitado no ano de 2000, juntamente com o campo de Lula, na 2ª Rodada de Licitação da ANP, sob o regime de concessão. Este campo é operado pela Petrobras. O campo Sul de Sapinhoá faz parte do contrato de Cessão Onerosa de 2010 e sua comercialidade foi declarada em setembro de 2014 (MME, 2015). A localização dos campos é apresentada na figura 4.10.

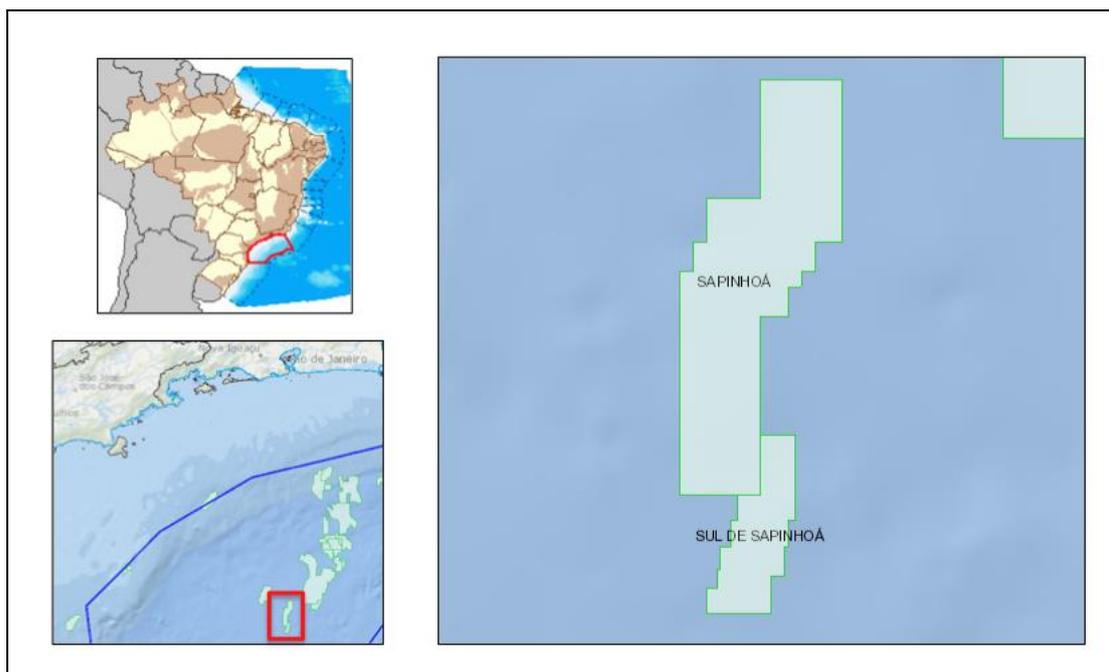


Figura 4.10: Localização dos campos de Sapinhoá e Sul de Sapinhoá (Fonte: ANP, 2016/adaptação do autor).

Devido às características distintas e complexas do reservatório, houve dificuldade na determinação das participações e volumes das partes envolvidas. Por isto, a definição dos termos do AIP de Sapinhoá envolveu cerca de 15 meses de negociação entre as partes. Adiciona-se ainda a existência de uma área não contratada adjacente ao campo de Sapinhoá, de elevado potencial, porém ainda não avaliada. A Diretoria Executiva da PPSA aprovou as bases do acordo no final de 2015 e em janeiro de 2016, o AIP foi submetido à ANP (MME, 2015). Está em fase de produção.

4.3.3.3 Argonauta – Nautilus

O campo de Argonauta é operado pela *Shell* (50%), no consórcio responsável pelo bloco BC-10, tendo como sócia a *Oil and Natural Gas Corporation Limited* (ONGC) (27%) e a *Qatar Petroleum International* (QPI) (23%). Localiza-se na região chamada Parque das Conchas, ao norte da Bacia de Campos, a cerca de 120 km de Vitória/ES, cuja localização é apresentada na figura 4.11 (ANP, 2016).

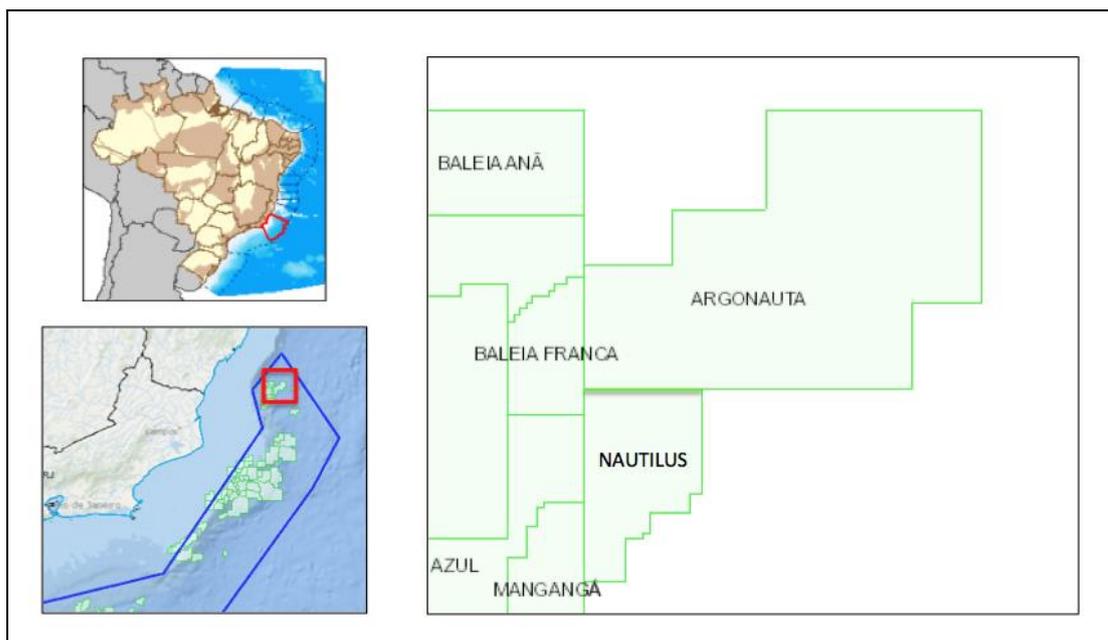


Figura 4.11: Localização dos campos de Argonauta e Nautilus (Fonte: ANP, 2016/adaptação do autor).

A incorporação da área de Nautilus ao campo de Argonauta foi requerida pela ANP devido à existência de uma jazida compartilhada. As negociações deste AIP duraram cerca de um ano, sendo submetido à ANP em novembro de 2015 (MME, 2015). Está é fase de produção.

4.4 Considerações Parciais 3

Neste capítulo foi possível observar as dificuldades na exploração da nova fronteira do pré-sal brasileiro, onde a complexidade geológica coexiste com a presença de diferentes regimes contratuais e fiscais, dificultando ainda mais a celebração dos Acordos de Individualização da Produção. Com a promulgação da Lei n. 12.351/2010 (Lei da Partilha) houve uma melhora significativa na regulação dos AIPs, que passaram a ser abordados de forma mais detalhada. Além disto, também pode ser visto o aprimoramento na legislação a partir da publicação de diversas Resoluções da ANP, que tiveram a função de especificar situações não abordadas pela Lei supracitada e corrigir controvérsias.

5 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi mostrar o caminhar da legislação sobre a individualização da produção de petróleo e gás natural frente ao conhecimento das características geológicas das bacias sedimentares brasileiras. Assim, buscou-se observar os aspectos positivos e negativos desta interação, a fim de encontrar falhas e entender se a indústria de petróleo no Brasil caminha na direção certa visando minimizar e regularizar os casos em que ocorre o compartilhamento de jazidas de petróleo e gás natural.

A partir de 2003, com a realização da Quinta Rodada de Licitações da ANP, foi adotada uma nova metodologia de desenho de blocos exploratórios, reduzindo cerca de 93% a dimensão média dos blocos licitados, quando comparados a rodada anterior (ANP, 2003). Esta redução no tamanho dos blocos aumentou as chances de ocorrência de jazidas compartilhadas, introduzindo a discussão de um tema antes pouco considerado no Brasil, a unitização da produção de petróleo e gás natural.

Os primeiros Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados basearam-se na Lei n. 9.478/1997, a primeira legislação que regularizou o tema supracitado desde a perda do monopólio da Petrobras e a abertura do mercado de petróleo nacional aos investimentos privados. Assim, frente à crescente importância da individualização da produção no Brasil, percebeu-se que desde as primeiras Rodadas de Licitação da ANP, o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras não foi suficiente para impedir que ocorressem casos de jazidas compartilhadas entre dois ou mais blocos licitados.

A partir de 2010, após a descoberta da província do pré-sal e a publicação da Lei n. 12.351/2010 (Lei da Partilha), houve uma evolução significativa no tratamento da unitização, uma vez que os acordos de individualização da produção passaram a ser abordados de forma bem mais detalhada pela legislação brasileira. Além desta Lei, destacam-se também as Resoluções de Diretoria da ANP, que são elas: 227/2011, 25/2013, 17/2015 e 38/2016, que compuseram o arcabouço regulatório nacional sobre os acordos de individualização da produção.

É de responsabilidade da União e da ANP (representante legal), regular e licitar os blocos exploratórios, no momento em que colocam uma área sob licitação, dar o maior número de dados e conhecimento possíveis, não apenas para aumentar o número de interessados, mas também para mostrar efetivamente qual o potencial da área licitada.

No entanto, notou-se que não houve preocupação por parte dos órgãos supracitados em adquirir mais conhecimento sobre as áreas que seriam licitadas, o que levou a ocorrência de casos de jazidas compartilhadas e à necessidade da celebração de diversos AIPs. Neste sentido, vê-se a necessidade de haver um maior número de agentes envolvidos em estudos geológicos a fim de determinar com maior precisão, onde se encontram as reservas de petróleo e gás natural, suas características e a dimensão destes reservatórios antes do anúncio de uma licitação de blocos para exploração e produção dos hidrocarbonetos.

Não se pode negar que houve um grande desenvolvimento na legislação nacional sobre os acordos de individualização da produção; todavia, se houvesse um conhecimento prévio das características geológicas brasileiras, não haveria a necessidade da criação contínua de novas resoluções por parte do órgão regulador (ANP). Se, antes da licitação, os órgãos responsáveis tivessem maior conhecimento da geologia da região, blocos que compartilhassem jazidas não teriam sido licitados separadamente e, hoje, não haveria a necessidade da existência das Resoluções 17/2015 e 38/2016, que regulam os acordos de individualização da produção em campos já na fase de desenvolvimento.

A elaboração destas resoluções é uma ação reativa que rompe contratos já firmados entre as partes, uma vez que todo processo de exploração e produção envolve uma empresa operadora e consorciados, que arcaram e vêm arcando com os mais variados custos: bônus de assinatura, *royalties* e participação especial. Então, quando é descoberta uma jazida compartilhada, o operador e seu consórcio é obrigado a fazer um acordo com a outra parte. Logo, se os interesses econômicos não sobrepujassem o conhecimento geológico, num claro sinal de maturidade, muitos problemas teriam sido evitados.

Em outras palavras, um setor maduro disponibiliza informações com alto grau de certeza no momento da licitação (pacote de dados), o que garante um maior bônus de assinatura, dependendo do potencial da região e, além disso, minimiza conflitos entre as partes e a ANP para a realização dos AIPs.

Vale o questionamento sobre até onde estas resoluções, que colocam um remendo na legislação sobre a unitização, estão realmente beneficiando o setor e atraindo empresas. Se, por um lado, as resoluções ajudam no momento em que as partes precisam de um acordo, por outro lado, as partes são obrigadas a rever todo seu plano desenvolvimento, o que pode não ser o melhor para os envolvidos.

Pode-se concluir que a legislação sobre a individualização da produção não espelha o conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras. O conhecimento geológico fundamenta as resoluções, porém elas vieram de forma tardia, fechando lacunas que foram surgindo nos últimos anos. Assim, entende-se que a ANP está atuando de forma reativa ao publicar resoluções, ao invés de atuar de forma proativa, fornecendo o conhecimento geológico necessário às empresas interessadas em explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIP, **2007,** Disponível em: <
http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/416877/RESP_OSTA_PEDIDO_AIP_Albacora%20x%20Albacora%20Leste_sem%20anexos.pdf>,
Acesso em: 19/10/2016.

AIP, **2009,** Disponível em: <
http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/416877/RESP_OSTA_PEDIDO_AIP%20manganga%20X%20nautilus_sem%20anexos.pdf>, Acesso em:
19/10/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP),
2002, **Relatório Anual 2002**. Disponível em: < www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2187>,
Acesso: 10/08/2016.

____, 2003, **Nova Metodologia de desenho e licitação dos blocos exploratórios**.
Disponível em <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round5/round5/apresentacoes/Nova_metodologia.pdf>. Acesso em: 11/08/2016.

____, 2007, **Resolução de Diretoria nº 823/2007**. Disponível em:
<[http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2007/reunião%20nº%20459%20-%2028.12.2007/rd823%2Br459%2B2007.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2007/reunião%20nº%20459%20-%2028.12.2007/rd823%2Br459%2B2007.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0)>.
Acesso em: 15/08/2016.

____, 2008a, **Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**.
Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/brasilrounds/arquivos/Editais/Modelo_Contrato_R10_%2030Out08.pdf>. Acesso: 02/09/2016.

____. 2008b, **Resolução de Diretoria nº 737/2008**. Disponível em:
<[http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2008/reunião%20nº%20496%20-%202007.10.2008/rd737%2Br496%2B2008.xml?fn=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2008/reunião%20nº%20496%20-%202007.10.2008/rd737%2Br496%2B2008.xml?fn=document-frame.htm$f=templates$3.0)>.
Acesso em: 15/08/2016.

____, 2008c, **Resultados por blocos**. Disponível em <
http://www.anp.gov.br/brasilrounds/portugues_topo/RESUMO_geral_blocos.asp>. Acesso
em: 10/08/2016.

____, 2009, **Resolução de Diretoria nº 472/2009**. Disponível em: <[http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2009/reunião%20nº%20526%20-%2002.06.2009/rd472%2Br526%2B2009.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2009/reunião%20nº%20526%20-%2002.06.2009/rd472%2Br526%2B2009.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0)>. Acesso em: 15/08/2016.

____, 2011a, **Conheça a ANP**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=268>>. Acesso em: 01/09/2016.

____, 2011b, **O Regime regulador misto: concessão e partilha**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=2656#coordenadas-poligono-pre-sal>>. Acesso em: 12/09/2016.

____, 2012a, **Informativo do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP**. Disponível em: < www.bdep.gov.br/?dw=5600>. Acesso em: 13/08/2016.

____, 2012b, **Resolução de Diretoria nº 347/2012**. Disponível em: < [http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2012/reunião%20diretoria%20nº%20664%20-%2018.04.2012/rd347%2Br664%2B2012.xml?fn=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2012/reunião%20diretoria%20nº%20664%20-%2018.04.2012/rd347%2Br664%2B2012.xml?fn=document-frame.htm$f=templates$3.0)>, Acesso em: 19/10/2016.

____, 2013a, **As Licitações de Petróleo e Gás Natural da ANP e as Perspectivas Exploratórias do Brasil**. Disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=72731>. Acesso em: 02/09/2016.

____, 2013b, **Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: < http://www.brazil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/edital.asp>. Acesso: 02/09/2016.

____, 2013c, **Relatório da Análise da Decima Primeira Rodada de Licitações para Concessão de Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: < http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/relatorio_r11/Relatorio_Analise_R11.pdf>, Acesso: 10/08/2016.

____, 2013d, **Resolução ANP nº 25/2013**. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: 12/09/2016.

____, 2014, **Resolução de Diretoria nº 1170/2014**. Disponível em: < <http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2014/reunião%20nº%20779a%20-%202014.1>>

1.2014/rd1170%2Br779%2B2014.xml?fn=document-frameset.htm\$f=templates\$3.0> .

Acesso em: 16/09/2016.

____, 2015a, **Resolução ANP nº 17/2015**. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: 20/09/2016.

____, 2015b, **Resolução de Diretoria nº 770/2015**. Disponível em: <[http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2015/reunião%20nº%20819º%20-%2002.10.2015/rd770%2Br819%2B2015.xml?fn=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2015/reunião%20nº%20819º%20-%2002.10.2015/rd770%2Br819%2B2015.xml?fn=document-frame.htm$f=templates$3.0)>.

Acesso em: 16/09/2016.

____, 2016a, **AIPs Aprovados pela ANP**, Acervo da Superintendência de Desenvolvimento e Produção/ANP.

____. 2016b, **Anuário Estatístico 2016**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=82385&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1475004603206>>.

Acesso em: 10/09/2016.

____, 2016c, **Resolução ANP nº 38/2016**. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>.

Acesso em: 20/09/2016.

ARAÚJO, Gregório da Cruz, 2009, **Coordenação, Contratos e Regulação: Um estudo teórico e empírico acerca dos acordos de unitização**, Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

AMUI, S.; MELO, M., 2003, "Unitization of oil and gas reservoirs". **T&B Petroleum**, Rio de Janeiro, v. 16, pp. 48-61.

ASMUS, D; WEAVER, J., 2006, "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.

BARBOSA, D.H., 2011, **Tributação do petróleo no Brasil e em outras jurisdições**. 1 ed. Rio de Janeiro, IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustível.

BP, 2015, **BP Energy Outlook**. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook-2035/energy-outlook-to-2035.html>>. Acesso em: 20/09/2016.

BP, 2016, **BP Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>. Acesso em: 20/09/2016.

BRAGA, Luciana Palmeira, 2012, **O processo de individualização da produção na área do pré-sal e os potenciais problemas práticos advindos da convivência dos três modelos de contratos internacionais petróleo**, Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

BRAGA, Luciana Palmeira, 2014, **Pré-Sal - Individualização da Produção e Contratos Internacionais de Petróleo**. 1 ed. São Paulo, Saraiva.

BRAGA, Luciana Palmeira; FONSECA, Carolina R. L., 2016, “A Regulamentação da ANP para Exploração Conjunta de Reservatórios”, **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016**, 1835_16, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 24-27 outubro.

BRASIL, 1953, **Código Civil. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L2004.htm>. Acesso em: 10/07/2016.

_____, 1988, **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm>. Acesso em: 10/07/2016.

_____, 1995, **Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em: 10/07/2016.

_____, 1997, **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 20/07/2016.

_____, 2010a, **Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm>. Acesso em: 22/07/2016.

_____, 2010b, **Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm>. Acesso em: 22/07/2016.

_____, 2010c, **Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010** .Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 22/07/2016.

Brasil Energia, 2014, **Petrobras e Shell desistem de acordo de unitização na Bacia de Campos**, Disponível em: <<http://energiahoje.editorabrasilenergia.com/news/governo/regulacao/2014/01/petrobras-e-shell-desistem-de-acordo-de-unitizacao-na-bacia-de-campos-457039.html>>, Acesso em: 25/10/2016.

BUCHÉB, J. A., 2010. “A unitização de jazidas no novo marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil”. **Revista do Direito da Energia**, n.10, 198-215.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE), 2003, **Resolução CNPE nº 8, de 21 de julho de 2003**. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: 01/09/2016.

_____, 2007, **Resolução CNPE nº 6, de 8 de novembro de 2007**. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: 01/09/2016.

_____, 2016, **Resolução CNPE nº 2, de 3 de março de 2016**. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: 01/09/2016.

DAINTITH, T., 2010, **Finders Keepers? How the Law of Capture shaped the world oil industry**, Washington, D.C., Routledge.

DAVID, Olavo B., LOPES, Luiz Vicente S., BRAGA, Luciana P., 2014, “Compromisso de Individualização da Produção e Unitização em Áreas Não Contratadas à luz da Resolução ANP no. 25/2013”. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014**, 1297_14, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 15-18 setembro.

DERMAN, A. B.; MELSHEIMER, A., 2010, “Unitization agreements: a primer on the legal issues for unitization of the brazilian pre-salt”. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2010**, 3551_10, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 13-16 setembro.

DUVAL, C.; LEUCH, H. L.; PERTUZIO, A.; WEAVER, J. L.; OWEN, A. L.; BISHOP, R. D.; BOWMAN, J. P., 2009, **International petroleum exploration and exploitation agreements**: legal, economic and policy aspects, 2 ed. New York, Barrows.

GAZETA MERCANTIL, 30 de abril de 1988, Disponível em: <
https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/107743/1988_01%20a%2005%20de%20Maio_%20042a.pdf?sequence=3>, Acesso em: 03/09/2016.

GUTMAN, J., 2007, **Tributação e outras obrigações na indústria do petróleo**, Rio de Janeiro, Freitas Bastos.

KRAMER, Bruce M.; Owen L. A., 2005, "The Rule of capture: an oil and gas perspective". **Environmental Law**, Austin, TX, n. 35, pp 899-954.

LIBECAP, G.; SMITH, J., 2002, "The economic evolution of petroleum property rights in the United States". **Journal of Legal Studies**, Chicago, pp S589-S608.

LIMA, H., 2011, **Pré-sal, desenvolvimento e soberania**. Disponível em: <
www.anp.gov.br/?dw=57407>. Acesso em: 15/09/2016.

LUCCHESI, R. D., 2011, **Regimes fiscais de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo**, Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

MAGOON, L. B., & DOW, W. G., 1994, "The Petroleum System", In: Magoon, L. B., and Dow, W. G., eds., **The petroleum system - from source to trap**, AAPG Memoir 60, pp 3-24.

MINISTÉRIO E MINAS E ENERGIA (MME), 2009, **Novo Marco Regulatório: pré-sal e area estratégicas**, 2009, **Pré-Sal: perguntas e respostas**. Disponível em: <
http://www.mme.gov.br/documents/10584/1657891/Cartilha_prx-sal.pdf/e22b66b5-9327-4eb3-93e3-65f04ac689f8>. Acesso em: 02/09/2016.

_____, 2010, Disponível em: <
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1657891/marcoregulato%20rio.pdf/5a84df18-90d0-49eb-ba50-6e2500bc997e>>. Acesso em: 27/07/2016.

_____, 2015, **Relatório Semestral de Atividades Relacionadas aos Contratos de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1251866/Relatório+Semestral+de+Atividades+>

MME+n4+--+2+Sem+2015.pdf/2af5157e-fa0c-434b-b3d6-e2cde84e4521> . Acesso em: 16/09/2016.

PEDROSA JR., O. A.; FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, E.; GUIMARAES, P. B., 2008, **Conteúdo local: tendências mundiais e a experiência brasileira no setor de O&G**. Rio de Janeiro, IBP.

PETROBRAS, 2014, **Marco Regulatório**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/>>. Acesso em: 30/07/2016.

PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY (PGT), 2010, **Geologia do Petróleo**, Disponível em: <https://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf>. Acesso em: 42/10/2016.

PROCACI, Julia T; BONE, R. B., 2016, “Os Reflexos da Cessão Onerosa da Petrobras sobre a Exploração e Produção (E&P) de Óleo e Gás Natural do Brasil”, **Rio Oil and Gas Expo and Conference 2016**;

QUEIROZ GALVÃO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. **Tipos de Reservatório**, 2015, Disponível em: <<http://www.qgep.com.br/static/ptb/tipos-de-reservatorio.asp?idioma=ptb>> Acesso em: 05/10/2016.

RIBEIRO, M. R. de S., 2003, **Direito do petróleo**: as joint ventures na indústria do petróleo. 2. ed. atual. e ampl. Rio de Janeiro, Renovar.

SCHLUMBERGER, 1980, Reservoir and Production Fundamentals.completar

_____, 2016, **Oilfield Glossary**, Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com>>. Acesso em: 12/08/2016.

SOUSA, F. J. R. de, 2009, **A proposta do poder executivo para o marco legal do pré-sal**. Disponível em: <<http://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/6047>>. Acesso em: 11/09/2016.

SOUSA, F. J. R. de, 2011, **A Cessão Onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras**. Brasília. Disponível em: <<http://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/6006>>. Acesso em: 10/09/2016, Consultoria Legislativa, Câmara dos Deputados.

THOMAS, J. E., 2004, **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro, Interciência.

TOLMASQUIM, M. T.; PINTO JÚNIOR, H. Q., 2011, **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo**. Rio de Janeiro, Synergia.

WEAVER, J. L.; ASMUS, D. F., 2006, Unitizing oil and gas fields around the world: a comparative analysis of national laws and private contracts. **Houston Journal of International Law**, Houston, TX, v. 28, n. 3.

VAZQUEZ, F. A.; SILVA, M. E. da; BONE, R. B., 2008, “A regulação no processo de unitização na exploração de petróleo e gás natural no Brasil”. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008**, 2579_08, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 15-18 setembro.

YERGIN, Daniel, 1991, **O Petróleo**: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro. 3 ed., São Paulo, Paz e Terra.

ZACOUR, C.; PEREIRA, T. Z.; CRISTOFARO, A. L. R.; FRANCISCO, F. F., 2012, “Petrobras And The New Regulatory Framework For The Activities Of Exploration And Production Of Oil And Natural Gas In The Brazilian Pre-Salt”, **Journal of World Energy Law & Business**, Oxford, Reino Unido, v. 125, n.5.