



ANÁLISE DA UNITIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL E
SEUS IMPACTOS SOBRE A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL E
RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS

Camila de Moraes Barbosa Borges

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo
José Alberto Bucheb

Rio de Janeiro
Abril de 2014

ANÁLISE DA UNITIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL E
SEUS IMPACTOS SOBRE A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL E RECEITAS
EXTRAORDINÁRIAS.

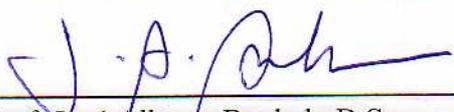
Camila de Moraes Barbosa Borges

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:



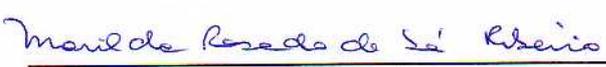
Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.



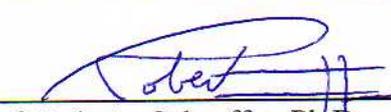
Prof. José Alberto Bucheb, D.Sc.



Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira, D.Sc.



Prof. Marilda Rosado de Sá Ribeiro, D.Sc.



Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2014

Borges, Camila de Moraes Barbosa

Análise da unitização da produção de petróleo no Brasil e seus impactos sobre a política de conteúdo local e receitas extraordinárias. / Camila de Moraes Barbosa Borges. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

IX, 188 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

José Alberto Bucheb.

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2014.

Referencias Bibliográficas: p. 171 – 186.

1. Unitização. 2. Conteúdo Local. 3. Regimes Fiscais. 4. Subaditividade de Custo. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Ao meu marido Fernando e aos meus
filhos Guilherme e Eduardo. Sem seu
amor, eu não teria chegado até aqui.

AGRADECIMENTOS

Primeiro, gostaria de agradecer aos meus orientadores Alexandre Szklo e José Alberto Bucheb, por terem me recebido de braços abertos e pela incansável dedicação durante a orientação.

Agradeço aos professores Luiz Augusto Horta Nogueira, Marilda Rosado de Sá Ribeiro e Roberto Schaeffer, por aceitarem fazer parte da banca examinadora desta Tese.

Agradeço, também, aos demais professores do PPE que contribuíram à minha formação, durante o Doutorado.

Aos funcionários do PPE, Sandra e Paulo, que sempre me socorreram nos momentos difíceis e aparentemente impossíveis.

Aos amigos da indústria de E&P, por toda colaboração dada ao longo destes últimos 5 anos: Annette Moltz, Angela Almada, Cristina Melo, Luciana Braga, Marcio Bastos, Marcio Mendes, Raul Mosmann, Richard Aguirre e Roland Harb. Um obrigado especial ao meu amigo Thomas Jay Akers, por todo apoio dado, apesar da distância e do fuso horário.

Agradeço à minha família e amigos, por toda a paciência e compreensão durante estes últimos 5 anos turbulentos.

Finalmente, agradeço a Nossa Senhora Aparecida, por estar sempre ao meu lado e por não me deixar cair a cada tropeço.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

ANÁLISE DA UNITIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL E SEUS IMPACTOS SOBRE A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL E RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS

Camila de Moraes Barbosa Borges

Abril/2014

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

José Alberto Bucheb

Programa: Planejamento Energético

O Brasil é uma das principais fronteiras petrolíferas do mundo e é, portanto, um caso relevante para um exame detalhado acerca de seu papel no futuro da indústria do petróleo e na promoção do desenvolvimento industrial nas economias emergentes. Um instrumento importante para a realização desta tarefa é a política de conteúdo local. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) revisou os regimes fiscais adotados no país no que diz respeito às políticas de conteúdo local e ao processo de unitização. Neste sentido, esta Tese avalia a possibilidade de obter *windfall profits* da subaditividade de custos devido ao processo de unitização e como esta receita extraordinária poderia ser percebida pela Agência Reguladora brasileira. A nova metodologia de cálculo do conteúdo local apresentada pela Agência Nacional do Petróleo foi testada através de um estudo de caso, que incluiu a análise do processo de unitização de duas áreas localizadas no pré-sal brasileiro sob regimes fiscais distintos. O trabalho demonstrou a existência de receitas extraordinárias provenientes da subaditividade de custos e demonstrou que essas receitas poderiam contribuir para criação de participação governamental sobre este “windfall profit”, sem reduzir a rentabilidade do projeto antes do processo de unitização.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

BRAZIL'S OIL PRODUCTION UNITIZATION ANALYSIS AND ITS IMPACTS
ON LOCAL CONTENT POLICY AND WINDFALL PROFITS

Camila de Moraes Barbosa Borges

April/2014

Advisors: Alexandre Salem Szklo

José Alberto Bucheb

Department: Energy Planning

Brazil is one of the chief world petroleum province frontiers and is thus a relevant case for a close examination of the future role of the petroleum industry in the promotion of industrial development in emerging economies. A major instrument for accomplishing this task is the Brazilian local content policy. The Brazilian National Petroleum Agency (ANP) has recently revisited the country's fiscal regime with regard to local content policy and unitization process. Therefore, this Thesis evaluates the possibility of achieving a windfall profit from the subadditivity of costs owing to unitization and how this possible windfall profit could be perceived by the Brazilian Regulatory Agency. The new local content methodology presented by the Brazilian National Petroleum Agency was tested for a case study, which included the analysis of the process unitizing two areas of the so-called Brazilian pre-salt layer under different fiscal regimes. The simulation verified the existence of windfall profits from subadditivity of costs and demonstrated that these gains could contribute to government participation fee without reducing the profitability of the project before unitization.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 JUSTIFICATIVA	5
1.2 METODOLOGIA	7
2 A IMPORTÂNCIA DO BRASIL NA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DESDE AS DESCOBERTAS DO PRÉ-SAL	14
3 AS POLÍTICAS DE CONTEÚDO LOCAL	35
3.1 AS POLÍTICAS DE CONTEÚDO LOCAL NO MUNDO	40
3.1.1 Estados Unidos da América (EUA).....	41
3.1.2 Cazaquistão	43
3.1.3 Nigéria	46
3.1.4 Noruega	50
3.1.5 Reino Unido.....	57
3.1.6 Brasil.....	61
4 A UNITIZAÇÃO OU INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO	89
4.1 A MECÂNICA DOS RESERVATÓRIOS	92
4.2 UNITIZAÇÃO NO MUNDO.....	97
4.2.1 Estados Unidos da América (EUA).....	97
4.2.2 Cazaquistão	100
4.2.3 Nigéria	101
4.2.4 Noruega	102
4.2.5 Reino Unido.....	105
4.3 A UNITIZAÇÃO NO BRASIL.....	106
4.3.1 Os Regimes Fiscais Brasileiros	108
4.3.1.1 Regime de Concessão.....	109
4.3.1.2 Regime de Partilha da Produção	113
4.3.1.3 Regime de Cessão Onerosa	116
4.3.2 As questões controversas do processo de unitização no Brasil	122
4.3.3 Subaditividade de custos.....	124
4.3.3.1 Economia de Escopo	125
4.3.3.2 Economias de Escala.....	127
4.3.3.3 Economias de Escala Multiplanta	130
4.3.3.4 Deseconomias de Escala.....	131
4.3.3.5 Curvas de aprendizagem em contraposição à economia de escala	133
4.4 A REGRA DE HOTELLING e A UNITIZAÇÃO	135
5 UNITIZAÇÃO, CONTEÚDO LOCAL E SUBADITIVIDADES NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL	142
5.1 LUCRATIVIDADE APÓS A UNITIZAÇÃO.....	142
5.2 IMPACTOS DA SUBADITIVIDADE DE CUSTO.....	151

<i>5.3 REGRA DE HARTWICK, DOENÇA HOLANDESA E WINDFALL PROFITS</i>	157
7 REFERÊNCIAS	171
ANEXO	187

1 INTRODUÇÃO

No ano de 2012, a produção mundial de petróleo aumentou 2,2%, ou seja, 1,9 milhões de barris/dia. A OPEP¹ foi responsável por cerca de três quartos deste aumento global, apesar do declínio na produção iraniana em 680.000 barris/dia, devido a sanções internacionais. Pelo segundo ano consecutivo, a produção atingiu níveis recorde na Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Qatar. A produção dos países que não integram a OPEP cresceu 490 mil barris/dia, com um aumento nos EUA (1 milhão de barris/dia), no Canadá, na Rússia e na China, compensando o declínio inesperado na produção do Sudão/ Sudão do Sul de 340.000 barris/dia, o declínio da Síria (160.000 barris/dia), bem como o declínio das reservas maduras do Reino Unido e Noruega (BP, 2013).

Em contrapartida, o consumo global de petróleo cresceu aproximadamente 890.000 barris/dia, ou seja, 0,9% abaixo da média histórica. O petróleo teve a taxa média de crescimento mais fraca da história, dentre os combustíveis fósseis, pelo terceiro ano consecutivo. A OCDE², que teve seu consumo reduzido em 1,3% (530.000 barris/dia) e responde por 50,2% do consumo global. Excluindo a OCDE,

¹ A Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) é uma organização intergovernamental permanente, criada na Conferência de Bagdá em Setembro de 1960, pelo Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela. Aos cinco membros fundadores foram adicionados nove novos membros: Qatar (1961); Indonésia (1962), que suspendeu a sua adesão em Janeiro de 2009; Líbia (1962); Emirados Árabes Unidos (1967); Argélia (1969); Nigéria (1971), Equador (1973), que suspendeu a sua adesão de Dezembro de 1992 à Outubro de 2007; Angola (2007) e Gabão (1975-1994). O objetivo da OPEP é de coordenar e unificar as políticas de petróleo entre os países membros, a fim de garantir: preços justos e estáveis para os produtores de petróleo, um fornecimento eficiente, econômico e regular de petróleo para os países consumidores, e uma justa remuneração do capital para aqueles que investem na indústria (OPEC, 2013).

² A OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico é uma organização internacional de 34 países que tem ajudado a moldar padrões globais, convenções internacionais, acordos e recomendações em áreas como governança, responsabilidade corporativa, desenvolvimento, investimento internacional, impostos, meio ambiente e na luta contra o suborno e corrupção. É um fórum onde os governos trabalham em conjunto para buscar soluções para problemas comuns, compartilhar experiências e identificar as melhores práticas, que promovam melhores políticas, visando uma vida melhor. A maioria dos membros da OCDE é composta por economias com um elevado PIB per capita e elevado Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e por países considerados desenvolvidos, à exceção do México, Chile e Turquia (OECD, 2013).

o consumo cresceu 1,4 milhões de barris/dia (ou 3,3%). China voltou a registrar a maior contribuição para o aumento do consumo global (470.000 barris/dia ou 5%). O consumo japonês cresceu de 250.000 barris/dia (ou 6,3%), a maior contribuição deste para o aumento do consumo global desde 1994 (BP, 2013).

De acordo com a IEA (2013), 90,9 milhões de barris/dia de petróleo foram mundialmente produzidos em 2012 e há uma previsão de declínio para 31 milhões de barris/dia até 2030 caso não surjam descobertas ou novas tecnologias para o melhor aproveitamento das reservas já existentes.

Estima-se que a demanda mundial por petróleo tenha sido igual a 90,7 milhões de barris por dia no final de 2013 (IEA, 2013). Assim, o aprimoramento nos processos de recuperação de reservatórios de petróleo em campos já existentes e novas descobertas de petróleo serão necessários para preencher esta lacuna de 59,7 milhões de barris por dia, até 2030. Neste sentido, a descoberta do campo petrolífero de Tupi, rebatizado posteriormente de Lula, no Brasil em outubro de 2006 – o maior campo de petróleo encontrado na parte ocidental do globo nos últimos 30 anos – é fundamental para a concretização deste objetivo (KAY e GRAEFE, 2011).

De fato, o Brasil é uma das principais fronteiras petrolíferas do mundo. O país tornou-se autossuficiente em termos de volume de petróleo bruto em abril de 2006 – apesar de ainda depender do petróleo importado para obter uma mistura de maior qualidade para os processos de refino de petróleo, o que levou à importação de 113,9 milhões de barris de petróleo³ em 2012 de acordo com ANP (2013). Além disso, apesar de sua autossuficiência em termos de volume, a política brasileira de

³ Incluindo condensado.

petróleo manteve a diretriz de buscar aumentar as descobertas de petróleo por meio de licitações até as descobertas dos campos do pré-sal em 2008.

Devido a esta nova fronteira exploratória do pré-sal⁴, região de rocha calcária, localizada abaixo da camada de sal, a uma profundidade de 5 a 7 mil metros do nível do mar (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011), em 2009, o governo brasileiro anunciou sua intenção de estabelecer um novo regime fiscal para a indústria de petróleo local (POSTALI e NISHIJIMA, 2013) e em 2010 sancionou a Lei 12.351 que estabelece o regime de partilha de produção como o novo regime fiscal para a exploração e a produção de petróleo e de gás natural em áreas do pré-sal e em outras áreas estratégicas (BRASIL, 2010b). Com o advento desta nova lei, as rodadas de licitações públicas passariam a ser realizadas com base nos regimes de concessão e de partilha de produção, dependendo da área ofertada (BRAGA e CAMPOS, 2012).

Ainda em 2010, o Brasil sancionou a Lei 12.276 que autorizava a União a ceder onerosamente, à Petrobras⁵, às áreas localizadas no polígono do pré-sal que ainda não tinham sido concedidas. O Brasil passou então a apresentar três novos regimes fiscais, o regime de concessão, o regime de partilha da produção e o regime de cessão onerosa (BRASIL, 2010a, BRASIL, 2010b).

Paralelamente a esta revisão de política fiscal, a ANP⁶ vem analisando outros dois principais aspectos da regulamentação do setor de petróleo do Brasil: a

⁴ As rochas do pré-sal são reservatórios localizados abaixo de uma extensa camada de sal que se estende por mais de 800 km desde o litoral do estado do Espírito Santo até Santa Catarina, por até 200 km de largura, em lâmina d'água variando entre 1.500 m e 3000 m (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

⁵ A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras é uma sociedade de economia mista, sob controle da União com prazo de duração indeterminado, que é regida pelas normas da Lei das Sociedades por Ações (LEI Nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976).

⁶ A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foi implantada em 1998, pelo Decreto nº 2.455 e é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. É uma autarquia federal, vinculada ao Ministério de

política de conteúdo local (CL) e o processo de unitização (BRAGA e CAMPOS, 2012).

As empresas de petróleo que adquirem blocos nas rodadas de licitações assinam o contrato para a exploração e produção de petróleo e gás natural com a ANP. Neste contrato existem cláusulas de conteúdo local, que incidem sobre as fases de exploração e desenvolvimento da produção. De acordo com estas cláusulas, o consórcio deve garantir a preferência para a contratação de fornecedores brasileiros, contanto que estes sejam competitivos em relação a condições de preço, prazo e qualidade quando comparado com fornecedores não brasileiros (ANP, 2007).

Destarte, a experiência internacional indica que as cláusulas de conteúdo local são destinadas a estimular o crescimento econômico e social do país anfitrião, por meio da melhoria de sua capacidade industrial (ADEWUYI e OYEJIDE, 2012). O conteúdo local é, portanto, um conjunto de ações, incluindo o recrutamento e a formação de mão de obra local, a contratação de serviços locais e a compra de materiais nacionais, com o objetivo de desenvolvimento da infraestrutura industrial e capacidade de operação de recursos humanos (BORDMANN, 2010).

Os requisitos de conteúdo local no Brasil tornaram-se mais onerosos e exigentes a cada nova rodada de licitação. No entanto, a variação e a evolução do percentual de conteúdo local, em cada rodada de licitação subsequente, resultaram em questões controversas em relação a possíveis processos de unitização (BUCHEB, 2010b).

Minas e Energia, responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo (Lei no 9.478/1997).

Segundo Weaver (2011) e Bucheb (2010a), a Unitização é caracterizada quando um reservatório de petróleo e gás natural se estende por mais de um bloco. Quando este cenário é identificado, todas as empresas ou consórcios envolvidos devem assinar um Acordo de Individualização da Produção (AIP). O propósito de um AIP é garantir a repartição dos custos, a repartição dos lucros da produção e a prevenção da exploração predatória dos recursos naturais (KRAMER, 1998).

1.1 JUSTIFICATIVA

Muitos autores têm reconhecido a questão da adoção de políticas de conteúdo local como uma forma de administrar os impactos da produção de petróleo e gás natural sobre a capacidade industrial nacional (ISMAIL, 2010; LARSEN, 2004; PEREIRA, 2008; SAME, 2008). Outros autores também reconhecem a questão da unitização de blocos de petróleo, a recuperação dos reservatórios e, por conseguinte, a otimização da produção (BUNTER, 2002; DAINTITH, 2010; DERMAN e MELSHEIMER, 2010; GAO, 1994; KRAMER e ANDERSON, 2005; ONG, 1999). No entanto, poucos estudos têm tentado discutir o desafio da regulação simultânea de conteúdo local e unitização. Neste sentido, Bucheb (2010b) demonstra compreender este dilema quando afirma que a redefinição do conteúdo local durante o processo de unitização é um problema real, quando o conteúdo local torna-se uma obrigação indivisível⁷.

A ANP também reconhece este problema e, por isso, desenvolveu uma metodologia para recalculer o percentual de conteúdo local, utilizando uma média ponderada baseada no volume de óleo equivalente (VOE) para cada bloco de

⁷ O Código Civil Brasileiro, art.258 elucida que a obrigação indivisível ocorre quando o objeto da instalação é algo que não possa ser dividido por questões legais, de ordem econômica ou natural.

petróleo e gás natural submetido ao processo de unitização (ANP, 2013c). Embora a fórmula proposta pela ANP não tenha a intenção de comprometer a viabilidade econômica dos projetos unitizados, ela não considera que este processo de unitização pode resultar em uma subaditividade de custo. Assim, o objetivo desta pesquisa é avaliar a possibilidade de alcançar subaditividade de custos após a unitização de blocos de petróleo e gás natural e demonstrar como esse *windfall profit*⁸ poderia ser percebido pela ANP.

Assim, a presente tese, que se baseia em um método indutivo para testar uma hipótese, utilizando também uma análise comparativa, preliminarmente trata de como o Brasil tem se posicionado na indústria de *upstream* desde as descobertas do pré-sal. Em seguida, aborda as políticas de conteúdo local, descrevendo seus objetivos e apresentando como estas políticas são aplicadas nos Estados Unidos da América (EUA), no Cazaquistão, na Nigéria, na Noruega no Reino Unido e no Brasil. Em sequência, explica o conceito de unitização, sua origem, sua dinâmica, através da compreensão da mecânica dos reservatórios, bem como apresenta como se dá o processo de unitização nos mesmos países citados anteriormente. Na análise do processo de unitização no Brasil, são abordados os regimes fiscais adotados pelo governo brasileiro, as questões controversas do processo de unitização e a subaditividade de custo que pode ser alcançada. Por derradeiro, são apresentadas duas simulações, baseadas em dados reais, para testar a hipótese da existência de lucratividade após a unitização e para avaliar os impactos da subaditividade de custos nos projetos de exploração e produção de petróleo e gás

⁸ *Windfall profits* são lucros que ocorrem inesperadamente devido a circunstâncias fortuitas. Esses lucros são geralmente bem acima dos padrões históricos e podem ocorrer devido a vários fatores, tais como um aumento de preços ou escassez de oferta. Estas “receitas extraordinárias” podem ser de natureza temporária ou podem ser mais duradouras. São geralmente colhidos por um setor da indústria, mas também podem ser obtidos por uma empresa (MCCLURE, 1983; VERBRUGGEN, 2008).

natural. Finalmente, o último capítulo apresenta as conclusões e considerações finais do estudo.

1.2 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento deste estudo, inicialmente se levantou o acervo bibliográfico, referenciado ao final desta tese, com o intuito de buscar os conteúdos mais atuais e relevantes para os temas unitização e conteúdo local.

Em ato contínuo, analisaram-se as questões mais controversas e a possibilidade de subaditividade pós unitização. Uma das questões controversas aventadas foi o cálculo do novo conteúdo local após o processo de unitização e a formação de um novo consórcio de empresas.

Tal controvérsia, em virtude de sua relevância para o presente estudo, deu azo à verificação de impactos econômicos para o novo consórcio. Assim, utilizando-se da metodologia de cálculo de conteúdo local publicada pela ANP (2013c) através da Nota Técnica CCL nº12/2011 e aprofundada mais adiante neste estudo, aplicou-se a técnica de programação linear para determinar se a citada metodologia de cálculo causaria ou não redução na lucratividade da nova operação, agora unitizada.

Por sua vez, esta análise determinou que, mesmo que os custos – CAPEX e OPEX – anteriores à individualização da produção fossem mantidos nos mesmos patamares, não haveria redução de lucratividade da nova operação, mas sim, neste caso, a manutenção dos valores anteriormente auferidos individualmente.

Desta forma, a análise visa a demonstrar que a redução de custos – CAPEX e/ou OPEX – através de uma possível subaditividade de custos, poderia trazer um

aumento de lucratividade para a operação pós-unitizada. Assim, na busca pela resposta a esta possibilidade aventada, trabalhou-se com modelos de regressão de dados reais de custos de operações de diferentes tamanhos, para demonstrar que o aumento da operação – devido à individualização da produção – traz redução dos custos.

Com base na redução de custos aclarada pela regressão dos referidos dados, foi realizada uma simulação, também com base em dados reais de dois campos, de uma área passível de unitização. Foi realizado o cálculo do novo conteúdo local, pela metodologia proposta pela ANP e calculou-se a lucratividade individual de cada um dos campos e a lucratividade em caso de unitização dos dois campos. Demonstrou-se, no caso trazido à baila, que a hipótese de que a unitização pode acarretar em redução de custos e conseqüentemente em *windfall profits* estava correta.

O fluxograma apresentado na Figura 1 mostra a metodologia aplicada ao estudo e a seguir detalha-se cada uma das etapas constantes do citado fluxograma.

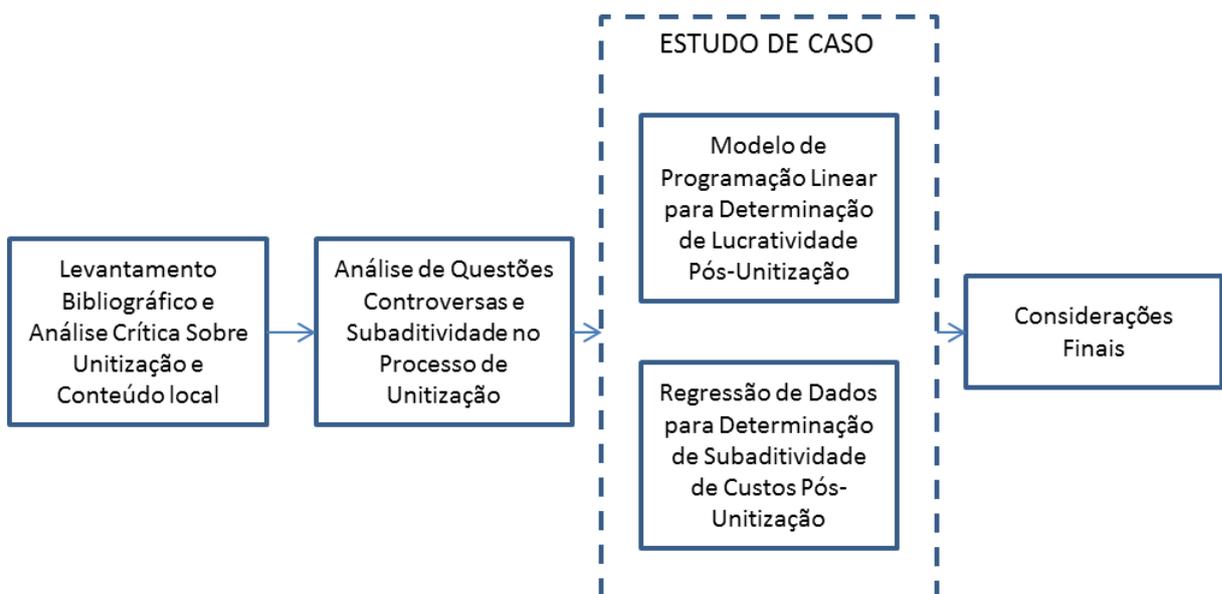


Figura 1 - Fluxograma da metodologia aplicada no estudo
Fonte: Elaborada pelo autor.

Primeiramente foi realizado um levantamento bibliográfico sobre a importância do Brasil na indústria mundial de exploração e produção de petróleo e gás natural desde a descoberta do campo de Iara, localizado no polígono do pré-sal da Bacia de Santos. Estima-se que em Libra, campo descoberto em 2011, haja uma reserva recuperável entre 8.000 e 12.000 milhões de barris de óleo equivalente, assim como mais de 50 bilhões de barris de óleo equivalente e gás natural recuperável. O Brasil possui reservas provadas de petróleo de mais de 13 bilhões de barris de óleo equivalente, mas como as empresas de petróleo continuam a explorar a camada pré-sal, a EIA espera que as estimativas das reservas evoluam de forma crescente, eventualmente duplicando os níveis atuais e, finalmente, levando ao aumento da produção (EIA, 2013a).

Em seguida foi feito um levantamento sobre as políticas de conteúdo local no Brasil e em outros países como Estados Unidos da América (EUA), Cazaquistão, Nigéria, Noruega e Reino Unido. Estes países foram selecionados por serem alguns dos países que compunham o ranking dos vinte maiores produtores de petróleo da EIA para o ano de 2012 (EIA, 2012), que apresentavam, em suas respectivas indústrias, políticas de conteúdo local.

Depois foram levantadas informações sobre o processo de unitização. Procurou-se entender a mecânica dos reservatórios e como o processo de unitização influencia no funcionamento eficiente e econômico da unidade de produção para o alcance da máxima recuperação de óleo e gás. Estudou-se como se dava o processo de Unitização no Brasil e em outros países como Estados Unidos da América (EUA), Cazaquistão, Nigéria, Noruega e Reino Unido. Estes países foram selecionados por serem alguns dos países que compunham o *ranking* dos vinte maiores produtores de petróleo da EIA para o ano de 2012 (EIA, 2012), que

apresentavam em suas respectivas indústrias casos de unitização de blocos contíguos.

Posteriormente foram analisadas as questões controversas do processo de unitização no Brasil, estudando como conteúdo local (CL) é harmonizado com a unitização sob a perspectiva dos regimes fiscais brasileiros, em virtude da atual relevância tanto do Brasil como uma fronteira petrolífera, quanto da coexistência de diferentes regimes fiscais no país. Esta análise demonstrou que a metodologia de cálculo proposta pela ANP não compromete a viabilidade econômica dos projetos em unitização, mas também não considera a subaditividade de custo que pode ser gerada a partir do processo de unitização.

Dando continuidade ao último tópico, analisou-se a subaditividade de custos, sua origem a partir da economia de escala e economia de escopo e seus desdobramentos.

Em seguida, confrontou-se o processo de unitização com a regra de Hotelling, demonstrando a importância da unitização, no estabelecimento de regras para o consórcio e na cessação da produção predatória, no intuito de evitar a ocorrência da regra da captura, onde certamente não haveria uma racionalidade no volume produzido, mas sim uma maximização de volume produzido por empresa de petróleo, independentemente da análise do preço de mercado e do custo marginal de produção.

Na sequência, a fim de se determinar se a operação pós unitização acarretaria ou não um aumento na lucratividade do novo consórcio de empresas se comparada à lucratividade individual de cada uma anteriormente, lançou-se mão de um modelo de programação linear.

Segundo Goldberg (2005), os modelos de programação linear constituem um tipo especial de modelos de otimização. Ainda segundo o autor, os seguintes passos são necessários para a organização de um modelo de programação linear:

- Definição das atividades: após a análise do problema, as atividades que o compõem são definidas;
- Definição dos recursos: considerando os insumos disponíveis dentro de cada atividade, determinam-se os recursos que estão sendo utilizados e produzidos em cada uma;
- Cálculo dos coeficientes de insumo: é indispensável estabelecer claramente como as atividades e os recursos estão relacionados em termos de recursos necessários por unidade produzida;
- Determinação das condições externas: considerando que os recursos são limitados, cumpre determinar a quantidade de cada recurso disponível para o processo modelado. Essas são as denominadas condições externas do modelo.
- Formalização do modelo: consiste em associar as quantidades não negativas x_1, x_2, \dots, x_n a cada uma das atividades, escrever as equações de balanceamento e indicar o uso de cada recurso.

No modelo de programação linear apresentado no item 5.1 pode-se destacar:

- Variável de decisão: OPEX e CAPEX
- Função Objetivo: Lucro = Receita – Despesa
- Restrições de não negatividade: $OPEX \geq 0$ e $CAPEX \geq 0$

Para teste e validação do modelo proposto foi realizada uma simulação com dois blocos da Bacia de Campos localizados no litoral dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, cobrindo uma área de 60,4 km², que se estende a profundidades de 2.400 e 2.500 m. O primeiro consórcio, com reservas de petróleo estimadas em 340 milhões de barris, é um dos *Blue Blocks*⁹ que foram concedidos durante a rodada zero. O segundo consórcio com reservas de petróleo estimadas em 10 milhões de barris pertence à 3ª rodada de licitações.

Em seguida avaliaram-se os impactos da subaditividade de custos e validou-se a existência de um aumento de lucratividade após a unitização. Para testar e validar o modelo proposto foi realizada uma simulação com dois blocos, Iara e Entorno de Iara, com base na regressão dos dados de fluxo de caixa extraídos de um estudo da Gaffney, Cline & Associates (2010) sobre as 10 maiores descobertas do pré-sal, onde foi apresentada uma avaliação econômica de cada projeto.

De acordo com Levine (2008) a análise da regressão possibilita que você desenvolva um modelo para prever valores de uma variável numérica com base no valor de outras variáveis.

Na análise da regressão, a variável que se deseja prever é chamada de variável dependente. As variáveis utilizadas para fazer a previsão são chamadas de variáveis independentes. Além de prever valores para a variável dependente, a análise de regressão permite também que você identifique o tipo de relação matemática que existe entre uma variável dependente e uma variável

⁹ *Blue Blocks* foi a denominação utilizada para os blocos exploratórios concedidos à Petrobras nos termos da Lei nº 9.478 de 1997 através da Rodada Zero de licitações. Consolidada em agosto de 1998, a Rodada Zero ratificou os direitos da Petrobras na forma de Contratos de Concessão, sobre os blocos exploratórios e áreas em desenvolvimento em que a empresa houvesse realizado investimentos. Em 6 de agosto de 1998, foram assinados contratos entre a ANP e a Petrobras referentes a 282 campos em produção ou desenvolvimento pela empresa estatal. Estas concessões foram celebradas sem processo licitatório (a Rodada Zero) e cobriram área superior a 450.000 km² em 115 blocos exploratórios (ANP, 2011).

independente, quantifique efeito que mudanças na variável independente exercem sobre a variável dependente e identifique observações incomuns (LEVINE, 2008).

As áreas escolhidas pertencem ao polígono do pré-sal, localizadas em águas ultra profundas e com uma área de extensão de 512 km². Representam uma acumulação de 561 km² a 2.200 m de profundidade, contendo petróleo de 27° API. Estima-se uma reserva de 755 milhões de barris para o entorno de Iara e de 1.232 milhões de barris para o campo de Iara. A escolha destes dois campos foi realizada com base na probabilidade de unitização entre ambas as áreas, devido à proximidade geográfica destes, conforme apresentada na Figura 11 do capítulo 5.2.

Nesta análise a variável independente é o volume de óleo extraído em milhões de barris no prazo de 40 anos. Já as variáveis dependentes são o CAPEX e o OPEX.

Para se encontrar o modelo de regressão que melhor representava cada uma das duas séries de dados foi utilizado um software livre chamado LabFit, disponível no sítio <http://zeus.df.ufcg.edu.br/labfit/>.

Para verificar a aderência ao modelo de regressão escolhido, foram calculados os coeficientes de correlação e de determinação (r²), os quais serão oportunamente apresentados nesta tese.

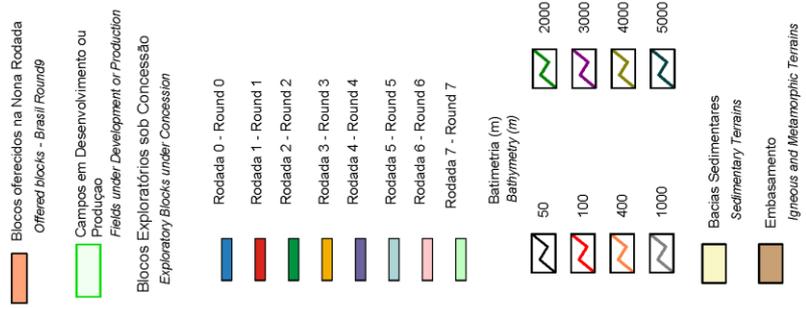
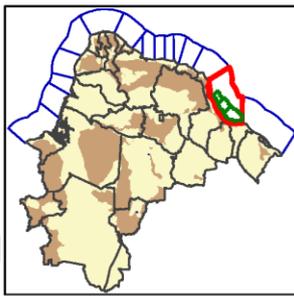
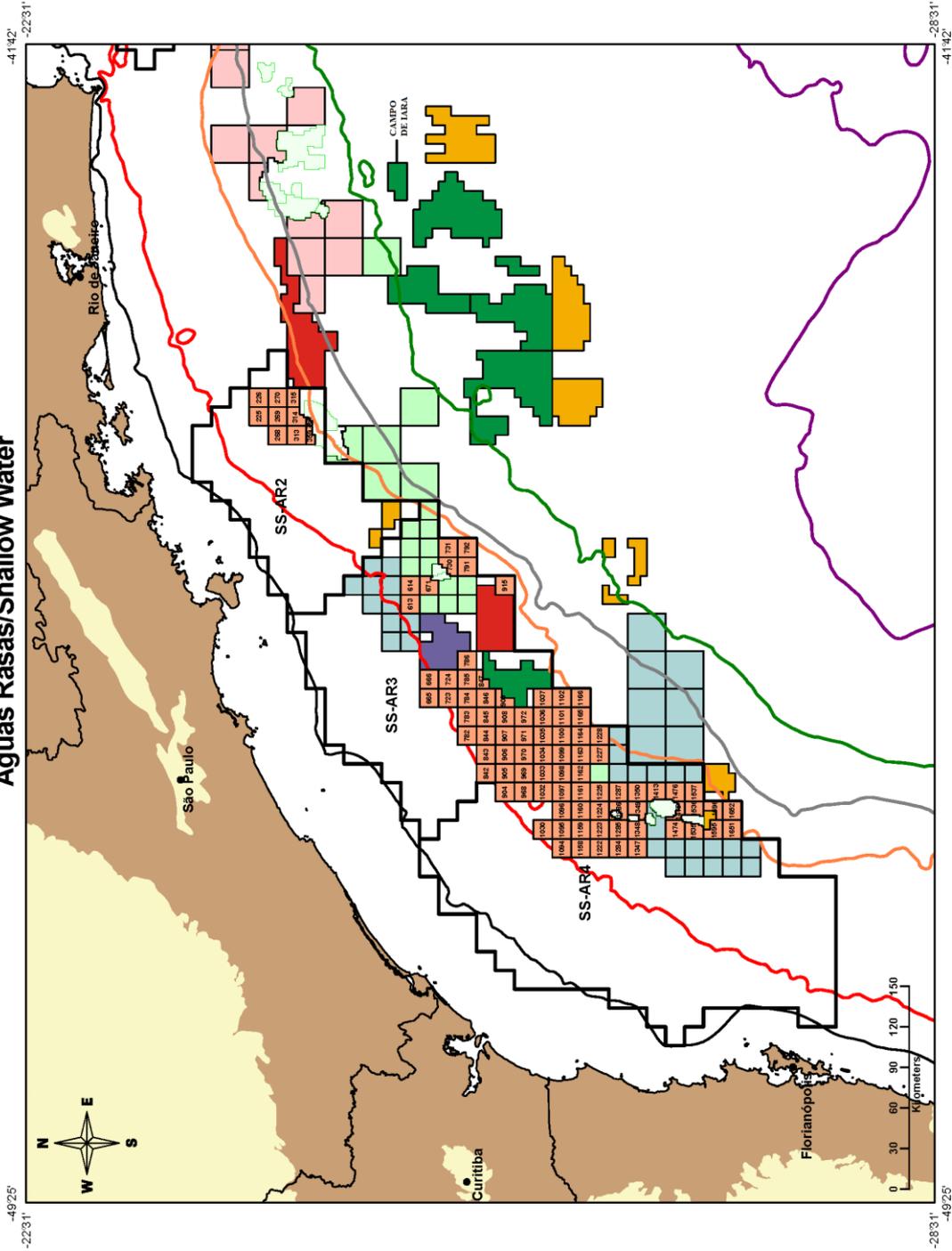
Em seguida levantaram-se informações sobre a Regra de Hartwick e Doença Holandesa, fazendo uma análise de como o *windfall profits* pode ser utilizado segundo a regra de Hartwick, a fim de evitar o fenômeno da Doença Holandesa¹⁰.

¹⁰ Fenômeno que ocorre em momentos de considerável incremento nos níveis de produção e de exportação, após a descoberta de grandes volumes de recursos ou do aumento de preços destes recursos. Esta disfunção pode ocorrer porque, ao se tornar grande exportador de petróleo ou gás natural, o país recebe um forte influxo de divisas estrangeiras, levando à apreciação significativa das taxas de câmbio e, conseqüentemente, à deterioração da competitividade dos demais setores da economia. Neste sentido dá-se margem a uma estagnação econômica, a desindustrialização, em função do efeito de deslocamento de investimentos e de pressão sobre os custos dos fatores de produção e o próprio aumento do custo de vida no país associado à Doença Holandesa (TOLMASQUIN E PINTO JÚNIOR, 2011).

2 A IMPORTÂNCIA DO BRASIL NA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DESDE AS DESCOBERTAS DO PRÉ-SAL

O campo de Iara, localizado no polígono do pré-sal da Bacia de Santos, conforme representado no Mapa 1, foi o primeiro de uma série de novas e importantes descobertas desta nova fronteira exploratória que é o Brasil (GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010). Apesar da surpreendente estimativa entre 3 a 4 bilhões de barris de óleo equivalente, o maior desafio está no governo brasileiro conseguir recursos financeiros e tecnológicos para explorar estas reservas de forma eficiente, com um custo adequado, no tempo ideal (SHAW e PEARSON, 2008).

Bacia de Santos - Setores AR2, AR3 e AR4/Santos Basin - AR2, AR3 and AR4 Sectors Aguas Rasas/Shallow Water



Mapa 1 – Campo de Iara na bacia de Santos.

Fonte: ANP (2007)

Atualmente, o Brasil apresenta uma vasta gama de projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural em andamento, através da empresa nacional Petrobras, como os campos de Lula e Carioca e outros também na área do pré-sal.

Outro ponto importante, decorrente destas novas descobertas, é a questão regulatória em torno do pré-sal. Desde o anúncio das novas descobertas em 2006, a sociedade brasileira começou a debater sobre como os recursos gerados a partir do pré-sal seriam utilizados.

Àquela época, os questionamentos estavam focados em quem deteria o controle das operações e como as mesmas seriam tributadas. Bittencourt (2010) aponta as principais dúvidas e controvérsias trazidas pela proposta do novo marco regulatório, entre elas: a definição do regime da jazida compartilhada; a possibilidade de contratação direta da Petrobras para realização de atividades de avaliação das áreas sem a vigência de IPA; o procedimento para a celebração do acordo de unitização pela PPSA¹¹ e a penalidade imposta àquele que se recusar a celebrar o acordo de unitização (BRAGA, 2012).

Esta discussão se tornou mais interessante devido a alguns questionamentos da indústria petrolífera brasileira:

- Outras áreas do pré-sal ainda não tinham sido licenciadas para nenhuma empresa e a indústria petrolífera brasileira desconhecia quem estaria autorizado a ter uma parte destas áreas e sob qual regime fiscal.
- Os dados geológicos e geofísicos dos campos de Lula, Carioca, Iara e seu entorno indicavam que estes campos pertenciam a um mesmo

¹¹ A Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) criada pela Lei 12.304 de 2 de agosto de 2010, é uma empresa pública, responsável pela gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia – MME, podendo ser contratada diretamente pela Administração Pública para realizar o seu objeto, dispensada a licitação (Brasil, 2010d). Dentre as funções da PPSA está a participação nos consórcios formados para executarem os PSAs, representando a União nos comitês operacionais, os quais serão constituídos com metade dos seus membros advindos da PPSA (BRAGA, 2012).

reservatório, o qual se estendia além de seus limites, sinalizando a necessidade de Unitização, não somente pelo fato da extensão da reserva, como também da complexidade para a exploração das mesmas (SHAW e PEARSON, 2008).

Pelo ângulo produtivo, de acordo com Wood Mackenzie (2011), no final de 2011, a indústria mundial de exploração e produção de petróleo e gás natural testemunhou a descoberta de grandes reservas, conforme apresentado na Tabela 1. Aproximadamente oito bilhões de barris de petróleo eram produzidos através de um *mix* composto de países emergentes e bacias maduras, evidenciando a África Oriental e as margens do Atlântico Sul como as novas fronteiras petrolíferas (WOOD MACKENZIE, 2011).

Tabela 1 – As 10 maiores descobertas de 2011.

Colocação	Campo	Operador	País	Bacia	Reservas Estimadas (MM BOE)*
1º	Libra	ANP	Brasil	Santos	4.792
2º	Gávea	Repsol Sinopec Brasil	Brasil	Campos	400
3º	Albacora (pré-sal)	Petrobras	Brasil	Campos	350
4º	Waikiki	OGX	Brasil	Campos	264
5º	Zaedyus	Shell	Guiana Francesa	Guyana	250
6º	Peregrino Sul	Statoil	Brasil	Campos	250
7º	Macunaima	Petrobras	Brasil	Santos	235
8º	Kinbe	Pemex	México	Sureste	200
9º	Abare	Petrobras	Brasil	Santos	100
10º	Tucura	Petrobras	Brasil	Campos	100

*Milhões de barris de óleo equivalente

Fonte: Moran *et al* (2012)

O consórcio que adquiriu o direito de desenvolver o campo de Libra, formado por Petróleo Brasileiro S.A. (40%), Shell Brasil Petróleo Ltda. (20%), Total S.A. (20%), CNPC International Ltd (10%) e CNOOC International Limited (10%), estima que Libra apresente uma reserva recuperável entre 8.000 e 12.000 milhões de barris de óleo equivalente. Estima-se também que, considerando as

reservas em toda a extensão do pré-sal, haja mais de 50 bilhões de barris de óleo equivalente e gás natural recuperável. O Brasil apresentou reservas provadas de petróleo de mais de 13 bilhões de barris de óleo equivalente.

Segundo Shaw e Pearson (2008), a área do pré-sal de Santos abrange uma área 149.000 km². Até o final de 2010, os 32 poços exploratórios apresentavam uma densidade de perfuração de apenas um poço por 4.656 km². A bacia localizada ao norte do Mar do Norte tem uma área de 69.000 km², com 1.056 poços concluídos até aquela data, o que representava uma densidade de um poço por 65 km². Esta redução no número de poços por km² demonstra uma preocupação da empresa com o aumento das taxas de produção dos poços, uma vez que o aumento do número de poços em um reservatório leva à perda de pressão do mesmo que, por conseguinte, reduz a taxa de retorno da produção (Weaver, 2011). Ou seja, para cada reservatório há um padrão ótimo de localização dos poços que, juntamente com um mecanismo dominante deslocamento e um *Maximum Efficient Rate* (MER)¹², que, se excedido, levaria a uma perda na recuperação final da reserva (WEAVER, 2011).

Durante o ano de 2012, a exploração mundial de petróleo e gás manteve sua tendência de apresentar grandes volumes à indústria, conforme apresentado na Tabela 2. Pelo quinto ano consecutivo, os recursos dos novos campos foram superiores a 25 bilhões de barris de óleo equivalente. Os recursos totais de 150 bilhões de barris de óleo equivalente, referentes ao período de 2008 a 2012, eram

¹² Taxa Máxima Eficiente (MER) significa que a taxa máxima de produção diária de petróleo ou gás natural extraído de um reservatório, que irá permitir o desenvolvimento econômico e esgotamento desse reservatório, sem prejudicar a recuperação final da reserva. O MER é a taxa máxima na qual o petróleo ou o gás natural podem ser produzidos sem prejudicar a energia natural dos reservatórios. Se o petróleo é extraído a partir de um reservatório a uma taxa maior do que a MER, a pressão natural do mesmo irá diminuir, resultando na diminuição da quantidade de óleo passível de ser recuperado (USLEGAL, 2013).

50% maiores do que o período de cinco anos anteriores a este, segundo Wood Mackenzie (2013).

Do volume total apresentado em 2012, 75% estavam em águas profundas, em profundidades superiores a 1.500 metros. A complexidade gerada pelo aumento da profundidade nos projetos vem aumentando o desafio no âmbito técnico para a comercialização de grande parte dos recursos encontrados sob esta lâmina d' água, uma vez que estes campos levam um tempo considerável para serem desenvolvidos. No entanto, um ciclo econômico completo de um campo não é muito diferente dos demais campos, ou seja, os benefícios oriundos dos grandes volumes dos campos e dos regimes fiscais adotados geralmente compensam os desafios de tecnológicos e econômicos (WOOD MACKENZIE, 2013).

O Brasil continuou no topo deste crescimento identificado em 2012, devido às descobertas do campo de Carcará, na Bacia de Santos, e do campo Pão de Açúcar, na bacia de Campos. Apesar das muitas descobertas brasileiras neste ano, a Wood Mackenzie¹³ constatou a menor participação do Brasil no ranking das maiores descobertas de 2012, dos últimos anos, conforme Tabela 2:

13 A Wood Mackenzie, fundada em 1973, é uma consultoria de energia e mineração, de âmbito internacional, voltada para a realização de pesquisas e para o fornecimento e análise de dados destes setores. Os primeiros trabalhos desta consultoria em 1973 eram as análises dos campos de petróleo do Mar do Norte (WOOD MACKENZIE, 2013a).

Tabela 2 - As 10 maiores descobertas anunciadas em 2012

Colocação	Campo	Operador	País	Bacia	Reservas (MM BOE) *
1º	Golfinho	Anadarko	Moçambique	Rovuma	3.256
2º	Cameia	Cobalt	Angola	Kwanza	1.764
3º	Coral	Eni	Moçambique	Rovuma	1.408
4º	Mamba North East 2	Eni	Moçambique	Rovuma	1.144
5º	Atum	Anadarko	Moçambique	Rovuma	1.144
6º	Mamba North East	Eni	Moçambique	Rovuma	1.056
7º	Mamba North	Eni	Moçambique	Rovuma	880
8º	Carcará	Petrobras	Brasil	Santos	849
9º	Pão de Açúcar	Repsol Sinopec	Brasil	Campos	750
10º	Zafarani	Statoil	Tanzânia	Tanzânia n Coastal	704
	Mzia	BG		Rovuma	

*Milhões de barris de óleo equivalente

Fonte: Wood Mackenzie (2013).

No primeiro trimestre de 2013, o segmento de exploração e produção da América Latina apresentou um novo cenário, caracterizado por empresas nacionais de petróleo mais robustas e mais atuantes (WOOD MACKENZIE, 2013).

Com um setor de *upstream* mais liberalizado do que o Oriente Médio, a indústria da América Latina, que é a segunda região mais rica em recursos de petróleo e gás natural, tem ajudado no crescimento das empresas nacionais, oferecendo novas oportunidades de recursos, frequentes licenciamentos de áreas e incentivando a concorrência. Em alguns casos, os governos estão incentivando de maneira proativa as empresas petrolíferas nacionais, introduzindo propostas dedicadas às pequenas e médias empresas nacionais (FRANCO e CIMA, 2013). No Brasil este incentivo pode ser verificado na realização da 12ª rodada de licitações da ANP para a oferta de blocos em bacias maduras do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas e blocos em áreas de novas fronteiras tecnológicas nas bacias do Acre, Parecis, São Francisco, Paraná e Parnaíba (ANP, 2013j).

Segundo Franco e Cima (2013), na América Latina, as empresas nacionais de serviços de petróleo e gás natural têm desenvolvido suas ofertas em virtude das

necessidades locais, respondendo a uma política energética de incentivo ao conteúdo local.

As políticas de conteúdo local vêm ajudando a desenvolver o segmento, na tentativa de impactar as demais linhas da indústria do petróleo. O Brasil adotou uma das mais rigorosas políticas de conteúdo local do mundo, com requisitos de conteúdo local de até 70% para a fase de exploração e até 77% para a etapa de desenvolvimento na sétima rodada de licitações da ANP (ANP, 2005).

Enquanto outros países autorizam isenções às regras de conteúdo local, como Noruega e Reino Unido, o governo brasileiro tem reforçado seu compromisso com essas metas, mesmo observando um impacto no curto prazo no crescimento de sua produção (FRANCO e CIMA, 2013).

Neste sentido a cadeia de suprimentos brasileira conta também com políticas de promoção de desenvolvimento, adquirindo condições preferenciais, financiamentos, desonerações fiscais e incentivos para pesquisa e desenvolvimento. No Brasil, as empresas prestadoras de serviços e fornecedoras de materiais para o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural podem contar com algumas fontes de financiamento, como por exemplo, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES¹⁴) que, em fevereiro de 2012, anunciou a disponibilidade de 2,3 bilhões de dólares para prestadores de serviços de petróleo e gás natural e fornecedores de equipamentos até o final de 2015 (FRANCO e CIMA, 2013).

¹⁴ O BNDES foi criado pela Lei nº 1.628, de 20 de junho de 1952, com o nome de Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE, como uma autarquia federal, vinculada ao Ministério da Fazenda, tendo autonomia administrativa e personalidade jurídica própria, sendo depois repassado ao Ministério do Planejamento e Coordenação Geral, por força do Decreto nº 60.900, de 26 de junho de 1967. Foi modificado pela Lei nº 5.662, de 21 de junho de 1971, transformando-o em empresa pública, de personalidade jurídica de direito privado, com seu patrimônio próprio, permanecendo vinculado ao Ministério do Planejamento e Coordenação Geral. Com o Decreto-Lei nº 1.940, de 25 de maio de 1982, o banco passou a ter a sua atual denominação, ou seja, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, vinculado à Secretaria de Planejamento da Presidência da República.

Além das políticas de conteúdo local e dos financiamentos disponibilizados pelo BNDES, podemos citar algumas medidas que têm contribuído para a viabilização dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural:

- CT-PETRO (FINEP): o CT-PETRO é um fundo, criado em 1999, com o objetivo de estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parceria entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do Brasil, visando ao aumento da produção e da produtividade, à redução de custos e preços e à melhoria da qualidade dos produtos do setor. Este fundo é financiado por 25% da parcela do valor dos royalties que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural. Este é um fundo vinculado à FINEP – Agência Brasileira da Inovação que é uma empresa pública, criada em 24 de julho de 1967, para institucionalizar o Fundo de Financiamento de Estudos de Projetos e Programas, criado em 1965. Posteriormente, a FINEP substituiu e ampliou o papel até então exercido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e seu Fundo de Desenvolvimento Técnico-Científico (FUNTEC), constituído em 1964 com a finalidade de financiar a implantação de programas de pós-graduação nas universidades brasileiras (FINEP, 2013).
- ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo: é uma organização não governamental e sem fins lucrativos, criada em 31 de maio de 1999. Sua estrutura organizacional foi concebida visando

assegurar que as suas funções sejam executadas de forma colegiada e participada. A ONIP opera como um fórum de articulação e cooperação entre as empresas dedicadas à exploração, produção, refino, processamento, transporte e distribuição de petróleo e derivados de petróleo e fornecedores de bens e serviços para o setor de petróleo (ONIP, 2013).

- Prominp – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural: o Prominp foi instituído pelo governo federal, através do Decreto nº 4.925, de 19 de dezembro de 2003. O objetivo do Prominp é ampliar a participação da indústria nacional no fornecimento de bens e serviços, e colocá-la em um patamar de competitividade de classe mundial, de forma a traduzir os massivos programas de investimentos do setor em geração de emprego e renda para o país (PROMINP, 2013).
- REPETRO: é um regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural. É um regime que permite a importação de equipamentos específicos, para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, sem a incidência dos tributos federais – II¹⁵, IPI¹⁶, PIS e COFINS¹⁷, além do

¹⁵ O imposto de importação (II) incide sobre a importação de mercadorias estrangeiras e sobre a bagagem de viajante procedente do exterior. No caso de mercadorias estrangeiras, a base de cálculo é o valor aduaneiro e a alíquota está indicada na Tarifa Externa Comum (TEC). No caso da bagagem, a base de cálculo é o valor dos bens que ultrapassem a cota de isenção e a alíquota é de cinquenta por cento (BRASIL, 2013d).

¹⁶ O imposto sobre produtos industrializados (IPI) Incide sobre os produtos industrializados nacionais e estrangeiros no momento do desembarço aduaneiro de produto de procedência estrangeira, ou a saída do produto do estabelecimento industrial ou equiparado a industrial. A base de cálculo é o valor total da operação de que decorrer a saída do estabelecimento industrial ou equiparado a industrial. No caso de produto importado, o valor que servir de base para o cálculo dos tributos aduaneiros, acrescido do montante desses tributos e dos encargos cambiais (BRASIL, 2013e).

adicional de frete para renovação da marinha mercante – AFRMM. Estes tributos permanecem com sua exigibilidade suspensa pelo período de utilização no regime, tendo sua extinção prevista no caso de reexportação dos equipamentos admitidos no regime (BRASIL, 2013).

- REPLAT: consiste em um regime aduaneiro especial de entreposto aduaneiro em plataformas destinadas à pesquisa e à lavra de jazidas de petróleo e gás natural em construção ou conversão no País, contratadas por empresas sediadas no exterior. Este regime permite que as empresas contratadas para a construção ou conversão de bens como unidade modular para plataforma de petróleo e gás; navio aliviador; barco de apoio; FPSO (*floating production, storage and offloading*); plataforma de perfuração, produção, pesquisa e produção de petróleo e gás; navio sonda; navio lançador de dutos; navio de pesquisa sísmica; navio lançador de cabos; navio de suporte de mergulhos; navio guindaste; *pipelay support vessel* (PLSV); FSO e jaquetas possam aplicar materiais, partes e peças ao produto a ser exportado, com suspensão dos tributos federais, com suspensão da exigibilidade de IPI, PIS e COFINS e admissão de mercadorias com ou sem cobertura cambial (BRASIL, 2013c).
- REPORTO: é um regime tributário para o incentivo à modernização e à ampliação da estrutura portuária. O regime permite adquirir no mercado interno ou importar bens como máquinas, equipamentos, peças de

¹⁷ A contribuição para o PIS e COFINS possuem regras bastante similares, variando conforme seus contribuintes sejam pessoas jurídicas de direito privado, público ou contribuintes especiais, tais como instituições de educação e de assistência social sem fins lucrativos, sindicatos e templos. Para que haja a incidência desta contribuição, é necessário o faturamento ou o auferimento de receitas, para pessoas jurídicas de direito privado; o pagamento da folha de salários, para entidades de relevância social determinadas em lei e a arrecadação mensal de receitas correntes e o recebimento mensal de recursos, para entidades de direito público (BRASIL, 2013f).

reposição e outros bens, que sejam utilizados na execução dos serviços de:

- carga, descarga, armazenagem e movimentação de mercadorias e produtos;
- sistemas suplementares de apoio operacional;
- proteção ambiental;
- sistemas de segurança e de monitoramento de fluxo de pessoas, mercadorias, produtos, veículos e embarcações;
- dragagens;
- treinamento e formação de trabalhadores, inclusive na implantação de Centros de Treinamento Profissional.

O Reporto tem como beneficiários o operador portuário, o concessionário de porto organizado, o arrendatário de instalação portuária de uso público, a pessoa jurídica autorizada a explorar instalação portuária de uso privativo misto ou exclusivo, inclusive aquelas que operam com embarcações de offshore, as empresas de dragagem, definidas na Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013, os concessionários ou permissionários de recintos alfandegados de zona secundária, o concessionário de transporte ferroviário e as pessoas jurídicas fabricantes dos produtos relacionados acima (BRASIL, 2013a).

No primeiro semestre de 2013, a ANP realizou a 11ª rodada de licitações, a primeira rodada de licitações realizada no Brasil desde 2008. Foram ofertados 289 blocos dos quais 142 foram concedidos, sob o já existente regime de concessão (ANP, 2013d). As empresas de petróleo qualificadas para esta rodada buscavam

oportunidades de projetos na Margem Equatorial, devido à descoberta do campo de Zaedyus, apresentado na Tabela 1, pelo consórcio formado pelas empresas Tullow (27,5%), Shell (45%), Total (25%), Northern Petroleum (1,25%) e Wessex Exploration (1,25%) (ANP, 2013h).

Dentre as empresas qualificadas para a 11ª rodada de licitações, podem ser citadas (ANP, 2013d):

- BG Energy Holdings Limited
- BHP Billiton Petroleum PTY LTD.
- BP Exploration Operating
- Chevron Brazil Ventures Aps.
- ConocoPhillips Company
- Ecopetrol S.A.
- EP Energy do Brasil Ltda.
- Exxonmobil Química Ltda.
- Hess Corporation
- HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.
- Inpex Corporation
- JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation
- Karoon Petróleo e Gás Ltda.
- Kosmos Energy Ltd.
- Maersk Oil Brasil Ltda.
- Murphy Exploration
- Niko Resources Ltd.
- OGX Petróleo e Gás S.A.
- Perenco S.A.

- Petróleo Brasileiro S.A.
- Petronas Carigali SDN BHD
- Premier Oil PLC
- Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.
- Repsol Sinopec Brasil S.A.
- Shell Brasil Petróleo Ltda.
- Sinochem Petróleo Brasil Ltda.
- Sonangol Guanambi Exploração e Produção de Petróleo Ltda
- Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda.
- Total E&P do Brasil Ltda.

As empresas ofereceram expressivos bônus de assinatura e assumiram grandes compromissos de trabalho para garantir a as áreas da 11ª rodada. A maior parte das ofertas se voltou para as bacias na fronteira promissora da Margem Equatorial. Todos os blocos disponibilizados nesta área foram arrematados pelas empresas: Total (França), BP (Inglaterra) e Petrobras (Brasil).

As empresas vencedoras do leilão ofereceram aproximadamente 4,8 bilhões de dólares com relação ao bônus de assinatura e o programa de trabalho, onde 1,4 bilhões corresponderam somente ao bônus de assinatura, um valor ligeiramente superior ao recorde anterior da 9ª rodada de licitações, conforme demonstrado na Figura 2.

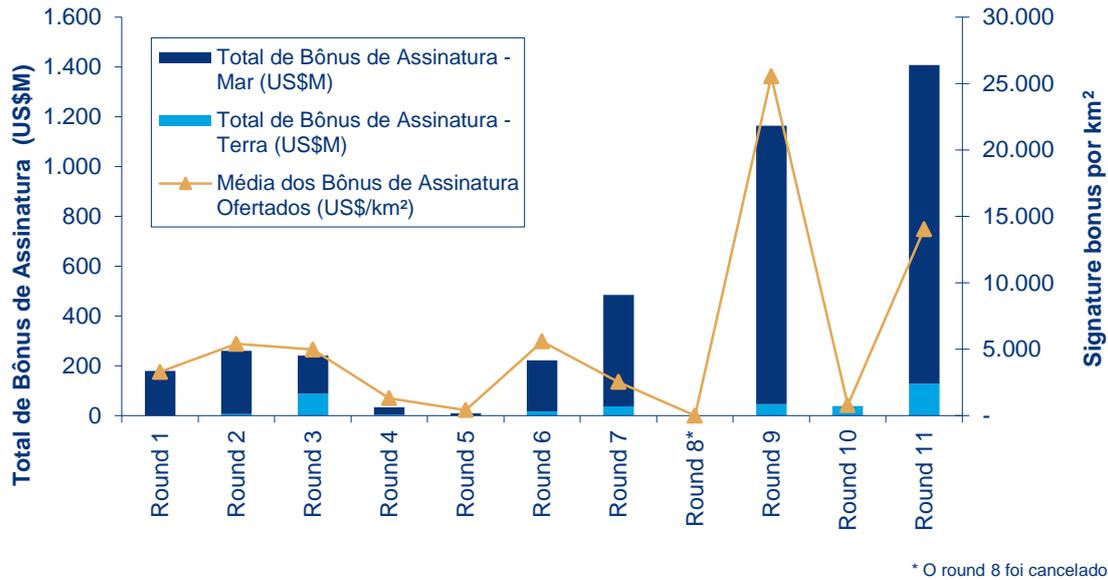
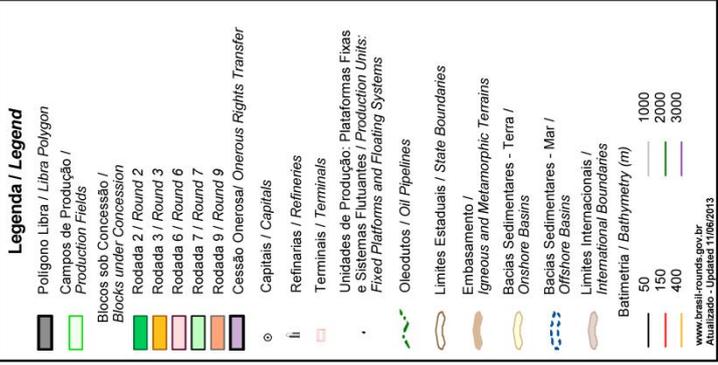
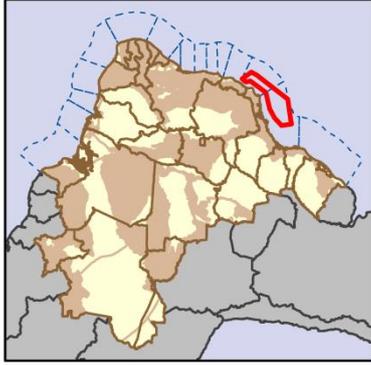
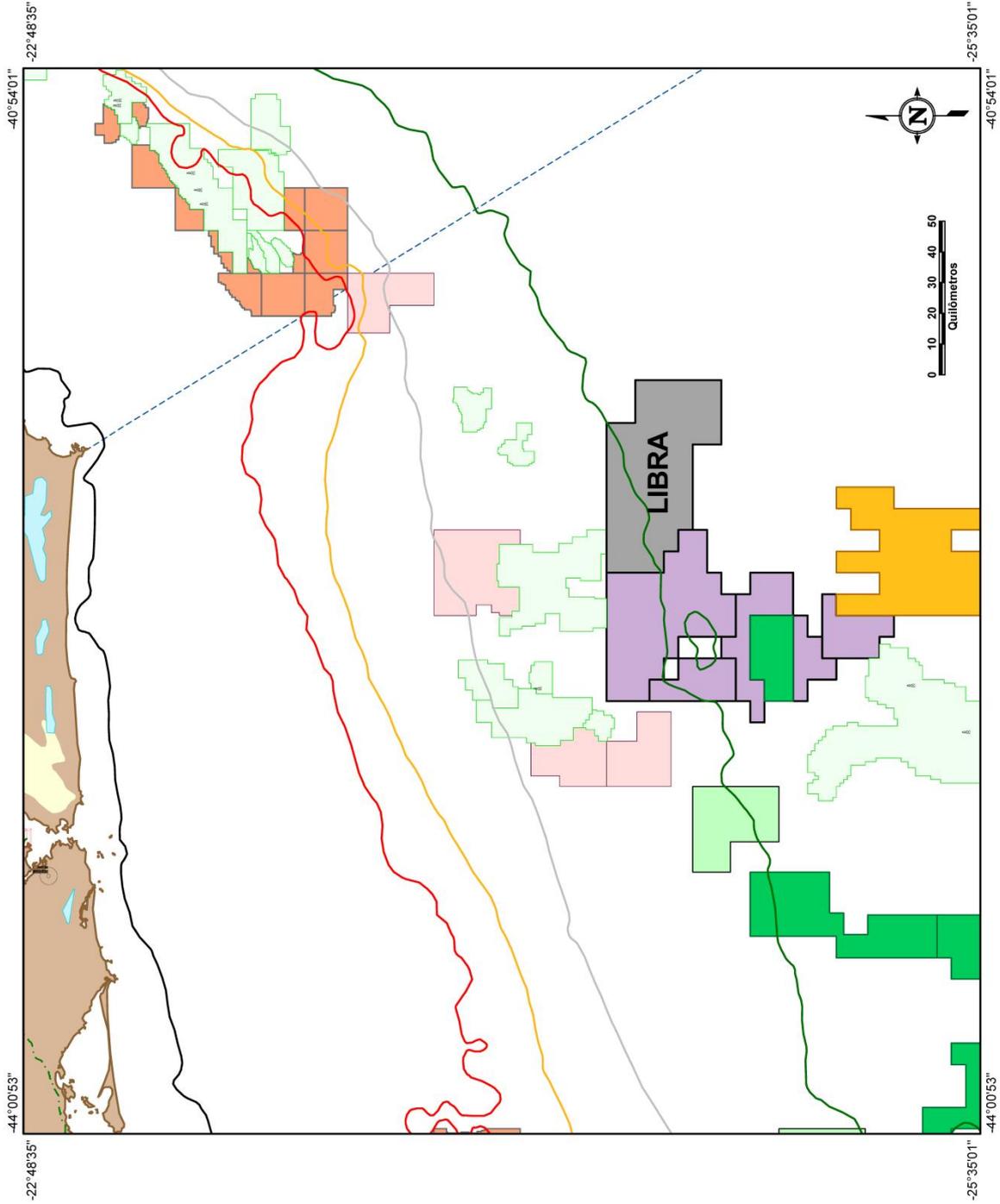


Figura 2 - Total de bônus de assinatura ofertado pelas empresas vencedoras, por rodada.
Fonte: González e Montgomery (2012)

O total de 3,4 bilhões de dólares com compromisso de trabalho irá compreender uma mistura de trabalhos como o de aquisição e processamento sísmico e a perfuração de poços exploratórios. Este valor é substancialmente mais elevado quando comparado às rodadas anteriores. O total de investimentos com compromissos de trabalho na 9ª rodada, por exemplo, 755 milhões de dólares (GONZÁLEZ e MONTGOMERY, 2012).

Concluída a 11ª rodada de licitações, as atenções se voltaram para a primeira rodada de licitações do pré-sal, que em virtude das discussões políticas ainda não encerradas acerca da distribuição dos royalties e da estrutura necessária para a formulação dos contratos de partilha de produção, só ocorreu no segundo semestre de 2013 (ANP, 2013h).

O campo de Libra, conforme apresentado no Mapa 2, foi disponibilizado sob o novo regime de partilha da produção, tendo a Petrobras como operadora obrigatória e detentora de pelo menos 30% do consórcio.



Mapa 2 - O campo de Libra.

Fonte: ANP (2013i).

A ANP estima que o campo de Libra tenha uma reserva entre 8 e 12 bilhões de barris de óleo equivalente, com base em um fator de recuperação de 30% e volumes *in-place* de 26 a 42 bilhões de barris de óleo equivalente. No entanto, este campo ainda não foi avaliado, contando apenas com a descoberta de um poço perfurado até o momento. Neste sentido Montgomery e Cima (2013) adotam uma base mais conservadora e estimam uma reserva de 6,5 de barris de óleo equivalente, em função de um fator de recuperação de 25% (MONTGOMERY e CIMA, 2013).

Este único poço foi perfurado para ajudar o governo brasileiro no desenvolvimento da nova estrutura regulatória que regeria as próximas licitações do pré-sal, com óleo de 27 ° API (MONTGOMERY e CIMA, 2013). Não foi divulgada a relação óleo-gás do campo, mas considerando as descobertas no entorno, campo de Franco (3.058 milhões de barris de óleo equivalente), Florim (467 milhões de barris de óleo equivalente) e Entorno de Iara (600 milhões de barris de óleo equivalente), há uma probabilidade de que cerca de 80% do campo seja de óleo bruto (WOOD MACKENZIE, 2010c). A ANP tem a expectativa da extração do primeiro óleo em 2021, e estima que o campo seja capaz de produzir mais de 1 milhão de barris de óleo equivalente a partir de várias unidades de produção (MONTGOMERY e CIMA, 2013).

As condições impostas em edital pela ANP para a aquisição de Libra foram desafiadoras. O bônus de assinatura inicial de 6,5 bilhões dólares representou um grande investimento para uma área que ainda demanda mais avaliações. O tempo de duração do contrato de 35 anos é outro fator questionável pela indústria petrolífera brasileira, pois ainda não se sabe se o mesmo será suficiente para explorar plenamente as reservas.

Os demais fatores determinados pelo governo foram (ANP, 2013d):

- O programa de trabalho mínimo exigiu a aquisição de 1.547 km² de sísmica 3D e a perfuração de dois poços de avaliação;
- O *royalty* foi fixado em 15%, contra os 10% que se aplicam ao regime de concessão;
- O custo em óleo¹⁸ foi fixado em 50% para os dois primeiros anos após o primeiro óleo, e 30% nos anos subsequentes;
- O excedente em óleo¹⁹ varia segundo o preço e a taxa de produção do petróleo. As empresas fizeram suas ofertas com base em um preço de 100 a 120 dólares por barril e uma taxa de produção entre 10 mil e 12 mil barris por dia. A parcela mínima do governo excedente em óleo foi fixada em 41,65%;
- O conteúdo local foi fixado em 37% durante a fase de exploração, 55% para a fase de desenvolvimento até 2021 e 59% para todo o trabalho de desenvolvimento a partir do ano de 2022 em diante;
- A nova entidade governamental chamada PPSA - Pré-Sal Petróleo S.A irá gerenciar os contratos e tem o poder de veto sobre qualquer decisão, garantindo que o governo tenha uma influência direta sobre as atividades do consórcio.

¹⁸ É a 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 consórcio na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.

¹⁹ É parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o consórcio, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos royalties devidos.

Algumas empresas de exploração e produção de petróleo, tais como NOOC International Limited, CNPC International Ltd., Ecopetrol S.A., Mitsui & Co. LTD., ONGC Videsh Limited, Petrogal Brasil S.A., Petróleo Brasileiro S.A., Petronas Carigali SDN BHD, Repsol Sinopec Brasil S.A., Shell Brasil Petróleo Ltda. e Total S.A., se qualificaram para a 1ª licitação do pré-sal sob o regime de partilha da produção (ANP, 2013d). No entanto, um único consórcio, formado pela Petrobras (40% e operadora), Shell (20%), Total (20%), CNPC - *China National Petroleum Corporation* (10%) e CNOOC - *China National Offshore Oil Corporation* (10%) se habilitou para tal. A proposta deste consórcio apresentou ofertas mínimas, inclusive quanto à parcela do governo em excedente em óleo, que correspondeu ao percentual mínimo de 41,65%. (ANP, 2013d; SABUNANI e CIMA, 2013).

O governo brasileiro encontra-se satisfeito por ter atraído este grupo de empresas para desenvolver um dos maiores campos de petróleo em águas ultra profundas já descobertos. Este entregará 79 bilhões de dólares aos cofres públicos, sem contar com o recebimento de 7 bilhões de dólares em bônus de assinatura. Mas ainda serão necessários muitos anos para que o campo comece a gerar receita (SABUNANI e CIMA, 2013).

Estima-se o primeiro óleo para 2021 (excluindo os testes de longa duração) e esperam que o auge da produção ocorra em 2027 com um volume de 1,3 milhões de barris de óleo equivalente, a partir de nove unidades de produção. Já a ANP acredita que a produção poderá chegar a 1,4 milhões de barris de óleo equivalente em 2028 (SABUNANI e CIMA, 2013). Os autores afirmam ainda que, apesar de o óleo de libra ser relativamente leve, seu teor de dióxido de carbono do gás é alto, em torno de 40 % e isso pode representar um grande aumento de custo para o

projeto, uma vez que o material a ser utilizado deve estar preparado para a exposição ao CO₂ que é um gás corrosivo, além de serem providenciados meios adequados de descarte para o mesmo (SABUNANI e CIMA, 2013).

Apesar de o governo brasileiro ter descartado a possibilidade de qualquer alteração no regime de partilha adotado para a rodada de licitação de Libra, Sabunani e Cima (2013) acreditam que os termos individuais deste regime poderão sofrer alterações no intuito de promover a competição. Fiscalmente, os termos dos contratos de partilha da produção de Libra estão entre os mais onerosos, quando comparados com outras áreas estratégicas em águas profundas. O governo poderá rever a regra de ter a Petrobrás como a única operadora, regra esta que sobrecarrega a Petrobras e gera preocupações entre os parceiros com relação ao cumprimento do cronograma do projeto.

Em suma, apesar dos desafios tecnológicos e regulatórios, é esperado que o Brasil se torne um grande exportador de petróleo e um dos principais produtores mundiais de energia. As descobertas em águas ultra profundas citadas anteriormente tendem a triplicar a produção de petróleo brasileira, chegando até 6 milhões de barris/dia em 2035, respondendo por um do crescimento líquido da produção mundial de petróleo, atribuindo ao Brasil a colocação de sexto maior produtor mundial. No entanto, este aumento significativo na produção de petróleo e gás natural está atrelado ao complexo desenvolvimento em águas profundas e ultra profundas e ao alto nível de investimento, maiores até que os investimentos realizados no Oriente Médio ou na Rússia. Os compromissos assumidos com aquisição de bens e serviços brasileiros aquecerão a cadeia de fornecimento do país (IEA, 2013a).

A produção oriunda dos projetos brasileiros em águas profundas e ultra profundas, juntamente com a produção do *light tight oil* americano, reduzirão a participação da OPEC na produção mundial nos próximos dez anos. No entanto, na década de 2020 espera-se um aumento na participação da OPEC na produção mundial, uma vez que continuam a ser a única fonte de petróleo a um custo relativamente baixo. Espera-se que o Iraque continue sendo a maior fonte de crescimento da produção de petróleo, seguido pelo Brasil, Canadá e Cazaquistão. Os Estados Unidos tende a ser o maior produtor de petróleo do mundo durante grande parte do período de 2035 (IEA, 2013b).

3 AS POLÍTICAS DE CONTEÚDO LOCAL

Segundo IPIECA (2011), conteúdo local representa o valor agregado proporcionado ao país, estados, cidades ou áreas que hospedam uma atividade de exploração e produção de petróleo e gás. Este pode ser medido por projeto ou país agregado, e pode ser alcançado através do desenvolvimento e treinamento de mão de obra local, como também através do desenvolvimento, qualificação e contratação de fornecedores de produtos e serviços locais.

Emielu (2005) e Neff (2005) explicam que, na Nigéria, o conteúdo local é definido como a quantidade de valor agregado ou criado na economia nigeriana, através da utilização de mão de obra local e do fornecimento de bens e serviços com padrões aceitáveis de qualidade, saúde, segurança e meio ambiente, para suprir as necessidades da indústria de petróleo.

Já na Noruega, conteúdo local é o desenvolvimento das competências industriais nacionais para prosperidade da nação, mesmo quando a exploração e produção de petróleo e gás natural não impulsionarem mais o crescimento econômico (HEUM, 2008).

Corroborando com IPIECA (2011), Ayine (2010) explica que conteúdo local é a política que exige que uma empresa, ao realizar operações exploratórias e de produção de petróleo e gás natural tenha, em suas aquisições de bens e serviços, uma porcentagem oriunda das capacidades produtivas nacionais, visando a criação de uma base sólida para a industrialização através do aumento do valor agregado nacional, o aumento da oferta de emprego, o aumento das exportações, o equilíbrio comercial e a transferência de tecnologia.

Para Bordmann (2010) o conteúdo local representa um conjunto de ações, incluindo o recrutamento e a formação de mão de obra local, a contratação de

serviços locais e a compra de materiais nacionais, visando o desenvolvimento da infraestrutura industrial e capacidade de operação de recursos humanos.

As abordagens acima citadas, com relação à política de conteúdo local, têm sua fundamentação na Regra de Hartwick (1977) que busca relacionar a renda proveniente de um recurso e o bem estar da população e identifica condições que ligam as rendas dos recursos à sustentabilidade econômica, e na existência do fenômeno da Doença Holandesa, que pode ocorrer, por exemplo, quando um aumento no volume produzido de uma commodity de exportação resulta na perda de competitividade de outros setores tradicionais de bens comercializáveis (*tradables*), fenômeno também conhecido por desindustrialização.

A política de conteúdo local (PCL) tem como premissa o desenvolvimento da indústria local e, através deste desenvolvimento, a redução da probabilidade de ocorrência do fenômeno da desindustrialização que pode advir da hipertrofia em um segmento exportador. Na seção 5.3 desta pesquisa os conceitos de Regra de Hartwick e Doença Holandesa serão aprofundados.

As políticas de conteúdo local (PCL) foram introduzidas pela primeira vez na década de 1970, no Mar do Norte. Elas variavam desde restrições às importações até intervenções do Governo no setor petrolífero (TORDO *et al.*, 2013). As PCL que antes forneciam subsídios para a economia local através da transferência de tecnologia, da geração de valor agregado nos setores de abastecimento interno e da criação de postos de trabalhos, evoluíram para o desenvolvimento do setor, atendendo às necessidades dos mercados externos, através do estabelecimento de refinarias, de indústrias petroquímicas e da produção de fertilizantes.

As PCL não objetivam exclusivamente o aumento do percentual do emprego local no setor de petróleo e gás natural, mas também ações que levarão ao seu aumento de longo prazo, como a oferta de mão de obra capacitada para atender às necessidades da indústria local. As PCL também podem fazer referência à criação de infraestrutura, como escolas e hospitais, por parte das empresas de petróleo, destinadas ao benefício da população local (ou da nação ou na região em que ocorrer a operação). A criação destas políticas de forma correta pode criar e reforçar a mão de obra local que por sua vez também pode ser alocada em outros setores que têm sinergia com o setor de petróleo.

Os governos de países representantes das novas fronteiras petrolíferas vislumbram obter maiores benefícios para suas economias a partir da concepção de PCL adequadas para a extração desses recursos não renováveis. Dentre estes objetivos podemos citar a substituição da mão de obra estrangeira e a substituição dos bens importados.

Devido ao forte viés financeiro, característico da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, o aumento do CL também pode fazer das receitas fiscais um aliado na criação de um fundo soberano para beneficiar gerações futuras, ajudar da redução da dívida pública, diminuir a volatilidade das receitas do petróleo ou amparar outros projetos governamentais voltados para a população.

As PCL fazem parte de um conjunto de intervenções políticas chamadas Políticas de Desenvolvimento Produtivo (PDP) ou Políticas de Desenvolvimento Industrial (PDI) (WARNER, 2011).

Estas políticas podem ser definidas pelos governos como iniciativas que visam fortalecer a estrutura produtiva de uma economia nacional específica. Esta

ampla definição inclui qualquer medida, política ou programa, destinada a melhorar o crescimento e a competitividade de grandes setores da economia (indústria e agricultura), setores específicos (têxteis, indústria automobilística) ou atividades essenciais (pesquisa e desenvolvimento, exportações, a formação de capital humano). O objetivo final é "promover o crescimento e melhorar a competitividade da economia como um todo, mantendo a tendência de aumento nos padrões de vida" (MELO e RODRIGUEZ-CLARE, 2006).

Segundo Warner (2011), o CL pode representar uma política pública racional para o desenvolvimento de indústrias nacionais nascentes ou reemergentes, ou pode representar uma forma de protecionismo injustificado, quando o CL se apresenta de forma severa, através de uma política econômica que restringe o comércio entre os países através de cobrança impostos sobre as mercadorias importadas, quotas de importações restritivas ou regulamentos destinados a desencorajar importações.

Não é a definição de metas de conteúdo local, por si só, que conduz à interpretação de protecionismo, mas sim se estas metas fazem com que os fornecedores nacionais não tenham capacidade de, em um processo licitatório, ganhar o trabalho quando concorrendo com uma empresa internacional.

Neste contexto, interpreta-se competitividade como a capacidade de um fornecedor nacional de prover serviços e materiais em um mercado internacional. É importante ressaltar que o mercado pode estar inserido na economia nacional, mas ser composto de empresas nacionais e internacionais, competindo entre elas, ou então ser um mercado em um país estrangeiro onde as empresas nacionais tenham acesso.

Para a criação das PCL, os governos estabelecem metas dentro das capacidades dos fornecedores nacionais para que os mesmos possam adquirir contratos de serviços e/ou materiais contra a concorrência internacional, ou ainda os governos podem definir as metas cientes de que os fornecedores locais não são suficientemente competitivos para ganhar contratos em condições equitativas. Nesta última opção, a política de CL assume o papel de política pública, sob a égide da proteção da indústria nacional, da criação de empregos ou do desenvolvimento das capacidades locais em longo prazo (WARNER, 2011).

No estudo *Local Content Policies in the Oil and Gas Sector* realizado pelo *World Bank* (TORDO *et al.*, 2013), os autores apresentam algumas motivações através das quais os governos aumentam o conteúdo local, dentre elas: correções de falhas do mercado e objetivos sociais.

A correção de falhas de mercado de uma indústria em formação é uma motivação frequentemente utilizada para justificar uma PCL. O conceito de indústria em formação foi adotado pela primeira vez por Alexander Hamilton, Secretário do Tesouro Americano. Hamilton era um defensor da intervenção do governo para apoiar os negócios nacionais e era também forte oponente do livre comércio (WARNER, 2011). Segundo Hamilton, o protecionismo era aceitável onde as indústrias em formação ainda não tinham as economias de escala semelhante às de um concorrente estrangeiros e, portanto, precisavam de apoio e proteção até o momento em que elas pudessem alcançar o mesmo nível de competitividade.

Segundo Tordo *et al.* (2013), quando um país inicia suas atividades de petróleo e gás natural ele tende a enfrentar a falta de mão de obra especializada exigida pelo setor. Com o objetivo de superar esta deficiência, as companhias de

petróleo procuram trazer trabalhadores estrangeiros com as habilidades e os conhecimentos necessários. Esta importação de mão de obra pode acarretar na redução do número de vagas para os trabalhadores locais, que não detêm este conhecimento e não conseguem adquiri-lo por não terem experiência prática. Nesses casos, a intervenção governamental se destina a apoiar o desenvolvimento de habilidades e capacidades da força de trabalho local.

Os objetivos sociais podem ser representados pela empregabilidade e pelas compensações por possíveis impactos socioeconômicos negativos oriundos das atividades de exploração de petróleo e gás natural nas comunidades onde as mesmas ocorrem. Ou seja, a comunidade que hospeda a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural se beneficia com projetos de melhorias de infraestrutura como forma de compensação por perdas temporárias ou permanentes dos meios de subsistência econômica²⁰.

As PCL interferem no nível de empregabilidade, buscando o aumento da participação de cidadãos como parte das exigências para a obtenção da “licença para operar”.

Os objetivos e princípios que orientam as PCL podem estar descritos na legislação local, em contratos de licenciamento ou em contratos de concessão.

3.1 AS POLÍTICAS DE CONTEÚDO LOCAL NO MUNDO

Para a determinação dos seis países analisados a seguir, se utilizou como base os vinte maiores produtores de petróleo do ranking da EIA para o ano de 2012

²⁰ Esta análise remete a Regra de Hotelling (1931) que preconiza que o desaparecimento de recursos minerais não renováveis deve levar a necessidade de regulamentação de sua exploração. Neste sentido, o baixo custo destes bens pode levar a uma taxa de exploração muito rápida, prejudicando futuras gerações, devido ao desperdício na exploração e no consumo. A análise da Regra de Hotelling será aprofundada na seção 4.4 desta pesquisa.

(EIA, 2012). Foram selecionados aqueles países que apresentavam políticas de conteúdo local, bem como casos de unitização de blocos contíguos. São eles: Estados Unidos da América (EUA), Cazaquistão, Nigéria, Noruega, Reino Unido e Brasil.

3.1.1 Estados Unidos da América (EUA)

Os EUA ocupam o 3º lugar no ranking de desenvolvimento das Nações Unidas, com um IDH – Índice de Desenvolvimento Humano²¹ – de 0,937 em 2012 (UNPD, 2013). Nos últimos 52 anos²², tiveram a sua população aumentada em 171%, alcançando o número de 313.914.040 habitantes em 2012 (WORLD BANK, 2013). O PIB – Produto Interno Bruto per capita em 2012 foi de 43.480 USD (UNPD, 2013). No ano de 2010, 94,5% da população americana tinha, ao menos, o ensino médio completo (UNPD, 2013a).

Segundo EIA (2013) as reservas provadas dos EUA em 2012 chegam a 27,3 bilhões de barris de petróleo. O país é o segundo maior produtor de petróleo do mundo chegando a produzir em média 7.441 mil de barris/dia no ano de 2013.

A indústria de petróleo dos EUA é regida por uma série de leis. A determinação das leis aplicáveis às atividades de petróleo varia segundo a localização do projeto. O projeto pode ocorrer em áreas federais, estaduais, propriedades privadas, podendo também ser *onshore* ou *offshore*.

²¹ O primeiro Relatório de Desenvolvimento Humano introduziu uma nova forma de mensurar o desenvolvimento através da combinação de indicadores de expectativa de vida, nível educacional e renda em um índice de desenvolvimento humano composto, o IDH. O avanço para o IDH foi a criação de uma única estatística que era para servir de referência tanto para o desenvolvimento social quanto para o desenvolvimento econômico. O IDH define um mínimo e um máximo, para cada dimensão, chamada de *goalposts*, e, em seguida, mostra onde cada país está em relação a estes postes, expresso como um valor entre 0 e 1 (UNPD, 2013).

²² A tabela fornecida pelo World Bank (2013) apresenta informações demográficas desde o ano de 1961. Desta forma foi calculado o aumento da população desde este ano até o ano de 2013.

Para as atividades de *upstream* localizadas *onshore*, em áreas federais, prevalecem as regras do *Mineral Leasing Act* de 1920 e do *Mineral Leasing Act for Acquired Lands* de 1947. Para as atividades de *upstream* localizadas *offshore*, em áreas federais, prevalece o *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA). As Leis estaduais, como o *Texas Natural Resources Code* e o *California Public Resources Code*, regem as operações em terra de áreas pertencentes ao estado e aos proprietários privados, bem como as operações em mar, em áreas pertencentes ao Estado (OIL REGULATION, 2011; WEAVER, 2011).

Segundo a Oil Regulation (2011), o *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement* (BOEMRE) em conformidade com as regras estabelecidas pela OCSLA, coordena as licitações das áreas *offshore* disponíveis à exploração de petróleo e gás natural. Nestes leilões as empresas de petróleo fazem ofertas de *royalties* e bônus de assinatura em envelopes lacrados.

Já para áreas federais, estaduais e de propriedades privadas *onshore*, o *Bureau of Land Management* (BLM), em conformidade com as regras do *Mineral Leasing Act*, realiza os leilões abertos, sem propostas em envelopes selados, onde o vencedor é aquele que realiza a maior proposta (OIL REGULATION, 2013a).

Para as áreas licitadas, não há um regime fiscal específico a ser adotado, mas na maioria das vezes os projetos são conduzidos através de um contrato de partilha da produção entre as empresas de petróleo, e um *Joint Operating Agreement* segundo modelo da *Association of international Petroleum Negotiators* (AIPN) entre empresas de petróleo (OIL REGULATION, 2011).

Na literatura acerca do tema conteúdo local, não foram identificadas restrições quanto à procedência de materiais e serviços. Isso se deve ao fato de que os prestadores de serviços e os fornecedores de materiais do setor são empresas

americanas que já fazem parte da cadeia produtiva de óleo e gás, ou seja, a cadeia de suprimentos que sustenta as operações é, em grande parte, de origem nacional (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009).

3.1.2 Cazaquistão

O Cazaquistão ocupa o 69º lugar no ranking de desenvolvimento das Nações Unidas, com um IDH – Índice de Desenvolvimento Humano – de 0,754 em 2012 (UNPD, 2013). Nos últimos 52 anos, tiveram a sua população aumentada em 161%, alcançando o número de 16.797.459 habitantes em 2012 (World Bank, 2013). O PIB – Produto Interno Bruto per capita em 2012 foi de 10.451 USD (UNPD, 2013). No ano de 2010, 99,3% da população do Cazaquistão tinha, ao menos, o ensino médio completo (UNPD, 2013a).

O Cazaquistão foi o último território da extinta União Soviética a declarar a sua independência em 1991. O País se beneficiou dos altos preços do petróleo e pelos investimentos nas indústrias de petróleo e gás natural, sendo considerado um dos países da Comunidade dos Estados Independentes – CEI²³ mais estáveis para investimentos (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011 apud OLCOTT, 2007).

Desde a década de 90, o Cazaquistão direcionou grande parte dos investimentos para o desenvolvimento da indústria petrolífera, transformando-a na principal fonte de riqueza do país. No entanto, a indústria petrolífera foi

²³ Criada em 1991, a Comunidade dos Estados Independentes (CEI) constitui-se num bloco político-econômico que reúne 12 das 15 repúblicas que formavam a antiga União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS).

Os três países bálticos: Lituânia, Letônia e Estônia, não entraram para a CEI, sendo que este último está solicitando ingresso na União Europeia. A CEI, com uma população de 273,7 milhões de habitantes, está organizada em uma confederação de Estados, que preserva a soberania de cada um. A Comunidade prevê a centralização de Forças Armadas e o uso de uma moeda comum: o Rublo. Seu PIB é estimado em US\$ 587,8 bilhões. São Países-Membros da CEI: Armênia, Belarus, Cazaquistão, Federação Russa, Moldávia, Quirquistão, Tadjiquistão, Turcomenistão, Ucrânia, Uzbequistão, Geórgia e Azerbaijão (BRASIL, 2014).

prejudicada, inicialmente, pelo baixo preço do petróleo naquela época e pelo controle das rotas de exportação, sobretudo dos oleodutos e das rotas de navegação do Mar Cáspio, por parte da Rússia (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

Segundo a Oil Regulation (2011) o Cazaquistão ocupa a décima primeira posição no ranking mundial de reservas provadas de petróleo oriundas de operações *onshore* e *offshore*, com reservas estimadas em 30 bilhões de barris. Desde o ano 2000 a produção de petróleo aumentou consideravelmente devido aos altos investimentos estrangeiros e ao aumento da eficiência no processo de produção. Apesar de sua grande reserva de petróleo, a produção e a exportação de petróleo e gás natural têm sido limitadas por sua geografia. O Cazaquistão não tem litoral e por isso depende da infraestrutura de transportes da Rússia para conduzir o petróleo à exportação.

A Lei que regula as atividades de petróleo é a Lei do subsolo e uso do subsolo de 24 de junho de 2010. A indústria também é regulada pela Resolução governamental para aprovação de regras na concessão de direitos para o uso do subsolo de dezembro de 2010, pelo código tributário, pelo código de terra, pelo código ambiental e pelas leis de segurança nacional e de contratação de bens e serviços (CAZAQUISTÃO, 2010).

Lei do subsolo e uso do subsolo tem por objetivo assegurar o crescimento econômico, proteger os recursos naturais e os interesses da República do Cazaquistão. Para alcançar este objetivo, a Lei prevê o cumprimento de políticas de utilização do óleo e propicia um ambiente atrativo aos investidores candidatos a exploração de petróleo (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

Atualmente o Cazaquistão adota o regime de concessão para conceder às empresas locais ou estrangeiras o direito de explorar seu subsolo, através de leilões competitivos coordenados pelo Ministério de Óleo e Gás (MOG).

O regime de partilha foi introduzido no período de baixa do preço do petróleo, quando o país ainda não possuía capacidade administrativa, financeira e nem tecnológica para gerir e desenvolver seu setor de petróleo e gás natural, garantindo lucros estáveis para os consórcios internacionais e prevenindo-os de instabilidade econômica, jurídica e política (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011). O regime de partilha da produção foi extinto em 2009, mas os contratos firmados sob este regime, anteriores a 2009, continuam efetivos.

De maneira geral, o regime fiscal vigente no Cazaquistão para contratos de exploração e produção de petróleo consiste basicamente em uma combinação de imposto de renda, imposto sobre a renda econômica do petróleo exportado, bônus e imposto sobre a extração mineral (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

A Lei do subsolo e uso do subsolo determina que a empresas candidatas aos leilões apresentem em suas propostas: o valor de bônus de assinatura a ser ofertado, a previsão de gastos com desenvolvimento social, econômico e com a infraestrutura da região hospedeira, o comprometimento com a treinamento da mão de obra cazaquistanesa, a estimativa de gastos com atividades de pesquisa e desenvolvimento no território do Cazaquistão e o comprometimento para o alcance de uma porcentagem de bens, postos de trabalhos e serviços de origem cazaquistanesa, obedecendo aos padrões nacionais e/ou internacionais.

O artigo primeiro da mesma a Lei estabelece um requisito mínimo de 95% de mão de obra cazaquistanesa para que os prestadores de serviço sejam considerados como conteúdo local, ou seja, “um prestador nacional de serviços” é

uma pessoa física residente do Cazaquistão ou uma pessoa jurídica formada por no mínimo 95% de funcionários cazaquistaneses (TORDO e WARNER, 2013).

Por se tornar um destino estável e atrativo para os investimentos estrangeiros, o país acabou por depender de impostos e da regulação para satisfazer as necessidades dos investidores. No entanto, mesmo com os investimentos estrangeiros, o governo passou a ampliar os mecanismos de intervenção estatal e uma maior resistência para a oferta de garantias de estabilidade nos acordos celebrados (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

A economia do Cazaquistão é um exemplo de economia dependente de recursos naturais que emergiu recentemente, onde o setor de petróleo e gás natural desempenha um papel essencial na manutenção das taxas de crescimento econômico. Mesmo sendo um país rico em recursos minerais, os benefícios dessa riqueza e crescimento não foram uniformemente distribuídos entre a população, que apresenta altos índices de desemprego, especialmente nas áreas rurais e para a população jovem e para as mulheres (PPRC, 2006).

3.1.3 Nigéria

A Nigéria ocupa o 153º lugar no ranking de desenvolvimento das Nações Unidas, com um IDH – Índice de Desenvolvimento Humano – de 0,471 em 2012 (UNPD, 2013). Nos últimos 52 anos, tiveram a sua população aumentada em 366%, alcançando o número de 168.833.776 habitantes em 2012 (WORLD BANK, 2013). O PIB – Produto Interno Bruto per capita em 2012 foi de 2.102 USD (UNPD, 2013). No que diz respeito à educação, não foi disponibilizada na tabela da UNPD (2013a) as informações da Nigéria.

Segundo EIA (2013) as reservas provadas da Nigéria em 2012 chegam a 37,2 bilhões de barris de petróleo. O país é o maior produtor de petróleo do continente africano chegando a produzir três milhões de barris. Em 2011 a Nigéria teve sua produção reduzida para 2,53 milhões barris devido a interrupções no processo de produção em virtude de conflitos no Delta do Niger, região onde se concentra a maior parte da indústria de petróleo.

Na indústria de petróleo nigeriana verifica-se um envolvimento do governo tanto no âmbito regulatório, quanto no aspecto comercial da atividade. O direito para explorar as áreas é dado pelo governo, através da assinatura do contrato de exploração e posteriormente do *leasing* para produção de petróleo. A atuação do governo se dá através da estatal *Nigerian National Petroleum Company* (NNPC) que participa de consórcios, as chamadas *joint ventures*, com empresas internacionais de petróleo como *Shell*, *ExxonMobil*, *ChevronTexaco*, *Elf* e *Agip*, que são operadoras dos consórcios (OIL REGULATION, 2011).

Os contratos de partilha da produção (CPP) ou *production sharing agreements* (PSA) têm sido os mais adotados para a condução dos projetos de exploração as novas áreas. Nos PSAs as empresas internacionais de petróleo são encorajadas pelo governo a estabelecer parcerias com empresas de petróleo nacionais, visando, em longo prazo, a desenvolver competências na indústria de petróleo e gás natural da Nigéria (CRES, 2008).

Este estímulo à parceria com empresas nacionais vai ao encontro da política de conteúdo local do país. A Nigéria entende que o conteúdo local representa todo o valor criado através da utilização dos recursos naturais, valor este que irá fomentar o crescimento econômico e fortalecer das capacidades industriais do país de maneira sustentável (NORDAS et al, 2003).

As metas de percentuais de conteúdo local a serem alcançadas são ousadas. Dentre elas, 80% dos serviços de FPSO (*floating production, storage and offloading*) medidos por homem-hora, 50% de conteúdo local por tonelada de *topsides* fabricados, 100% de conteúdo local por tonelada de placas de aço adquiridas, o estabelecimento de um monitoramento de conteúdo local integrado com o processo de contratação de fornecedores e prestadores de serviços locais e multas para o não cumprimento das exigências legais de conteúdo local (WARNER, 2011).

No entanto, as metas estabelecidas não são alcançadas. Segundo CRES (2008), isso se deve principalmente a três fatores: incapacidade da indústria nacional de atender a demanda, problemas de infraestrutura do país e a falta de mão de obra qualificada para atender a demanda de profissionais necessários à indústria.

Esta ambiciosa política de conteúdo local pode trazer complicações financeiras para investidores, operadores e prestadores de serviços, bem como representar uma ameaça às políticas públicas uma vez que estes altos percentuais de conteúdo local podem levar à redução das receitas nacionais ou a um desincentivo aos investimentos internos (NORDAS et al, 2003).

Neste sentido, o desafio dos investidores e reguladores é saber o quanto esta política irá impactar a indústria e quais são as suas desvantagens e suas vantagens estratégicas. Algumas exigências de regulamentações de conteúdo local como, por exemplo, elaboração de relatórios, podem trazer resultados positivos, enquanto outras exigências podem levar a uma mudança substancial dos objetivos das políticas públicas e comerciais (WARNER, 2011).

Visando minimizar este impacto, a Lei que ampara a política de conteúdo local passou a prever uma possível revisão, por parte do governo, de alguns requisitos legais, por um período temporário, para os casos onde as metas estabelecidas pela Lei não podem ser cumpridas, devido às limitações do mercado local em atender a demanda (NORDAS et al, 2003).

Para tanto, a *National Petroleum Investment Management Service Division* (NAPIMS) passa a ser o ponto focal para as políticas de conteúdo local. Esta divisão é responsável pela contratação de empresas para prestação de serviços e pela disponibilização de mão de obra. Desta forma, a NAPIMS pode verificar diretamente se os contratos estão atendendo ou não ao compromisso de conteúdo local estabelecido. A mesma divisão também desenvolve e implanta as políticas para contratação de expatriados. Cada empresa internacional de petróleo que opera na Nigéria deve negociar o número de expatriados no país. Por Lei, as empresas de petróleo devem contratar mão de obra local, salvo quando a mesma demonstrar que não possui mão de obra com conhecimento técnico suficiente para atender àquela demanda. Posições em áreas de finanças e recursos humanos, por exemplo, devem ser preenchidas, exclusivamente, com mão de obra local. Já posições, tais como geofísicos e/ou geólogos, podem ser preenchidas por expatriados, desde que tenham a aprovação da NAPIMS (CRES, 2008).

A *Nigerian Content Division* (NCD) é o órgão responsável pela aplicação do conteúdo local. A NCD trabalha com as empresas de petróleo e com as agências governamentais, para desenvolver estratégias, coordenar a implementação das políticas de conteúdo local e garantir o cumprimento das regras por parte das empresas de petróleo. Caso tais políticas não sejam definidas e controladas de maneira correta, o processo pode proporcionar o aumento da corrupção, através da

escolha de uma determinada empresa em uma licitação frente ao pagamento de suborno (OIL REGULATION, 2011).

3.1.4 Noruega

A Noruega ocupa o 1º lugar no ranking de desenvolvimento das Nações Unidas, com um IDH – Índice de Desenvolvimento Humano – de 0,955 em 2012 (UNPD, 2013). Nos últimos 52 anos, tiveram a sua população aumentada em 139%, alcançando o número de 5.018.869 habitantes em 2012 (World Bank, 2013). O PIB – Produto Interno Bruto per capita em 2012 foi de 48.688 USD (UNPD, 2013). No ano de 2010, 95,2% da população da Noruega tinha, ao menos, o ensino médio completo (UNPD, 2013a).

Segundo EIA (2013) as reservas provadas da Noruega em 2012 chegam a 5,32 bilhões de barris de petróleo. O país está na décima quarta posição no ranking da EIA de produtores de petróleo do mundo chegando a produzir 1.902 mil de barris/dia.

Com base na Lei nº 72 de 29 de novembro de 1996, que rege as atividades de petróleo e gás natural da Noruega, o governo tem o direito de propriedade de todos os depósitos de petróleo e gás natural *offshore* e o direito exclusivo de exploração de recursos na plataforma continental norueguesa.

Segundo Oil Regulation (2011), as áreas disponíveis para a exploração e produção de petróleo e gás natural devem ser disponibilizadas para atividades pelo Parlamento norueguês. O Parlamento libera as licenças de exploração depois da avaliação dos impactos ambientais, econômicos e sociais das atividades de

petróleo e gás natural em outros setores e regiões adjacentes, e após consultar as autoridades locais e organizações de partes interessadas relevantes.

Estas licenças são concedidas por meio de rodadas de licitações pelo Ministério do Petróleo e Energia. O governo convida as empresas de petróleo para participar dos leilões individualmente ou em forma de consórcio. As áreas são concedidas às empresas ou aos consórcios que forem capazes de maximizar o conhecimento e experiência em operações no país (OIL REGULATION, 2011).

Segundo os regulamentos das atividades de petróleo e gás natural, regidas pelo Decreto Real nº 729 de 02 de julho de 2012, para conceder as licenças às empresas do setor, as mesmas devem comprovar sua competência técnica e a sua capacidade financeira; apresentar o planejamento das atividades de exploração e produção da área almejada e realizar o pagamento de 109 mil NOK (19 mil dólares) para o governo, como forma de contribuição para a realização do leilão das áreas. Vale ressaltar que não há cobrança de impostos, royalties, participação nos resultados e nem de bônus de assinatura (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009; WOOD MACKENZIE, 2010).

Trata-se de um processo discricionário e administrativo que estimula a competição através do melhor projeto técnico-econômico das empresas proponentes à concessão, assim como prevê a cooperação entre as empresas proponentes sob a coordenação do MPE – Ministério de Petróleo e Energia²⁴ (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

Na Noruega, as empresas de petróleo assumem todos os riscos de exploração da área, assumem todos os custos da fase de desenvolvimento e na fase

²⁴ O Ministério de Petróleo e Energia – MPE é responsável pela gestão dos recursos petrolíferos e pela indústria de petróleo norueguesa, inclusive pelo monitoramento das empresas estatais, tais como Petoro e Statoil (Tolmasquin e Pinto Júnior, 2011).

de produção, passam a serem proprietárias dos hidrocarbonetos produzidos, compensando assim todos os investimentos realizados pelas mesmas no projeto.

A Noruega adota o regime de concessão com parceria estatal, onde o governo escolhe as licenças das quais ele gostaria de fazer parte, bem como o percentual de sua participação. No modelo norueguês, o governo não só estabelece a estrutura legal, regulatória e fiscal, mas também atua nestes empreendimentos, seja através da participação direta do governo por meio da Petoro ou em atividades operacionais de exploração e produção, podendo estas serem conduzidas pela *Statoil* (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

De acordo com Wood Mackenzie (2010), o governo é representado pela estatal Petoro, que gerencia o *State's Direct Financial Interest* (SDFI), detentora de uma participação direta de 20% nos projetos como parceiro do consórcio. O governo também tem uma participação indireta através da *Statoil*, que tem o direito facultativo de participar do processo licitatório.

A Petoro é uma empresa pública, 100% estatal, constituída para o gerenciamento do SDFI. Dentre as suas atribuições estão: a representação, em nome do Estado norueguês, nas licenças de produção da SDFI; a fiscalização do cumprimento das diretrizes de comercialização do petróleo do SDFI pela *Statoil* e a preparação e divulgação de registros contábeis (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

A *Statoil* é uma empresa estatal de petróleo que atua em toda a cadeia do petróleo (exploração e produção, refino, comercialização e distribuição). A *Statoil* compete em igualdade de condições com outras empresas no sistema de licenças na Noruega e tem importante atuação internacional. O objetivo do governo, através da *Statoil*, é manter uma base sólida de atuação no que diz respeito aos processos de

pesquisa e inovação tecnológica e de cooperação da cadeia produtiva fornecedora de bens e serviços para a indústria de petróleo nacional (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

Desde a sua criação, a Statoil tornou-se o principal instrumento de desenvolvimento da competência de petróleo norueguesa moldando uma trajetória técnica e organizacional singular, baseando-se no sistema de concessão no intuito de fortalecer seu domínio. Acordos relacionados à educação e a transferência de conhecimento e tecnologia de outras empresas foram negociados, e a própria Statoil assumiu o papel de intermediário na delegação de tarefas para a indústria norueguesa. A empresa contribuiu muito para a adaptação técnica e organizacional da indústria, funcionando como um agente de transferência e adaptação de técnicas e competências internacionais do petróleo (ENGEN, 2007 apud ENGELAND, 1995).

A SDFI é uma entidade jurídica que detém os direitos financeiros diretamente das concessões exploração e produção de petróleo e gás natural pelo Estado norueguês e não uma empresa de petróleo. Desta forma, o governo entra nos empreendimentos com participações que correspondem aos seus interesses financeiros diretos no investimento e nos custos operacionais. (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

O Decreto Real nº54 de 1972 determinava que o governo norueguês fosse responsável por garantir que os bens e serviços noruegueses recebessem um tratamento preferencial, desde que eles fossem competitivos com relação a preço, qualidade, e prazo. Para atingir esse objetivo, o governo estabeleceu uma política de preferência para bens e serviços noruegueses associados com uma política de transferência de conhecimento e cooperação com pesquisas. Para monitorar estas

práticas de contratação o ministério da indústria da Noruega estabeleceu o *Goods and Services Office* (IEA, 2011).

As empresas de petróleo que operavam na Noruega eram obrigadas a informar ao *Goods and Services Office* uma lista com os fornecedores de bens e serviços que entrariam no *pool* de empresas qualificadas para licitações de bens e serviços (NORE, 2008).

Segundo o *The Western Australian Government* (2011), o *Goods and Services Office* era responsável pelo (a):

- Controle e monitoramento de contratação de companhias petrolíferas internacionais e procedimentos de contratação;
- Cooperação estrita com as companhias internacionais de petróleo para desenvolver fornecedores e prestadores de serviços noruegueses;
- Confirmação de que as empresas norueguesas qualificadas eram incluídas na lista do licitante;
- Estímulo da indústria de fornecedores e prestadores de serviços noruegueses através de joint ventures;
- Incentivo à pesquisa e desenvolvimento e à transferência de tecnologia;
- Configuração, monitoramento e revisão das metas para a participação local;
- Recebimento e compilação de relatórios sobre projetos e conteúdo local.

As perspectivas para a produção em longo prazo e o fluxo de caixa positivo induziram as empresas internacionais de petróleo a serem flexíveis no atendimento às demandas do ministério da indústria da Noruega a respeito de seus planos de trabalho, escolha de fornecedores, e das medidas para a transferência de

competências para as empresas norueguesas e respectivos institutos de pesquisa. Esta forma de organização governamental para a indústria petrolífera nacional corrobora com o que Engen (2007) (apud MICHAEL PORTER, 1985) denota como "política de indústria nascente", e de forma convincente demonstrou a sua contribuição para a criação de um *cluster* da indústria de petróleo na Noruega (ENGEN, 2007).

O Decreto Real nº 54 permaneceu em vigor até a entrada da Noruega no Espaço Econômico Europeu (EEE) em 1994. No entanto, neste período, a Noruega já tinha alcançado o seu objetivo de desenvolver a *Statoil* (empresa de petróleo norueguesa) para que a mesma pudesse competir globalmente (IEA, 2011).

O governo norueguês ainda incentiva as empresas de petróleo estrangeiras a atuarem em parcerias técnicas com empresas norueguesas, para que estas possam adquirir conhecimentos técnicos específicos com empresas e pessoas experientes da indústria. O governo também participa e financia projetos de pesquisa e desenvolvimento com universidades norueguesas e instituições de pesquisa. As políticas de conteúdo local da Noruega foram fundamentais para o crescimento das competências industriais nacionais visando a atender, em condições competitivas, às necessidades da indústria do petróleo, através do desenvolvimento de recursos humanos especializados e de um ambiente favorável para o surgimento de uma ampla cadeia produtiva de fornecedores de bens e serviços para a indústria petrolífera norueguesa (HEUM, 2008; HATAKENAKA et al., 2006).

O *Training Agreement* era um acordo de treinamento que permitia ao governo norueguês indicar funcionários públicos da indústria petrolífera norueguesa para participar, sem custo, dos programas de treinamento interno de empresas licenciadas relevantes para a atividade de exploração e produção. O *The*

frame agreement on technological research and development era um acordo de investimentos em pesquisa e desenvolvimento, onde o operador utilizava sua capacitação para desenvolver competências entre fornecedores e prestadores de serviços noruegueses, visando o desenvolvimento de novas tecnologias em benefício mútuo (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011 apud TAVERNE, 2008).

Engen (2007) explica que os operadores na plataforma norueguesa investiam em pesquisa e desenvolvimento e o regime fiscal vigente classificava estes custos relacionados com P&D como imediatamente dedutível, o que incentivava as empresas de petróleo a colaborarem com as políticas norueguesas de transferência de tecnologia.

Segundo Taverne (2008), 50% do investimento em pesquisa e desenvolvimento em projetos relacionados à concessão seriam gastos na Noruega e em cooperação com fornecedores e prestadores de serviços noruegueses, que teriam a oportunidade de utilizar as instalações em mar do operador para testar conceitos, processos e equipamentos (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011 apud TAVERNE, 2008).

Apesar das cláusulas de confidencialidade e de direitos de propriedade, as inovações e desenvolvimentos tecnológicos eram de propriedade da parte que tivesse fornecido a maior contribuição em termos técnicos e de projeto. Estas obrigações contribuíram para a captação de recursos especializados e para propiciar o surgimento da ampla e competitiva cadeia produtiva de fornecedores de bens e serviços para a indústria petrolífera da Noruega (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

É importante citar a criação do Fundo de Pensão Governamental visando a constituição de uma poupança governamental para contribuir com o financiamento dos gastos em pensões do Sistema de Seguridade Nacional e para suportar as estratégias de utilização da renda petrolífera no Estado norueguês. Este fundo foi criado para evitar a ocorrência do fenômeno da Doença Holandesa²⁵, devido ao forte influxo de capital estrangeiro no país (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011).

3.1.5 Reino Unido

O Reino Unido ocupa o 26º lugar no ranking de desenvolvimento das Nações Unidas, com um IDH – Índice de Desenvolvimento Humano – de 0,875 em 2012 (UNPD, 2013). Nos últimos 52 anos, sua população aumentou em 120%, alcançando o número de 63.227.526 habitantes em 2012 (World Bank, 2013). O PIB – Produto Interno Bruto per capita em 2012 foi de 32.538 USD (UNPD, 2013). No ano de 2010, 99,7% da população do Reino Unido tinha, ao menos, o ensino médio completo (UNPD, 2013a).

Segundo EIA (2013) as reservas provadas do Reino Unido em 2013 chegam a 2,83 bilhões de barris de petróleo. O país está na 19ª posição no ranking da EIA de produtores de petróleo do mundo chegando a produzir 1.166 mil de barris/dia.

Segundo o *Petroleum Act* de 1998, a Rainha do Reino Unido tem o direito de propriedade de todos os depósitos de petróleo e gás natural, no entanto o Secretário de Estado, em nome da rainha, pode conceder as licenças para explorar

²⁵ A descrição do fenômeno da Doença Holandesa encontra-se no capítulo 5.3.

e produzir petróleo e gás natural, desde a fase de exploração até o término da fase de produção.

O *Department of Energy & Climate Change* (DECC) administra o sistema de licenciamento do Reino Unido para as atividades de exploração e produção tanto *onshore* como *offshore*. A licença é concedida através de licitações coordenadas anualmente pelo DECC e é dividida em licença para exploração e licença para produção. No Reino Unido existem três subcategorias de licença para produção: a licença tradicional, a *promote license* e a *frontier license* (OIL REGULATION, 2011).

Na licença tradicional a empresa de petróleo candidata a operador deverá comprovar sua capacidade financeira, técnica e ambiental para a obtenção da licença. A *promote license* foi criada com foco em pequenas empresas de petróleo. Nesta subcategoria as empresas têm dois anos para adquirir competências financeiras, técnicas e ambientais para o desenvolvimento da área. Por fim, as *frontier licenses* são destinadas às áreas remotas com pouca informação técnica disponível. O objetivo do DECC com esta última subcategoria é de reconhecer as barreiras que podem ser enfrentadas durante uma perfuração em áreas remotas, através da concessão da permissão de sísmica sobre uma extensão de área maior, devido à relativa escassez de dados técnicos (REINO UNIDO, 2008).

Para adquirir a licença para explorar uma área, não são necessários os pagamentos de taxas, bônus de assinatura ou de *royalties*. Ao invés de realizar pagamentos de *royalties*, cada licença tem um aluguel anual, que é devido a cada aniversário da data da licença. O valor aluguel é corrigido anualmente com base na duração da licença, em um aumento de até £ 7500 por ano por km² (WOOD MACKENZIE, 2010b).

As exigências de conteúdo local no regime de concessão do Reino Unido têm evoluído desde que se iniciou pela primeira vez em 1960. Quando o processo de licitação de áreas começou, na década de 1960, o governo britânico desenvolveu seus recursos de petróleo e gás natural, definindo assim suas políticas de conteúdo local. Essas políticas garantiam licenças de exploração e produção às empresas de petróleo que assegurassem a aquisição de materiais e serviços nacionais para o desenvolvimento dos campos. O objetivo destas políticas foi de desenvolver as habilidades técnicas especializadas e as capacidades necessárias para atender à indústria de petróleo e gás natural *offshore* fornecendo materiais e prestando serviços competitivos com relação a preço, qualidade e prazo (NEFF, 2005).

Para que sua política de conteúdo local funcionasse, o Reino Unido adotou um sistema discricionário de licenciamento. Neste sistema, o governo escolhia a empresa de petróleo que receberia a concessão, tendo assim um controle maior sobre cada contrato e seu respectivo compromisso com o conteúdo local (DAM, 1976).

Na década de 1970, o governo britânico criou o *Offshore Supplies Office* (OSO), que instaurou um processo de auditoria para o monitoramento das aquisições de bens e serviços realizadas pelas empresas de petróleo. Além da função de auditoria e monitoramento, o OSO foi responsável pela criação de novas empresas visando suprir o mercado, desenvolvendo a capacidade da indústria local, aconselhando e assistindo estas empresas através do investimento em pesquisas e desenvolvimento (WADE LOCKE AND STRATEGIC CONCEPTS, 2004).

Ao longo do tempo, com o aumento das competências nacionais, a porcentagem de conteúdo local requerida evoluiu. Em 1970 era exigido 62% de CL e 82% em 1986.

O governo do Reino Unido adotou um sistema fiscal de petróleo, um sistema de distribuição de licenças e estabeleceu órgãos institucionais para lidar com casos de petróleo. A evolução da indústria de petróleo e gás natural do Reino Unido seguiu um caminho diferente da Noruega. Embora tanto a Noruega quanto o Reino Unido tenham manifestado uma preferência pela estatização do setor até o final dos anos setenta, somente os noruegueses desenvolveram "uma política de indústria nascente" durante os anos oitenta. O Reino Unido escolheu desregular e reduzir a participação governamental. Em geral, pode-se dizer que a política de petróleo e gás natural do Reino Unido na década de oitenta consistia em pouco mais do que uma prática de concessão passiva que contou com uma política fiscal compatível com os objetivos do governo Thatcher (ENGEN, 2007 apud ANDERSEN, 1993).

Em 1990, o Reino Unido entrou para União Europeia, o que culminou no cancelamento da maioria das atividades de monitoramento e manutenção das políticas de conteúdo local do OSO. O conteúdo local diminuiu para aproximadamente 60%. Esta redução também foi resultado de uma mudança de foco do governo, que passava a prestigiar empresas estrangeiras, no intuito de ter acesso a oportunidades internacionais (NEFF, 2005).

3.1.6 Brasil

O Brasil ocupa o 85º lugar no ranking de desenvolvimento das Nações Unidas, com um IDH – Índice de Desenvolvimento Humano – de 0,73 em 2012 (UNPD, 2013). Nos últimos 52 anos, tiveram a sua população aumentada em 265%, alcançando o número de 198.656.019 habitantes em 2012 (World Bank, 2013). O PIB – Produto Interno Bruto per capita em 2012 foi de 10.152 USD (UNPD, 2013). No ano de 2010, 49,5% da população brasileira tinha ao menos, o ensino médio completo (UNPD, 2013a).

O Brasil é o oitavo maior consumidor de energia primária e o 11º maior produtor de petróleo do mundo, produzindo 2.652 mil de barris/dia. Suas reservas provadas até o terceiro trimestre de 2013 chegam a 13,99 bilhões de barris de petróleo (EIA, 2013).

Até 1995 a exploração e a produção de petróleo e gás natural ocorriam sob o monopólio da empresa estatal Petróleo Brasileiro SA (Petrobras), que foi instalada por completo em 1954 tendo como um de seus objetivos a exploração de petróleo.

A promulgação da emenda constitucional número 9 de 1995 fez com que este monopólio se dissolvesse, permitindo ao governo federal a contratação tanto de empresas públicas quanto de empresas privadas (OIL REGULATION, 2011).

Adicionalmente, a Lei 9.478 de 1997, a chamada de Lei do Petróleo, estabeleceu uma nova estrutura para as atividades de exploração e produção, bem como introduziu duas novas agências reguladoras: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O CNPE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e é responsável pelo assessoramento para formulação de políticas e diretrizes de energia (CNPE, 2014), dentre elas:

- A promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do País;
- A asseguarção do suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País;
- A revisão periódica das matrizes energéticas, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- O estabelecimento de diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (BRASIL, 2005);
- O estabelecimento de diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado (BRASIL, 2011);
- A definição dos blocos a ser objeto de concessão ou partilha de produção (BRASIL, 2010);
- A indução ao incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção (BRASIL, 2010b).

A ANP, também vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada com o objetivo de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das

atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis (BRASIL, 2005). Dentre estes objetivos estão:

- A realização de estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção (BRASIL 2010b);
- A regulação da execução de serviços de geologia e geofísica aplicada à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização;
- A elaboração dos editais e realização das licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, com a celebração dos contratos delas decorrentes e atuando na fiscalização de sua execução;
- O estímulo à pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento.

Desde 1999 a ANP realizou 11 rodadas de licitações. Na 11ª rodada a ANP ofertou 289 blocos, totalizando 155,8 mil km², distribuídos em 11 Bacias Sedimentares: Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano (ANP, 2013d).

Conforme já mencionado, o Brasil tornou-se autossuficiente em termos de volume de petróleo bruto em abril de 2006, mas apesar disto, a política brasileira de petróleo manteve a diretriz de buscar aumentar as descobertas de petróleo por meio de licitações mesmo após as recentes descobertas dos campos do pré-sal.

Devido a esta nova fronteira exploratória do pré-sal, em 2009, o governo brasileiro anunciou sua intenção de estabelecer um novo regime fiscal para a indústria de petróleo local (POSTALI e NISHIJIMA, 2013). A exploração e produção de petróleo e gás natural seriam exercidas por meio de licitações públicas com base nos contratos de concessão, em acordos de partilha de produção, para as áreas do pré-sal e através do contrato de cessão onerosa, para áreas estratégicas (BRAGA e CAMPOS, 2012).

Paralelamente a esta revisão de política fiscal, a indústria e a ANP vêm discutindo sobre outro fator importante da regulamentação do setor de petróleo e gás natural do Brasil, o Conteúdo Local.

Após a pesquisa em toda a literatura acessada para a elaboração desta tese, desde Janeiro de 2013 até hoje, verificou-se que em nenhum outro país o tema Conteúdo Local é tratado da forma como o Brasil aborda, conforme apresentado a seguir.

Apesar de todas as definições para conteúdo local abordadas nesta pesquisa, Quintans (2010) afirma que, no Brasil, o CL sempre foi tratado como um percentual que corresponde ao quociente entre a diferença entre o valor total da comercialização de um bem (excluídos o IPI²⁶ e o ICMS²⁷) e o valor de sua respectiva parcela importada. Para o autor, CL é um processo de substituição de importações na tentativa de transformar um mercado inexplorado em um mercado

²⁶ O Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) é um imposto federal sobre produtos industrializados no Brasil. Está previsto no Art.153, IV, da Constituição Federal. Suas disposições estão descritas através do Decreto 7.212 de 15/06/2010, que regulamenta a cobrança, fiscalização, arrecadação e administração do Imposto sobre Produtos Industrializados.

²⁷ O Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) é um imposto estadual, que incide sobre prestações onerosas de serviços de comunicação, prestações de serviços de transporte intermunicipal e interestadual, e desembaraço aduaneiro de mercadoria ou bem importados do exterior, conforme o Art. 155, II, da Constituição de 1988 e Lei complementar Lei Complementar 87/1996, a chamada "Lei Kandir".

pulsante. Uma vez tendo o mercado se tornado maduro, o CL pode ser tido como um instrumento político de proteção ao mercado local (HRISHNA e ITOH, 1988).

Desde a 1ª rodada de licitações, em 1999, a ANP instituiu o conceito, a obrigatoriedade e a punição pelo cumprimento parcial (ou não) do conteúdo local nos editais de licitação. A obrigatoriedade e a punição pelo não cumprimento do percentual acordado, eram formalizados posteriormente no contrato de concessão ou no contrato de partilha da produção, fazendo das normas de CL uma obrigação contratual (QUINTANS, 2010).

De acordo com a ANP (1999), durante a 1ª rodada, que ocorreu sob o regime de concessão, as empresas de petróleo puderam oferecer, sem restrições, a quantidade total de materiais e serviços a serem adquiridos de empresas brasileiras durante as fases de exploração e desenvolvimento da produção.

O processo de cessão de áreas para exploração de petróleo e gás natural deu-se através de um processo licitatório onde a empresa participante elaborava uma oferta por bloco licitado, em envelopes lacrados. As ofertas consistiam em: valor do bônus de assinatura, percentuais ofertados para o compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de exploração e percentuais ofertados para o compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de desenvolvimento da produção. Adquiria a área a empresa ou o consórcio cuja oferta obtivesse a maior nota, baseado na metodologia de cálculo da ANP (ANP, 1999). Ao longo desta pesquisa verificaremos que esta metodologia de cálculo dos pontos das ofertas sofreu constantes aprimoramentos.

Segundo o edital da 1ª rodada, a empresa ou consórcio se comprometia a dar oportunidade para que fornecedores brasileiros que pudessem oferecer bens e serviços, competitivos em relação a condições de preço, prazo e qualidade quando

comparado com fornecedores estrangeiros (ANP, 1999). Para isso a empresa deveria assumir o compromisso de:

- Incluir fornecedores brasileiros em sua lista de fornecedores de bens que tivessem capacidade de fornecer dentro de parâmetros de qualidade adequados;
- Preparar especificações que fossem apropriadas ao uso pretendido de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo, para que a participação brasileira não fosse restrita, inibida ou impedida;
- Assegurar a todos os fornecedores igualdade de tratamento na obtenção de informações e no acesso a revisões de especificações e prazos;
- Estabelecer períodos para cotação de propostas e fornecimento de bens que fossem compatíveis com as necessidades usuais de cotações e fornecimento de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo e de forma a não excluir potenciais fornecedores brasileiros da competição.

Além das exigências acima, das empresas de petróleo eram requeridos os percentuais dos investimentos locais (CL) nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção. Não havia valores percentuais mínimos ou máximos. O não atingimento do percentual acordado caracterizava-se como um descumprimento contratual, sendo portanto passível de penalidade.

Segundo o item 18.2.3 do contrato de concessão da 1ª rodada de licitações a penalidade correspondia a um montante igual a duas vezes o valor das compras de fornecedores brasileiros que teriam sido necessárias para atingir a porcentagem acordada. Apesar de dispor de um item sobre as penalidades para o não

cumprimento do conteúdo local, o edital da 1ª rodada de licitações não prevê um monitoramento de conteúdo local e nem uma certificação do mesmo, por parte da ANP (ANP, 1999).

Nesta rodada a nota obtida com a oferta do bônus de assinatura tinha o peso de 85% para a composição do valor final, o compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de exploração tinha o peso de 3% e o compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de desenvolvimento tinha o peso de 12% para a obtenção da nota final.

O edital da 2ª rodada de licitações apresenta uma redação similar à da 1ª rodada. No entanto, as empresas participantes foram solicitadas a informar um percentual mínimo de investimentos locais (CL) na fase de exploração e de desenvolvimento da produção.

Segundo ANP (2000) a novidade desta rodada foi a atribuição de pesos para serviços e bens específicos em projetos marítimos e terrestres. Para o cálculo dos percentuais dos investimentos em CL nas fases de exploração e desenvolvimento da produção, em campos marítimos e terrestres, era atribuído peso 3 ao custo real das despesas com fornecedores brasileiros de serviços de engenharia dos sistemas ou unidades de produção, conforme listados abaixo:

- sistemas de escoamento de superfície: engenharia de reservatórios e poços;
- sistemas submarinos de produção (árvore de natal molhada, manifoldes submarinos, *risers*, etc);
- cidades de produção: plataformas fixas, unidades semissubmersíveis, unidades estacionárias de produção e conversão de navios em unidades

flutuantes de produção, armazenagem e transferência (FPSO) e unidades flutuantes de armazenagem e transferência (FSO);

- instalações de convés: plantas de processamento de fluidos, sistemas de tratamento e descarte de efluentes e planta de utilidade; e
- sistemas de escoamento de produção (dutos de escoamento de petróleo e gás natural, monobóias, etc).

Na 2ª rodada, para o cálculo dos percentuais de CL nas fases de exploração e desenvolvimento da produção, era atribuído peso 2 ao montante real das despesas correspondentes a serviços de análises laboratoriais de rochas e fluidos e a serviços de processamento de dados geológicos e geofísicos executados no Brasil.

Para o cálculo dos percentuais de CL, na fase de desenvolvimento da produção, era atribuído peso 1,3 ao montante real das despesas com fornecedores brasileiros para a aquisição de unidades marítimas de produção e estocagem, e despesas com serviços de aluguel ou arrendamento mercantil de unidades marítimas de produção e estocagem de petróleo, produzidas no Brasil e podendo estas terem sido alugadas ou arrendadas por empresas sediadas no exterior.

A cláusula de penalidade para o não cumprimento ou cumprimento parcial do compromisso com o CL não sofreu alterações da 1ª para a 2ª rodada.

No que diz respeito ao cálculo de ofertas, verifica-se uma grande evolução na metodologia das mesmas. O edital não definia um percentual mínimo de conteúdo local, mas indicava um percentual máximo no cálculo da nota das ofertas. Neste sentido, no cálculo da nota “A”, que fazia referência ao compromisso com aquisição local de bens e serviços da etapa de exploração, as

ofertas acima de 50% seriam tratadas como sendo 50%, ou seja, se o consórcio oferecesse 70% ou 80% de conteúdo local para a aquisição de bens e serviços na etapa de exploração, ele teria seu percentual reduzido para 50%, o qual seria aplicado na Equação (1):

$$Nota A = \left(\frac{\text{percentual ofertado}}{\text{maior percentual ofertado}} \right) \times 3 \quad (1)$$

No cálculo da nota “B”, que fazia referência ao compromisso com aquisição local de bens e serviços da etapa de desenvolvimento, as ofertas acima de 70% seriam tratadas como sendo 70%, ou seja, se o consórcio oferecesse 90% ou 100% de conteúdo local para a aquisição de bens e serviços na etapa de desenvolvimento, ele teria seu percentual reduzido para 70%, o qual seria aplicado na Equação (2):

$$Nota B = \left(\frac{\text{percentual ofertado}}{\text{maior percentual ofertado}} \right) \times 12 \quad (2)$$

A nota “C” fazia referência ao bônus de assinatura, que tinha seu valor mínimo determinado segundo a qualificação dos operadores. Para operadores “A” o valor do bônus era de R\$300.000,00, para o operador “B” era R\$200.000,00 e para o operador “C” era R\$100.000,00. Para o cálculo da nota “C” tínhamos a Equação (3):

$$Nota C = \left(\frac{\text{bônus ofertado}}{\text{maior bônus ofertado}} \right) \times 85 \quad (3)$$

A oferta vencedora era a que apresentava a maior nota final, conforme Equação (4) abaixo:

$$\text{Nota Final} = (\text{Nota A} + \text{Nota B} + \text{Nota C}) \quad (4)$$

Na 3ª rodada, as empresas participantes continuavam informando somente um percentual mínimo de investimentos locais (CL) na fase de exploração e de desenvolvimento da produção. As regras de atribuição de pesos para serviços e bens específicos em projetos marítimos e terrestres mantiveram-se inalteradas. Nesta licitação foi adicionada, como um dos itens de compromissos da concessionária, a não exigência de competências técnicas e certificações adicionais aos fornecedores brasileiros além daquelas necessárias à produção do bem ou prestação do serviço objeto do fornecimento.

A grande mudança nesta rodada foi apresentada no parágrafo que versa sobre as penalidades. As concessionárias que não atingissem o percentual previsto no contrato de concessão, pagariam à ANP um montante proporcional ao valor das compras de fornecedores brasileiros que teriam sido necessárias para atingir o percentual acordado, conforme as seguintes regras (ANP, 2001):

- Para os percentuais de investimentos locais (CL) na fase de exploração ou na etapa de desenvolvimento, menores que 30% do percentual oferecido, seria aplicada uma multa de 2 (duas) vezes o valor dos bens de produção nacional ou dos serviços prestados no Brasil que teriam sido necessários para o alcance do CL nas fases já mencionadas;

- Para os percentuais investimentos locais (CL) na fase de exploração ou na etapa de desenvolvimento, maiores ou iguais a 30% do percentual oferecido e menores que 40% do percentual oferecido, seria aplicada uma multa de 1,6 (um vírgula seis) vezes o valor dos bens de produção nacional ou dos serviços prestados no Brasil que teriam sido necessários para o alcance do CL nas fases já mencionadas;
- Para os percentuais investimentos locais (CL) na fase de exploração ou na etapa de desenvolvimento, maiores ou iguais a 40% do percentual oferecido e menores que 50% do percentual oferecido, seria aplicada uma multa de 1,2 (um vírgula dois) vezes o valor dos bens de produção nacional ou dos serviços prestados no Brasil que teriam sido necessários para o alcance do CL nas fases já mencionadas;
- Para os percentuais investimentos locais (CL) na fase de exploração ou na etapa de desenvolvimento, maiores ou iguais a 50% do percentual oferecido e menores que 60% do percentual oferecido, seria aplicada uma multa de 0,8 (zero vírgula oito) vezes o valor dos bens de produção nacional ou dos serviços prestados no Brasil que teriam sido necessários para o alcance do CL nas fases já mencionadas;
- Para os percentuais investimentos locais (CL) na fase de exploração ou na etapa de desenvolvimento, maiores ou iguais a 60% do percentual oferecido seria aplicada uma multa de 0,5 (zero vírgula cinco) vezes o valor dos bens de produção nacional ou dos serviços prestados no Brasil que teriam sido necessários para o alcance do CL nas fases já mencionadas.

De acordo com ANP (2004), as regras e penalidades para CL na 4ª rodada são idênticas às da 3ª rodada e os critérios para julgamento das ofertas permaneceram inalterados.

Na 5ª rodada surgiram mais mudanças. O percentual mínimo de CL nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção passou a variar segundo a qualificação do operador, exclusivamente para os blocos localizados em mar, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Percentuais mínimos obrigatórios de investimentos locais na fase de exploração e na fase de desenvolvimento.

Qualificação Operacional Requerida para o Bloco	Fase de Exploração Fator E	Fase de Desenvolvimento Fator D
A	30%	30%
B	50%	60%
C	70%	70%

Fonte: ANP (2003).

A classificação das empresas como operadores “A”, “B” ou “C” se dá através da qualificação técnica das mesmas. Esta qualificação técnica se baseia nas experiências comprovadas, de cada uma das empresas, em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Estas empresas poderiam solicitar sua qualificação técnica como, Operadoras ou Não Operadoras.

As empresas qualificadas como operadoras eram classificadas em três categorias:

- A – que poderiam operar em qualquer bloco oferecido;
- B – que poderiam operar somente os blocos designados "B" ou "C", conforme descrito no edital da 5ª rodada; e
- C – que poderiam operar somente blocos designados como "C", conforme descrito no edital da 5ª rodada.

Para a classificação da empresa como operadora "A", "B" ou "C", foram como critérios as seguintes características das empresas (ANP, 2003):

- *volume de produção de óleo equivalente: 1 (um) ponto para cada 10 mil barris/dia de óleo equivalente produzido, até o máximo de 40 (quarenta) pontos, da produção onde a empresa era operadora;*
- *operações de exploração e produção em terra: 10 (dez) pontos para empresa que desenvolvia como operadora, atividades de exploração em terra, e 10 (dez) pontos para a empresa que tinha atividade de produção em terra, também como operadora. Para empresas não operadoras que comprovassem experiência em prestação de serviços técnicos para empresas de petróleo, foram computados 5 (cinco) pontos para serviços em exploração em terra e 5 (cinco) pontos para serviços em produção em terra;*
- *operações de exploração e produção em mar: 15 (quinze) pontos para a empresa que desenvolvia, como operadora, atividades de exploração em mar, e 15 (quinze) pontos para a empresa que tinha atividade de produção em mar, também como operadora (este critério foi aplicado para blocos exploratórios ou campos produtores com 50% ou mais de sua área em lâminas d'água, entre 0-400 metros). Para empresas não operadoras que comprovassem experiência em prestação de serviços técnicos para empresas de petróleo, foram computados 5 (cinco) pontos para serviços em exploração em mar e 5 pontos para serviços em produção em mar;*
operações de exploração e produção em águas profundas e ultra profundas: 10 (dez) pontos para empresa que desenvolvia, como

operadora, atividades de exploração em águas profundas e 10 (dez) pontos para a empresa que tinha atividade de produção em águas profundas, também como operadora (este critério foi aplicado blocos com 50% ou mais de suas áreas situadas em lâminas d'água superiores a 400 metros);

- *operações de exploração e produção em ambientes adversos: até 20 (vinte) pontos às empresas que comprovassem experiência em operações em ambientes adversos (perfuração em condições de pressão e temperatura elevadas, atividades de produção em áreas remotas e produção de óleos pesados);*
- *experiência em operações em áreas ambientalmente sensíveis: até 10 (dez) pontos para empresas que comprovassem experiência em operações em áreas ambientalmente sensíveis e apresentarem histórico de preservação do meio ambiente;*
- *experiência em operações internacionais: 20 (vinte) pontos adicionais para as empresas que provarem experiência, como operadora de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, em 3 ou mais continentes (América Latina e Caribe, América do Norte, África, Europa, Ásia e Oceania), em atividades ligadas às áreas de energia, óleo ou gás. Para empresas com experiência em prestação de serviços em atividades ligadas às áreas de energia, óleo ou gás em 3 ou mais continentes, seriam computados 10 (dez) pontos;*

Após a comprovação das características acima e a atribuição dos pontos a cada uma destas, as empresas eram enquadradas da seguinte forma:

- de 1 a 29 pontos: operadora "C";

- de 30 a 99 pontos: operadora "B";
- 100 pontos ou mais: operadora "A".

Segundo ANP (2003), a equação para o cálculo da nota final ganhou algumas variáveis diferenciadas, segundo a localização do bloco (terra ou mar). Como esta pesquisa tem como foco blocos em mar, não será abordada a metodologia de cálculo para blocos terrestres. A nota final para atividades em mar era calculada conforme a Equação (5) a seguir:

$$Nota\ Final = (Nota\ A + Nota\ B + Nota\ C + Nota\ D + Nota\ H + Nota\ I) \quad (5)$$

Onde:

$$Nota\ A = \left(\frac{bônus\ ofertado}{maior\ bônus\ ofertado} \right) \times 30$$

, o bônus de assinatura passou a ter peso 30 ao invés do peso 85 das rodadas anteriores. Nesta rodada, o valor mínimo estabelecido também sofreu alterações. Para operadores "C" o valor do bônus de assinatura mínimo passou a ser de R\$ 10.000,00. Para operadores "B" o valor do bônus de assinatura mínimo passou a ser de R\$ 20.000,00 e para os "A" o valor do bônus de assinatura mínimo mudou para R\$ 100.000,00.

$$Nota\ B = \left(\frac{programa\ exploratório\ ofertado\ em\ UTs}{maior\ programa\ exploratório\ ofertado\ em\ UTs} \right) \times 30,$$

o Programa Exploratório Mínimo (PEM) é o programa de trabalho e investimento, a ser obrigatoriamente cumprido pelo concessionário no decorrer da fase de exploração. Este programa é expresso em UTs (unidades de trabalho). Cada poço perfurado, por exemplo, tem uma quantidade correspondente de UTs. Com a adoção desse

mecanismo, a ANP garantia que a concessionária cumpriria o programa exploratório mínimo estabelecido no edital (ANP, 2003).

$Nota C = \left(\frac{PEXP\ ofertado\ i}{maior\ PEXP\ ofertado\ i} \right) \times 7$, o índice $PEXPi$ representa o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços, na fase de exploração, para operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica.

$Nota D = \left(\frac{PEXP\ ofertado\ ii}{maior\ PEXP\ ofertado\ ii} \right) \times 8$, o índice $PEXPii$ representa o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços na fase de exploração, para perfuração, completação e avaliação de poços.

O PEXP é calculado segundo Equação (6):

$$PEXP = (Programa\ exploratório\ ofertado) \times \left[\left(\frac{percentual\ ofertado\ de\ CL}{fator\ E} \right)^2 \right] - 0,8 \quad (6)$$

onde o *fator E* representa o percentual mínimo obrigatório de conteúdo local.

$Nota H = \left(\frac{PDEV\ ofertado\ i}{maior\ PDEV\ ofertado\ i} \right) \times 7$, onde o índice $PDEVi$ representa o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços, na fase de desenvolvimento da produção, para serviços de engenharia de detalhamento.

$Nota I = \left(\frac{PDEV\ ofertado\ ii}{maior\ PDEV\ ofertado\ ii} \right) \times 18$, onde o índice $PDEVii$ representa o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços, na fase de

desenvolvimento da produção, para os serviços de perfuração de poços, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma, plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção e sistema de escoamento da produção.

O PDEV é calculado segundo Equação (7):

$$PDEV = \left(\frac{\text{percentual ofertado de CL}}{\text{fator D}} \right)^5 - 0,5 \quad (7)$$

onde o *fator D* representa o percentual mínimo obrigatório de conteúdo local, para os gastos da fase de desenvolvimento da produção.

No que tange às penalidades pelo não cumprimento do percentual mínimo obrigatório do conteúdo local, as empresas ou consórcios que não atingiam os valores mínimos obrigatórios estabelecidos na Tabela 3, a multa seria de 50% do valor que teria sido necessário para atingir o percentual mínimo obrigatório de CL na fase de exploração e de desenvolvimento.

Para as obrigações adicionais específicas oferecidas acima dos valores mínimos obrigatórios estabelecidos na Tabela 3, a multa seria de 20% do valor que teria sido necessário para atingir o percentual oferecido de CL na fase de exploração e de desenvolvimento.

Conforme ANP (2004), os percentuais mínimos obrigatórios de CL, para as etapas de exploração e desenvolvimento, segundo a qualificação dos operadores não sofreu mudanças da 5ª rodada para a 6ª rodada.

Na 6ª rodada, o bônus de assinatura que antes era mensurado segundo a qualificação do operador, agora é estabelecido por setor a ser licitado, conforme Tabela 4:

Tabela 4 – Bônus de Assinatura Mínimos por Setor

Bacia	Setor	Bônus Mínimo
	SBAR-AP1	R\$ 360.000,00
Barreirinhas	SBAR-AP2	R\$ 230.000,00
	SBAR-AR2	R\$ 36.000,00

Fonte: ANP (2004).

A metodologia de cálculo da nota final e as penalidades pelo não cumprimento do percentual mínimo obrigatório do conteúdo local permaneceram iguais às da 5ª rodada.

Na 7ª rodada foi verificado um aumento significativo nos percentuais de CL, bem como uma nova classificação de CL pela localização do bloco e não mais por qualificação de operadores. Segundo ANP (2005) os novos percentuais de CL eram estipulados segundo a Tabela 5:

Tabela 5 – Percentuais de investimentos locais mínimos e máximos a serem pontuados nas ofertas, para a fase de exploração e para a fase de desenvolvimento da produção.

Localização do Bloco	Fase de Exploração		Etapa de Desenvolvimento	
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
<i>Águas Profundas</i> P ¹ > 400 m	37	55	55	65
<i>Águas Rasas</i> 100 m < P ¹ ≤ 400 m	37	55	55	65
<i>Águas Rasas</i> P ¹ ≤ 100 m	51	60	63	70
<i>Terra</i>	70	80	77	85

¹Profundidade em metros
Fonte: ANP (2005)

O conteúdo local exposto acima fazia referência ao CL globais (das fases de exploração e desenvolvimento). No entanto, além deste CL global, o edital previa um CL por item de subsistema, segundo Tabela 6:

Tabela 6 – Declaração detalhada de planos de aquisições de bens e serviços locais para águas profundas.

Sistemas	CL sistema (%)		Subsistemas	Item	CL mínimo item (%)	
	Mínimo	Máximo				
Exploração	37	55	Geologia e Geofísica	Interpretação e Processamento	40	
				Aquisição	5	
			Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda	10	
				Perfuração + Completação (obs 1)	30	
				Sistemas Auxiliares (obs 2)	55	
			Apoio Operacional	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)	15	
Desenvolvimento	55	65	Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda	10	
				Perfuração + Completação (obs 1)	30	
				Sistemas Auxiliares (obs 2)	55	
				Apoio Logístico	15	
				Arvore de Natal	85	
				Umbilicais	40	
			Sistema de Coleta da Produção	Manifolds	80	
				Linhas de Produção/Injeção Flexíveis (Flowlines, Risers)	80	
				Linhas de Produção/Injeção Rígidas	100	
				Dutos de Escoamento	100	
				Sistema de Controle Submarino	50	
				Engenharia Básica	50	
				Engenharia de Detalhamento	95	
				Gerenciamento, Construção e Montagem	60	
				UEP	Engenharia Básica	50
					Engenharia de Detalhamento	95
			Gerenciamento, Construção e Montagem		60	
			Casco		80	
			Sistemas Navais		50	
			Sistema Múltiplo de Ancoragem		70	
			Sistema simples de ancoragem		30	
			Instalação e Integração dos Módulos		95	
			Pré-Instalação e Hook-up das Linhas de Ancoragem		85	
			Plantas (obs 4)		Engenharia Básica	50
					Engenharia de Detalhamento	95
					Gerenciamento de Serviço	90
					Materiais (obs 3)	75
					Construção & Montagem	95

Fonte: ANP (2005)

Pode ser verificado na Tabela 6 que, além do percentual de CL mínimo e máximo, há um CL mínimo por item de cada subsistema.

A metodologia de cálculo para a obtenção da nota final também apresenta mudanças. O bônus de assinatura recebeu peso de 40%, o conteúdo local, recebeu um peso de 20% (5% para a fase de exploração e 15% para a fase de desenvolvimento) e o Programa Exploratório Mínimo (PEM), recebeu o peso de 40%.

A metodologia de cálculo adotada foi:

$$Nota Final = (Nota 1 + Nota 2 + Nota 3 + Nota 4) \quad (8)$$

onde:

$$Nota 1 = \left(\frac{\text{bônus ofertado}}{\text{maior bônus ofertado}} \right) \times 40$$

$$Nota 2 = \left(\frac{\text{CL ofertado na exploração}}{\text{maior CL ofertado na exploração}} \right) \times 5$$

$$Nota 3 = \left(\frac{\text{CL ofertado no desenvolvimento}}{\text{maior CL ofertado no desenvolvimento}} \right) \times 15$$

$$Nota 4 = \left(\frac{\text{PEM ofertado em UTs}}{\text{maior PEM ofertado em UTs}} \right) \times 40$$

As penalidades pelo não cumprimento do CL ofertado também se mostraram diferentes, conforme ANP (2005). Os concessionários que não atingissem os percentuais de CL globais oferecidos estariam sujeitos as seguintes penalidades:

- Se o percentual de CL não realizado fosse inferior a 65% do valor oferecido, a multa seria de 60% sobre o valor do CL não realizado.
- Se o percentual de CL não realizado fosse igual ou superior a 65% do valor oferecido, a multa seria crescente, partindo de 60% e atingindo 100% do valor do CL oferecido, caso o percentual de CL não realizado fosse de 100%.

O mesmo critério foi aplicado para o não cumprimento do percentual de CL proposto para itens e subitens especificados no edital da 7ª rodada, mesmo que o percentual global de CL oferecido tenha sido atingido.

Segundo ANP (2005) este critério de multa foi proposto visando desencorajar o não cumprimento do CL em valores superiores a 2/3 (dois terços) do valor ofertado por ocasião da licitação.

A 8ª rodada foi cancelada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O CNPE tinha por objetivo aguardar a sanção presidencial dos projetos de lei que proporião o novo modelo regulatório para exploração e produção de petróleo e gás natural nas províncias petrolíferas do Pré-Sal (ANP, 2006).

Na 9ª rodada o bônus de assinatura manteve a mesma estrutura de valores por bacia/setores. O conteúdo local também manteve o peso de 20% na nota final bem como o estabelecimento do CL global e CL de item/subitem. O Critério de penalidades e o cálculo de multas se mantiveram inalterados da 7ª rodada para a 9ª rodada (ANP, 2007).

A 10ª rodada disponibilizou somente blocos terrestres. Foi mantido o mesmo método para o cálculo do CL, bônus de assinatura e penalidades/multas (ANP, 2008).

Na 11ª rodada as ofertas permaneceram compostas pelo bônus de assinatura, Programa Exploratório Mínimo (PEM) e Compromisso de Conteúdo Local (CL), sem mudanças o cálculo do CL, bônus de assinatura e penalidades/multas quando comparado à 9ª rodada.

A Tabela 7 apresenta um resumo de todas as rodadas de licitação apresentadas acima.

Tabela 7 - Resultados das rodadas de licitação sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural promovida pela ANP iniciadas até o momento.

Rodada de licitações	rodada 1	rodada 2	rodada 3	rodada 4	rodada 5	rodada 6	rodada 7	rodada 9	rodada 10	rodada 11
Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 ^a	2007	2008	2013
Blocos oferecidos	27	23	53	54	908	913	1.134	271	130	289
Blocos contemplados	12	21	34	21	101	154	251	117	54	142
Blocos <i>Onshore</i> contemplados	0	9	7	10	20	89	210	65	54	87
Blocos <i>Offshore</i> contemplados	12	12	27	11	81	65	41	52	0	55
Área contemplada (km ²)	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	194.651	45.614	48.030	100.372
Área <i>Offshore</i> contemplada (km ²)	54.660	37.847	46.266	14.669	21.254	36.811	7.735	13.419	0	35.374
Bacias sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	9	7	11
Empresas bem sucedidas	11	16	22	14	6	19	30	36	17	30
Novos operadores	6	6	8	5	1	1	6	11	2	6
Média conteúdo local: fase de exploração (%)	25	42	28	39	79	86	74	69	79	62,25
Média conteúdo local: estágio P&D (%)	27	48	40	54	86	89	81	77	84	75,97
Bônus de assinatura (MM US\$) ^b	181	262	241	34	9	222	485	1.141	38	2.823
Investimento mínimo durante o primeiro período de exploração (MM US\$ 3 anos)	65	60	51	29	121	681	829	739	259	3.436

^a Considerando somente os blocos com riscos na exploração.

^b Valores expressos em milhões de dólares na cotação do dia, em unidades.

Nota: A rodada de licitação 8 foi cancelada por questões legais.

Fonte: ANP (2012); Mariano e La Rovere (2007)

A Figura 3 apresenta a arrecadação dos *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural no Brasil de 1998 a 2012. Vale ressaltar que a arrecadação dos *royalties* no ano de 2013 foi de R\$16.308 milhões.

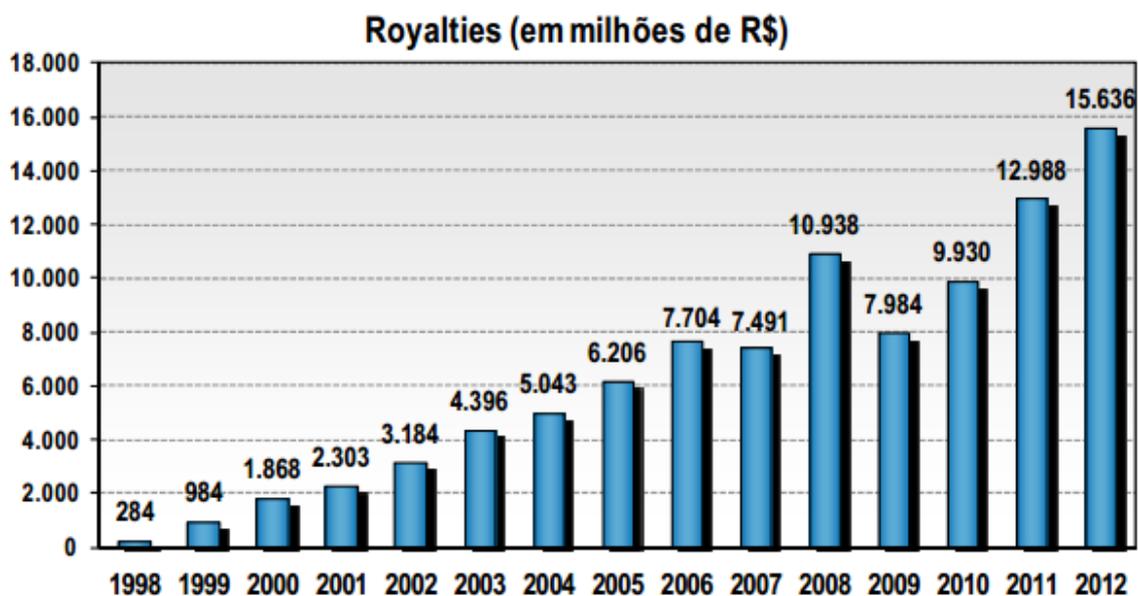


Figura 3 – Evolução da arrecadação dos Royalties (1998-2012)

Fonte: ANP (2014)

A Figura 4 apresenta a arrecadação da participação especial desde 2000 até 2012. Vale ressaltar que a arrecadação da participação especial no ano de 2013 foi de R\$15.497 milhões.

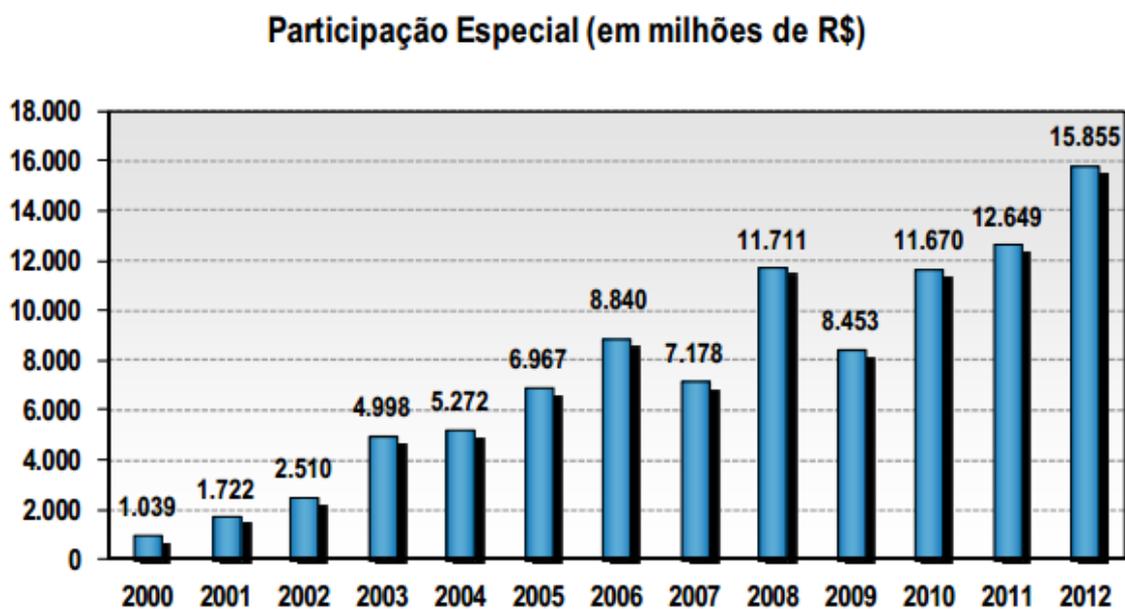


Figura 4 – Evolução da arrecadação da Participação Especial (2000-2012)

Fonte: ANP (2014)

Desde a 9ª rodada, em 2007, a ANP editou quatro novas resoluções relativas ao conteúdo local (QUINTANS, 2010; ANP, 2013):

- Resolução ANP nº 36 - Regulamento de Certificação de Conteúdo Local;
- Resolução ANP nº 37 - Regulamento de Credenciamento de Entidade para Certificação de Conteúdo Local;
- Resolução ANP nº 38 - Regulamento de Auditorias de Certificadoras;
- Resolução ANP nº 39 - Regulamento do Relatório de Investimentos Locais.

A resolução nº 36 define os critérios e procedimentos para execução das atividades de certificação de conteúdo local, apresentando como um dos anexos a “Cartilha de Conteúdo Local”. Segundo este documento e corroborando com as cláusulas do referido tema nos contratos de concessão das rodadas 7, 9, 10 e 11, os concessionários devem solicitar aos seus fornecedores de bens e serviços as devidas certificações de seus produtos. Esta certificação é executada por entidades devidamente qualificadas e credenciadas pela ANP, que implementam um sistema de certificação de conteúdo local e realizam auditorias periódicas nas entidades credenciadas (ANP, 2007a).

Nesta resolução verificam-se fórmulas matemáticas, com coeficientes para a formalização do CL, dentre eles a mão de obra local, o índice de custos de utilização de mão de obra local em serviços, mão de obra efetivamente utilizada e mão de obra necessária etc (BAIN & COMPANY, TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009).

A resolução nº 37 define os critérios e os procedimentos para cadastramento e credenciamento de entidades para certificação de conteúdo local (ANP, 2007b).

A resolução nº 38 define os critérios e procedimentos de auditoria nas empresas de certificação de conteúdo local de bens e serviços (ANP, 2007c).

A resolução nº 39 define a periodicidade, a formatação e o conteúdo dos relatórios de investimentos locais realizados com as atividades de exploração e desenvolvimento da produção. Através deste documento, a ANP passou a exigir do concessionário, relatórios de investimentos locais, anexados ao relatório de gastos trimestrais, que já era exigido pela ANP através da portaria 180 de 2003, para controlarem de maneira mais eficiente as aquisições, os investimentos e as despesas das concessionárias (QUINTANS, 2010; ANP, 2007d).

Pelo exposto, pode ser afirmado que as exigências de CL nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção representam uma estratégia para reter parte da renda gerada pela atividade, seja para o investimento na indústria, seja para o investimento no país, o que leva ao entendimento de que o CL representa um instrumento, já abordado nesta pesquisa, de política de desenvolvimento industrial (PDI)²⁸.

Segundo Guimarães (2012), a política de conteúdo local brasileira está centrada na exigência de que os operadores²⁹ realizem no mercado doméstico uma parcela de suas compras de bens e serviços, requeridos por seus investimentos, definidos previamente no processo de licitação da concessão da exploração e desenvolvimento do bloco ou, no caso da área do pré-sal, da licitação do contrato de partilha da produção. A mobilização de instrumentos de política industrial e

²⁸ A política de desenvolvimento industrial está atrelada ao trabalho de HARTWICK (1977) e atua na manutenção da economia a fim de se evitar o fenômeno da Doença Holandesa. A associação de PDI, com Hartwick e Doença Holandesa será abordada na seção 5.3 desta pesquisa.

²⁹ Operador: consorciado designado para conduzir e executar todas as operações previstas no contrato de concessão em nome dos consorciados (ANP, 2013b).

tecnológica para induzir o crescimento e/ou a capacitação de oferta local para atender à demanda gerada por esta exigência tem claramente papel subsidiário.

Os operadores privados desaprovam este modelo da política de conteúdo local. Esta desaprovação refere-se, antes de tudo, à opção pela exigência de cumprimento de metas e à previsão de punições no caso de seu descumprimento. A alternativa proposta pelos operadores está focada no apoio ao desenvolvimento tecnológico e à expansão da capacidade produtiva de fornecedores locais, incentivando os investidores a superarem metas indicativas e reais e alcançarem níveis mais elevados de conteúdo local (GUIMARÃES, 2012).

As ferramentas desenvolvidas até hoje não estimulam o desenvolvimento industrial de forma competitiva e não permitem que a mesma esteja tecnologicamente alinhada com a realidade internacional. O desenvolvimento de políticas públicas adequadas pode resultar na redução das exigências de CL pelo fato de o país já ter alcançado níveis satisfatórios de competitividade (MAGALHÃES et al, 2012).

Os operadores também criticam a necessidade de assumir compromisso quanto à participação dos bens e serviços locais nos seus investimentos no momento da licitação da concessão. O foco desta crítica recai, principalmente, sobre as metas relativas à fase de desenvolvimento e produção, em relação à qual devem se comprometer, com uma antecedência de cerca de sete anos, sem que conheçam as características das reservas a serem desenvolvidas e, portanto, antes de selecionar o conceito final para a fase de desenvolvimento, que definirá a tecnologia e os equipamentos a serem utilizados (GUIMARÃES, 2012).

As críticas, por parte das operadoras, têm por objetivo aumentar a flexibilidade das mesmas no cumprimento das exigências de conteúdo local, bem como estimular a contribuição das mesmas à expansão do setor.

A Tabela 8 a seguir sintetiza a análise comparativa entre Estados Unidos, Cazaquistão, Nigéria, Noruega, Reino Unido e Brasil:

Tabela 8 – Resumo das Políticas de Conteúdo Local

Países	Política de Conteúdo Local
EUA	Não há exigências quanto a CL, uma vez que os prestadores de serviços e os fornecedores de materiais que suportam as operações são, em grande parte, de origem nacional.
Cazaquistão	Tem por objetivo o desenvolvimento social, econômico e da infraestrutura da região hospedeira. Requer investimentos em treinamento da mão de obra nacional bem como em pesquisa e desenvolvimento. Exigência de 95% de CL.
Nigéria	Exigência de 80% de CL para os serviços de FPSO.
Noruega	Exigência de 50% de CL por tonelada de <i>topsides</i> fabricados. Exigência de 100% de CL por tonelada de placa de aço adquirida. O operador deve dar a preferência aos bens e serviços noruegueses. Política de CL baseada na transferência de conhecimento e cooperação com pesquisas, para desenvolver uma ampla e competitiva cadeia produtiva de fornecedores de bens e serviços.
Reino Unido	O operador deve dar preferência aos bens e serviços nacionais para o desenvolvimento do campo, quando os mesmos atendem aos requisitos de preço, qualidade e prazo de entrega. Exigência de 62% de CL em 1970, aumentando para 82% em 1986. Redução do CL para 60% em 1990 visando um maior acesso à oportunidades internacionais.
Brasil	1ª à 4ª rodadas: sem percentual mínimo de CL definido. O CL era utilizado para compor a nota final alcançada pela empresa participante do leilão. 5ª à 6ª rodadas: percentual de CL variando segundo a fase do projeto por tipo de bloco [terra (70%), águas rasas (50% à 60%) e águas profundas (30%)] 7ª à 11ª rodadas: percentual de CL máximo e mínimo segundo a fase do projeto, item/subitem e por tipo de bloco.

Fonte: Elaborado pelo autor

Paralelamente à análise da regulamentação das políticas de conteúdo local, a ANP tem analisado com cautela um segundo tópico da regulamentação do setor

de petróleo do Brasil: o processo de Unitização ou Individualização da Produção.

Este tópico é tratado no próximo capítulo.

4 A UNITIZAÇÃO OU INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Segundo Weaver (2011) e Bucheb (2010a), quando um depósito de petróleo se estende por mais de um bloco todas as empresas envolvidas devem assinar um Acordo de Individualização da Produção (AIP) com o propósito de garantir a repartição dos custos, a repartição dos lucros de produção e de prevenção da ação predatória sobre recursos naturais (Kramer e Martin, 1998). A cláusula de Individualização da Produção está presente nos contratos de concessão desde a 1ª rodada de licitações da ANP. Nesta pesquisa adotamos o termo Unitização para representar este processo.

Para a melhor compreensão do assunto, faz-se necessária uma análise acerca do tema que deu origem à Unitização, a Regra da Captura.

A regra de captura e a regra de "*offset drilling*"³⁰ estão na história da exploração de petróleo e gás natural desde a perfuração do primeiro poço comercial na Pensilvânia, em 1859, liderada Coronel EL Drake (BRANTLY, 1971).

A definição da regra é enganosamente simples. Robert E. Hardwicke, um advogado da indústria do petróleo, deu uma das mais objetivas definições para a regra da captura, quando afirmou: "O dono de um pedaço de terra adquire um título com a produção de petróleo e gás natural a partir de poços perfurados nela, embora possa ser provado que parte desse petróleo ou gás natural tenha migrado de terras adjacentes" (HARDWICKE, 1935).

Corroborando com Hardwicke (1935), MacDonald (2005) e Weaver (2011) afirmam que, segundo a regra da captura, o proprietário de uma área pode, então,

³⁰ A perfuração de um poço na propriedade "A", em que o óleo está sendo drenado, por um poço na propriedade adjacente "B", para compensar a perda de óleo desta mesma propriedade "B".

apropriar-se do petróleo e do gás natural que fluíram das áreas adjacentes, sem o consentimento dos respectivos proprietários e atribuindo à eles a responsabilidade pela extração do óleo da área adjacente. Isto porque o conceito da “isenção de responsabilidade” se baseava na teoria de que, após a extração do petróleo, o título ou o “interesse de propriedade” do proprietário anterior era extinta (MACDONALD, 2005; WEAVER, 2011).

A jurisprudência inicial sobre a regra da captura não aderiu à forma "pura" refletida na definição de Robert E. Hardwicke. Casos mais antigos da regra da captura refletem uma preocupação com as implicações da aplicação desta forma "pura" da regra da captura para outras questões, exceto a de propriedade dos recursos. Verificou-se na época que a regra da captura era mais abrangente do que apenas a definição de quem era o dono do petróleo produzido a partir de um poço. Embora a regra de captura fosse limitada pela legislação de conservação, que visava minimizar ou até eliminar "custos sociais" associados à regra, ela era na verdade uma possibilidade de promoção dos objetivos de prevenção de resíduos, proteção dos direitos correlatos e conservação das reservas petróleo e gás natural (KRAMER e ANDERSON, 2005).

As críticas à regra da captura ganharam força no início do século 20. Henry L. Doherty, um engenheiro de petróleo, levantou algumas preocupações acerca dos custos sociais criados pela contínua adesão à regra da captura: a exploração predatória e a dissipação da energia natural dos reservatórios. (HARDWICKE, 1961).

Doherty foi um dos principais defensores de uma lei federal de unitização compulsória. Esse esforço ocorrido no final de 1920 e início de 1930 não conduziu

a uma legislação federal até 1945, quando no estado de Oklahoma, foi promulgada a primeira lei de unitização compulsória (LIBECAP, 1993).

Sem a unitização, a "regra da captura" resultaria em uma exploração predatória propiciando o desperdício econômico e físico, uma vez que cada proprietário ou consorciado, em separado, tenta assegurar a sua "parte por direito" do petróleo, através de um aumento na atividade de perfuração e do aumento da velocidade de bombeamento do óleo, superando o proprietário ou consórcio da área adjacente (WEAVER e ASMUS, 2006).

Neste sentido, os principais objetivos da unitização são (CHAMPION, 2006; IOGCC, 2013):

- evitar a perfuração de poços desnecessários e aumentar a recuperação final de petróleo e gás, evitando assim o desperdício;
- promover a conservação dos recursos de petróleo e gás; e
- proteger os direitos correlatos do interesse mineral dos proprietários.

A unitização prevê o funcionamento eficiente e econômico da unidade de produção a fim de alcançar a máxima recuperação de óleo e gás. A unitização é realizada através da combinação ou agrupamento de extensões separadas de terras ou áreas em mar, que frequentemente têm diferentes proprietários, a fim de operar um reservatório inteiro como uma única unidade de produção (IOGCC, 2013).

Segundo Weaver (2006) e Bucheb (2008), a unitização é a operação conjunta e coordenada de um reservatório de petróleo pelos consorciados nos trechos distintos que recobrem o reservatório.

Para a melhor compreensão acerca do tema Unitização, é interessante compreender a natureza física dos reservatórios de petróleo e gás natural e os requisitos de engenharia para uma produção eficiente.

4.1 A MECÂNICA DOS RESERVATÓRIOS

O petróleo é encontrado preso nos espaços porosos da rocha reservatório sob alta pressão. Quando a perfuração de um poço penetra esta rocha reservatório, propiciando uma área de baixa pressão, a pressão diferencial faz com que este petróleo flua pelo poço. Este petróleo ainda tem muito pouca compressibilidade, desta forma, segundo Weaver (2011), se a compressibilidade fosse o fator responsável pela produção de petróleo, muito pouco seria produzido.

Quando o gás comprimido ou a água são injetados na rocha, estes se expandem devido à baixa pressão do reservatório, fazendo com que o petróleo flua pelo mesmo. Ou seja, a extração do petróleo é um processo de deslocamento, através da qual o gás ou a água injetado no reservatório se expande para preencher o espaço vazio, resultado da retirada do petróleo. A expansão proveniente do gás ou da água propicia uma pressão contínua para a extração do petróleo (BUCKLEY, 1951).

Segundo Buckley (1951), existem três tipos de mecanismos de deslocamento: gás em solução (*dissolved gas drive*), capa de gás (*gas-cap drive*) e injeção de água (*water drive*).

No primeiro mecanismo, conforme pode ser observado na Figura 5, o petróleo do reservatório é saturado com gás dissolvido. Quando o petróleo flui pelo poço devido à pressão gradiente, o gás dissolvido expande e escapa da solução. O

gás liberado preenche o espaço vazio antes ocupado pelo petróleo. À medida que a produção avança, a pressão do reservatório é reduzida e cada vez mais gás é liberado da solução. A razão petróleo-gás do poço irá aumentar a pressão do reservatório e irá diminuir continuamente até que o gás originalmente contido no reservatório tenha sido removido. Neste momento não há mais pressão no reservatório para expelir o petróleo e a produção é encerrada.

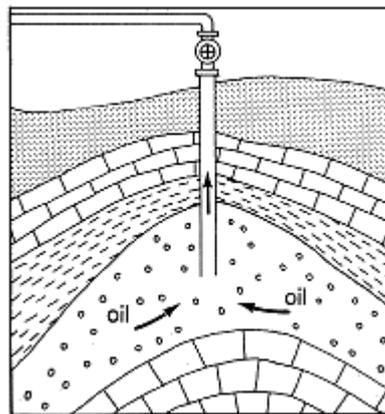


Figura 5 - Gás em solução
Fonte: Kansas Geological Survey, 2013

No mecanismo de “capa de gás”, conforme pode ser observado na Figura 6, a parte superior do reservatório é preenchida com gás e o petróleo saturado se posiciona abaixo desta capa de gás. Quando o poço é perfurado, na parte inferior da acumulação, a pressão é reduzida, fazendo com que a capa de gás comprimido se expanda. Como esta capa de gás não pode ser expandida para cima, devido às paredes da rocha reservatório, ela se desloca para a zona inferior da acumulação, levando o petróleo para a área de baixa pressão do poço. Este deslocamento de petróleo continua até que esta capa de gás preencha a parte inferior do reservatório, empurrando o petróleo para cima. Neste momento, associa-se o primeiro mecanismo, para que a razão petróleo-gás aumente bruscamente e para

que a pressão do reservatório diminua rapidamente. Desta forma, quando o gás preenche totalmente a zona na qual o petróleo estava acumulado originalmente, a produção se encerra.

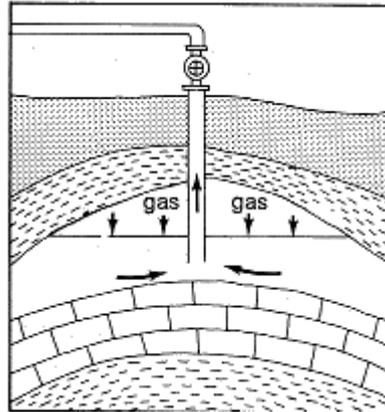


Figura 6 - Capa de gás
Fonte: Kansas Geological Survey, 2013

No terceiro mecanismo, denominado “injeção de água” ou *water drive*, o petróleo se encontra sobre uma camada de água. A água comprimida nos espaços porosos da formação expande lentamente, enquanto a pressão do poço é reduzida. A água não apresenta a mesma capacidade de expansão que o gás, mas esta desvantagem é superada pelo peso e pela viscosidade que faz com que a água limpe os poros da rocha reservatório à medida que se desloca. A água se desloca pelo poço levando com ela o petróleo. A produção é encerrada quando o custo de operação passa a ser superior à receita obtida com o volume de petróleo extraído do poço.

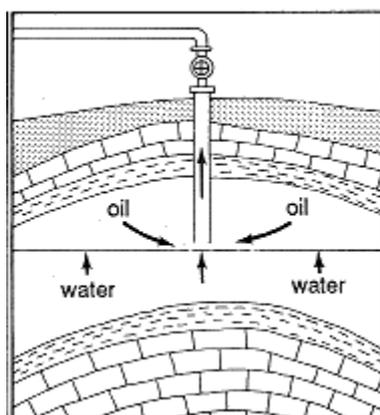


Figura 7 - Injeção de água
Fonte: Kansas Geological Survey, 2013

Ou seja, depois de um período de tempo, os poços deixarão de produzir a uma taxa comercial, a menos que as operações de recuperação avançadas sejam iniciadas. Para aumentar a produção final de um campo, o operador dos poços deve, quando aplicável, iniciar operações unitárias para manter as pressões do reservatório ao longo do campo. A unitização de um campo é um pré-requisito para iniciar as operações de recuperação avançada³¹ (IOGCC, 2013).

Partindo da compreensão da mecânica dos reservatórios, podem ser analisados dois fatores fundamentais que devem ser controlados para uma produção eficiente: a taxa de produção e a localização dos poços.

O controle da taxa de produção mantém a pressão do reservatório. Este é um fator relevante, primeiro porque previne a rápida liberação do gás dissolvido da solução, segundo porque a manutenção da pressão aumenta a eficiência no processo de recuperação devido aos seus efeitos na viscosidade, densidade e retração dos fluidos no reservatório.

³¹ Recuperação avançada de petróleo - Quando um campo chega ao fim de sua vida útil, cerca de dois terços do óleo é deixado no solo, pois é muito difícil e custoso produzi-lo através dos métodos convencionais. Porém, as técnicas de recuperação avançada de petróleo podem produzir um volume maior a um custo reduzido. Estas técnicas envolvem o uso de calor, água, gás solvente ou outros agentes químicos para alterar as propriedades de fluidez do petróleo, no intuito de facilitar a sua produção.

A localização dos poços é outro fator relevante para o aumento das taxas de recuperação, uma vez que, pelo mecanismo de injeção de gás, o poço deve ser perfurado na parte inferior do reservatório e pelo mecanismo de injeção de água, o poço deve ser perfurado na parte superior do reservatório.

Esta análise sobre as técnicas eficientes de recuperação de poços permite um melhor entendimento sobre a importância da Unitização. Como abordado anteriormente, os métodos mais eficientes de produção, são aqueles que separam os fluidos em um reservatório e fazem com que o petróleo ou o gás migrem de um lado para o outro do reservatório. Como a maioria das áreas tem diferentes consorciados, este tipo de mecanismo de produção inevitavelmente afeta os interesses dos consorciados que compartilham deste reservatório comum a todos.

A Unitização oferece uma solução para este impasse entre conservação e direitos correlatos. Com a Unitização, todas as ações no campo são coordenadas, para que todo o reservatório possa ser tratado como uma única unidade de produção. Isto permite a utilização de métodos mais eficientes de recuperação de petróleo. As concessionárias recebem a parcela da produção de acordo com cálculo do percentual que mais se aproxima da contribuição de cada consórcio, separadamente, para a produção total da unidade de produção. Este cálculo deve alocar a produção total com base na área cedida a cada consórcio no processo licitatório.

4.2 UNITIZAÇÃO NO MUNDO

4.2.1 Estados Unidos da América (EUA)

A Unitização de campos de petróleo e gás é comum nos EUA. Com campos em mar e em terra, os direitos sobre o petróleo normalmente resultam no fracionamento da propriedade sobre petróleo da reserva compartilhada. No caso dos campos terrestres, dezenas, centenas e até milhares de proprietários adquirem o direito de explorar petróleo em um mesmo reservatório. Isto fez com que os EUA se tornassem a “capital das unitizações”, sendo referência deste processo para outros países no mundo (WEAVER, 2006).

Nos EUA, para a consolidação do processo de Unitização, é firmado um contrato chamado *Unit Operation Agreement* (UOA) assinado pelos proprietários ou consórcios que têm suas operações unitizadas. A *Association of International Petroleum Negotiators* (AIPN) é responsável por preparar as minutas contratuais padronizadas, que servem de modelo para as empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural. A AIPN disponibiliza um modelo de UOA que é amplamente utilizado pela indústria em todo o mundo (DERMAN e VOLLUS, 2005).

No UOA os proprietários/consorciados entram em acordo e descrevem todos os custos e passivos incorridos na manutenção ou realização de operações até a assinatura do UOA, que serão repartidos e assumidos pela nova unidade de produção. O acordo deve descrever como os benefícios que podem advir de operações unitizadas devem ser repartidos.

O novo operador da unidade de produção apresenta um plano de exploração, que seja consistente com os requisitos para elaboração de um plano de desenvolvimento e produção, conforme exigido pelo regulamento do *Committee of the Federal Register* (CFR) subparte B, número 30, parte 250. Todas as operações dentro da área unitizada devem ser conduzidas de acordo com um plano devidamente aprovado (BSEEA, 2013).

Nos EUA, os casos de Unitização, em sua maioria, ocorrem anos depois da descoberta e produção primária de um campo, visando à recuperação do mesmo, diferentemente do Brasil, como veremos mais adiante. Durante esta fase primária de produção, o campo é regulado pela comissão de conservação estadual através de leis de conservação, de Unitização, de rateio, de equidistância entre poços etc (BAIN & COMPANY, TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009).

Com exceção do Texas, todos os estados americanos possuem uma regulamentação de Unitização compulsória, que permite que as comissões atuem nos casos onde os proprietários não consentem, de forma voluntária, a unitização.

Nos campos *offshore*, atuar em operações distintas, com plataformas e pipelines separados, não representa uma grande vantagem para as empresas de petróleo, devido ao grande custo exploratório associado ao projeto. Por isso, o *Department of Interior* (DOI) que através do *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) regula as atividades exploratórias em áreas federais, pode determinar a realização do processo de unitização, visando à diminuição do desperdício, a conservação dos recursos naturais e a proteção dos direitos correlatos (WEAVER, 2006).

Fora dos EUA, os casos de unitização não têm sido tão correntes, porque o petróleo e o gás natural, na maioria dos países, são recursos de propriedade do país

e não de particulares, o que evita a discussão acerca de quem é dono do petróleo e do gás natural produzido.

No entanto, o interesse vem crescendo nas últimas três décadas. Como áreas *offshore* tornaram-se a nova fronteira, prometendo maior potencial para grandes descobertas, as empresas de petróleo vêm atuando em áreas com limites indefinidos, contestados pelas nações costeiras rivais. O desenvolvimento dos recursos petrolíferos entre consórcios diferentes e países diferentes, de forma cooperativa, tem assumido grande importância no mundo (KNIGHT et al, 2003).

Internacionalmente, quando um reservatório atravessa as fronteiras de dois ou mais países soberanos, com limites delimitados ou não, o processo de unitização está amparado por diversos instrumentos legais (WEAVER, 2006):

- Direito internacional: tratados ou convenções;
- Leis e regulamentos nacionais dos países hospedeiros: contratos entre governo do país hospedeiro e os consorciados, autorizando a exploração do campo (como um contrato concessão ou acordo de partilha de produção). Vale ressaltar que em alguns países, o contrato firmado entre o governo e o consórcio tem força de lei;
- Contratos privados entre os consórcios e terceiros, como os acordos operacionais, *farmouts*, contratos de aquisição e contratos de venda de produção.

Conforme já mencionado, os EUA vêm sendo referência do processo de unitização para outros países no mundo. Para melhor entendimento do tema, se faz necessária a análise da estrutura legal para unitização em países sem uma longa

história nesta área, uma vez que nestes estão, em grande parte, as áreas onde novas fontes de petróleo estão sendo encontradas e produzidas na atualidade.

4.2.2 Cazaquistão

Neste país, a unitização está prevista no Artigo 90 da Lei do subsolo e uso do subsolo, denominado “Exploração ou produção no campo como um único objeto”. Segundo a citada Lei, nos casos onde é identificado que o reservatório com atividades de exploração ou produção se estende para o território de outro consórcio usuário deste mesmo reservatório, as empresas envolvidas são obrigadas a realizar um acordo de exploração conjunta de todo o campo e fazer as mudanças necessárias no programa de trabalho do projeto, após aprovação de um contrato com o Ministério de Óleo e Gás (MOG), para o estudo e utilização dos recursos minerais e de proteção ambiental (CAZAQUISTÃO, 2010).

No caso de um reservatório particular, que seja explorado por dois ou mais proprietários, deve ser feita a transferência dos direitos para somente um proprietário, contemplando o devido rateio da produção, quando a mesma ocorrer. No caso de um reservatório que se estenda para outro país, o operador do projeto deve comunicar o fato ao Ministério de Óleo e Gás que, assim como os demais países analisados no presente estudo, pode suspender as operações até que seja firmado um acordo entre os países (OIL REGULATION, 2011).

4.2.3 Nigéria

O *Petroleum Industry Bill* de 2012 é uma Lei que estabelece a estrutura legal, fiscal e regulatória da indústria de petróleo da Nigéria.

Segundo esta, quando uma descoberta de petróleo de uma área licenciada se estende além dos limites desta determinada área, o governo pode requerer que a empresa de petróleo responsável pela descoberta, estabeleça um acordo de unitização para com os licenciados responsáveis pela área afetada. Caso esta extensão ocorra para uma área não licenciada, o governo pode levar esta área não licenciada a leilão, através de um processo de licitação.

Uma vez firmado o acordo para a unitização as partes deverão elaborar um plano de desenvolvimento acerca dos trabalhos a serem conduzidos e da infraestrutura (materiais e equipamentos) a ser utilizada para o desenvolvimento do reservatório comum. Este plano deve ser submetido à aprovação do Ministro de Energia, no prazo determinado por lei. Caso o mesmo não seja submetido, ou não seja aprovado, cabe ao próprio Ministério de Energia a elaboração do plano de desenvolvimento, que deverá contemplar as obrigações para as partes (BAIN & COMPANY, TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009).

BASTIDA et al (2007) exemplificam o cenário onde uma descoberta de petróleo de uma área licenciada se estende além dos limites desta determinada área para um país vizinho. Segundo os autores, a Nigéria firmou um acordo de unitização com São Tomé e Príncipe. Neste acordo, uma *Joint Development Zone* (JDZ) foi criada a partir de um tratado que estabeleceu o desenvolvimento em conjunto da reserva, onde 60% da área delimitada pertenciam à Nigéria e os 40% restantes pertenciam a São Tomé e Príncipe.

Este tratado subsidiou a criação do *Joint Ministerial Council* (JMC) e do *Joint Development Authority* (JDA), onde cabe ao JDA o gerenciamento das atividades relacionadas à exploração e produção dos recursos existentes na JDZ.

4.2.4 Noruega

No Ato 72 de 29 de novembro de 1996, que rege as atividades de petróleo no país, há uma seção destinada à unitização, que na referida lei é tratada como *joint petroleum activities* (JPA).

Segundo este Ato, se um reservatório se estender por mais de um bloco com diferentes licenciados, ou para a plataforma continental de outro país, deve ser estabelecido um acordo para a coordenação das atividades petrolíferas nesta reserva, bem como para a coordenação da repartição da produção desta reserva entre os licenciados.

Assim como na Nigéria, o JPA deve ser submetido à apreciação do governo norueguês. Caso não haja a aprovação deste acordo ou caso o acordo não seja submetido, o governo pode determinar como as atividades em conjunto serão conduzidas e como será rateada a reserva.

No que diz respeito às unitizações internacionais, a plataforma continental do Mar do Norte tem vários exemplos de acordos de unitização transfronteiriços. O primeiro exemplo é o tratado de unitização de 1976 entre o Reino Unido e a Noruega para o campo de gás de *Frigg* (BASTIDA et al, 2007). O campo de *Frigg* foi descoberto inicialmente no lado norueguês, na fronteira comum ao Reino Unido. Após uma perfuração subsequente, foi diagnosticada a existência de uma estrutura geológica que se estendia para o Reino Unido (HORIGAN et al, 1973).

Com o desenvolvimento do campo de petróleo *Frigg* na década de 1970, as empresas internacionais de petróleo, as autoridades norueguesas e indústria norueguesa colocaram em prática a política norueguesa de "*learning by doing*" ou "aprender fazendo". Enquanto as empresas internacionais de petróleo preferiam projetos de plataformas leves e soluções *sub-sea*, com pouco envolvimento de subcontratados noruegueses, as autoridades insistiam em um projeto que requeresse a maior participação da indústria norueguesa possível. O campo de *Frigg* representou um grande avanço para os contratados noruegueses devido à introdução de tecnologias para plataformas *offshore* de concreto que eram bem conhecidas na Noruega e relativamente fáceis de adaptar à indústria do petróleo como um todo. Eram projetos voltados para a transferência e desenvolvimento de novas tecnologias de plataforma da Noruega (ENGEN, 2007).

Segundo o autor, o campo *Frigg* foi desenvolvido com um total de sete plataformas ancoradas, três de concreto e quatro de aço. O custo total foi US\$ 4,3 bilhões³². Quando o campo foi declarado comercialmente viável em abril de 1972, nenhuma determinação foi estabelecida pelo governo norueguês no que diz respeito a questões tecnológicas e a forma pela qual o gás seria transportado para terra. *Frigg* era naquele tempo o maior campo de gás *offshore* do mundo e teve a sua produção iniciada em 1977.

Acordos subsequentes para os campos de *Statfjord* e *Murchison*, assinados em 1979, e para o campo de *Markham*, assinado em 1992, foram em grande parte baseados no Acordo de *Frigg* (BASTIDA et al, 2007).

A fim de eliminar a necessidade de um tratado específico para cobrir cada um dos acordos de unitização transfronteiriços e facilitar outros aspectos da

³² O custo total foi de 26 bilhões de Coroas Norueguesas (NOK) que quando convertidas a taxa de conversão do dia 24 /04/2014, pelo Banco Central do Brasil, resultam em US\$ 4.331.384.200,00.

cooperação entre diferentes países, o Reino Unido e a Noruega assinaram um *Framework Agreement* em 2005, fornecendo a base para posteriores acordos de unitização transfronteiriços. Desde então, os campos de *Blane* e *Enoch*, foram unitizados sob os termos do *Framework Agreement* (NORUEGA, 2005).

A complexidade de uma unitização entre diferentes países pode ser melhor compreendida quando são analisadas as diferenças existentes nas leis e regulamentos de petróleo aplicáveis às plataformas continentais dos respectivos países. Embora existam alguns tópicos similares nessas leis e regulamentos, há também diferenças fundamentais:

- A administração das licenças de exploração e produção pertence a agências reguladoras governamentais distintas. De forma totalmente independente, cada governo formula seus próprios procedimentos, políticas e regulamentos, em separado;
- O regime fiscal e o regime tributário são diferentes;
- Os termos e condições das licenças de exploração e produção apresentam grandes variações, como por exemplo, os *royalties* e seu cálculo, aluguéis, compromissos financeiros, os termos das licenças para concessão, a participação ou não do governo na atividade, o controle e a gestão das operações, a contabilidade e as exigências ambientais.

Embora a tendência mundial, no que diz respeito à exploração de reservatórios compartilhados por dois ou mais países, seja de buscar o desenvolvimento cooperativo, a regra de customização de uma lei ou regulamento que requeira um processo de unitização ainda não é amplamente adotada. A unitização é uma forma especializada de desenvolvimento cooperativo onde, para

sua adoção, é necessário um grande consenso político. Enquanto não há a existência de um requisito processual para cooperar com esta questão, a unitização internacional e o desenvolvimento em conjunto estão expostos a diversas interpretações legais, ou seja, o direito internacional não pode obrigar um país a “aceitar a idéia” de unitização para a exploração de reservatórios petrolíferos comuns se o mesmo não está disposto a fazê-lo (ONG, 1999a).

4.2.5 Reino Unido

A unitização está prevista do regulamento *The Petroleum (Production) (Landward Areas)* de 1995, com o nome de *Unit development*.

Quando identificado um campo onde se situam dois ou mais blocos adjacentes, o *Department of Energy & Climate Change* (DECC), antes da aprovação de um programa de desenvolvimento para o referido campo, irá exigir que as empresas demonstrem que a recuperação de petróleo será maximizada e que a exploração predatória será evitada. Na maioria dos casos, esse processo irá exigir um *Unit Operation Agreement* (UOA), a ser firmado entre as empresas ou consórcios envolvidos. Os termos do UOA são negociados, especialmente no que diz respeito às disposições relativas às participações, a escolha do operador e da capacidade de exigir uma redeterminação do campo. No caso de acordos de unitização transfronteiriças, esses problemas podem ser agravados por diferenças, conforme já abordado na análise do processo de unitização da Noruega, sobre a tributação e as preferências de exportação (OIL REGULATION, 2013).

Se o programa de desenvolvimento não for submetido ou caso o mesmo não seja aprovado pelo DECC, o mesmo poderá elaborar um plano, de maneira justa e

equitativa para todos os licenciados e os mesmos deverão executá-lo, sem direito de contestação, observando todos os termos e condições (REINO UNIDO, 1995).

No que diz respeito à unitizações internacionais, além do já abordado acordo entre Noruega e Reino Unido, pode-se tomar como exemplo o processo de arbitragem entre França e Reino Unido, quando da avaliação da delimitação da fronteira internacional entre os dois países, sobre a plataforma continental na qual se localizam. Neste caso, um tribunal arbitral foi convidado a decidir sobre as delimitações, de acordo com as regras do direito internacional, e a estabelecer uma linha de fronteira internacional. Ambos os países faziam parte da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar de 1958 (BASTIDA et al, 2007).

A França e o Reino Unido se envolveram em negociações entre 1970 e 1974, com o objetivo de delimitar a plataforma continental que se encontra entre eles. As negociações resultaram em um acordo limitado e a disputa foi submetida a uma comissão de arbitragem optando por um acordo em 1978 (REINO UNIDO, 1978).

4.3 A UNITIZAÇÃO NO BRASIL

Até a sanção da Lei 12.351/2010 que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção, o processo de unitização, chamado no Brasil de Individualização da Produção, estava previsto no artigo 27 da Lei 9.478/1997 que dispunha sobre a política energética nacional.

O artigo 27 da Lei 9.478/1997, revogado pela Lei 12.351/2010, dizia que quando fosse identificado um campo que se estendesse para um bloco adjacente,

onde apresentassem consorciados distintos, deveria ser celebrado um Acordo para a Individualização da Produção (AIP) (BRASIL, 1997). Caso não fosse estabelecido um acordo entre as partes, caberia a ANP determinar, com base em laudo arbitral, como seriam equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Após as grandes descobertas de petróleo feitas nas chamadas áreas do pré-sal, em 2006, a política de petróleo do Brasil lançou dois novos regimes fiscais a serem aplicados em áreas do pré-sal, mantendo o imposto existente e sistema de *royalties* para os blocos já adjudicados (BRASIL, 2010a). Os dois novos regimes fiscais são o "Regime de Cessão Onerosa", com base na atribuição a Petrobras de uma única área específica contendo 5 bilhões de barris que foi descoberta na região do pré-sal, e o "Regime de Partilha de Produção" para os recursos do pré-sal ainda não licitados e, portanto, ainda não descobertos e desenvolvidos (BRASIL, 2010a, BRASIL, 2010b).

Sendo assim sancionou-se a Lei 12.351/2010 que, no artigo 33, regula o processo de individualização da produção em blocos sob o regime de partilha da produção e tornou-se pública a Resolução ANP nº25 de julho de 2013, que tem por objetivo regular o processo de Individualização da Produção em blocos sob o regime de concessão e sob o regime de cessão onerosa (ANP, 2013e).

Antes de dar prosseguimento ao processo de Unitização no Brasil se faz necessária uma análise dos regimes fiscais presentes do país, nos quais a Unitização está inserida.

4.3.1 Os Regimes Fiscais Brasileiros

Os regimes fiscais se estruturam a partir dos mecanismos que definem as modalidades do exercício de monopólio do país sobre suas reservas de petróleo, a participação da empresa estatal na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e os diferentes arranjos contratuais. Através destes aspectos que a renda oriunda do petróleo é repartida e apropriada pelo Governo e pelos agentes econômicos envolvidos das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (TOLMASQUIM e PINTO JÚNIOR, 2011). O regime fiscal também regula a relação entre os países anfitriões e as empresas de petróleo (EP) (BLAKE e ROBERTS, 2006; BREWER et al, 1989; KAISER, 2007).

Em todos os setores, a existência de uma regulação econômica estabelece parâmetros e metas, que incluem: a preservação do interesse nacional, a valorização dos recursos energéticos, a promoção da livre concorrência, a atração de investimentos, o desenvolvimento da competitividade do país e conformidade com as melhores práticas internacionais (DUVAL et al., 2009).

Para atingir esses objetivos, os países anfitriões adotam uma política fiscal que se adapte a sua própria estrutura política e econômica. De acordo com Johnston (1994), existem quatro principais tipos puros de regimes fiscais: joint ventures, contratos de serviços, os contratos de partilha de produção (ou acordos) e contratos de concessão. O regime de cessão onerosa não é mencionado por Johnston porque se refere a uma modalidade com características distintas que está sendo implantada somente no Brasil (LUCCHESI, 2011).

Conforme já mencionado, no novo marco regulatório vigente no Brasil, a área do Pré-sal está sujeita a três tipos de regimes: de concessão; de cessão onerosa e de partilha da produção.

4.3.1.1 Regime de Concessão

O regime de concessão é o mais antigo regime adotado na indústria e, portanto, tem a maior incidência entre os países produtores de petróleo e gás natural (KAISER, 2007). Em outras palavras, *as concessões foram o instrumento jurídico que desde o início regulamentava a maioria das relações entre os Estados com reservas de petróleo e as empresas estrangeiras* (CLO, 2000).

O regime de concessão autoriza o consórcio a explorar e produzir dentro de uma área específica, delimitada e por um período pré-determinado de tempo, assumindo todos os riscos do projeto (BLAKE e ROBERTS, 2006; KAISER, 2007).

Kaiser (2007) explica que a concessionária pode realizar estudos sísmicos 3D ou 4D, explorar o petróleo e vendê-lo a qualquer preço para obter uma compensação financeira. Em outras palavras, os lucros do petróleo das empresas de petróleo serão parcialmente devolvidos ao governo por meio de *royalties* e impostos.

O instrumento jurídico usado neste regime fiscal é o contrato de concessão. Este contrato estabelece os direitos, deveres e as responsabilidades da concessionária salvaguardando a legislação de petróleo local. O contrato também estabelece as regras para a exploração mínima aceitável e de investimentos e

atividades de desenvolvimento, obrigações financeiras, proteção ambiental, conteúdo local e impostos a serem cobrados (LOSS, 2011).

Segundo o artigo 23 da Lei 9.478/1997, os contratos de concessão são celebrados após a realização da rodada de licitação, na qual são ofertados os direitos de exercer as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, vinculados a um bloco específico.

Segundo Ribeiro (2003), o contrato de concessão brasileiro é uma formulação composta de elementos provenientes de outros tipos de contrato adotados pela indústria do petróleo. Isso se deve ao fato de no mesmo existir a obrigatoriedade de se realizar o programa exploratório mínimo (PEM), devendo o concessionário assumir o risco de perder o investimento caso não ocorra uma descoberta comercial, tal como um contrato de serviço e de apresentar a participação variável do Governo em razão do volume de produção, uma vez que o contrato de concessão brasileiro prevê a cobrança da participação especial progressiva para campos produtivos, à semelhança do contrato de partilha de produção.

O contrato de concessão somente é celebrado entre o governo, representado pela ANP, e as empresas de petróleo constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no Brasil que tenham atendido, previamente, os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP no edital da rodada de licitação (BRASIL, 1997).

O regime de concessão brasileiro é dividido em duas fases: exploração e produção. A duração da fase de exploração varia segundo as definições da ANP no edital da rodada de licitação, não excedendo nove anos. A fase de produção tem duração de 27 anos, a partir da declaração de comercialidade, podendo ser

prorrogada ou rescindida pelo concessionário, mediante a notificação com seis meses de antecedência a ANP (RIBEIRO, 2003).

Na fase de exploração, verificam-se dois períodos. No primeiro o consórcio deve cumprir o Programa Exploratório Mínimo (PEM) ofertado pelo mesmo na rodada de licitação. Após o cumprimento do PEM, o consórcio passa para o segundo período, onde pode realizar uma perfuração de um poço exploratório. No caso de uma descoberta, o consórcio deve submeter à ANP uma avaliação de descoberta e em caso de sucesso, declarar a comercialidade da reserva (BRAGA, 2012a).

Com base nas regras do regime de concessão, a concessionária paga os *royalties* do país anfitrião, o aluguel de área, um bônus financeiro, o imposto de renda e outros tributos ou quase-tributos com base no *windfall profit*³³. A concessionária paga um imposto cobrado sobre a receita bruta e alguns tributos incidentes sobre o lucro. Os *royalties* são um percentual da receita bruta do petróleo vendido, e pode ser pago em dinheiro ou *in natura*. Os *royalties* representam o custo de realização, e junto com outros custos, tais como OPEX³⁴, depreciação e amortizações de ativos capitalizados, podem ser utilizados para reduzir o lucro tributável (KAISER, 2007; RAPP et al, 1999).

O *Government Take* (GT) representa os recursos financeiros obtidos a partir de um projeto de exploração e produção, que são transferidos para o governo. O GT é uma porcentagem de todos os pagamentos para o governo durante a vida do

³³ *Windfall profits* são lucros que ocorrem inesperadamente devido a circunstâncias fortuitas. Esses lucros são geralmente bem acima dos padrões históricos e pode ocorrer devido a vários fatores, tais como um aumento de preços ou escassez de oferta. Estas “receitas extraordinárias” podem ser de natureza temporária ou podem ser mais duradouros. São geralmente colhidos por um setor da indústria, mas também podem ser obtidos por uma empresa.

³⁴ OPEX é uma sigla derivada da expressão *Operational Expenditure* (em português, despesas operacionais) que significa o capital utilizado para manter ou melhorar os bens físicos de uma empresa, tais como equipamentos, propriedades e imóveis. O OPEX é o preço contínuo para dirigir um produto, o negócio, ou o sistema.

projeto, uma parte do fluxo de caixa remanescente após o pagamento de CAPEX³⁵ e OPEX. O GT também é percebido pelos governos como um método de reembolso do país para todos os impactos negativos que uma atividade de exploração e produção pode ter sobre o país anfitrião (ou Estado). O GT inclui imposto de renda, *royalties*, *windfall profits*, pagamentos de bônus, impostos de valor agregado, impostos sobre remessas, direitos de importação, etc (RAPP et al., 1999).

O *royalty* é uma compensação financeira, paga pela empresa que explora e produz o petróleo ao proprietário da terra, que no caso brasileiro é a União. Segundo Leal e Serra (2003) e Gutman (2007), a cobrança de *royalties* pode representar:

- uma recompensa à sociedade pela degradação ambiental causada pela produção do petróleo;
- uma forma de apropriação, por parte da sociedade, da parcela da renda gerada pela exploração e produção desses recursos não renováveis; e
- uma compensação pela alienação do patrimônio público, uma vez que o subsolo é de propriedade da União e o petróleo extraído no regime de concessão é de propriedade do operador, caracterizando uma transferência de titularidade do petróleo no momento de sua extração.

O bônus de assinatura é uma remuneração financeira oferecida primeiramente pela empresa de petróleo, para obter a área disponível na licitação.

³⁵ CAPEX é a sigla da expressão inglesa *Capital Expenditure* (em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital) e que designa o montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa. O CAPEX é, portanto, o montante de investimentos realizados em equipamentos e instalações de forma a manter a produção de um produto ou serviço ou manter em funcionamento um negócio ou um determinado sistema.

O edital estabelece o nível de bônus mínimo que deve ser oferecido para cada bloco. O bônus de assinatura é um instrumento que fornece receitas para o governo no início do projeto, o que serve para desencorajar as empresas menores, que não são capazes de competir com os recursos financeiros e técnicos de grandes empresas (ANP, 2013b; BRAGA e CAMPOS, 2012).

No que diz respeito à Saúde, Meio Ambiente e Segurança (SMS), através do contrato de concessão, o consórcio é obrigado a garantir (ANP, 2013b):

- *a conservação de recursos petrolíferos, através da utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica econômica e ambientalmente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas e à minimização das perdas na superfície;*
- *a segurança operacional, o que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança das Operações, contribuindo para a prevenção de incidentes; e*
- *a preservação do meio ambiente e respeito às populações, através da adoção de tecnologias e procedimentos associados à prevenção e à mitigação de danos ambientais, bem como o controle e o monitoramento ambiental das Operações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.*

4.3.1.2 Regime de Partilha da Produção

De acordo com BREWER et al. (1989), o regime de Partilha de Produção é um regime em que a propriedade do petróleo explorado pertence ao país anfitrião.

Normalmente, em sistemas puros de partilha, o governo não adquire *royalties* ou impostos sobre a produção das empresas de petróleo (JOHNSTON, 1994).

Neste regime, o governo tem um papel mais atuante na condução das operações de exploração e produção, pois o mesmo participa diretamente das operações, seja através da presença de uma empresa estatal no consórcio, seja através da presença de membros do governo no comitê responsável pela tomada das principais decisões operacionais (LUCCHESI, 2011).

No regime de partilha brasileiro, válido atualmente somente para as áreas do pré-sal, é firmando um contrato de partilha da produção entre a União (como contratante), a ANP (como reguladora e fiscalizadora), a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA) como gestora e, como contratadas, as empresas estatais ou privadas, constituídas sob as leis brasileiras com sede e administração no País (ANP, 2013f).

Na partilha, a União é dona do petróleo. Uma parte desse petróleo é devolvida às empresas de petróleo como pagamento por suas atividades de exploração e os riscos assumidos no projeto. As empresas de petróleo controlam as atividades de exploração, assumindo todos os custos e riscos, que são compensados através da participação no excedente em óleo (MOMMER, 2001). No regime brasileiro, a Petrobrás é, por contrato, a única operadora do consórcio, com pelo menos 30% de participação no mesmo (BRASIL, 2010).

No regime de partilha, a produção é dividida em custo em óleo e excedente em óleo. O custo em óleo é utilizado para cobrir as despesas de capitalização/investimento (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) das contratadas (JOHNSTON, 1994).

O excedente em óleo é rateado entre as empresas de petróleo e o governo, sendo que o governo normalmente detém a maior fatia. Esta repartição pode ser fixa ou progressiva, e seu cálculo considera o volume de produção, o preço do petróleo e a taxa de retorno do projeto (MOMMER, 2001).

No regime de partilha brasileiro, o volume de óleo produzido é partilhado mensalmente entre a União e as contratadas, cuja parcela varia em função da média do preço do petróleo tipo *Brent* e da média da produção diária de petróleo dos poços produtores do campo, apurados para o período de cálculo do excedente em óleo (ANP, 2013f).

As operações brasileiras sob este regime tem vigência limitada em 35 anos, dividida em fase de exploração e fase de produção. A fase de exploração tem duração mínima de 4 anos e a fase de produção tem seu prazo de duração estipulados no contrato (BRAGA, 2012a; ANP, 2013f).

No que diz respeito às participações governamentais, o contrato de partilha brasileiro prevê o pagamento de bônus de assinatura e de *royalties*.

O bônus de assinatura corresponde ao montante ofertado para obtenção da concessão do bloco objeto da licitação e deverá ser pago pelo consórcio vencedor, em parcela única, no prazo estabelecido pela ANP, para a assinatura do Contrato de Concessão.

Os *royalties* correspondem à multiplicação de 15% (quinze por cento) do volume total da produção mensal pelos preços de referência determinados no anexo VII, do contrato de partilha de produção, denominado “Procedimentos para Apuração do Custo e do Excedente em Óleo em contrato” (ANP, 2013f).

Há no contrato de partilha uma cláusula referente a despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento e inovação, onde as empresas de petróleo são

obrigadas a destinar pelo menos 1% (um por cento) do valor bruto da produção anual, para atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação nas áreas relevantes para o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Deste 1% (um por cento) (ANP, 2013f):

- *pelo menos 50% (cinquenta por cento) devem ser destinados à contratação de atividades junto a universidades ou instituições de pesquisa e desenvolvimento credenciadas pela ANP, para realização de atividades e projetos relevantes para a indústria;*
- *pelo menos 10% (dez por cento) devem ser destinados à contratação de atividades de pesquisa, desenvolvimento ou inovação, que resultem em produtos ou processos com inovação tecnológica, junto a fornecedores brasileiros, objetivando o aumento da capacidade das indústrias para fins de Conteúdo Local; e*
- *o restante dos recursos pode ser destinado a atividades de pesquisa, desenvolvimento ou inovação, em linhas de pesquisa ou projetos determinados pelo próprio contratado.*

No que diz respeito às obrigações com relação a segurança operacional e meio ambiente, o contrato de partilha mantém a mesma redação oriunda do contrato de concessão.

4.3.1.3 Regime de Cessão Onerosa

Em junho de 2010 foi promulgada a Lei 12.276/2010 que autorizou a União a ceder onerosamente, à Petrobras, áreas não concedidas localizadas no polígono

do pré-sal, dispensando a mesma do processo de licitação, para realizar atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural.

Segundo Brasil (2010c) a Petrobras terá a titularidade, ou seja, será a proprietária do petróleo e gás produzidos na área que contempla os blocos de Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Lula, Nordeste de Lula e Peroba. No entanto sua produção é limitada por lei. A cessão onerosa estará em vigor até que a Petrobras extraia até 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo.

Como contraprestação pela cessão onerosa a Petrobras foi obrigada a efetuar o pagamento R\$ 74.807.616.407,00 (setenta e quatro bilhões, oitocentos e sete milhões, seiscentos e dezesseis mil, quatrocentos e sete reais) à União. A Petrobras efetivou este pagamento com os recursos captados na venda de ações ordinárias e preferenciais, por meio de um processo público de capitalização, onde: R\$ 67,8 bilhões foram pagos através de Letras Financeiras do Tesouro (LFT), as quais a União utilizou para integralizar sua participação no aumento de capital da empresa e R\$ 7 bilhões em dinheiro (BRAGA, 2012 apud SOUSA, 2011 e LUCCHESI, 2011).

O contrato de cessão onerosa tem vigência de 40 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser prorrogado por no máximo cinco anos. No entanto, esta prorrogação só poder ser solicitada com base em uma das situações abaixo (BRASIL, 2010c):

- caso fortuito ou força maior;
- atraso na obtenção de licença ambiental por falha do órgão ambiental competente;

- suspensão das atividades por determinação da ANP, caso a operação coloque em risco os recursos naturais descobertos; e
- alteração das condições geológicas previstas para as áreas cedidas onerosamente.

O contrato de cessão onerosa apresenta duas fases:

- Fase de Exploração: onde deve ser cumprido o programa exploratório mínimo, inclui as atividades de exploração e avaliação de eventual descoberta de hidrocarbonetos para determinação de sua comercialidade. Estas atividades podem ser executadas através de poços pioneiros ou de extensão de descobertas realizadas em áreas contíguas que sejam exploradas sob o regime de concessão ou outro regime para a exploração e produção de hidrocarbonetos e através de levantamentos sísmicos 3D contratados em regime exclusivo pela Petrobrás.
- Fase de Produção: inclui as atividades de Desenvolvimento. Nesta fase, após a declaração de comercialidade, a Petrobrás deve apresentar Plano de Desenvolvimento, que deverá contemplar o cumprimento do percentual mínimo de Conteúdo Local estabelecido.

Segundo BRASIL (2010c), para cada bloco integrante da área coberta pelo contrato de cessão onerosa, a Petrobras, durante a fase de exploração, deverá comprovar um percentual mínimo global, para a fase de exploração, de 37% (trinta e sete por cento). Para o cumprimento deste percentual mínimo global de Conteúdo Local, torna-se obrigatória a realização dos percentuais mínimos de CL dos itens e subitens especificados na Tabela 08.

Para cada bloco integrante da área coberta pelo contrato de cessão onerosa, a Petrobras, durante a fase de desenvolvimento da produção, deverá comprovar um percentual médio global 65% (sessenta e cinco por cento), alcançados da seguinte forma:

- 55% (cinquenta e cinco por cento) para os módulos da fase de desenvolvimento que iniciarem a produção até 2016;
- 58% (cinquenta e oito por cento) para os módulos da fase de desenvolvimento que iniciarem a produção entre 2017 e 2019; e
- 65% (sessenta e cinco por cento) para os módulos da fase de desenvolvimento que iniciarem a produção a partir de 2020.

Para o cumprimento deste percentual médio global de CL na fase de desenvolvimento da produção, torna-se também obrigatória a realização dos percentuais mínimos de CL dos itens e subitens especificados na Tabela 9.

Tabela 9 – Percentual de conteúdo local mínimo estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa

Fase de Exploração			
Subsistema	Item	Conteúdo Local mínimo item (%)	Conteúdo Local mínimo – Fase de Exploração (%)
Apoio Operacional	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)	50	37
Geologia e Geofísica	Aquisição	5	
	Interpretação e Processamento	85	
Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda	10	
	Perfuração + Completação (obs 1)	58	
	Sistemas Auxiliares (obs 2)	52	
Teste de Longa Duração (TLD)	Afretamento Sonda (obs 5)	20	

Etapa de Desenvolvimento da Produção – módulos com primeiro óleo até 2016			
Subsistema	Item	Conteúdo Local mínimo item (%)	Conteúdo Local mínimo – módulos da Etapa de Desenvolvimento (%)
Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda	29	55
	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)	50	
	Árvore de Natal	70	
	Perfuração + Completação (obs 1)	49	
	Sistemas Auxiliares (obs 2)	52	
Sistema de Coleta da Produção	Dutos de Escoamento	100	
	Engenharia Básica	50	
	Engenharia de Detalhamento	95	
	Gerenciamento, Construção e Montagem	80	
	Linhas de Produção/Injeção Flexíveis (Flowlines, Risers)	56	
	Linhas de Produção/Injeção Rígidas	50	
	Manifolds	70	
	Sistema de Controle Submarino	0	
	Umbilicais	55	
	Casco	70	
	Engenharia Básica	65	
UEP	Engenharia de Detalhamento	65	
	Gerenciamento, Construção e Montagem	65	
	Instalação e Integração dos Módulos	65	
	Plantas - Construção & Montagem	65	
	Plantas (obs 4)	Engenharia Básica	65
		Engenharia de Detalhamento	65
		Gerenciamento de Serviços	65
		Materiais (obs 4)	71
	Pré-Instalação e Hook-up das Linhas de Ancoragem	65	
	Sistema Múltiplo de Ancoragem	65	
	Sistema Simples de Ancoragem	65	
Sistemas Navais	65		

Fonte: Brasil (2010c)

No que diz respeito às participações governamentais, somente os *royalties* são devidos sobre o petróleo e gás natural produzidos no valor correspondente a 10% (dez por cento) da produção, pagos mensalmente à União a partir do início da produção (BRAGA, 2012).

No entanto, a Petrobras é obrigada a realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento. Os *royalties* com valor equivalente a 0,5% (meio por

cento) da receita bruta anual da produção serão distribuídos segundo os critérios abaixo, estipulados pelo artigo 27 da Lei 7.990, de dezembro de 1989:

- 70% (setenta por cento) aos Estados produtores;
- 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores;
- 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

Para *royalties* com valor acima de 0,5% (meio por cento) da receita bruta anual da produção, distribuída segundo os critérios estipulados pelo artigo 49 da Lei 9.478, de agosto de 1997:

- *22,05% aos estados produtores confrontantes;*
- *22,05% aos Municípios produtores confrontantes;*
- *15% ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;*
- *7,05% aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural;*
- *7,05% para constituição de um Fundo Especial, a serem distribuídos entre todos os Estados, Territórios e Municípios; e*
- *25% ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicado à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a*

prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias.

Nos 25% referente ao Ministério da Ciência e Tecnologia, no mínimo, 40% (quarenta por cento) devem ser aplicados em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico das regiões Norte e Nordeste.

Expostas as regras de conteúdo local ao longo da evolução das rodadas de licitação da ANP, e os regimes fiscais em vigor no Brasil, é possível adentrar na análise de como esta evolução de CL resultou em questões polêmicas a respeito da conclusão do processo de unitização (BUCHEB, 2010b).

4.3.2 As questões controversas do processo de unitização no Brasil

Conforme se mencionou anteriormente, muitos autores têm reconhecido a questão do uso do conteúdo local como uma forma de lidar com os impactos da produção de petróleo sobre a capacidade industrial nacional, como a Doença Holandesa e a Maldição dos Recursos Naturais³⁶ (ISMAIL, 2010; LARSEN, 2004; PEREIRA, 2008; SAME, 2008). Já outros autores reconhecem a questão da unitização de blocos de petróleo como uma forma de otimizar a produção (BUNTER, 2002; DAINITH, 2010; DERMAN e MELSHEIMER, 2010; GAO, 1994; KRAMER e ANDERSON, 2005; ONG, 1999). Mas poucos estudos têm tentado discutir o desafio da regulação simultânea de Conteúdo Local e unitização (BRAGA, 2012).

³⁶ A maldição dos recursos naturais (*the resource curse*) expressa a relação negativa entre abundância em recursos naturais e a taxa real do crescimento do PIB e do nível de desenvolvimento socioeconômico. Ou seja, a “maldição do petróleo” deriva da identificação de dificuldades de desenvolvimento socioeconômico em países grande produtores de petróleo (Tolmasquim e Pinto Júnior, 2011).

Neste sentido, é necessário um estudo aprimorado sobre como CL é harmonizado com unitização sob a perspectiva de regimes fiscais brasileiros. Esta é uma questão emblemática, dada a atual relevância tanto do Brasil como uma fronteira petrolífera, quanto pela coexistência de diferentes regimes fiscais no país.

De acordo com a regra da ANP, a participação de cada empresa no processo de unitização é baseada no volume original de óleo equivalente (VOE) que está em vigor. Em outras palavras, a participação depende da quantidade de barris de óleo equivalente correspondentes ao volume original de petróleo e gás natural *in situ* no campo compartilhado. Para calcular o novo percentual de conteúdo local no âmbito do processo de unitização, as empresas devem utilizar uma média ponderada do VOE e o antigo percentual de conteúdo local, definido no contrato de concessão original.

Neste sentido, uma nota técnica publicada pela ANP, durante o primeiro trimestre de 2013 propôs uma metodologia para determinação do conteúdo compromissos locais (CL) em áreas resultantes de processos de unitização. A nota técnica afirmou que seria mais coerente adotar as regras do último contrato de concessão no processo de unitização, pois estariam mais próximas da realidade atual da indústria. Contudo, as regras de CL retroativas levariam à insegurança jurídica que teriam consequências negativas ao longo de todo o consórcio regulamentado (ANP, 2013c).

Por conseguinte, a ANP não poderia desconsiderar a exigência de um compromisso CL para blocos unificados. Ao desconsiderar o CL, a ANP mudaria as regras do edital de licitação uma vez que os CL oferecidos seriam parte da pontuação total do consórcio vencedor da licitação. Não obstante, tal desconsideração também encorajaria a concessionária de uma forma negativa, ao

apresentar o processo de unitização como um caminho para reduzir os seus compromissos com a indústria nacional.

Ademais, embora a fórmula proposta pela ANP não vise a comprometer a viabilidade econômica dos projetos em unitização, ela não considera que esta unitização pode produzir uma subaditividade de custo. Portanto, nos dois estudos de caso que se seguem é avaliada a possibilidade de alcançar subaditividade de custos após a unitização. Esta subaditividade de custo levaria a uma receita extraordinária percebida pelas operadoras. Este estudo tenta demonstrar como esse *windfall profit* poderia ser percebido pela ANP, e, assim, contribuir para a discussão da harmonização entre CL e unitização, simulando típicos campos brasileiros de petróleo e avaliando como os diferentes objetivos dos agentes (empresas de petróleo e país anfitrião) poderiam ser atendidos.

No intuito de melhor compreender os estudos de caso e os desdobramentos da subaditividade de custo, é válido entendermos melhor o conceito de subaditividade.

4.3.3 Subaditividade de custos

Quando a função custo de uma empresa é subaditiva isto significa que ela possui um vetor custo mais baixo do que duas empresas que possuem a mesma função de custo separadamente. A subaditividade pode surgir a partir de economias de escopo, a qual resulta da produção conjunta de itens complementares, ou economias de escala, resultante das diferentes escalas de firmas que produzem o mesmo portfólio de produtos (BLOCH, 2001; DIETSCH, 1993).

4.3.3.1 Economia de Escopo

De acordo com BLOCH (2001) a economia de escopo existe quando as instalações comuns tornam a produção de bens combinados menos cara em seguida, do que ao produzi-los separadamente.

Para HECKMAN e EVANS (1984) as economias de escopo estão presentes se os custos de produção de cada produto separadamente excedem os custos de produção no caso de uma fabricação conjunta.

Segundo PINDYCK e RUBINFELD (2009), as economias de escopo encontram-se presentes quando a produção conjunta de uma única empresa é maior do que as produções obtidas por duas empresas diferentes, cada item produzindo um único produto, com insumos de produção equivalentes alocados entre elas. Ainda segundo este autor, não existe relação entre economias de escala e de escopo, pois uma empresa fabricante de dois produtos pode ter vantagens decorrentes de economias de escopo, mesmo quando seu processo produtivo envolver deseconomias de escala.

As economias de escopo existem quando é mais barato juntar duas ou mais linhas de produtos em uma única firma, do que produzi-los separadamente (BAUMOL, 1982).

Desta forma, fica evidente que para que haja economia de escopo a planta industrial deve produzir dois ou mais produtos, o que permite a algumas empresas reduzir seus custos médios através da diversificação de seus produtos (KUPFER e HASENCLEVER, 2002).

Segundo KUPFER e HASENCLEVER (2002), é possível identificar três fontes de economias de escopo:

- *existência de fatores comuns – quando se adquire um fator de produção que posteriormente pode ser compartilhado na produção de outro bem, o custo de aquisição para o segundo é considerado gratuito;*
- *existência de reserva de capacidade – quando existe uma ociosidade em um fator de produção, a empresa pode ser levada a desenvolver produtos que utilizem um processo produtivo similar, aumentando a taxa de utilização do equipamento; e*
- *complementariedades tecnológicas e comerciais – que ocorre quando os produtos apresentam similaridades de base técnica e/ou de mercado.*

A economia de escopo pode ser mensurada através do grau das economias de escopo (GES) indicado pela Eq. (9) a seguir:

$$GES = \frac{C(q_1) + C(q_2) - C(q_1, q_2)}{C(q_1, q_2)} \quad (9)$$

Onde,

$C(q_1)$ representa o custo de produção do produto q_1 .

$C(q_2)$ representa o custo de produção do produto q_2 .

$C(q_1, q_2)$ representa o custo conjunto de produção do produto q_1 e q_2 .

Assim, analisando a equação (9), quando a GES assumir valores positivos verificam-se economias de escopo e, a contrário senso, quando assumir valores negativos está-se diante das deseconomias de escopo. Neste último caso, mostra-se preferível a continuação das produções em separado. Um exemplo de economia de escopo em um processo de cogeração de etanol e energia elétrica pode ser consultado no Anexo 1.

4.3.3.2 Economias de Escala

A economia de escala é identificada quando o custo de produção médio se reduz à medida que o volume de produção aumenta, pelo menos até certo ponto. Segundo PINDYCK e RUBINFELD (2009), este comportamento se deve aos seguintes motivos:

- *se a empresa opera em uma escala maior, os funcionários podem se especializar nas atividades em que são mais produtivos;*
- *a escala pode proporcionar flexibilidade e ao dosar a combinação dos insumos utilizados na produção, os administradores podem organizar o processo produtivo de maneira mais eficaz; e*
- *por comprar insumos em grandes quantidades e, assim, ter maior poder de negociação, a empresa pode conseguí-los a um preço reduzido. Se os administradores aproveitarem os insumos de menor custo, o mix de insumos pode mudar conforme a escala.*

Para DALCOL e SZWARCFITER (1997) apud (POSSAS, 1993) há economias de escala quando o aumento do volume de produção de um bem, por um período específico, reduz seus custos. Esta redução pode se dar pela não só pela possibilidade de utilização de métodos produtivos mais automatizados ou mais avançados, mas também por ganhos relacionados a P&D, financiamento ou outra etapa de produção e comercialização. Segundo os autores, as economias de escala se subdividem em duas categorias básicas: internas e externas.

As economias de escala internas são aquelas abertas em uma única fábrica ou única firma, independente da ação de outras firmas. Resultam de um aumento na escala de produção da firma e não podem ser obtidas a não ser pelo aumento da produção.

Já as economias de escala externas pressupõe a existência de duas ou mais firmas. Assim estas economias externas não são monopolizadas por uma única firma quando a mesma cresce em tamanho, mas são conferidas a esta quando algumas firmas crescem.

Segundo KUPFER e HASENCLEVER (2002), as economias de escala podem advir de duas fontes distintas: as economias de escala reais e as economias de escala pecuniárias. Para estes autores as economias de escala são reais quando há uma redução das quantidades de fatores produtivos oriundas de um aumento na produção.

São consideradas pecuniárias as economias de escala que advêm da redução do valor pago pelos insumos. Assim, não se consideram mudanças no processo de produção, mas tão somente o desconto obtido na aquisição dos insumos, devido ao maior poder de barganha proporcionado pelo aumento da escala.

Para KUPFER e HASENCLEVER (2002), as economias de escala reais podem advir de quatro fontes, a saber:

- *ganhos de especialização – o aumento da escala de produção possibilita que o trabalhador possa se dedicar a uma única atividade, aumentando assim seu grau de especialização. A especialização impacta a curva de aprendizagem e resulta na melhoria da produtividade;*

- *indivisibilidade técnica – esta fonte está diretamente relacionada à capacidade nominal dos equipamentos industriais utilizados. Na maioria dos casos as indústrias adquirem equipamentos com capacidades acima da necessária, pois não seria possível adquirí-los na capacidade exata desejada. Assim, muitas vezes se encontram subutilizados e, portanto, o aumento da escala poderia aumentar sua taxa de utilização levando a custos médios decrescentes;*
- *economias geométricas – também relacionada à capacidade dos equipamentos industriais. Segundo esta linha os custos associados à aquisição de equipamentos crescem em uma grandeza quadrada, enquanto a capacidade produtiva cresce em uma grandeza cúbica. Assim, ao se aumentar o volume produzido, os custos aumentam em uma menor proporção; e*
- *economias relacionadas à lei dos grandes números – por este raciocínio, o aumento do número de equipamentos gera uma redução dos custos associados à manutenção e a existência de peças de reposição na planta industrial. Isto ocorre porque, embora o aumento de máquinas gere o aumento da necessidade de manutenção e peças sobressalentes, o citado aumento não é diretamente proporcional.*

Na economia de escala os custos fixos são diluídos entre mais unidades, os custos e despesas de construção são reduzidos, os custos na compra de materiais e serviços podem ser cortados e, além disso, melhorias e cortes de custos no processo produtivo podem ser obtidos (DALCOL e SZWARCFITER, 1997 apud KRAJEWSKI e RITZMAN, 1996).

4.3.3.3 Economias de Escala Multiplanta

Quando a empresa apresenta mais de uma planta industrial, surgem, segundo Kupfer e Hasenclever (2002), três fatores que podem determinar a chamada operação multiplantas:

- custo de Transporte – quando o consumo dos produtos fabricados não se encontra concentrado, mas sim disperso, como na maioria dos mercados, o custo de transporte pode ser uma parcela elevada no custo final do produto. Assim, uma operação multiplanta pode reduzir estes custos por estas estarem mais próximas aos mercados de consumo específicos. Ainda segundo o autor, o mesmo raciocínio pode ser aplicado quando há diversos fornecedores também dispersos. Neste caso as plantas industriais podem ser construídas próximas a estes fornecedores, reduzindo o custo do transporte de insumo de baixo valor agregado;
- alcance de especialização ao nível das multiplantas – este fator pode ser alcançado quando as plantas estão situadas em mercados cujos comportamentos da demanda não são correlacionados ou possuem uma correlação inversamente proporcional. A especialização permite que na ocorrência da diminuição da demanda em uma região abarcada por uma planta, outra planta possa substituir esta perda de receita através de vendas extras, trazendo menor risco de operação em mercados distintos;
- e
- flexibilização da operação – Neste último caso, à medida que um mercado atinge seu ápice de vendas o outro atinge seu patamar mais

baixo. Desta forma a produção pode ser compensada entre uma planta e outra, reduzindo os custos de reinício e mantendo uma produção mais homogênea e perto da capacidade instalada.

4.3.3.4 Deseconomias de Escala

PINDYCK e RUBINFELD (2009) indicam que quando a produção é duplicada e os custos mais do que duplicam, estamos diante de uma deseconomia de escala. Assim, os Custos Médios de Longo Prazo (CMeL) não se reduzem indefinidamente com o incremento de volume, invertendo este comportamento a partir de um certo nível de produção.

Segundo DALCOL e SZWARCFITER (1997) apud HAYES e WHEELWRIGHT (1984), as economias de escala têm limite, ou seja, aumentar a escala de produção permite à empresa reduzir uma série de custos, mas a partir de certo ponto pode ocorrer o aumento de outros custos, oriundos principalmente, de distribuição, maior complexidade e confusão em função do número de níveis gerenciais e burocráticos a até a perda de foco.

De acordo com KUPFER e HASENCLEVER (2002) dois fatores podem levar à deseconomia de escala:

- custo de transporte – trata-se basicamente do custo de se levar o produto até o mercado de consumo. À medida que a empresa aumenta seu volume de produção, atendendo à demanda de regiões não antes abarcadas, também aumenta a necessidade de distribuição e, por conseguinte, dos custos a ela associados. O custo incremental do

transporte pode não compensar a redução advinda das economias de materiais e produção. Obviamente este fator perde força quando os preços nas diferentes regiões não são homogêneos, podendo haver incrementos em decorrência da distância e quando não existem concorrentes locais que funcionam como paradigmas do preço; e

- deseconomias gerenciais – este fator, embora não unânime, é defendido pela teoria tradicional da empresa. Segundo o autor, após um determinado ponto, o aumento da equipe gerencial levaria a um aumento menos do que proporcional da produção.

Assim, tanto a economia quanto a deseconomia de escala poderiam ser mais bem visualizadas através da curva do CMEL reproduzida na Figura 8 a seguir:

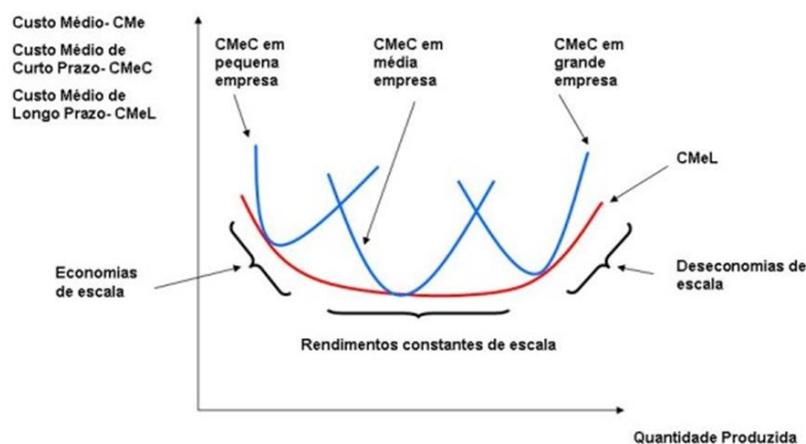


Figura 8 – Economia e Deseconomia de Escala.
 Fonte: Kupfer e Hasenclever (2002)

Como pode ser percebido na Figura 8, ocorrem rendimentos crescentes ou economias de escala quando os CMEL decrescem. Caso, existam rendimentos constantes de escala os CMEL são constantes e, por derradeiro, se os rendimentos são decrescentes, havendo deseconomias de escala, os CMEL são crescentes.

4.3.3.5 Curvas de aprendizagem em contraposição à economia de escala

Quando os custos médios de longo prazo declinam em razão do aumento do volume de produção, verificamos uma economia de escala. Contudo, este não é o único fator que pode levar ao declínio do CMel. Segundo Pindyck e Rubinfeld (2009) algumas empresas podem apresentar declínio do CMeL em decorrência da absorção de novas informações tecnológicas, por parte da mão de obra, à medida que a mesma se torna mais experiente. Ainda segundo o mesmo autor, isto se deve a quatro motivos:

- *nas primeiras vezes em que um funcionário realiza uma tarefa é normal que o tempo de execução seja maior. À medida que o número de repetições aumenta, o tempo de execução declina até determinado patamar;*
- *à melhoria na programação do processo produtivo por parte dos administradores;*
- *à fidelização dos engenheiros aos projetos iniciais. Com o tempo, os engenheiros conseguem enxergar inovações no produto ou processo capazes de gerar reduções de custos; e*
- *à eficácia alcançada pelos fornecedores no processamento de seus materiais de que é repassada como uma vantagem financeira para a empresa cliente.*

Todos estes quatro motivos expressam a forma de “aprendizado” da empresa, que se torna capaz de produzir com menores custos ao absorver experiência no processo produtivo.

No processo de aprendizagem, os trabalhadores adquirem mais proficiência nas suas tarefas à medida que ganham experiência. Neste sentido, verificam-se o aumento da produtividade por trabalhador, a diminuição do número de erros cometidos e um declínio dos custos unitários ao longo da chamada curva de aprendizagem (DALCOL e SZWARCFITER, 1997 apud SCHERER, 1980).

Apesar de tanto a economia de escala quanto a aprendizagem terem o condão de reduzir o custo médio de longo prazo (CMeL), os dois fenômenos não podem ser confundidos. Com a aprendizagem – que ocorre em processos relativamente novos – os custos de produção de uma empresa com a experiência tornam-se mais baixos, independentemente da escala de produção (PINDYCK e RUBINFELD, 2009). Os dois fenômenos podem ser bem visualizados na Figura 9 a seguir:

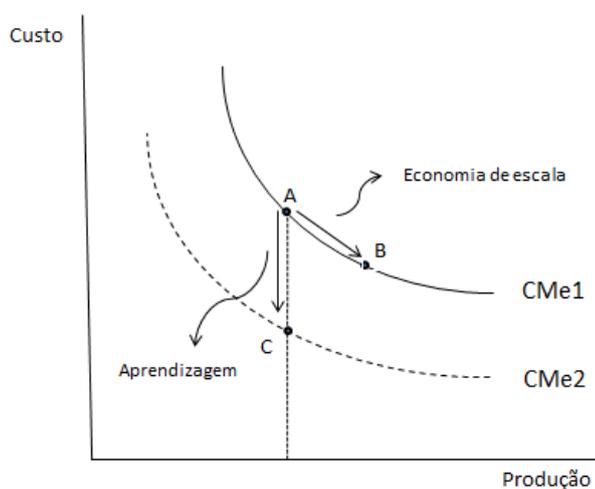


Figura 9 – Comparativo entre Economia de Escala e Aprendizagem.
Fonte: Pindyck e Rubinfeld (2009)

A curva CMe_1 esboça a curva do custo médio de longo prazo de uma empresa que possui economia de escala com o aumento do volume de produção. Por exemplo, ao se caminhar do ponto A ao ponto B da referida curva esta-se diante do fenômeno da economia de escala, onde há um declínio do CMeL.

Contudo, a passagem do ponto A para o ponto C também representa um declínio no CMeL, mas observa-se que não houve um incremento no volume produzido, ou seja no tamanho dos lotes. Nesta última passagem o declínio no CMeL é devido ao fenômeno da aprendizagem.

Assim, segundo Pindyck e Rubinfeld (2009) a curva de aprendizagem é crucial para uma empresa que queira fazer previsões para o custo de produção de um novo produto. Portanto, a contrário senso, não estando presente a incerteza de um novo produto a redução do CMeL se deve, precipuamente, ao fenômeno da economia de escala, representado na Figura 9 pela passagem do ponto A para o ponto B.

4.4 A REGRA DE HOTELLING e A UNITIZAÇÃO

Segundo Hotelling (1931), a observação do desaparecimento de recursos minerais não renováveis deve levar a necessidade de regulamentação de sua exploração. Ainda segundo o autor, o baixo custo destes bens pode levar a uma taxa de exploração muito rápida, prejudicando futuras gerações, devido ao desperdício na exploração e no consumo.

Os países que apresentam extensas reservas de recursos naturais enfrentam um grande desafio de gerenciá-las eficientemente. A decisão de quanto extrair de petróleo no presente e no futuro está baseada na Regra de Hotelling (VAN DER PLOEG, 2010).

Para Hotelling (1931), é pacífico que as reservas de petróleo não podem ser guardadas somente para gerações futuras, contudo, no momento presente deve ser encontrada uma taxa ótima de produção. Ressalta-se que em mercados onde se

apresentam monopólios, a taxa de produção real é colocada abaixo da taxa ótima, para que o valor financeiro extraído do cliente seja maximizado.

Fundamentado em Cairns (2013) a Regra de Hotelling está baseada em quatro principais pontos:

- os recursos exauríveis são uma forma de capital;
- o preço dos recursos é determinado por um equilíbrio dinâmico que regula tanto o escoamento de bens para o mercado quando a manutenção do recurso como ativo;
- a decisão da velocidade de extração é de suma importância e deve receber uma atenção especial; e
- os recursos exauríveis são sujeitos a imprecisões de mercado, como por exemplo, monopólios, externalidades e informações assimétricas.

Assim, segundo SOLOW (1974), o proprietário de um recurso exaurível que deseje maximizar o valor presente líquido é levado a reorganizar a extração de tal forma que o ganho obtido pela unidade marginal em cada período de tempo seja igual em termos de valor presente.

Ou seja, se o ganho marginal em um determinado período for menor do que em um período futuros, o valor presente pode ser aumentado através da alocação da produção do período de menor ganho para outro onde o ganho seja maior (CAIRNS, 2013).

Os modelos típicos de recursos não renováveis assumem que o produtor de petróleo está apto a produzir qualquer quantidade a qualquer tempo. Quando os preços ou as taxas de juros aumentam os produtores ajustam seu volume de acordo com a chamada Regra de Hotelling (CAIRNS e CALFUCURA, 2012).

Para LIN *et al* (2008), se o mercado de recursos naturais é perfeitamente competitivo, a regra de Hotelling implicará que o preço de mercado menos o custo marginal deve crescer a uma taxa de juros e por isso, o preço deste recurso natural deve ser aumentado ao longo do tempo se o custo marginal se mantiver constante.

Pela Teoria de Hotelling (1931), deve-se sempre assumir que o proprietário dos recursos exauríveis deseja que o valor presente de seu lucro futuro seja máximo. O proprietário de uma reserva deve decidir se deseja receber no presente um preço p_0 por uma unidade sua de produção ou um preço p , em um tempo futuro t . Esta decisão está relacionada com a taxa e juros de mercado, conforme demonstra a Eq. (10) a seguir:

$$p = p_0 \times e^{r \cdot t} \quad (10)$$

Onde:

p é o preço de uma unidade em um tempo futuro t ;

p_0 é o preço de uma unidade de produção no tempo presente ($t=0$); e

r é a taxa de juros de mercado.

Ressalta-se que a Eq. (10) é válida para mercados de competição perfeita, não sendo aplicável a mercados monopolizados. Assim, a citada equação fixa os preços relativos a diferentes períodos sob uma concorrência perfeita.

Pela regra em análise o valor p dependerá diretamente da demanda e da reserva do produto exaurível. Tem-se ainda que a quantidade retirada em dado

momento (q) é função do preço naquele momento, $q=f(p,t)$. Assim, a quantidade retirada no tempo t , se o preço for p , é representada pela Eq. (11), trazida a seguir:

$$R = \int_0^T q \cdot dt = \int_0^T f(p_0 e^{\gamma t}, t) dt \quad (11)$$

Onde:

R é o suprimento total da reserva e o limite superior

T é o tempo em que o recurso se exaure.

Assim quando o limite superior é alcançado, a quantidade q assume o valor zero. Levando-se tais considerações à Eq. (11), obtém-se a Eq. (12), a seguir:

$$f(p_0 e^{\gamma T}, T) = 0 \quad (12)$$

A solução dependerá da função $f(p,t)$ que fornecerá q . Em sua demonstração Hotelling assumiu uma função decrescente para a demanda (q):

$$q = \alpha - \beta \cdot p \quad (13)$$

Para demonstração da regra Hotelling também utilizou o conceito de maximização da função social do recurso. Para uma unidade de tempo o valor social do recurso é dado por:

$$u(q) = \int_0^q p(q) dq \quad (14)$$

Onde q corresponde à quantidade de recursos atualmente colocados no mercado e consumidos.

O valor presente da produção total da reserva é fornecido pela Eq. (15), a seguir:

$$V = \int_0^T u[q(t)] \cdot e^{-\gamma t} dt \quad (15)$$

Desde que $\int_0^T q \cdot dt = R$ seja fixo, a programação da produção $q(t)$ que maximiza V deve ser tal que uma unidade incrementada em q deve aumentar o integrando. Assim se tem:

$$\frac{d}{dq} u[q(t)] e^{-\lambda t} \quad (16)$$

Que pela Eq. (14) é igual a $p \cdot e^{-\lambda t}$. Assim,

$$\frac{d}{dq} u[q(t)] e^{-\lambda t} = p_0 = p \cdot e^{-\lambda t} \quad (17)$$

Portanto, $p = p_0 \cdot e^{\lambda t}$, conforme preconiza a Regra de Hotelling trazida na Eq. (10).

Como visto anteriormente a quantidade retirada (q) é função do preço (p) em determinado momento (t). Assim, o tempo de exaustão (T) deverá ser estendido ou antecipado em função do preço (p), levando a maximização do lucro da reserva. A contrário senso, a não observância desta regra, por exemplo, com altos volumes de produção quando os preços estão baixos, levará a redução dos ganhos projetados para a reserva em questão.

Assim, a Renda de Hotelling é a diferença entre o preço de venda e o custo marginal de produção.

A respeito da Regra demonstrada, Stultz-Karin (1988) traz algumas considerações sobre as incertezas das reservas de petróleo. Segundo o autor a regra de Hotelling assume que os estoques das reservas são conhecidos e finitos, mas

para ele, embora finitos, os volumes dos estoques não podem ser assumidos como conhecidos, pois as estimativas estão sujeitas a incertezas.

LIN *et al* (2008) alertam que a Regra de Hotelling pode não ser a ideal para explicar o real comportamento dos preços ao longo do tempo. Colocam que a citada regra considera que os custos de extração não dependem da quantidade remanescente no solo. Entretanto, conforme a autora é plausível que os custos de extração aumentem na medida em que as reservas diminuem. Tal fenômeno pode ser observado quando diferentes qualidades de petróleo estão presentes. De forma diametralmente oposta, através do progresso tecnológico, os custos de extração podem sofrer reduções. Um exemplo foi o advento da sísmica 3D que reduziu custos de extração, à medida que ajudou as empresas de petróleo a evitarem poços secos.

Em suma, segundo KISSWANI (2011), várias tentativas foram feitas para testar a Regra de Hotelling. Algumas delas mostraram ser uma boa aproximação do mundo real e outras questionaram sua confiabilidade e aplicabilidade, como a crítica de RAUSCHER (1991) que argumenta que a regra em análise não é suportada por evidências empíricas.

Embora haja certa controvérsia na confiabilidade da Regra de Hotelling, tal modelo ainda serve de inspiração para a tomada de decisão de qual volume deve ser produzido com vistas a maximizar a lucratividade da reserva (VAN DER PLOEG, 2010).

Conforme abordado no início deste capítulo, a unitização, segundo WEAVER (2006) e BUCHEB (2008) consiste na operação conjunta e coordenada de um reservatório de petróleo pelas concessionárias nos trechos distintos que

recobrem o reservatório. E que, segundo Champion (2006) e IOGCC (2013), tem como principais objetivos:

- evitar a perfuração de poços desnecessários e aumentar a recuperação final de petróleo e gás, evitando assim o desperdício;
- promover a conservação dos recursos de petróleo e gás; e
- proteger os direitos correlatos do interesse mineral dos proprietários.

Ao confrontar a regra de Hotelling com os objetivos de um processo de unitização, fica evidente a importância da unitização, no estabelecimento de regras para o consórcio e na cessação da produção predatória, caso contrário se estaria diante da regra da captura, onde certamente não haveria uma racionalidade no volume produzido, mas sim uma maximização de volume de cada “jogador”, independentemente da análise do preço de mercado e do custo marginal de produção.

5 UNITIZAÇÃO, CONTEÚDO LOCAL E SUBADITIVIDADES NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

Este capítulo tem por objetivo determinar se uma operação conduzida após o processo de unitização acarretaria ou não em um aumento na lucratividade do novo consórcio de empresas, se comparada à lucratividade individual de cada uma anteriormente, através de um modelo de programação linear.

O segundo ponto a ser avaliado são os impactos da subaditividade de custos com base na regressão dos dados de fluxo de caixa extraídos do estudo da Gaffney, Cline & Associates (2010) sobre as 10 maiores descobertas do pré-sal, onde foi apresentada uma avaliação econômica de cada projeto. Nesta análise serão considerados os campos de Iara e Entorno de Iara.

A hipótese deste estudo, portanto, está associada à origem de subaditividades em custo após a unitização de campos de produção de petróleo, o que levaria a *windfall profits*.

Por fim, o capítulo abordará a Regra de Hartwick e a Doença Holandesa, e apresentará uma proposta de, através da aplicação correta dos *windfall profits*, utilizar a Regra de Hartwick para minimizar a probabilidade de ocorrência da Doença Holandesa no Brasil.

5.1 LUCRATIVIDADE APÓS A UNITIZAÇÃO

O primeiro estudo de caso é voltado para a averiguação da existência de lucratividade adicional, após o processo de unitização. A idéia é verificar se lucratividade após o processo de unitização é igual à lucratividade global antes do

processo de Unitização, por meio da aplicação das regras da ANP para os blocos de petróleo e gás natural no Brasil.

Consideremos, por exemplo, os blocos A e B, que têm compromissos de conteúdo local mínimo global para a fase de desenvolvimento da produção. O percentual de compromisso de conteúdo local a ser estabelecido para a área unitizada é calculado, segundo a Nota Técnica CCL nº12/2011, usando uma média ponderada dos volumes de óleo equivalentes (VOE) originários das áreas a serem unitizadas e o seu respectivo conteúdo local em cada um dos contratos de concessão de origem, de acordo com a seguinte fórmula (ANP, 2013c):

$$NCL = \%LCG_A \times ROS_A + \%LCG_B \times ROS_B, \quad (18)$$

onde,

NCL é o Novo Conteúdo Local Global a ser assumido pela área unitizada;

$\%LCG_A$ é o percentual do Conteúdo Local Global estabelecido no acordo de concessão para o bloco A;

ROS_A é a proporção (percentual) do volume das reservas no bloco A sobre a área unitizada total;

$\%LCG_B$ é o percentual do Conteúdo Global Local estabelecido no acordo de concessão para o bloco B;

ROS_B é a proporção (percentual) do volume das reservas no bloco B sobre a área unitizada total;

$$ROS_A + ROS_B = 100\% \quad (19)$$

Como discutido anteriormente, uma das finalidades da unitização é dividir os custos de produção. Assim, espera-se também que os lucros provenientes de

produção unificada permaneçam os mesmos ou aumentem após a unitização, quando comparados com os resultados pré unitização. Esta suposição é representada pela seguinte equação:

$$L_1 + L_2 \leq L_3, \quad (20)$$

onde

L_1 é o lucro obtido pelo consórcio 1 antes da unitização

L_2 é o lucro obtido pelo consórcio 2 antes da unitização

L_3 é o lucro obtido por ambos os consórcios unitizados

Sendo o lucro (L) uma função resultante da Receita (R) e Despesa (D), obtém-se o seguinte:

$$L = R - D \quad (21)$$

$$R = V \times P, \quad (22)$$

Onde

V representa o volume de petróleo produzido

P é o preço do petróleo em dólar por barril de petróleo equivalente (BPE).

$$D = CAPEX + OPEX, \quad (23)$$

Para esta análise, visando à simplificação dos cálculos, os *royalties* e os impostos foram suprimidos, uma vez que ambos estariam presentes, tanto antes quanto depois do processo de unitização, levando a anulação dos mesmos.

Substituindo as igualdades na Eq. (20), obtém-se Eq. (24):

$$\left[(V_1 \times P) - Capex_1 - Opex_1 \right] + \left[(V_2 \times P) - Capex_2 - Opex_2 \right] \leq \left[(V_1 + V_2) \times P - Capex_3 - Opex_3 \right] \quad (24)$$

Note que o volume obtido após o processo de unitização foi considerado como sendo a soma dos volumes obtidos individualmente antes deste processo. Ao simplificar a Eq. (24), obtém a equação (25):

$$\left[Capex_1 + Opex_1 \right] + \left[Capex_2 + Opex_2 \right] \geq \left[Capex_3 + Opex_3 \right] \quad (25)$$

Como explicado anteriormente nesta tese, o conteúdo local refere-se a um percentual mínimo do total do programa de trabalho que deve ser atendido pelo uso de materiais e serviços nacionais para promover o desenvolvimento da indústria e da capacidade tecnológica nacional.

Assim, CAPEX e OPEX são afetados por requisitos de conteúdo local: a resultante (*res*) CAPEX e OPEX incluem custos nacionais (*nac*) e internacionais (*int*). Portanto, resultam nas seguintes equações:

$$Capex_{res} = (Capex_{nac} \times CL) + (Capex_{int} \times (1 - CL)) \quad (26)$$

$$Opex_{res} = (Opex_{nac} \times CL) + (Opex_{int} \times (1 - CL)) \quad (27)$$

De acordo com um estudo apresentado por Bozz & Company (2010), o CAPEX fundamentado nos componentes brasileiros são 35% mais elevados do que

o CAPEX baseado nos componentes comprados na Ásia. O OPEX que considera os serviços prestados por empresas brasileiras são 143% mais elevada do que o OPEX com base em serviços prestados por empresas asiáticas. Por isso, propomos as seguintes relações:

$$Capex_{nac} = 1.35 \times Capex_{int} \quad (28)$$

$$Opex_{nac} = 2.34 \times Opex_{int} \quad (29)$$

Reunindo a Eq. (26) com a Eq. (27) com Eq. (29), resulta na seguinte equação:

$$Capex_{res} = Capex_{int} (0.35 \times CL + 1) \quad (30)$$

$$Opex_{res} = Opex_{int} (1.43 \times CL + 1) \quad (31)$$

Finalmente, Eq. (32) é obtida utilizando Eq. (25), Eq. (30) e Eq. (31):

$$\begin{aligned} & [Capex_{int1} (0.35 \times CL_1 + 1) + Opex_{int1} (1.43 \times CL_1 + 1)] + [Capex_{int2} (0.35 \times CL_2 + 1) + Opex_{int2} (1.43 \times CL_2 + 1)] \geq \\ & \geq [Capex_{int3} (0.35 \times CL_3 + 1) + Opex_{int3} (1.43 \times CL_3 + 1)] \end{aligned} \quad (32)$$

Para determinar como a lucratividade da operação se comporta após a unitização, usando o novo conteúdo local (NCL) estabelecido na metodologia proposta pela ANP, consideram-se os dois consórcios na Bacia de Campos, que estão localizados no litoral dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo e

cobrem uma área de 60,4 km², que se estende a profundidades de até 2.400 a 2.500 m.

A área apresenta uma presença de óleo pesado variando de 11,0° a 17,5° API. O primeiro consórcio estima que as reservas de petróleo correspondam a 340 milhões de barris. Este consórcio é um dos “*Blue Blocks*” que foram concedidos durante a rodada zero, e por esta razão não contém qualquer conteúdo local. O segundo consórcio estima que as reservas de petróleo sejam equivalentes a 10 milhões de barris e foi adquirida durante a 3ª rodada de licitações. Assim, este consórcio apresenta conteúdo local de 30% para a fase de desenvolvimento da produção. O exemplo abaixo apresenta a questão:

Consórcio 1: conteúdo local de 0% (zero) e volume de óleo equivalente original (VOE) de 340 milhões de barris.

Consórcio 2: conteúdo local de 30% e volume de óleo equivalente original (VOE) de 10 milhões de barris.

Considerando-se que o VOE total obtido pela soma dos dois consórcios é de 350 milhões de barris, cada consórcio possui, respectivamente, 97% e 3% do VOE resultante.

Utilizando a metodologia proposta pela ANP, obtemos o seguinte resultado para conteúdo local da operação unitizada:

$$CL_3 = zero \times 97\% + 30\% \times 3\% = 0,9\% , \quad (33)$$

onde CL_3 é o conteúdo local após a unitização.

Para o consórcio 1, considera-se um CAPEX resultante de 4.258 milhões US\$ e OPEX resultante de 4.783 milhões US\$, e para o consórcio 2, um CAPEX resultante de 125 milhões US\$ e um OPEX resultante de 141 milhões US\$. Estes custos de CAPEX e OPEX são divididos segundo a Tabela 10:

Tabela 10 - Desdobramento do CAPEX e OPEX para os consórcios 1 e 2.

		Consórcio 1	Consórcio 2	
CAPEX	MM US\$	plataformas fixas simples sem instalações de processamento	341	10
		instalações	596	18
		poços	2.683	79
		outros CAPEX ³⁷	298	9
		custos estimados de abandono	341	10
OPEX	MM US\$	custos de campo (incluindo içamento, pessoal e custos de <i>overhead</i> - despesas)	1.244	37
		outros custos de campo	622	18
		custos de leasing	2.918	86
		Total CAPEX + OPEX por consórcio	9.041	266

Fonte: Elaborada pelo autor baseado em Harb, 2013.

Substituindo o CAPEX e o OPEX resultantes dos consórcios 1 e 2 nas Eq. (30) e Eq. (31), respectivamente, encontra-se o CAPEX e OPEX Internacional da Tabela 11:

Tabela 11 - Capex e Opex internacional dos consórcios 1 e 2 da Bacia de Campos.

	$Capex_{int}^*$	$Opex_{int}^*$
Consórcio 1	4.258	4.783
Consórcio 2	113	99
Total	4.371	4.882

*Valores em milhões de dólares

³⁷ Como exemplos de “outros CAPEX” podem ser citados o FEED - *Front End Engineering Design*, que é a engenharia básica subsequente ao projeto conceitual ou estudo de viabilidade, que concentra os requisitos técnicos, bem como o custo de investimento bruto para o projeto e os *umbilicals*, um conjunto de tubos de aço e/ou mangueiras de termoplásticos que abrigam os cabos eléctricos ou de fibras óticas utilizadas para controlar estruturas submarinas de uma plataforma ou de um navio (EPCengineer, 2013).

Substituindo os valores da Tabela 11 e o novo conteúdo local na equação (32), obtém-se:

$$9307 \geq 1.00315 \times Capex_{int3} + 1.01287 \times Opex_{int3} \quad (34)$$

Utilizando Eq. (34), obtém-se Figura 10 a seguir:

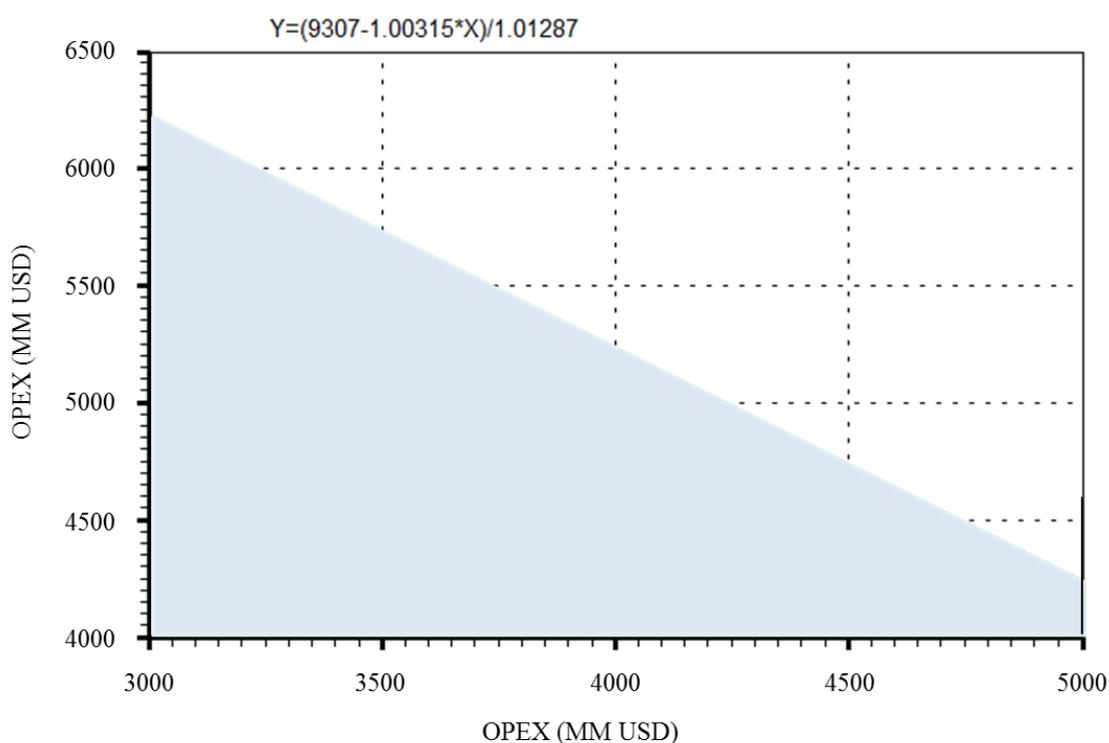


Figura 10 - Combinações de CAPEX e OPEX que asseguram um lucro maior ou igual ao lucro operacional antes da Unitização dos consórcios.

Fonte: Elaborada pelo autor

A área sombreada de azul claro sob a curva indica os pares de CAPEX e OPEX que podem ser obtidos após a unitização com um lucro maior do que a soma dos lucros dos consórcios 1 e 2 isoladamente. Considerando-se que a soma de CAPEX e OPEX dos consórcios 1 e 2 foram, respectivamente, 4.383 milhões US\$ e 4.924 milhões US\$, pode-se observar que esses valores situam-se sobre linha. Este resultado demonstra que a metodologia construída pela ANP usando uma

média ponderada do conteúdo local anterior faz com que a lucratividade após unitização seja igualada à lucratividade total antes do processo de unitização.

No entanto, os ganhos provenientes da subaditividade de custos derivados da unitização podem reduzir OPEX e CAPEX. Em outras palavras, uma redução no CAPEX e/ou OPEX dentro da área azul clara, pode derivar de ganhos de subaditividade de custo. Por exemplo, se duas plataformas são reduzidas a uma, como resultado do processo de unitização, será verificada uma redução no custo em Instalações (CAPEX) que pode variar entre 25% e 30% (HARB, 2013).

Existe também uma redução potencial no *Drilling* CAPEX proveniente da eficiência na produção e no gerenciamento de reservatórios. De fato, sem unitização, os operadores de ambos os consórcios poderiam exaurir o reservatório como um todo, no entanto sem tentar esgotá-lo. Uma vez unitizado, o operador poderia otimizar o desenvolvimento da reserva como um todo, o que resultaria na redução no número de poços perfurados para o exaurimento da reserva. A redução na quantidade de poços varia de campo para campo baseada nas propriedades de fluidos do reservatório e estrutura do campo.

Além disso, algumas economias de OPEX poderiam ser obtidas após a unitização, devido à utilização de uma plataforma ao invés de duas. Sob este aspecto, existem economias na tripulação, logística e barcos de apoio, bem como economias obtidas por ter uma base de apoio ao invés de duas. A redução estimada para OPEX pode variar de 30% a 40% (HARB, 2013).

Ademais, o tamanho do campo pode afetar os incentivos resultantes da unitização. Se o campo unificado é suficientemente amplo para se estender além dos limites estipulados, por exemplo, requerendo mais do que um único FPSO (*floating production, storage and offloading*) mesmo que unitizados, então as

grandezas específicas das vantagens da unitização poderiam ser diferentes daquelas nos casos descritos acima.

Em resumo, as informações supramencionadas corroboram com a possibilidade de aumentar a lucratividade da operação quando o conteúdo local é estipulado pela metodologia proposta pela ANP e os ganhos de subaditividade de custo surgem. O próximo estudo de caso detalha esta questão.

5.2 IMPACTOS DA SUBADITIVIDADE DE CUSTO

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES (2010) estudou as 10 maiores descobertas do pré-sal e apresentou uma avaliação econômica de cada projeto. Neste estudo, o preço do petróleo tipo Brent foi baseado em curvas futuras NYMEX e refletiram o fechamento em 17 de agosto de 2010. O preço médio do Brent em 2011 foi considerado US\$ 81,04³⁸ por barril. O estudo considerou uma taxa de inflação de 2% ao ano para o preço do Brent a partir desta data e uma taxa de inflação de 2% ao ano para as estimativas de custos a partir de 2011 em diante.

Apenas os *royalties* (10% sobre a receita bruta) e imposto de renda (34% sobre o EBIT) foram considerados sobre as participações governamentais (*Government take*). A contribuição social e o imposto de renda foram calculados considerando uma diminuição linear de 20 anos, para produção, armazenamento e descarregamento (FPSOs – *floating production storage and offloading*) e uma variação de 10 anos para os outros investimentos. Os testes de produção de longo prazo foram considerados como OPEX com um custo estimado de US\$ 150 mil por dia, durante um ano. O petróleo produzido durante este teste foi considerado

³⁸ De acordo com EIA (2012), a média do preço do Brent em 2011 foi de US\$111,26 por barril. No entanto, como foi considerado o estudo de Gaffney, Cline & Associates (2010), usaremos como referência o preço do Brent de US\$ 81,04, informado pelo mesmo.

receita. Os custos de sísmica 3D também foram tratados como OPEX e estimados em US\$ 7.500 por km² (GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010).

A simulação apresentada nesta tese considera a avaliação econômica do campo de Iara e o seu entorno. Ambas as áreas pertencem à área do pré-sal e estão localizadas em águas ultra profundas, próximas ao estado do Rio de Janeiro e com uma área de extensão de 512 km². Sob o contrato de concessão, o campo de Iara representa uma área de 323 km² e, considerando o contrato de cessão onerosa, o entorno de Iara representa uma área de 189 km².

Eles representam uma acumulação de 561 km² a 2.200 m de profundidade, contendo petróleo de 27° API. Estima-se uma reserva de 755 milhões de barris para o entorno de Iara e de 1.232 milhões de barris para o campo de Iara. A escolha desta amostra foi realizada com base na probabilidade de unitização entre estas duas áreas, devido a sua proximidade geográfica, apresentada na Figura 11.

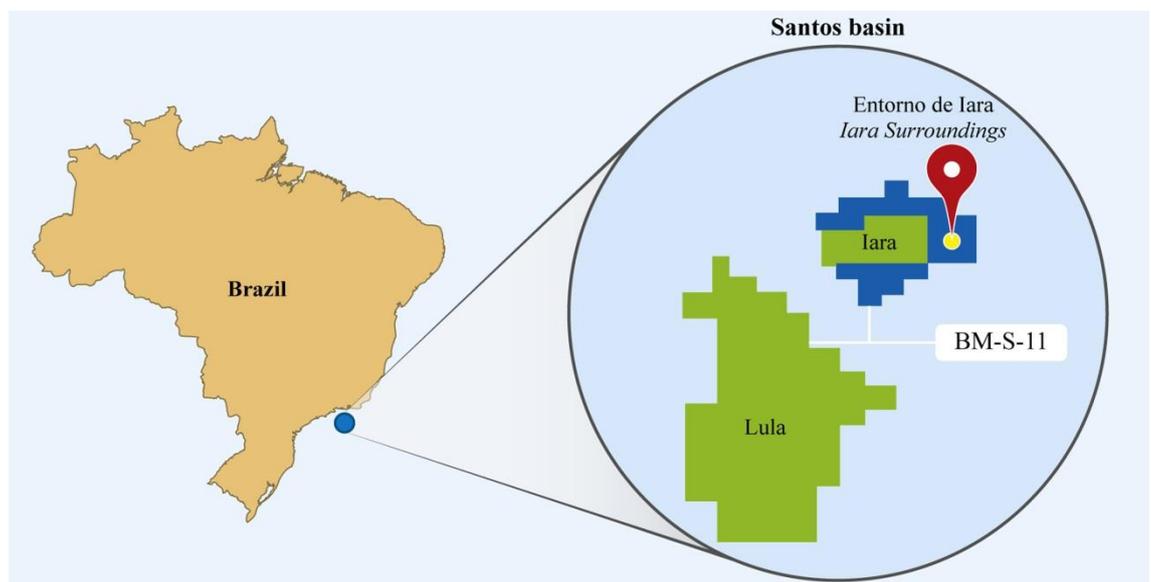


Figura 11 - **A** representa o campo de Iara, enquanto **B** representa o Entorno de Iara.
Fonte: Elaborado pelo autor

A seguir é apresentada a simulação demonstrando que a subaditividade de custos na fase de produção de uma área unificada permite a redução dos custos de

capital (CAPEX) e de operação (OPEX), aumentando assim a lucratividade da operação unitizada.

A Tabela 12 consolida os dados extraídos do estudo de Gaffney, Cline & Associates (2010):

Tabela 12 - Fluxo de caixa das 10 maiores descobertas de pré-sal, baseado nos dados de Gaffney, Cline & Associates (2010).

CAMPO	VOLUME ¹	OPEX ²	CAPEX ²	ROYALTIES ²	CUSTO_DE ABANDONO ²	IMPOSTO SOCIAL ²	IMPOSTO DE RENDA ²	RECEITA PETRÓLEO ²	FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO ²
Florim	65	1,530	1,040	606	263	251	696	6,063	1,676
Pau Brasil	242	4,790	3,710	2,228	877	919	2,552	22,275	7,200
NE Lula	311	5,710	3,916	2,935	877	1,387	3,853	29,347	10,669
Peroba	364	8,611	5,304	3,359	1,165	1,356	3,765	33,587	10,027
Entorno de Jupiter	1117	18,859	17,497	10,604	4,166	4,754	13,206	106,040	36,953
Entorno de Iara	2008	28,955	31,604	19,936	5,467	9,883	27,452	199,362	76,064
Entorno de Lula	2119	27,062	25,746	19,967	5,725	10,608	29,466	199,672	81,098
Iara³	3332	35,186	34,876	19,967	6,788	18,748	51,719	323,245	155,961
Franco	5446	38,783	37,230	54,584	7,947	36,233	100,647	545,835	270,410
Libra	7877	57,367	56,130	80,862	12,198	53,619	148,943	808,623	399,504

¹Volume em milhões de barris em 40 anos

²Valores em milhões de dólares

³Os dados de Iara foram estimados baseados na informação fornecida pelo estudo de Gaffney, Cline & Associates (2010) sobre o Entorno de Iara e campos na Bacia de Santos como apresentado na Figura 11.

O CAPEX e OPEX, após a unitização, foram estimados com base na regressão dos dados de GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES (2010) apresentados na Tabela 12. A regressão apresentou uma correlação de 0,96 entre OPEX e VOE e uma correlação de 0,94 entre CAPEX e VOE.

Segundo Levine (2008), o coeficiente de correlação mede a força relativa de uma relação linear entre duas variáveis numéricas. Este coeficiente pode variar desde -1, quando há uma correlação negativa perfeita, até +1 quando há uma correlação positiva perfeita. Denominar a correlação de perfeita é assumir que

todos os pontos da série estariam sobre a mesma reta. Por outro lado, ao se aproximar de zero pode-se afirmar que a correlação é pouca ou inexistente.

Na série de dados apresentada as correlações encontradas foram 0,9606 e 0,9465 para OPEX e CAPEX respectivamente.

O coeficiente de determinação (r^2) para OPEX corresponde a 0,9498, e para CAPEX, corresponde a 0,9538.

O coeficiente de determinação é o quociente entre a soma dos quadrados da regressão (SQReg) e a soma dos quadrados (STQ) mede a proporção da variação em Y que é explicada pela variável X no modelo de regressão. Este quociente é denominado coeficiente de determinação (r^2), segundo Eq.(35).

$$r^2 = \frac{SQReg}{STQ} \quad (35)$$

Em termos práticos significa dizer que 94,98% da variação do OPEX e 95,38% da variação do CAPEX podem ser explicados pela variabilidade do volume da reserva. Assim, somente cerca de 5% da variação do OPEX e do CAPEX poderiam ser atribuídos a outros fatores não considerados na regressão. Estes valores dos coeficientes demonstram uma forte relação linear positiva entre as duas variáveis.

A regressão foi calculada como se segue:

$$OPEX = 1,476 \times (LN(VOE))^{4.815} \quad (36)$$

$$CAPEX = \frac{VOE}{(0.06377 + 0.000009534 \times VOE)}, \quad (37)$$

Onde:

VOE corresponde ao volume em milhões de barris em 40 anos.

OPEX correspondem às despesas operacionais tais como custos com içamento, pessoal, *overhead*, *leasing*, etc, em milhões de dólares.

CAPEX correspondem aos investimentos em bens de capital, tais como plataformas fixas simples (sem instalações de processamento), poços, custos estimados de abandono, etc, em milhões de dólares.

A Tabela 13 apresenta os dados sobre o campo de Iara e o entorno de Iara antes da unitização. A soma do fluxo de caixa líquido dos dois consórcios é 232.025 milhões US\$. O novo consórcio C apresenta uma nova estrutura de custos após a unitização, como mostrado abaixo:

Tabela 13 - Análise do consórcio C proveniente da união do consórcio A com o consórcio B

ANTES DA UNITIZAÇÃO

CONSÓRCIO A - ENTORNO DE IARA

VOLUME ¹	RECEITA ²	CAPEX ²	OPEX ²	ROYALTIES ²	CUSTO_DE ABANDONO ²	IMPOSTOS SOCIAIS ²	IMPOSTO DE RENDA ²	FX. CAIXA LÍQ ²
2008	199.362	31.604	28.955	19.936	5.467	9.883	27.452	76.064

CONSÓRCIO B – IARA

VOLUME ¹	RECEITA ²	CAPEX ²	OPEX ²	ROYALTIES ²	CUSTO_DE ABANDONO ²	IMPOSTOS SOCIAIS ²	IMPOSTO DE RENDA ²	FX. CAIXA LÍQ. ²
3332	323.245	34.876	35.186	32.325	6.788	18.748	51.719	155.961

FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO (CONSÓRCIO A+B) 232.025

APÓS A UNITIZAÇÃO

CONSÓRCIO C (A+B)

VOLUME ¹	RECEITA ²	CAPEX ²	OPEX ²	ROYALTIES ²	CUSTO_DE ABANDONO ²	IMPOSTOS SOCIAIS ²	IMPOSTO DE RENDA ²	FX. CAIXA LÍQ ²
5340	534.683	46.564	46.191	53.468	7.753	35.450	98.382	246.876

¹Volume em Milhões de Barris em 40 anos

²Valores em milhões de dólares

Comparando os cenários antes e após o processo de unitização, é possível verificar que houve um aumento de 14.851 milhões US\$ em fluxo de caixa líquido, o que representa um aumento de 6,5%. Essa melhora é resultado, principalmente, da redução de 42% de CAPEX e 38% de OPEX alcançada através subaditividade de custo proveniente das economias de escala. Assim, este *windfall profit* que será alcançado pelo operador após a Unitização, poderia ser transferido para o país, sem comprometer a lucratividade original dos projetos, conforme proposta apresentada mais a frente.

5.3 REGRA DE HARTWICK, DOENÇA HOLANDESA E WINDFALL PROFITS

O trabalho de HARTWICK (1977) busca relacionar a renda proveniente de um recurso e o bem estar da população e identifica condições que ligam as rendas dos recursos a sustentabilidade econômica. O autor demonstrou que mesmo um País com um único recurso mineral exaurível pode manter um consumo per capita constante ao longo do tempo, desde que invista uma parcela das receitas advindas do recurso mineral no desenvolvimento de capital reprodutível físico e humano.

Ou seja, HARTWICK (1977) defende que a renda proveniente da extração de recursos não renováveis deve ser aplicada na diversificação da economia para se buscar uma compensação da depreciação do capital natural, que não será mais a fonte de sustento daquela sociedade após seu exaurimento.

Conforme apresentado na seção 5.1 da presente tese, a fim de se maximizar a lucratividade da reserva e preservar as gerações futuras, a produção deve ocorrer a partir do ponto onde os preços de venda superam os custos de produção. Esta diferença, conforme demonstrada na Figura 12, é conhecida como Renda de Hotelling. Para Hartwick se parte desta renda não for reinvestida na produção de novos ativos físicos e no desenvolvimento educacional, a sociedade terá reduzido seu consumo futuro.

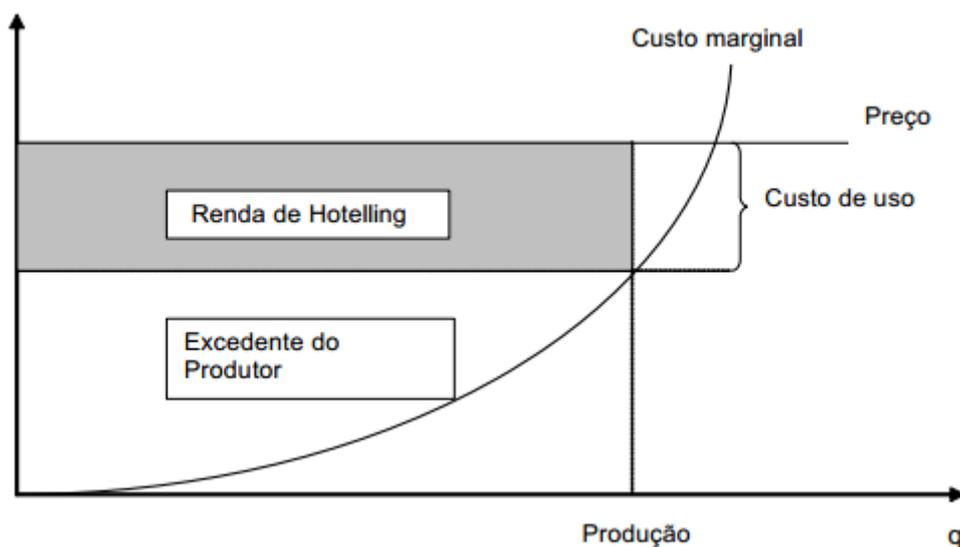


Figura 12 – Renda de Hotelling
 Fonte: Postalli, 2002.

A regra de Hartwick é uma regra de poupança e investimento, que permite a manutenção, em níveis constantes, do consumo per capita, desde que os lucros obtidos com a utilização dos recursos naturais pela sociedade sejam investidos em capital material. Por esta regra, a substituição dos recursos minerais exauríveis por capital material é factível, desde que o incremento na produtividade do capital material compense a perda de produtividade do capital natural. (PORTO JÚNIOR, 2007).

Segundo SOLOW (1974) a Regra de Hartwick estabelece que o consumo per capita se manterá constante ao longo do tempo, desde que a sociedade invista o lucro de sua extração em capital reprodutível. Solow a denominou de “regra de ouro”.

De acordo com VAN DER PLOEG (2010), com o declínio das receitas de petróleo é também importante reinvestir as rendas marginais oriundas da produção de petróleo em educação, infraestrutura, capital físico e outros ativos que possam manter o consumo quando as receitas da extração terminarem.

Para HAMILTON *et al* (2006), a regra prescreve como se obter um desenvolvimento sustentável, em países dependentes de recursos não renováveis. Ainda segundo este autor, a Regra de Hartwick estabelece que seja possível sustentar um nível de consumo máximo, desde que os valores de investimentos em diversificação da economia sejam iguais as rendas provenientes da extração ao longo de tempo.

O crescimento genérico nas exportações de um setor econômico – principalmente *commodities* – pode refletir de forma inversa nos demais setores que tradicionalmente possuíam papéis importantes no cenário de exportação. Este problema pode estar associado com o fenômeno conhecido como a doença holandesa, que ocorre quando um aumento no preço ou no volume produzido de uma *commodity* de exportação resulta na perda de competitividade de outros setores tradicionais de bens comercializáveis (*tradables*). Este fenômeno também é conhecido por desindustrialização (EDWARDS e AOKI, 1983).

Para Kremers (1986) a Doença Holandesa, em médio prazo, resulta na desindustrialização da economia. O nome atribuído reflete as dificuldades que o governo holandês encontrou, nos anos 70, com o encolhimento do setor de comercializáveis (*tradables*), em virtude do grande aumento da produção de gás natural nos campos de *Groningen*. O grande aumento da exportação causou uma valorização real da moeda holandesa, reduzindo a competitividade da indústria local em relação ao resto do mundo (LOONEY, 1991).

Do ponto de vista político a análise da doença holandesa tem importantes implicações, pois diversos governos têm tentado alternativas para combater seus efeitos. Edwards e Aoki (1983) cita o exemplo da “desvalorização” Indonésia em 1978, quando o aumento das receitas do petróleo causou uma inflação interna

superior ao restante da economia mundial, afetando a competitividade das exportações tradicionais, como óleo de palma e borracha natural. Fenômeno similar ocorreu no México em 1982 em virtude do crescimento do setor de óleo e gás.

O mecanismo da doença holandesa é bastante claro: parte das receitas da explosão do crescimento é gasta em bens não comercializáveis (*non-tradables*), o que leva a uma valorização real da taxa de câmbio, que por sua vez atrai recursos para fora dos setores comercializáveis (*tradables*) em direção aos setores não comercializáveis (*non-tradables*). Esta situação leva a economia a um dilema: aproveitar o crescimento das receitas para aumentar o desenvolvimento econômico, enquanto estas receitas de fato acabam por ser responsáveis pela estagnação econômica através da deterioração dos setores comercializáveis (USUI, 1998).

A doença holandesa denota as prováveis mudanças nos fatores de produção para setores de bens não comercializáveis (*non-tradables*) como consequência da “explosão” do setor de recursos naturais. Pode apresentar sérios efeitos nos setores comercializáveis não ligados a petróleo e pode aumentar a dependência econômica da extração de petróleo. (AUTY AND GELB, 1986).

Para Looney (1991), o aumento na exportação de commodities é uma espécie de benção contraditória, pois enquanto o aumento das receitas de exportação é muito bem-vindo à Nação, alguns setores podem ser adversamente afetados com a redução de produção e investimentos. Quando estes setores são manufatureiros, está-se diante do fenômeno da desindustrialização. Esta receita extraordinária é denominada de doença holandesa.

Quando o fenômeno da doença holandesa se apresenta, há uma erosão dos setores produtivos existentes – especialmente manufatura e agricultura – como

resultados de um aumento geral de custos de salários e encargos e pela falta de competitividade de produtos locais frente aos importados devido ao fortalecimento do câmbio local. (LOONEY, 1991).

Segundo TOLMASQUIM e Pinto Júnior (2011), *este fenômeno ocorre em momentos de considerável incremento nos níveis de produção e de exportação, após a descoberta de grandes volumes de recursos ou do aumento de preços destes recursos. Esta disfunção pode ocorrer porque, ao se tornar grande exportador de petróleo ou gás natural, o país recebe um forte influxo de divisas estrangeiras, levando à apreciação significativa das taxas de câmbio e, conseqüentemente, à deterioração da competitividade dos demais setores da economia. Neste sentido dá-se margem a uma estagnação econômica, a desindustrialização, em função do efeito de deslocamento de investimentos e de pressão sobre os custos dos fatores de produção e o próprio aumento do custo de geral de vida no país associado à Doença Holandesa.*

Em resumo, há uma movimentação dos fatores de produção do setor comercializável para o setor não comercializável e recursos naturais, causando uma contração desse setor (KUTMAN AND WYZAM, 2005).

Em seu estudo, Auty (1993), demonstra que economias pobres em recursos naturais apresentaram um desempenho econômico superior a economias ricas em recursos naturais. Para o autor tal comportamento está relacionado à doença holandesa.

Cogni e Manera (2013) também citam que muitos estudos demonstram que países agraciados com relevantes quantidades de recursos naturais apresentam crescimentos econômicos inferiores a países com poucos recursos naturais. Segundo Cogni e Manera (2013) apud Corden e Neary (1982), o efeito interno de

descobertas pode levar a desindustrialização, pois descobertas de óleo rapidamente levam a um grande aumento de investimentos nos setores não comercializáveis (*non-tradables*) da economia. Em contrapartida, investimentos e lucros provenientes de setores comercializáveis (*tradables*) são reduzidos com o aumento da produção de petróleo. Para mitigar tais efeitos podem ser adotadas políticas fiscais na produção de petróleo com a intenção de reduzir os efeitos negativos no crescimento econômico sustentável.

Looney (1991) recorda que embora a maioria da literatura relativa à doença holandesa se preocupe com a redução das reservas, o mesmo fenômeno se apresenta quando há uma queda nas receitas em virtude da queda de preços do petróleo e de seus derivados. Em ambos os casos o Governo deve estar preparado para intervir com mecanismos políticos capazes de reduzir alguns efeitos, dentre eles o autor cita, sem se aprofundar, os seguintes exemplos:

- aumento na capacidade de produção de bens comercializáveis, investindo capital neste setor;
- desvalorização da moeda local; e
- uso de políticas fiscais para ajustar o impacto setorial na mudança das receitas.

Com base no exposto anteriormente, conclui-se que o processo de Unitização corrobora com o conceito exposto pela Regra da Hotelling. A citada regra traz o conceito de que, devido ao possível desaparecimento dos recursos minerais não renováveis, faz-se necessária uma regulamentação para a exploração destes recursos. Hotelling aborda ainda que o baixo custo destes bens pode levar a uma taxa de exploração muito rápida, prejudicando futuras gerações, devido ao desperdício na exploração e no consumo de petróleo e gás natural. O processo de

Unitização, no mesmo sentido, oferece uma possível solução à exploração predatória e a dissipação da energia natural dos reservatórios características da Regra da Captura, através de uma operação conjunta e coordenada, para que todo o reservatório possa ser tratado como uma única unidade de produção, permitindo assim a utilização de métodos mais eficientes de recuperação de petróleo.

Os países com extensas reservas de recursos naturais, como o Brasil, enfrentam um grande desafio de gerenciá-las eficientemente. A decisão de quanto extrair de petróleo no presente e no futuro deve considerar a Regra de Hotelling.

O processo de Unitização, além do exposto, busca garantir a repartição dos custos e dos lucros da produção, através de um Acordo de Individualização da Produção. Esta nova estrutura de custo pode fazer com que o projeto unitizado apresente um *windfall profit* ou uma receita extraordinária.

O *windfall profit* é capaz de oferecer uma alternativa para que o Brasil não esteja exposto aos efeitos do fenômeno da Doença Holandesa, tendo por base os preceitos da Regra de Hartwick, que relaciona a renda proveniente de um recurso e o bem estar da população e identifica condições que ligam as rendas dos recursos a sustentabilidade econômica. Um país com um único recurso mineral exaurível pode manter um consumo per capita constante ao longo do tempo, desde que invista uma parcela das receitas advindas do recurso mineral no desenvolvimento de capital reprodutível físico e humano.

Além disso, Hartwick defende que a renda proveniente da extração de recursos não renováveis deve ser aplicada na diversificação da economia para se buscar uma compensação da depreciação de um capital natural que não será mais a fonte de sustento daquela sociedade após seu exaurimento, o que poderia ser

caracterizado como uma medida para evitar a ocorrência do fenômeno da Doença Holandesa.

Esta situação leva a economia ao caminho de aproveitar o crescimento das receitas para aumentar o desenvolvimento econômico. Contudo, tais receitas de fato acabam por ser responsáveis pela estagnação econômica através da deterioração dos setores comercializáveis.

Neste sentido dá-se margem a um risco de estagnação econômica, de uma desindustrialização, em função do efeito de deslocamento de investimentos e de pressão sobre os custos dos fatores de produção e o próprio aumento do custo de vida no país associado à Doença Holandesa.

Na tentativa de inibir uma possível ocorrência do fenômeno da Doença Holandesa face as grandes reservas de petróleo identificadas na nova província petrolífera do Pré-Sal e, objetivando promover o bem estar da população e a sustentabilidade da economia, ambos preconizados por Hartwick, a ANP, através de uma cláusula contratual no Acordo de Individualização da Produção e o Governo Brasileiro, através da alteração do Decreto 2.705 de 3 de Agosto de 1998³⁹, poderia estabelecer que um percentual do *windfall profit* verificado em operações unitizadas deveria ser repassado ao governo brasileiro por meio de uma participação governamental. Este percentual poderia ser calculado através do método de escala móvel ou *sliding scale*. Neste método, a taxa de retorno permitida para cada empresa é comparada com uma taxa de retorno de referência que se encontra dentro de uma faixa especificada. À medida que a taxa de retorno sai da faixa, é ativado um mecanismo de repartição de lucros ou revisão nas taxas.

³⁹ O Decreto 2.705 de 3 de Agosto de 1998 define os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Isto é, à medida que a operação unitizada aumenta seu *windfall profit* o percentual a ser repassado para o governo é reduzido.

O principal objetivo deste método é criar mecanismos de incentivo à eficiência produtiva da produção unitizada através do exercício de um sistema de revisão tarifária pelo regulador, neste caso a ANP. Procura-se neste sentido incentivar as operações unitizadas a explorar as reservas de forma eficiente, com um custo adequado, no tempo ideal, buscando o alcance da máxima recuperação de óleo e gás. Estas ações levarão a um aumento do *windfall profit* e a uma redução do percentual repassado ao governo. Alcançam-se aqui dois objetivos, estimular a exploração eficiente das reservas e absorver parte deste *windfall profits* para investimentos em âmbito nacional. A captação de uma parcela do *windfall profit* do setor de petróleo e gás⁴⁰ poderia contribuir para o aumento do investimento em áreas a serem decididas a critério da Administração Pública, possibilitando que as gerações futuras possam usufruir da receita extraordinária advinda do processo de unitização.

É importante ressaltar que a cláusula 7 do atual Contrato de Partilha da Produção prevê o investimento de, no mínimo, 1,0% (um por cento) do valor bruto da produção anual de petróleo e gás natural para atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação nas áreas de interesse e temas relevantes para o setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Como já abordado nesta tese, a ANP,

⁴⁰ Para que se possa mensurar a importância do setor de petróleo e gás no país, em 2012, o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro, a preços de mercado, foi de R\$ 4,4 trilhões e destes, 12% correspondem à participação do setor de petróleo e gás (RELATÓRIO e PARECER PRÉVIO SOBRE AS CONTAS DO GOVERNO DA REPÚBLICA, 2013). Segundo o Relatório e Parecer Prévio sobre as Contas do Governo da República (2013), o valor investido em educação no ano de 2012 correspondeu a aproximadamente 6% do PIB. O valor investido em saúde correspondeu a aproximadamente 2,17% do PIB. Já os investimentos do governo federal na função Transporte, incluindo o orçamento de investimentos das estatais e o gasto tributário, situam-se no percentual de 0,5% do PIB, enquanto as ações de saneamento do Programa de Aceleração do Crescimento do Governo Federal corresponderam à aproximadamente 0,6% do PIB.

através das resoluções 37, 38 e 39 de 2007 e resolução 19 de 2013, bem como através de cláusulas nos contratos de concessão, nos contratos de partilha e nos editais de licitação, prevê investimentos em projetos para obtenção de produtos ou processos com inovação tecnológica, que resultarem em desenvolvimento e capacitação de fornecedores brasileiros, com vistas ao aumento da capacidade das indústrias para fins de conteúdo local da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Observa-se que todo o esforço voltado para o investimento local, seja ele voltado para pesquisa e desenvolvimento (nos termos da atual regulamentação), seja ele voltado para o desenvolvimento da capacidade industrial, está voltado para a indústria de petróleo e gás natural e, por conseguinte para os setores que compõem a cadeia de fornecimento de petróleo e gás natural. Desta forma, caso o Brasil viesse a ser diagnosticado com a Doença Holandesa e a indústria de petróleo e gás natural enfrentasse um cenário de estagnação, todo este investimento teria sido absorvido para ampliar a capacidade produtiva e para incentivar a produção doméstica de componentes, levando a perpetuação de seus benefícios por gerações futuras.

O Regulamento Técnico ANP nº 05/2005 prevê investimentos em pesquisa e desenvolvimento para a implantação de infraestrutura laboratorial para execução de atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico de interesse do setor de petróleo e gás natural. As já mencionadas cláusulas de pesquisa e desenvolvimento preveem investimentos na cadeia de fornecimento de petróleo e gás natural para atender a parte da demanda que está por vir. Assim sendo, sugere-se o uso deste *windfall profit* para investimentos em âmbito nacional, em setores estratégicos, visando dar continuidade à promoção do bem estar da população.

A ANP, com seu papel regulador e poder de polícia, fiscalizaria o *windfall profit* apresentado pelos projetos unitizados, bem como a transferência do mesmo ao governo através de uma participação governamental. Caberia ao Tribunal de Contas da União – TCU⁴¹ e ao Ministério Público Federal⁴² fiscalizar a alocação destes recursos, com apoio de especialistas técnicos e com o foco no objetivo da alocação da renda. Desta forma espera-se incentivar o desenvolvimento de uma indústria inovadora, tecnicamente qualificada e competitiva internacionalmente.

O Brasil, através das oportunidades oferecidas pelas grandes descobertas da indústria do petróleo e gás natural, devolveria sua capacidade de inovação e de ampliar a qualificação de sua mão de obra, buscando um novo padrão de desenvolvimento socioeconômico e uma indústria associada extremamente competitiva.

⁴¹ Em 7 de novembro de 1890, por iniciativa do então Ministro da Fazenda, Rui Barbosa, o Decreto nº 966-A criou o Tribunal de Contas da União, norteados pelos princípios da autonomia, fiscalização, julgamento, vigilância e energia. A Constituição de 1891 institucionalizou definitivamente o Tribunal de Contas da União, inscrevendo-o no seu art. 89. Com a Constituição de 1988, o Tribunal de Contas da União teve a sua jurisdição e competência substancialmente ampliadas. Recebeu poderes para, no auxílio ao Congresso Nacional, exercer a fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União e das entidades da administração direta e indireta, quanto à legalidade, à legitimidade e à economicidade e a fiscalização da aplicação das subvenções e da renúncia de receitas. Qualquer pessoa física ou jurídica, pública ou privada, que utilize, arrecade, guarde, gerencie ou administre dinheiros, bens e valores públicos ou pelos quais a União responda, ou que, em nome desta, assumas obrigações de natureza pecuniária tem o dever de prestar contas ao TCU (TCU, 2014).

⁴² A Lei Complementar nº 75/93 reservou à 5ª Câmara de Coordenação e Revisão a atribuição de promover a unidade institucional, mediante o exercício de tarefas no âmbito da proteção do patrimônio público e social. Condutas dos órgãos públicos federais ou de entes privados que recebam recursos públicos federais, sempre que se revelarem lesivas ao patrimônio público e social merecem atenção do Ministério Público Federal.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste estudo consistiu na avaliação do *windfall profit* que poderia ser alcançado nos processos de unitização e na proposição da aplicação desta receita extraordinária em uma forma diferente de investimento em conteúdo local, quando comparada à atual política de conteúdo local do Brasil.

Para esta pesquisa realizou-se um estudo de caso voltado para a averiguação da existência de lucratividade adicional, após o processo de unitização, com o objetivo de aferir se lucratividade após o processo de unitização era igual à lucratividade global antes do processo de Unitização, por meio da aplicação da metodologia de cálculo de conteúdo local da ANP, através da Nota Técnica CCL nº12/2011, para os blocos de petróleo e gás natural no Brasil.

O resultado deste estudo de caso demonstrou que a metodologia construída pela ANP usando uma média ponderada do conteúdo local faz com que a lucratividade após unitização seja igualada à lucratividade total antes do processo de unitização, deixando-a inalterada.

No entanto, os ganhos provenientes da subaditividade de custos derivados da unitização podem reduzir OPEX e CAPEX. Em outras palavras, uma redução no CAPEX e/ou OPEX pode ser resultante de ganhos de subaditividade de custo.

Os custos em instalações (CAPEX) podem sofrer uma redução entre 25% e 30% dentro de um processo de unitização, assim como também pode ser verificada uma redução potencial no *drilling* CAPEX proveniente da eficiência na produção e no gerenciamento de reservatórios.

No mesmo sentido podem ser citadas economias na tripulação, logística e barcos de apoio, bem como economias obtidas por ter uma base de apoio ao invés de duas. A redução estimada para OPEX pode variar de 30% a 40%.

A simulação seguinte considerou a avaliação econômica do campo de Iara e o seu entorno, ambas as áreas pertencentes ao pré-sal, tendo como objetivo verificar o surgimento de *windfall profits* da operação unitizada quando o conteúdo local é estipulado pela metodologia proposta pela ANP e há ocorrência receitas oriundas da subaditividade de custo.

Comparando os cenários antes e após o processo de unitização, das áreas acima foi possível verificar que houve um aumento de 14.851 milhões US\$ em fluxo de caixa líquido, o que representa um aumento de 6,5%. Essa melhora foi resultado, principalmente, da redução de 42% de CAPEX e 38% de OPEX alcançada através subaditividade de custo proveniente das economias de escala.

Neste sentido, o processo de Unitização, busca garantir a repartição dos custos e a repartição dos lucros da produção, o que pode fazer com que o projeto unitizado apresente um *windfall profit* ou uma receita extraordinária.

Este ganho pode se apresentar como uma alternativa para que o Brasil não sofra os males do fenômeno da Doença Holandesa, tendo por base os preceitos da Regra de Hartwick. Esta regra relaciona a renda proveniente de um recurso e o bem estar da população e identifica condições que ligam as rendas dos recursos a sustentabilidade econômica, bem como sugere a diversificação da economia para se buscar uma compensação da depreciação de um capital natural que não será mais a fonte de sustento daquela sociedade após seu exaurimento, se mostrando como uma medida para evitar a ocorrência do fenômeno da Doença Holandesa.

Visando tentar inibir a possível ocorrência do fenômeno da Doença Holandesa face as grandes reservas de petróleo identificadas na nova província petrolífera do Pré-Sal e, objetivando promover o bem estar da população e a sustentabilidade da economia, ambos preconizados por Hartwick, este estudo propõe que tanto a ANP, de forma contratual, quanto o Governo, de forma legal, estabeleça que um percentual do *windfall profit* alcançado em operações unitizadas deva ser repassado ao governo brasileiro através de uma participação governamental, a ser calculada através do método de escala móvel, onde à medida que o *windfall profit* da operação unitizada aumenta, o percentual a ser repassado para o governo é reduzido.

Desta forma, procura-se incentivar as operações unitizadas tenham suas reservas exploradas de forma eficiente, com um custo adequado, no tempo ideal, buscando o alcance da máxima recuperação de óleo e gás. Alcançar-se-iam aqui dois objetivos: estimular a exploração eficiente das reservas e absorver parte deste *windfall profits* para investimentos em âmbito nacional.

A proposta desta tese é de que uma porcentagem deste *windfall profit* possa ser utilizada pelo Governo para investimentos em setores estratégicos, buscando estender os benefícios destes investimentos por gerações futuras.

O primeiro grande desafio seria definir a escala móvel para a determinação deste percentual a ser arrecadado através desta participação governamental, de forma que as empresas de petróleo tenham um incentivo e se sintam motivadas a explorar de forma eficiente visando a obtenção do *windfall profit*. O segundo desafio seria escolher quais os setores seriam agraciados com este investimento oriundo das receitas extraordinárias do processo de unitização. Essas análises são de extrema importância para futuros estudos.

7 REFERÊNCIAS

ADEWUYI, A., OYEJIDE, T., 2012. **Determinants of backward linkages of oil and gas industry in the Nigerian economy**. Resources Policy 37, 452 – 460.

ANDERSEN, Svein S., 1993. **The Struggle over the North Sea. Governmental Strategies in Denmark, Britain and Norway**. Scandinavia University Press: Oslo

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 9ª Rodada de Licitações**. <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round9/round9/edital.asp>> acessado em 05/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 1999. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 1ª Rodada de Licitações**. <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/Docs/Edital_pt.pdf> acessado em 04/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2000. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 2ª Rodada de Licitações**. <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round2/Pdocs/Pinicial/Pframe01.htm>> acessado em 04/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 3ª Rodada de Licitações**. <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round3/index.htm>> acessado em 04/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2002. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 4ª Rodada de Licitações**. <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/edital/EditalR4.pdf>> acessado em 04/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2003. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 5ª Rodada de Licitações**. <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round5/round5/edital/Edital_R5.pdf> 04/11/2013> acessado em 04/11/2013

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2004. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 6ª Rodada de Licitações**. <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round6/edital.asp>> acessado em 05/11/2013

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 7ª Rodada de Licitações**. <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round7/round7/edital.asp>> 05/11/2013> acessado em 05/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2006. **Sítio da 8ª Rodada de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural.**

<<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round8/round8/index.asp>> acessado em 05/11/2013

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007. **Áreas oferecidas na 9ª Rodada.**

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round9/portugues_r9/areas_oferecidas.asp> acessado em 29/04/2014.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007a. **Resolução ANP nº 36 - Regulamento de Certificação de Conteúdo Local.**

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round9/round9/Diario_oficial/Resolucao36.pdf> acessado em agosto de 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007b. **Resolução ANP nº 37 - Regulamento de Credenciamento de Entidade para Certificação de Conteúdo Local.**

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round9/round9/Diario_oficial/Resolucao37.pdf> acessado em agosto de 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007c. **Resolução ANP nº 38 - Regulamento de Auditorias de Certificadoras.**

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round9/round9/Diario_oficial/Resolucao38.pdf> acessado em Agosto de 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007d. **Resolução ANP nº 39 - Regulamento do Relatório de Investimentos Locais.**

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round9/round9/Diario_oficial/Resolucao39.pdf> acessado em agosto de 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2008. **Edital de Licitações para a Contratação de Atividades de exploração, desenvolvimento e de Petróleo e Gás Natural da 10ª Rodada de Licitações.**

<<http://www.brasil-rounds.gov.br/round10/portugues/edital.asp>> acessado em 05/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2010. **Contrato de cessão onerosa do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.**

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011. **A Rodada Zero.** Disponível em

<<http://www.anp.gov.br/?pg=57359&m=rodada%20zero&t1=&t2=rodada%20zero&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1389654789465>>

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.**

<<http://www.anp.gov.br/?pg=66833>> acessado em agosto de 2013

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013a.

Conteúdo Local. <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/conteudo_local.asp> acessado em 06/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013b.

Modelo do Contrato de Concessão.

<http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital/Edital_Contrato/Contrato_R11_06032013_Vfinal.docx> acessado em agosto de 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013c. **Nota técnica CCL nº12/2011. Metodologia de cálculo de compromisso de conteúdo local para a etapa de desenvolvimento da fase de produção de campos resultantes de processo de individualização da produção.**

<<http://www.anp.gov.br/?dw=65041>> acessado em 06/06/2013

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013d.

Áreas oferecidas na 11ª Rodada.

<http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/portugues_r11/areas_oferecidas.asp> acessado em 04/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013e.

Resolução ANP Nº 25, DE 8.7.2013 - DOU 9.7.2013.

<[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2013/julho/ranp%2025%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2013/julho/ranp%2025%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0)> acessado em 10/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013f.

Modelo do contrato de partilha de produção.

<http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Contrato_autorizado_030913.docx> acessado em 10/11/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013g.

Minuta de resolução que regulamenta os procedimentos e diretrizes da individualização da produção de petróleo e gás natural.

<<http://www.anp.gov.br/?dw=65039>> acessado em 06/06/2013

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013h.

Seminário Técnico da 11ª Rodada de Licitações.

<http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Areas_em_oferta_R11.pdf> acessado em 06/12/2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013i.

Áreas oferecidas na 1ª Rodada de Partilha de Produção.

<http://www.brazilrounds.gov.br/arquivos/areas_oferecidas_r1/coordenadas_blocos/Mapa_de_Libra.pdf> acessado em 29/04/2014.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013j.

Áreas oferecidas na 12ª Rodada de Licitações.

<http://www.brazilrounds.gov.br/round_12/portugues_R12/areas_oferecidas.asp> acessado em 29/04/2014.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014.

Consolidação das Participações Governamentais e de Terceiros.

<<http://www.anp.gov.br/?id=522>> acessado em 29/04/2014.

AUTY, R., GELB, A., 1986. **Oil windfalls in a small parliamentary democracy: Their impact on Trinidad and Tobago.** World Development, Volume 14 n° 09, 1161 – 1175.

AYINE, D., 2010. **Consolidated report on proposed petroleum bills and local content policy for the petroleum sector.** The Ghana Research and Advocacy Program. University of Ghana.

BAIN & COMPANY, TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009. **Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural.** São Paulo, Brasil.

BASTIDA, A. E.; IFESI-OKOYE, A.; MAHMUD, S.; ROSS, J.; WALDE, T., 2007. **Cross-Border Unitization and Joint Development Agreements: An International Law Perspective.** Houston Journal of International Law. Vol. 29, N°2.

BAUMOL, W. J., 1982. **Contestable Markets: An uprising in the theory of industry structure.** The American Economic Review, Vol 72, N°1, 1-15.

BLAKE, A., ROBERTS, M., 2006. **Comparing petroleum fiscal regimes under oil price uncertainty.** Resources Policy 31, 95 – 105.

BLOCH, H., MADDEN, G., SAVAGE, S., 2001. **Economies of scale and scope in Australian telecommunications.** Review of Industrial Organization 18 219-227. School of Economics and Finance, Curtin University of Technology, Perth, Australia.

BOOZ & COMPANY, 2010. **Competitive agenda for offshore oil and gas supply chain in Brazil, 2010.**
<<http://novosite.onip.org.br/wpcontent/uploads/2011/07/English-version-final.pdf>> acessado em 06/06/201.

BORDMANN, V., 2010. **Local content development – Facing new challenges with defining its boundaries and its measurement indicators.** Society of Petroleum Engineers. International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Brazil.

BRAGA, L., CAMPOS, T., 2012. **A comparative study of bidding models adopted by Brazil, Peru, Colombia and Uruguay for granting petroleum exploration and production rights.** Journal of World Energy Law and Business, volume 5, n° 2.

BRAGA, L.P., 2012a. **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.

BRANTLY, J. E., 1971. **History of oil well drilling – “The first well drilled purposely for oil in the United States, in so far as known or recognized, was the Drake well.”**

BRASIL, 1997. Lei nº 9.478.

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm> acessado em 06/06/2013.

BRASIL, 2005 - Lei nº 11.097.

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm> acessado em 06/06/2013.

BRASIL, 2010a - Lei 12.276 de 2010.

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm> acessado em 06/06/2013.

BRASIL, 2010b. Lei 12.351 de 2010.

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm> acessado em 06/06/2013

BRASIL, 2010c. Contrato de Cessão Onerosa.

BRASIL, 2010d. Lei 12.304 de 2010.

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm> acessado em 06/06/2013.

BRASIL, 2011 - Lei nº 12.490.

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Lei/L12490.htm> acessado em 06/06/2013.

BRASIL, 2013. REPETRO - Instrução Normativa RFB nº 1.415, de 4 de dezembro de 2013.

<<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Ins/2013/in14152013.htm>> acessado em 26/12/2013.

BRASIL, 2013a. REPORTO - Instrução Normativa RFB nº 1.370, de 28 de junho de 2013.

<<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Ins/2013/in13702013.htm>> acessado em 26/12/2013

BRASIL, 2013c. REPLAT - Instrução Normativa RFB nº 1.410, de 13 de novembro de 2013.

<<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Ins/2013/in14102013.htm>> acessado em 26/12/2013.

BRASIL, 2013d. Imposto de Importação - Receita Federal.

<<http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/TabTarfExt.htm>> acessado em 26/12/2013.

BRASIL, 2013e. Imposto sobre produtos industrializados - Receita Federal.

<<http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/impsobprodindustr.htm>> acessado em 26/12/2013.

BRASIL, 2013f. Contribuição para o PIS e COFINS - Receita Federal.

<<http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajuridica/pispasecofins/>> Acessado em 26/12/2013.

BRASIL, 2014. Comunidade dos Estados Independentes (CEI). Congresso Nacional.

<<http://www.camara.gov.br/mercosul/blocos/CEI.htm>> acessado em 10/01/2014.

BREWER, K.; BERGEVIN, G.; DUNLOP, R.; 1989. Fiscal systems. Resources Policy, June, 131 – 148.

BSEE - Bureau of Safety and Environmental Enforcement, 2013. **Notice to lessees and operators of federal oil, gas and sulphur leases in the outer continental shelf, Gulf of Mexico OCS region.** 30 CFR 250, Subpart B - Plans and Information.

<<http://www.bsee.gov/Regulations-and-Guidance/Notices-to-Lessees/2008/08-g04.aspx>> acessado em 07/11/2013.

BSEEd, 2013. **Model Unit Agreement for Development and Production Units.**

<http://www.bsee.gov/uploadedFiles/BSEE/Exploration_and_Production/Unitization/Model%20Unit%20Agreement%20for%20Development.pdf> acessado em 07/11/2013

BUCHEB, J. A., 2008. **Unitization in Brazil – Controversial Issues.** Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

BUCHEB, J. A., 2010a. **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 nº10, 198 – 215.

BUCHEB, J. A., 2010b. **A Unitização de áreas: aspectos polêmicos.**

Transcription of lecture presented at the First Seminar of the Brazilian Pre-Salt. Universidade de Brasília, 3 – 21.

BUCKLEY, S. E., 1951. **Petroleum Conservation.** American Institute of Mining and Metallurgical Engineers.

BUNTER, M. A. G.; 2002. **The Promotion and licensing of petroleum prospective acreage.** Alphen aan den Rijn: Kluwer Law International.

CAIRNS, R. D., CALFUCURA, E., 2012. **OPEC: Market failure or power failure?** Energy Policy 50, 570 – 580.

CAIRNS, R.D., 2013. **The green paradox of the economics of exhaustible resources.** Energy Policy.

CAZAQUISTÃO, 2010. **Law of Subsoil and Subsoil Use.**

<[http://www.kazembassy.org.uk/img/003%20Law%20of%20Subsoil%20and%20Subsoil%20Use\(1\).doc](http://www.kazembassy.org.uk/img/003%20Law%20of%20Subsoil%20and%20Subsoil%20Use(1).doc)> acessado em 08/11/2013.

CHAMPION, R., 2006. **Forming the unit - why unitize? The industry perspective.** Federal Onshore Oil & Gas Pooling & Unitization IV 5A-1(18). Rocky Mountain Mineral Law Foundation Journal.

CLÔ, A., 2000. **Oil economics and policy.** The European secretary for scientific publications.

CNPE - **Conselho Nacional de Política Energética,** 2014.

<http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cnpe.html> acessado em 24/04/2014

COLOGNI, A., MANERA, M., 2013. **Exogenous oil shocks, fiscal policies and sector reallocations in oil producing countries.** Energy Economics 35, 42 – 57.

CORDEN, W. N., NEARY, J. P., 1982. **Booming sector and de-industrialization in small open economy.** The Economic Journal 92, 825 – 848.

CRES - Centre de Recherches Entreprises et Societés, 2008. **Skills shortages in the global oil and gas industry - How to close the gap.** Part II Nigeria & Angola.

DAINTITH, T., 2010. **Finders keepers? How the law of capture shaped the world oil industry.** Washington, D.C.: RFF.

DALCOL, P. R. T., SZWARCFITER, C., 1997. **Economias de escala e escopo: desmistificando alguns aspectos da transição.** Produção, Vol 7, N°2, São Paulo, Brasil.

DAM, K., 1976. **Oil Resources: Who Gets What How?** University of Chicago Press.

DERMAN, A. B., MELSHEIMER, A., 2010. **Unitization agreements: a primer on the legal issues for unitization of the Brazilian pre-salt.** In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

DERMAN, A.; VOLLUS, K., 2005. **Unitization.** Association of International Petroleum Negotiators.

DIETSCH, M., 1993. **Economies of scale and scope in French commercial banking industry.** The Journal of Productivity Analysis N°4, 35-50.

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** Second edition New York: Barrows.

EDWARDS, S., AOKI, M., 1983. **Oil export boom and dutch-disease – A dynamic analysis.** Resources and Energy 5, 219 – 242.

EIA - U.S. Energy Information Administration, 2012. **Today in energy bulletin of January 12th 2012.** <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4550>>

EIA - U.S. Energy Information Administration, 2013. **Countries Overview.** <<http://www.eia.gov/countries/>> acessado em Novembro de 2013.

EIA - U.S. Energy Information Administration, 2013a. **Countries Overview - Brazil.** <<http://www.eia.gov/countries/>> acessado em Dezembro de 2013.

EMIELU, E., 2005. **A local content knowledge management system as a strategy for achieving sustainable local content development in Nigerian Oil & Gas industry.** SPE International - Society of Petroleum Engineers.

ENGELAND, Sveinung (1995) **Ingeniørfrabrikk på norsk. Oppbygginga av norsk petroleumsrelatert engineeringkompetanse. Hovedoppgave i Historie.** Universitetet i Oslo.

ENGEN, O.A.H., 2007. **The development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A historical overview.** University of Stavanger. TIK Working paper on Innovation Studies No. 20070605.

EPCengineer, 2013 <<http://www.epcengineer.com/definition/556/feed-front-end-engineering-design>> acessado em 05/12/2013.

EUA, 1920. **Mineral Lands Leasing Act.**
<http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/ut/vernal_fo/lands___minerals.Par.6287.File.dat/MineralLeasingAct1920.pdf> acessado em outubro de 2013.

EUA, 1947. **Mineral Leasing Act for Acquired Lands.**
<http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/ut/vernal_fo/lands___minerals.Par.6287.File.dat/MineralLeasingAct1920.pdf> acessado em outubro de 2013.

EUA, 1953. **OCSLA - Outer Continental Shelf Lands Act.**

EUA, 1982. **California Public Resources Code.**
<<http://www.leginfo.ca.gov/cgi-bin/calawquery?codesection=prc>> acessado em outubro de 2013.

EUA, 2005. **Texas Natural Resources Code.**
<<http://www.statutes.legis.state.tx.us/Docs/SDocs/NATURALRESOURCESCODE.pdf>> acessado em outubro de 2013

FINEP - **Agência Brasileira da Inovação**, 2013.
<http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=fundos_ctpetro> acessado em 26/12/2013.

FRANCO, R., CIMA, I., 2013. **Latin America – an incubator for upstream dynamism.** Wood Mackenzie Upstream Insight.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010. **Exame e avaliação de dez descobertas e prospectos selecionados no play do pré-sal em águas profundas na bacia de Santos - Brasil.**

GAO, Z., 1994. **International petroleum exploration and exploitation agreements: a comprehensive environmental appraisal.** Journal of Energy & Natural Resources Law, London, volume 12.

GOMES, C. J. V. **O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha da produção.** Textos para discussão 55. Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, Brasília, 2009.

GONZÁLEZ, R., MONTGOMERY, R., 2012. **Strong interest sets new records in Brazil's Round 11.** Wood Mackenzie Upstream Insight.

GROLA, M., MORAES, M. A. F. D., 2009. **Economy of scope in ethanol production and electricity co-generation.** VII International Pensa Conference, PENSA/FIA, São Paulo, Brasil.

GUIMARÃES, E.A., 2012. **Política de conteúdo local na cadeia de petróleo e gás: Uma visão sobre a evolução do instrumento e a percepção das empresas investidoras e produtoras de bens.** Confederação Nacional da Indústria - CNI. Disponível no sítio <http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_13/2012/08/20/44/20120906112614214901e.pdf>

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

HAMILTON, K., RUTA, G., TAJIBAEVA, L., 2006. **Capital accumulation and resource depletion: A Hartwick rule counterfactual.** Environmental & Resource Economics 34, 517 – 533.

HARB, R., 2013. **Personal communication.**

HARDWICKE, R. E., 1935. **The Rule of Capture and Its Implications as Applied to Oil and Gas,** 13. TEx.L.REV.391-393.

HARDWICKE, R. E., 1961, **Antitrust Laws - Antitrust Laws, et al. v. Unit Operation of Oil or Gas Pools.**

HARTWICK, J. M., 1977. **Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources.** American Economic Review 67, 972 – 974.

HATAKENAKA, S., WESTNES, P., GJELSVIK, M., LESTER, R. K., 2006. **The regional dynamics of innovation: A comparative case study of oil and gas industry development in Stavanger e Aberdeen.** Cambridge: Industrial Performance Center, MIT, Working paper MIT-IPC-06-008.

HAYES, R.H., WHEELWRIGHT, S.C., 1984. **Restoring our competitive edge: Competing through manufacturing.** Wiley, New York.

HECKMAN, J. J., EVANS, D. S., 1984. **A test for subadditivity of cost function with an application to bell system.** The American Economic Review, Vol 74, N°4, 615-623.

HEUM, P., 2008. **Local content development - experiences from oil and gas activities in Norway.** SNF working paper N°02/08. Institute for research in economics and business administration.

HORIGAN, J.E., Vinson, Elkins, Searls, Connally and Smith, 1973. **Legal and Regulatory Aspects of Fieldwide Unitization of Petroleum Reservoirs Extending Across Jurisdictional Boundaries of Bordering States in the North Sea.** SPE European Meeting, 2-3 April 1973, London, United Kingdom.

HOTELLING, H., 1931. **The economics of exhaustible resources.** Journal of Political Economy 39, 137 – 175.

IEA – International Energy Agency, 2013. **Oil Market Report of January 18th 2013.**

IEA – International Energy Agency, 2013a. **World Energy Outlook 2013.**

IEA – International Energy Agency, 2013b. **World Energy Outlook 2013 Factsheet. How will global energy markets evolve to 2035?**

IEA – International Energy Agency, 2011. **Energy Policies of IEA Countries - Norway.**

IOGCC - Interstate Oil and Gas Compact Commission, 2013. **IOGCC Model Statute and Field wide Unitization References.**

http://www.iogcc.state.ok.us/Websites/iogcc/docs/iogcc_model_statute_and_fieldwide_unitization_references.pdf acessado em 07/11/2013.

PIECA, 2011. **Local Content strategy. A guidance document for the oil and gas industry.**

<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCsQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ipieca.org%2Fsystem%2Ffiles%2Fpublications%2FLocal_Content.pdf&ei=POWEUsCpNY_dsAStiIFo&usg=AFQjCNF0e73t9VTkgklib7x4Xjs7zgVAOQ&sig2=GWsG944YkJPdqn-siWRkA&bvm=bv.56343320,d.cWc> acessado em 05/11/2013.

ISMAIL, K. **The Structural Manifestation of the “Dutch Disease”: The Case of Oil Exporting Countries.** IMF Working Paper. Strategy, Policy, and Review Department, 2010.

JOHNSTON, D., 1994. **International petroleum fiscal systems and production sharing contracts.** Tulsa : Pennwell.

KAISER, M., 2007. **Fiscal system analysis – concessionary systems.** Energy Journal 32, 2135 – 2147.

KANSAS GEOLOGICAL SURVEY, 2013. **Reservoir energy.**

<<http://www.kgs.ku.edu/Publications/Oil/primer13.html>> acessado em 09/12/2013.

KAY, S., GRAEFE; L., 2011. **Brazil's Oil Discoveries Bring New Challenges.** Federal Reserve Bank of Atlanta – Econsouth, volume 13, n° 1.

KISSWANI, K., 2011. **OPEC and political considerations when deciding on oil extraction.** Journal of Economics and Finance. September, Springer.

KNIGHT, R. et al, 2003. **Deep Water: How West Africa Compares with Gulf of Mexico.** Oil & Gas Journal, May 5.

KRAJEWSKI, L. J., RITZMAN, L. P., 1996. **Operations Management: Strategy and Analysis.** Addison Wesley, 4^a Edition, EUA.

KRAMER, B. M.; ANDERSON, O. L., 2005. **The Rule of Capture – An Oil and Gas Perspective.** Environmental Law volume 35, 899 – 954.

KRAMER, B.M., MARTIN, P., 1998. **The Law of Pooling and Unitization.** Matthew Bender, New York.

KREMERS, J. J. M., 1986. **The Dutch disease in the Netherlands.** Natural Resources and the Macroeconomy, 41 – 55.

- KRISHNA, K., ITOH, M., 1988. **Content Protection and Oligopolistic Interactions**. Review of Economic Studies, Vol. LV, 107-125.
< http://www.nber.org/papers/w1843.pdf?new_window=1 > acessado em 05/11/2013.
- KUPFER, D., HASENCLEVER, L., 2002. **Economia Industrial. Fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Elsevier, 7ª edição, Rio de Janeiro, Brasil.
- KUTMAN, A. M., WYZAN, M. L., 2005. **Explaining the real exchange rate in Kazakhstan, 1996 – 2003: Is Kazakhstan vulnerable to the Dutch disease?** Economic Systems 29, 242 – 255.
- LARSEN, E. R. **Escaping the Resource Curse and the Dutch Disease? When and Why Norway Caught up with and Forged ahead of Its Neighbors**. Discussion Papers n° 377. Statistics Norway, Research Department, 2004.
- LEITE, A. D., 1997. **A Energia do Brasil**. Editora nova fronteira, Rio de Janeiro, Brasil.
- LIBECAP, G. D., 1993. **Contracting for Property Rights**. Cambridge University Press.
- LIN, C., MENG, H., NGAI, T. Y., OSCHEROV, V., ZHU, Y. H., 2008. **Hotelling revisited: Oil prices and endogenous technological progress**. Natural Resources Research, Volume 18, n° 1.
- LOONEY, R. E., 1999. **Diversification in a small oil exporting economy: The impact of the Dutch disease on Kuwait's industrialization**. Resources Policy, March.
- LOSS, G., 2011. Brazil. **Oil Regulation 2011. Getting the Deal Through**. Law Business Research 24 – 29.
- LUCCHESI, R.D., 2011. **Regimes fiscais de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo**. PPE/COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- MACDONALD, S. T., 2005. **An institutional interpretation of unitization legislation: the case of Texas and Oklahoma**. Resources Policy 30, 1 – 6.
- MAGALHÃES, R., GUEDES, H., VASCONCELLOS, W., 2012. **Conteúdo Local aplicado ao Setor de Óleo e Gás no Brasil - ONIP**.
- MARIANO, J., LA ROVERE, E., 2007. **Oil and gas exploration and production activities in Brazil: The consideration of environmental issues in the bidding rounds promoted by the National Petroleum Agency**. Energy Policy 35, 2899 – 2911.
- MCCLURE, G.J., 1983. **Boom or Bust: Charting the Consequences of Governmental Regulations**. Society of Petroleum of AIME - American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers.

MELO, A., RODRIGUEZ-CLARE, 2006. **Productive development policies and supporting institutions in Latin America and the Caribbean.** RES Working Papers 1005, Inter-American Development Bank, Research Department, Washington D.C.

MOMMER, B., 2001. **Fiscal regimes and oil revenues in UK, Alaska and Venezuela.** Oxford Institute for Energy Studies, WPM27.

MONTGOMERY, R., CIMA, I., 2013. **Brazil gears up for inaugural pre-salt licensing round.** Wood Mackenzie Upstream Insight.

MORAN, S., MONTGOMERY, R., FRANCO, R., 2012. **2011 Latin America exploration review – the success continues.** Wood Mackenzie Upstream Insight.

MPF, 2014. **Ministério Público Federal.**
<http://5ccr.pgr.mpf.mp.br/institucional/apresentacao> acessado em 26/01/2014.

NEFF, S., 2005. **Memorandum on International Best Practice in Development of Local Content in the Energy Sector.** Nigeria National Stakeholders Working Group. Goldwyn International Strategies, Washington D.C., EUA.

NIGÉRIA, 2012. **Petroleum Industry Bill – An act to provide for the establishment of a legal, fiscal and regulatory framework for the petroleum industry in Nigeria and for other related matters.**
< <http://www.nigeria-law.org/Legislation/LFN/2012/The%20Petroleum%20Industry%20Bill%20-%202012.pdf> > acessado em 07/11/2013.

NORDAS, K.H., VATNE, E., HEUM, P., 2003. **The upstream petroleum industry and local industrial development. A comparative study.** SNF project n°4245, Institute for research in economics and business administration.

NORE, P., 2008. **Petroleum Management and Industry Policies incl. Local Content and Technology Development.** African Development Bank.

NORUEGA, 2005. **Framework Agreement between the Government of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and the Government of the Kingdom of Norway concerning Cross-Boundary Petroleum Co-operation.**
< <http://www.official-documents.gov.uk/document/cm67/6792/6792.pdf> > acessado em 08/11/2013

OECD, 2013. **Secretary-General's Report to Minister.**
< <http://www.oecd.org/about/secretary-general/secretary-general-report-to-ministers-2013.pdf> > acessado em 27/11/2013.

OIL REGULATION, 2011. **Getting the deal Through.** Law Business Research.

OIL REGULATION, 2013. **United Kingdom. Getting the deal Through.** Law Business Research.

OIL REGULATION, 2013a. **United States. Getting the deal Through.** Law Business Research.

OLCOTT, M. B., 2007. **KazMunaiGaz: Kazakstan's oil and gas company.** The James A. Bakers III Institute for public policy. Rice University.

ONG, D. M., 1999. **Joint Development of Common Offshore Oil and Gas Deposits: "Mere" State Practice or Customary International Law?** The American Journal of International Law Vol. 93, N°4.

ONG, D. M., 1999a. **The 1979 and 1990 Malaysia-Thailand joint development agreements: a model for international legal co-operation in common offshore petroleum deposits?** The International Journal of Marine and Coastal Law, Washington, DC., volume 14, n° 2.

ONIP – **Organização Nacional da Indústria do Petróleo**, 2013.
<<http://www.onip.org.br/about-us/?lang=en>> acessado em 26/12/2013.

OPEC, 2013. **About Us.** <http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm> acessado em 27/11/2013

PAC, 2014. <<http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac>> acessado em 27/01/2014

PEREIRA, T. Z., 2008. **O Objeto do acordo de unitização no sistema brasileiro.** Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008, Rio de Janeiro. Anais.

PETROBRAS, 2013. **Petrobras, a nossa história.**
<<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia/>> acessado em 04/11/2013.

PINDYCK, R. S., RUBINFELD, D. L., 2009. **Microeconomia.** Pearson Education do Brasil, 7ª edição, São Paulo, Brasil.

POSSA, M.S., 1993. **Concorrência e Competitividade: Notas sobre estratégia e dinâmica seletiva na economia capitalista.** Tese de Doutorado. UNICAMP, 1993.

POSTALI, F., NISHIJIMA, M., 2013. **Oil windfalls in Brazil and their long-run social impacts.** Resources Policy 38, 94 – 101.

PORTER, Michael, 1985. **The Competitive Advantage.** Free Press: New York

PPRC – Public Policy Research Center, 2006. **Kazakstan.** <<http://www.pprc.kz>> acessado em 10/01/2014.

PROMINP – **Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural**, 2013. <http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/sobre-o-prominp-1.htm> acessado em 26/12/2013.

QUINTANS, L.C.P., 2010. **Direito do Petróleo – Conteúdo Local. A evolução do modelo de contrato e o conteúdo local nas atividades de E&P no Brasil.** Freitas Bastos Editora, Rio de Janeiro, Brasil.

RAPP, W., LITVAK, B., KOKOLIS, G., WANG, B., 1999. **Utilizing discounted government take analysis for comparison of international oil and gas E&P fiscal regimes.** Society of Petroleum Engineers – Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Texas, USA.

RAUSCHER, M., 1991. **OPEC and the price of petroleum: theoretical considerations and empirical evidence.** Studies in International economics and institutions. Springer, Berlin.

REINO UNIDO, 1978. **Case concerning the delimitation of the continental shelf between the United Kingdom of Great Britain and northern Ireland and French Republic.** <http://www.sovereigngeographic.com/maritime_pdf/1978-uk-france-english.pdf> acessado em 07/11/2013.

REINO UNIDO, 1995. **The Petroleum (Production) (Landward Areas) Regulations**

<<http://www.legislation.gov.uk/ukxi/1995/1436/contents/made>> acessado em 07/11/2013.

REINO UNIDO, 2008. **Energy Act.**

<<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents>> acessado em setembro de 2013.

RELATÓRIO e PARECER PRÉVIO SOBRE AS CONTAS DO GOVERNO DA REPÚBLICA, 2013. **Exercício de 2012.**

http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/contas/contas_governo/Contas2012/fichas/CG%202012_relatorio%20completo.pdf#page=13 acessado em 27/01/2014.

RIBEIRO, M. R. S., 2003. **Direito do petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo.** Editora Renovar, Brasil.

SABUNANI, C., CIMA, I., 2013. **World class consortium to take on Brazil's Libra opportunity.** Wood Mackenzie Upstream Insight.

SAME, A. T. **Mineral-Rich Countries and Dutch Disease: Understanding the Macroeconomic Implications of Windfalls and the Development Prospects. The Case of Equatorial Guinea.** Policy Research Working Paper n° 4595. The World Bank Africa Region Economic Management Department, 2008.

SCHERER, F.M., 1980. **Industrial Market structure and economic performance.** Houghton Mifflin, 2ª edição, EUA.

SHAW, M., PEARSON, S., 2008. **Brazil's Iara discovery: big oil, big challenges.** Wood Mackenzie Upstream Insight.

SOLOW, R. M., 1974. **The economics of resources or the resources of economics?** The American Economic Review 64, 1 – 4.

SOUSA, F. J. R., 2011. **A Cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras.**

<http://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/6006/cessao_onerosa_souza.pdf?sequence=1> acessado em agosto de 2013.

STULTZ-KARIM, S. P., 1986. **Some implications of applying the theory of the economics of exhaustible resources to oil and gas pricing.** SPE 15354 presented at 61st Annual Technical Conference, New Orleans, LA.

TCU, 2014. Tribunal de Contas da União. **Conheça o TCU.**
http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/institucional/conheca_tcu/historia acessado em 26/01/2014.

THE WESTERN AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2011. **Local Content Report.**
http://www.commerce.wa.gov.au/scienceinnovation/PDF/Publications/ISI_LocalContentRepo.pdf acessado em 06/12/2013.

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

TORDO, S., WARNER, M., MANZANO, O.E., ANOUTI, Y., 2013. **Local content policies in the oil and gas sector.** A World Bank study, Washington D.C.

UNPD, 2013. United Nations Development Programme. **Human Development Index and its components.** <<https://data.undp.org/dataset/Table-1-Human-Development-Index-and-its-components/wxub-qc5k>> acessado em 27/12/2013.

UNPD, 2013a. United Nations Development Programme. **Education.**
<<https://data.undp.org/dataset/Table-8-Education/mvtz-nsye>> acessado em 27/12/2013.

USLEGAL, 2013. **Law & Legal Definition.** <<http://definitions.uslegal.com/m/maximum-efficient-rate-mer/>> acessado em 09/12/2013.

USUI, N., 1997. **Dutch disease and policy adjustments to the oil boom: a comparative study of Indonesia and Mexico.** Resources Policy, Volume 23, nº 04, 151 – 162.

VAN DE PLOEG, F., 2010. **Aggressive oil extraction and precautionary saving: coping volatility.** Journal of Public Economics 94, 421 – 433.

VERBRUGGEN, A., 2008. **Windfalls and other profits.** Energy Policy 36, 3249–3251.

WADE LOCKE AND STRATEGIC CONCEPTS, 2004. **Exploring Issues Related to Local Benefit Capture in Atlantic Canada's Oil and Gas Industry.** Petroleum Research Atlantic Canada.

WARNER, M., 2011. **Local Content in Procurement - Creating local jobs and competitive domestic industries in supply chains.** Greenleaf Publishing United Kingdom.

WEAVER, J. L., 2011. **Unitization of Oil and Gas Fields in Texas: A Study of Legislative, Administrative and Judicial Policies.** Resources for the Future Library Collection. Energy Policy volume 9. Washington, D.C.: RFF.

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

WOOD MACKENZIE, 2010a. **Fiscal Summary – Norway.**

WOOD MACKENZIE, 2010b. **Fiscal Summary – UK.**

WOOD MACKENZIE, 2010c. **Petrobras - recapitalizing for the challenges of growth.** Upstream Insight.

WOOD MACKENZIE, 2011. **Brazil's Santos Basin boosts global exploration.** Wood Mackenzie Exploration Service Team, Wood Mackenzie Exploration Services Insights.

WOOD MACKENZIE, 2013. **Exploration review of 2012 – another fine year for the IOCs.** Wood Mackenzie Exploration Service Team, Wood Mackenzie Exploration Services Insights.

WOOD MACKENZIE, 2013a. **About Us.** <
<http://public.woodmac.com/public/about/what-we-do>> acessado em 06/12/2013

WORLD BANK, 2013. **Population Total.**
<<http://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>> Acessado em 27/12/2013.

ANEXO

Anexo 1: Exemplo de Economia de escopo em um processo de cogeração de etanol e energia elétrica

O exemplo de cogeração de etanol e energia elétrica, trazido a seguir (GROLA e MORAES, 2009) baseia-se em três cenários possíveis:

1º Cenário: Produção conjunta de etanol e energia elétrica em uma única firma;

2º Cenário: Produção somente de etanol em uma firma;

3º Cenário: Produção somente de energia elétrica em outra firma.

Tabela 9 – Custos de Geração e Cogeração de Etanol e Energia Elétrica.

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Etanol	Quantidade (l)	255.000.000	255.000.000	-----
	Custo Unitário (R\$/l)	0,59	0,63	-----
	Custo Total (R\$)	150.765.128,59	160.000.456,63	-----
Energia Elétrica	Quantidade (MWh)	330.000	-----	330.000
	Custo Unitário (R\$/MWh)	136,79	-----	159,91
	Custo Total (R\$)	45.140.551,22	-----	52.771.351,22
Custo Total		195.905.679,81	160.000.456,63	52.771.351,22

Fonte: Grola e Moraes (2009)

Da Tabela 9, GROLA e MORAES (2009) conclui-se o seguinte:

- a soma dos custos de produção em formas separadas é aproximadamente 8% maior do que o da produção conjunta;
- a economia de escopo seria ainda maior em regiões onde há alta demanda por bagaço, pois o preço dele seria maior. A economia de escopo também seria incrementada quando a distância entre as duas firmas separadas fosse maior, devido ao aumento no custo de transporte do bagaço de cana; e

- a produção de etanol e energia em empresas separadas também implicaria em custos de transação decorrentes da realização de contratos e custos com a comercialização e utilização de rede de transmissão de energia.