



UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

DISSERTAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

KEILLA LIMA BADARÓ

ESTUDO DO CASO DO *SHALE GAS*:
UMA POSSIBILIDADE ENERGÉTICA
NO BRASIL CONTEMPORÂNEO



SALVADOR
2019



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL**

KEILLA LIMA BADARÓ

**ESTUDO DO CASO DO *SHALE GAS*: UMA POSSIBILIDADE
ENERGÉTICA NO BRASIL CONTEMPORÂNEO**

**SALVADOR
2019**

KEILLA LIMA BADARÓ

**ESTUDO DO CASO DO *SHALE GAS*: UMA POSSIBILIDADE
ENERGÉTICA NO BRASIL CONTEMPORÂNEO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial da Escola Politécnica, da Universidade Federal da Bahia como requisito final para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial.

Prof. Orientador Ednildo Andrade Torres

Prof. Co. Orientador José Ricardo U. C. Almeida

**SALVADOR
2019**

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Badaró, Keilla
Estudo do Caso Shale Gas: Uma Possibilidade
Energética no Brasil Contemporâneo / Keilla Badaró. --
Salvador, 2019.
144 f.

Orientador: Ednildo Andrade Torres.
Coorientador: José Ricardo U. C. Almeida.
Dissertação (Mestrado - Programa de pós-graduação em
Engenharia Industrial) -- Universidade Federal da
Bahia, Universidade Federal da Bahia -UFBA, 2019.

1. Brasil. 2. Argentina. 3. Estados Unidos . 4.
Shale Gas . 5. Projeto Estratégico . I. Andrade
Torres, Ednildo. II. U. C. Almeida, José Ricardo .
III. Título.

ESTUDO DO CASO DO SHALE GAS: UMA POSSIBILIDADE ENERGÉTICA NO BRASIL CONTEMPORÂNEO

KEILLA LIMA BADARÓ

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial.

Examinada por:

Prof. Dr. Ednildo Andrade Torres 
Doutor em Engenharia Mecânica, pela Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 1999.

Prof. Dr. Julio Augusto Mendes da Silva 
Doutor em Engenharia Mecânica pela Universidade de São Paulo (USP), Brasil, 2013

Prof. Dr. Vanjoaldo dos Reis Lopes Neto 
Doutor em Química, pela Universidade Federal da Bahia, Brasil, 2012.

Salvador, BA - BRASIL
Agosto/2019

Dedico este trabalho,
A minha mãe, Nelcides Lima Badaró e aos meus irmãos, que me fizeram acreditar
que tudo é possível com força e determinação.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, pelas bençãos que me foram concebidas.

À minha mãe Nelcides, sou-lhe extremamente grata pelo amor, carinho e incentivos dispensados.

Aos meus irmãos e amigos de coração pela paciência.

Aos Doutores, professores Ednildo Torres, Ricardo Uchoa e Herbert Oliveira pela confiança e participação na formação, gratidão.

Em especial, ao professor e amigo Agnaldo Câmara pelo suporte, paciência e incentivo para conclusão da dissertação.

Aos colegas do laboratório de Energia (LEN) da Universidade Federal da Bahia.

À FAPESB pelo apoio financeiro.

Aos colegas João Vitor, Marcia Luna, Anna Borba e Airton companheiros de desafios, estiveram sempre presentes em todo o período do mestrado.

Obrigada de Coração a todos...!

“Dificuldades preparam as pessoas comuns para destinos extraordinários.”
C.S Lewis

RESUMO

Essa dissertação visa entender através do estudo de caso específico aos Estados Unidos da América como o shale gas pode se tornar uma possibilidade energética de sucesso no Brasil contemporâneo. Diante da consolidada realidade positiva norte-americana relacionada a ampla cadeia produtiva do gás natural não convencional e do otimismo recente argentino, busca-se identificar conforme uma abordagem dialética em junção com os procedimentos técnicos comparativo, histórico, empírico observacional e estatístico, as principais vantagens e desvantagens ou desafios que impulsionam ou inibem a produção do shale gas nacional. As sínteses geradas nesse estudo motivaram a sugestão de melhorias ao modelo estratégico de desenvolvimento do gás natural em vigor no Brasil em relação ao desenvolvimento da produção de shale gas. O Estado brasileiro deve priorizar a criação de um projeto eficaz objetivando a avaliação, planejamento, exploração, produção e a distribuição final de shale gas em concomitância com a proteção do meio ambiente e a praticidade concreta do experimentado modelo norte-americana.

Palavras-chave: Brasil. Estados Unidos da América. Argentina. Produção. Projeto estratégico. Shale Gas.

ABSTRACT

This dissertation aims to understand through the case study specific to the United States of America how shale gas can become an energetic possibility of success in contemporary Brazil. In view of the consolidated positive American reality related to the wide chain of production of natural gas and recent Argentine optimism, we seek to identify according to a dialectical approach in conjunction with technical comparative, historical, empirical observational and statistical techniques, the main advantages and disadvantages or challenges that drive or inhibit the production of the national shale gas. The syntheses generated in this study motivated the suggestion of improvements to the strategic model of natural gas development in force in Brazil in relation to the development of shale gas production. The Brazilian State should prioritize the creation of an effective project aiming at the evaluation, planning, exploration, production and final distribution of shale gas in concomitance with the protection of the environment and the concrete practicality of the experienced North American model.

Keywords: Brazil. United States of America. Argentine. Production. Strategic project. Shale Gas.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Representação da produção do gás convencional e não convencional.....	26
Figura 2: Representação dos principais depósitos estruturais de gás natural.....	27
Figura 3: Ilustração das maiores reservas provadas de gás natural 2017.....	29
Figura 4: Mapa estrutural da localização dos reservatórios de shale gas nos Estados Unidos.	30
Figura 5: Projeção do gás natural Norte-Americano entre 1995-2035.	32
Figura 6: Projeção da produção dos hidrocarbonetos nos Estados Unidos entre 1980 a 2040.	33
Figura 7: Representação gráfica da produção de gás nos Estados Unidos entre 2007 a 2016.	35
Figura 8: Representação gráfica da visão dos preços em Henry Hub mês a mês e em longo prazo 2000 a 2017.	37
Figura 9: Representação dos riscos ambientais inerentes à técnica de Fraturamento Hidráulico.	44
Figura 10: Processo de perfuração horizontal.	46
Figura 11: Fraturamento hidráulico em reservatório de shale gas.	48
Figura 12: Representação gráfica da distribuição de fluídos de Fraturamento hidráulico.	49
Figura 13: Rede de gasodutos naturais dos EUA interestadual e intraestadual.	50
Figura 14: Mapa estrutural das Bacias de shale gas na Argentina	51
Figura 15: Mapa estrutural das reservas de shale gas no Brasil em 2016.....	55
Figura 16: Representação gráfica projeção oferta potencial gás natural nacional não convencional 2014 a 2023.	56
Figura 17: Ilustração gráfica projeção nacional oferta potencial gás natural não convencional 2015 a 2050.	58
Figura 18: Representação Gráfica do número de empregos no setor de petróleo e gás nacional em 2016.....	60
Figura 19: Oferta e demanda do gás natural, média anual 2017.	61
Figura 20: Ilustração gráfica preço médio gás natural no segmento industrial em países selecionados (07/ 2017).	62
Figura 21: Mapa da localização das bacias de shale gas em relação a malha de gasodutos existentes no Brasil.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais formações de shale gas dos EUA.	31
Tabela 2: Recursos de shale gas tecnicamente recuperáveis no mundo (Tcf).....	34

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Principais leis norte americanas.....	41
Quadro 2: Principais Diretrizes da União Europeia sobre a exploração de shale gas.	42
Quadro 3: Fatores comparativos que são preponderantes ao sucesso de produção do shale gas.....	77

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Estágios ciclo de vida indústria shale gas o Brasil, Argentina e EUA, produção (MMm ³ /d – 2017).....	78
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustível
API	Application Programming Interface
BCM	Bilhões de Metros Cúbicos
BOM	Bureau of Mines
BLM	Bureau of Land Management
CBM	Coalbed Methane
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNI	Confederação Nacional da Indústria
EPA	Environmental Protection Agency
EIA	Energy Information Administration
EPE	Emprese de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
EGSP	Eastern Gas Shales Project
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GNL	Gás Natural Liquefeito
GEE	Gases Efeito Estufa
HCL	Ácido clorídrico
HF	Ácido fluorídrico
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MD	Millidarcy
MM m ³ /d	Milhões de Metros Cúbicos por Dia
MERC	Morgantown Energy Research Center
NETL	National Energy Technntology Laboratory
NGPA	Natural Gas Policy Act
Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A
PIB	Produto Interno Bruto
RLAM	Refinaria Landulpho Alves
TCF	Trilhões de Pés Cúbicos
TOC	Carbono Orgânico Total

VM

Vaca Muerta

YPF

Yacimientos Petrolíferos Fiscales

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVOS	20
1.1.1	Geral	20
1.1.2	Específicos	20
1.2	MOTIVAÇÃO	20
1.3	CONTRIBUIÇÃO	21
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
2	METODOLOGIA	22
2.1	MÉTODOS PROCEDIMENTAIS TÉCNICOS	22
2.1.1	Método Comparativo	22
2.1.2	Método Histórico	23
2.1.3	Método Estatístico	24
3	GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL	26
3.1	GÁS DE FOLHELHO – (SHALE GAS)	27
3.2	GÁS EM EXTRATO DE BAIXA PERMEABILIDADE – (TIGHT SAND)	28
3.3	METANO DA CAMADA DE CARVÃO - CBM (COALBED METHANE)	28
4	DINÂMICA DO PROCESSO PRODUTIVO SHALE GAS	29
4.1	ESTADOS UNIDOS DA AMERICA	30
4.1.1	Impactos Socioeconômicos	35
4.1.2	Aspectos Políticos e Regulatórios	38
4.1.2.1	Aspectos Políticos	38
4.1.2.2	Regulamentação	40
4.1.3	Principais Impactos Ambientais	43
4.1.4	Tecnologias Utilizadas na Produção Shale Gas	44
4.1.4.1	Perfuração horizontal	46
4.1.4.2	Estimulação de Poços	47
4.1.5	Infraestrutura de Transporte	50
4.2	BREVE CONTEXTO ARGENTINO – BACIA DE NEUQUÉN	51
5	PRINCIPAIS PERSPECTIVAS DA PRODUÇÃO DE SHALE GAS NO BRASIL	54
5.1	ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS	57
5.2	ASPECTOS POLÍTICOS E REGULATÓRIOS	63
5.2.1	Aspectos Políticos	63
5.2.2	Regulamentação	66
5.3	POSSÍVEIS IMPACTOS AMBIENTAIS	67

5.4 POSSÍVEIS TECNOLOGIAS A SEREM APLICADAS NA PRODUÇÃO SHALE GAS	69
5.5 PRINCIPAIS ASPECTOS DA INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE	69
6 ESTUDO COMPARATIVO EUA – ARGENTINA - BRASIL	72
6.1 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO SHALE GAS NOS EUA.....	72
6.2 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO SHALE GAS NA ARGENTINA.....	73
6.3 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO SHALE GAS NO BRASIL.....	75
6.4 AVALIAÇÕES COMPARATIVA EUA – ARGENTINA – BRASIL	77
7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES	80
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
ANEXO A.....	90
ANEXO B.....	102
ANEXO C.....	130
ANEXO D.....	133
ANEXO E:.....	134
ANEXO F	135
ANEXO G.....	137
ANEXO H.....	144

1 INTRODUÇÃO

A exploração e a produção de petróleo e gás natural vem apresentando grande relevância no cenário econômico mundial no período entre as últimas décadas do século XX e início do XXI, principalmente como matriz energética. Os grandes volumes produzidos e associados a elevada demanda global são corresponsáveis pela hegemonia das fontes fósseis.

A busca por novas fontes energéticas não renováveis de menor impacto ambiental evidenciou para alguns países detentores de reservatórios de gás natural não convencional (shale gas ou Gás de Folhelho) a oportunidade de investimentos na exploração e produção desses recursos. Na atualidade, os Estados Unidos da América (EUA) destaca-se como maior produtor de reservas tecnicamente recuperáveis, seguido dos países como: China, Argentina, Argélia, Canadá dentre outros (EIA, 2016). O shale gas nos EUA tem sido exemplo de uma verdadeira revolução econômica, capaz de gerar impactos inéditos de grande monta ao mercado nacional e global. Esse processo produtivo é impulsionado por diversos interesses corporativos em relação aos grandes volumes de gás natural não convencional.

Na realidade, a prática dessa produção, observa-se a necessidade básica do controle minucioso dos impactos nocivos ao meio ambiente como parte essencial do lucro. Os dados estatísticos ianques comprovam os grandes excedentes na oferta de shale gas em relação a demanda de energia relativamente mais limpa em comparação com os outros recursos fósseis (petróleo e carvão).

Identifica-se no contexto norte-americano, alguns fatores que são preponderantes ao sucesso nessas regiões de produção. Dentre eles apontam-se como os principais: a proatividade e continuidade das políticas de governo; os avanços técnico-científico-informacional; a presença de uma infraestrutura logística específica; legislação e regulamentação adequadas ao setor; um grande cluster de empresas afins; a existência e o aproveitamento de mão de obra específica e qualificada; a intermediação reflexiva dos conflitos entre o processo produtivo e o meio ambiente, devido aos eventuais riscos ambientais causados por essa atividade de produção. (BICO,2014)

Diante dessa realidade positiva relacionada ao aproveitamento dos recursos não convencionais em comento, preservando-se as devidas proporções racionais entre as reservas norte-americanas e brasileiras, naturalmente o Brasil habilita-se a obter o sucesso econômico e energético proporcionais aos EUA. Mas para isso, o Estado nacional deverá priorizar a criação de um projeto eficaz objetivando a avaliação, planejamento, exploração, produção e a

distribuição final de shale gas em concomitância com a praticidade concreta do experimentado modelo ianque.

Firjan (2017), afirma que no Brasil existem ambientes naturais ricos em acumulações de gás natural em onshore e offshore na maioria de seu território geológico. De acordo com o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP, 2016), no país, os estudos apontam a possibilidade da produção de até 156 trilhões de pés cúbicos (Tcf) de recursos de gás natural não convencional até o ano de 2050. Tal produção existe nas bacias sedimentares localizadas entre o norte e o sul do país. (MENDES et. al, 2015)

No Brasil, conforme FGV (2014), transparece uma grande convergência de opiniões sobre a importância da participação do shale gas na matriz energética brasileira (Biomassa, Eólica, Solar, Petróleo, etc.). Para a sua produção tornar-se uma realidade, ainda existem inúmeros desafios para serem vencidos, principalmente a displicência do Estado. A viabilidade na produção desse abundante recurso natural nacional requerer por medidas organizacionais de vanguarda esclarecedora, algumas importadas de outros países mais experientes pelo mundo, inclusive dos EUA e da vizinha Argentina.

Espera-se que esse intercâmbio internacional de informações, consiga além de demonstrar os aspectos positivos verificados no processo produtivo norte-americano de shale gas em toda a sua abrangência, também promova uma melhor compreensão sobre os impactos negativos gerados pelo mesmo. Essa permuta ampliará o conhecimento científico brasileiro no tangente aos aspectos socioeconômicos, políticos, regulatórios e aos avanços pertinentes as novas tecnologias específicas e a infraestrutura.

O presente trabalho científico visa o estudo do shale gas e os seus principais desafios para se tornar realidade na matriz energética nacional. Para atender esse objetivo, será realizada uma comparação dialética dos aspectos diferenciais imersos no processo produtivo norte-americano com potencial de nortear de modo eficaz o processo produtivo a ser sugerido no Brasil.

Apesar das dificuldades impostas pelo escasso referencial teórico disponível ao domínio público nacional, especializado em projetos que abranjam as atividades inerentes a indústria do gás natural não convencional em todas as suas perspectivas. Em suma, torna-se indispensável à realização de um estudo de caso sobre o sucesso do processo produtivo de shale gas em funcionamento nos Estados Unidos da América e as suas principais

possibilidades de demonstrar como o shale gas brasileiro pode superar os seus principais desafios a fim fazer parte da matriz energética nacional.

Nesse estudo deve-se priorizar de modo incontestado o sucesso da nossa realidade, o entendimento de como adaptar-se sem ambiguidades às nossas necessidades singulares de gestão, buscar ações multilaterais que adicione avanços que impulsionem melhorias ao grau de maturidade à indústria de shale gas nacional.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Geral

Realizar um estudo de caso sobre o sucesso do processo produtivo de Shale Gas em funcionamento nos Estados Unidos da América e avaliar os principais aspectos que podem contribuir para o desenvolvimento do shale gas brasileiro, permitindo superar os seus principais desafios, a fim de contribuir para a matriz energética nacional.

1.1.2 Específicos

- Analisar e comparar o modelo de implantação da indústria de shale gas em funcionamento nos EUA e Argentina em relação ao Brasil e suas singularidades;
- Identificar e analisar os principais desafios que estão inviabilizando a implantação de um modelo mais eficiente para exploração e produção do shale gas no Brasil;
- Sugerir melhorias ao modelo estratégico de desenvolvimento do gás natural em vigor no Brasil em relação ao desenvolvimento da produção nacional de shale gas.

1.2 MOTIVAÇÃO

O despertar do interesse no objetivo de estudo desse trabalho científico, perpassa inicialmente pela abstração do conhecimento sobre as prováveis acumulações de shale gas nas bacias sedimentares brasileiras, e se, essas formações naturais geológicas são capazes de prover as expectativas já preexistentes no contexto brasileiro, tão sensibilizado pelos efeitos contemporâneos relativos à crise socioeconômica, canibalizadora da oferta de empregos; pela crescente demanda por fontes de energias consideradas mais limpas a baixo custo de aquisição comercial, que possam garantir a dinâmica nos mercados domésticos de produção e consumo.

1.3 CONTRIBUIÇÃO

Entender a importância socioeconômica do uso de Gás Natural não Convencional como matriz energética no Brasil. Essa pesquisa visa sugerir a identificação e a mitigação dos fatores críticos que dificultam as atividades para a exploração e produção do shale gas nas bacias sedimentares brasileiras, por se tratar de um recurso natural abundante. Especula-se que a implantação do parque produtivo em questão, será capaz de gerar uma sinergia socioeconômica através da oferta de novos empregos e da geração de riquezas a nível privado e estatal.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esse trabalho estrutura-se em sete capítulos e vários subcapítulos que são indispensáveis a interpretação do estudo.

O primeiro capítulo refere-se a introdução. Transmite-se nesse tópico uma visão global da pesquisa realizada, delimitando-se os objetivos, motivações, contribuições e a estrutura do trabalho.

No segundo capítulo, informa-se o método científico geral e os métodos secundários adotados para produção desse trabalho.

No terceiro capítulo, expõem-se as principais características teóricas inerentes ao entendimento científico sobre o gás natural não convencional.

No quarto capítulo, analisa-se detalhadamente conforme o embasamento teórico a dinâmica do processo produtivo de shale gas nos EUA e se faz uma breve ênfase sobre a experiência Argentina principalmente na bacia sedimentar de Neuquém.

No quinto capítulo, apresenta-se conforme o referencial teórico, as discussões e a interpretação dos resultados referentes as principais perspectivas da produção de shale gas no Brasil.

No sexto capítulo, serão demonstradas as comparações referentes ao processo produtivo de shale gas encontradas nos estudos de casos correspondentes aos EUA, Argentina e o Brasil.

No sétimo capítulo, serão indicadas as conclusões e as sugestões inerentes a satisfação os objetivos de estudo em comento.

Complementam esse estudo acadêmico as referências e os anexos.

2 METODOLOGIA

Esta dissertação utilizou o método dialético para a abordagem científica do objeto de estudo em confluência com os seguintes métodos procedimentais técnicos: comparativo, histórico e estatístico. Nessa ótica, foram sistematizadas todas as etapas inerentes a compreensão dos objetivos concomitantes com que resultaram nas conclusões apresentadas nesse estudo.

Ainda sobre o método dialético, conforme os autores Mezzaroba e Monteiro (2003, pg. 72) caracteriza o método da seguinte forma:

Mas há também outra forma de entender o método dialético, que disciplina a construção de conceitos para diferenciar os objetos, e examiná-los, com rigor científico. Dessa forma, aquilo que se coloca perante o pesquisador como verdade deve ser contraditado, confrontado com outras realidades e teorias para se obter uma conclusão, uma nova teoria. Utilizar o método dialético como raciocínio faz com que seja possível “[...] verificar com mais rigor os objetos de análise, justamente por serem postos frente a frente como teste de suas contradições possíveis”.

Por fim, a dialética fornece as bases para uma interpretação dinâmica e totalizante da realidade, já que estabelece que os fatos sociais não podem ser entendidos quando considerados isoladamente, abstraídos de suas influências políticas, econômicas, culturais etc. (GIL, 1999, p. 32). O estudo do caso envolveu a percepção profunda e exaustiva de um ou poucos objetos de maneira que se permita o amplo e detalhado conhecimento.

2.1 MÉTODOS PROCEDIMENTAIS TÉCNICOS

A seguir apresentamos os métodos secundários adotados que irão descrever o que será estudado e como será estudado, esses procedimentos devem ser um plano para responder e confirmar os objetivos proposto na dissertação. Em síntese, esses métodos constituem de fases mais específicas para caracterizar a estrutura do trabalho.

2.1.1 Método Comparativo

Consiste no confronto entre os elementos correspondentes aos objetivos desse estudo em relação a consolidação da indústria do shale gas nos EUA, Brasil e Argentina, levando-se em consideração seus atributos individuais. Por esse método, conforme os principais aspectos comparativos listados no Quadro 3 no sexto capítulo, se promoveu o exame dos dados a fim de se obter diferenças ou semelhanças e as devidas relações existentes entre as três.

Por ser unido ao método histórico, foram realizadas comparações entre todos os tipos de dados do presente com os do passado. Para complementar o trabalho, no sétimo capítulo

foi apresentado a conclusão juntamente com as sugestões para implementação do shale gas no Brasil. Nessa parte, foram divulgadas todas as informações sintetizadas dialeticamente de acordo com a aplicação dos métodos comentados nesse capítulo.

Desse modo, foram esclarecidas as vantagens e desvantagens ou desafios inerentes aos modelos de produção nos EUA, Argentina e Brasil, além da sugestão de melhorias para serem implantadas no modelo brasileiro sob a perspectiva de sucesso para o shale gas nacional.

Com alusão ao Gráfico 1 detalhado no tópico inerente ao método procedimental estatístico, os pares ordenados gerados referentes aos valores de produção de shale gas no ano de 2017 no Brasil, Argentina e EUA, permitiram as interações comparativas que vislumbraram a síntese da mobilidade dos status contemporâneos dos estágios do ciclo de vida da cadeia produtiva comentada.

2.1.2 Método Histórico

A utilização do método histórico nesse estudo se manifesta por meio da pesquisa indireta - bibliográfica e documental – documentos sem a possibilidade de tratamento científico (LAKATOS; MARCONI, 1986, p. 106). Apesar das limitações encontradas na oferta de referências científicas confiáveis no campo do domínio público, as utilizadas até aqui, foram imprescindíveis ao entendimento da evolução do contexto em comento. Esse método permitiu a visualização política e histórica das atividades socioeconômicas provenientes do modelo de implantação para a exploração, produção, distribuição e consumo de shale gas existentes nos EUA e no Brasil e as suas causas e seus efeitos.

A produção desse trabalho segue oficialmente o cronograma das atividades estipuladas conforme o projeto científico realizado no período entre 2016.1 a 2019.1. Relaciona-se ao estudo de caso sobre o sucesso do processo produtivo de shale gas em funcionamento nos Estados Unidos da América e as suas principais possibilidades de demonstrar como o shale gas brasileiro pode superar os seus principais desafios a fim de se transformar numa matriz energética contemporânea nacional.

Observa-se para a interpretação da realidade científica em questão, o emprego da pesquisa exploratória qualitativa, com o objetivo de dar a ideia de como os fatos não podem ser considerados fora de um contexto social. Nesse estudo, as contradições se sucederam originando novas contradições que requereram soluções.

Na busca por soluções capazes de satisfazer aos questionamentos correlatos aos objetivos em estudo, entre 2017 até 2018, as pesquisas bibliográficas foram elaboradas a partir de material já publicado, como livros, artigos, dissertações, teses de doutorados, periódicos, revistas científicas, documentos oficiais, sites específicos online, entrevistas de terceiros online. Ao longo desse período, também ocorreu a estruturação da pesquisa para o estudo de caso em ênfase. Em sequência, os dados primários foram coletados e analisados. Por último, em 2019.1, foi finalizada a redação do trabalho acadêmico em contexto, conforme as interpretações dialéticas inferidas e sistematizadas.

Além das referências bibliográficas consultadas, foram utilizados os seguintes dados históricos como referenciais: Figura 3, as maiores reservas provadas de gás natural em 2017; Na Figura 1, a ilustração da rede de gasodutos naturais dos EUA interestadual e intraestadual. Na Figura 14, representação cartográfica das reservas de shale gas na Argentina em 2013. Na Figura 15, a representação cartográfica das reservas de shale gas no Brasil em 2016; Figura 21, localização geográfica das bacias de shale gas em relação a malha de gasodutos existentes no Brasil; Tabela 1, principais formações de shale gas dos EUA; Tabela 2, os recursos de shale gas tecnicamente recuperáveis no mundo (Tcf); Quadro 1, principais leis norte-americanas; Quadro 2, principais diretrizes da União Europeia sobre a exploração de shale gas; Anexos de A até H (documental), demonstrando as diversas diretrizes jurídicas, regulatórias ambientais e institucionais correlacionadas a dinâmica da implantação da indústria do gás natural, no período entre 1953 até 2015, e, em um segundo momento, nos desdobramentos destes no que tange ao shale gas no Brasil.

Na forma indireta através da pesquisa bibliográfica e documental foram ilustrados conforme a Figura 9, a representação dos riscos ambientais inerentes a técnica de fraturamento hidráulico e segundo a Figura 11, o fraturamento hidráulico em reservatório de shale gas.

2.1.3 Método Estatístico

A utilização do procedimento estatístico nessa dissertação é imprescindível (GIL, 1999, p.35). Funciona como a solução científica para a legitimação quantitativa dos dados coletados, interpretados e comparados dialeticamente segundo as representações gráficas em contexto (LAKATOS; MARCONI, 1986, p. 106).

Os dados quantitativos representados graficamente nesse estudo sob a ótica de seus respectivos referenciais teóricos apoiaram com coerência ao permanente embate contraditório

de ideias científicas intrínsecas a interpretação das sínteses concernentes aos objetivos questionados em relação aos EUA, Argentina e Brasil.

Na representação correspondente ao Gráfico 1, localizada no subitem 6.4 desse estudo acadêmico, objetiva-se interpretar o grau de maturidade do potencial industrial da cadeia de produção de shale gas intrínsecos ao Brasil, Argentina e os EUA. Essa interpretação torna-se facilitada mediante a atribuição de valores respectivos referentes ao tempo / 2017 no eixo das abscissas e no caso do eixo das ordenadas aos valores de produção auferidos em MMm³/d.

No tangente aos EUA, na Figura 5, foram abstraídos os dados sobre a projeção do gás natural no período relativo a 1995 e 2035. Na Figura 6, foram analisados os dados inerentes a projeção da produção dos hidrocarbonetos entre 1980 a 2040. Na Figura 7, os dados avaliados se relacionavam a produção de gás entre 2007 a 2016. Na Figura 8, foram caracterizados os dados sobre a visão dos preços em Henry Hub mês a mês e em longo prazo 2000 a 2017. A Figura 12 foi realizada a representação gráfica da distribuição dos fluídos fundamentais ao fraturamento hidráulico em relação aos impactos negativos ao meio ambiente. Na figura 14, ilustra o mapa das reservas de shale gas na Argentina.

No cenário Brasil, na Figura 16, identificou o padrão de projeção da oferta potencial de gás natural não convencional no período entre 2014 e 2023. Na Figura 17, verificou-se a projeção da oferta potencial de gás natural não convencional de 2015 a 2050. A Figura 18 permitiu o entendimento do número de empregos no setor de petróleo e gás. Na Figura 19, ficou demonstrado os valores da média anual em 2017 da oferta e demanda do gás natural. Na Figura 20, foram demonstrados os valores do preço médio de gás natural no segmento industrial em países selecionados em julho de 2017.

3 GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL

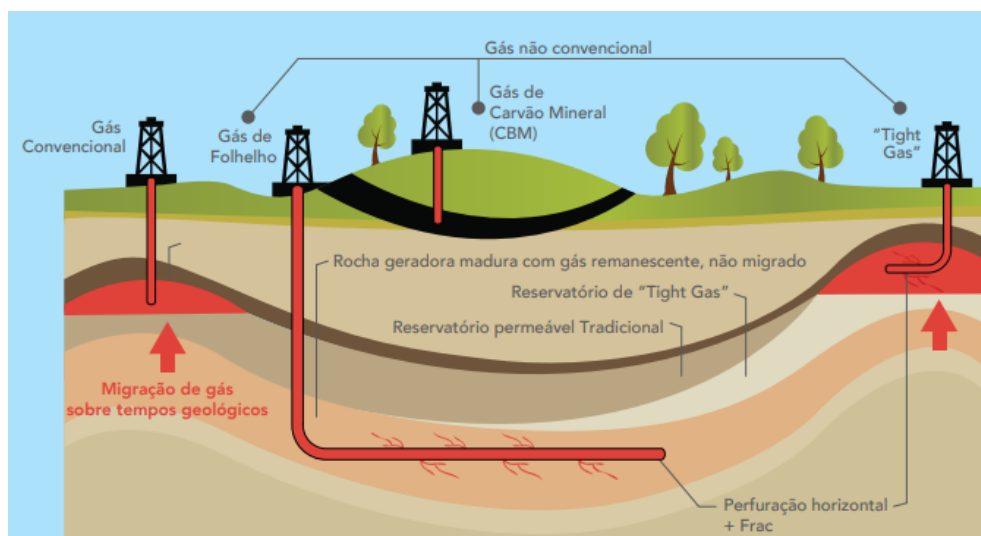
O termo energia se conecta com a ideia de transformação dos recursos energéticos para a realização de trabalho. Dentre esses recursos existem os renováveis (biomassa, eólica, solar, dentre outros) e os recursos não renováveis (petróleo, nuclear, carvão e gás natural).

O gás natural, por exemplo, é um combustível fóssil, onde a sua formação se dá a partir da decomposição de matérias orgânicas, encontradas no subsolo em rochas porosas, isoladas do exterior das rochas impermeáveis e suas reservas podem ser associadas ou não aos depósitos petrolíferos. (ABRACE, 2015)

Para Jacomo (2014), existem dois tipos de formações geológicas diferentes que acumulam as reservas do gás natural: (a) convencionais, que são constituídos por rochas sedimentares, principalmente arenitos e calcários, e; (b) não convencionais, são reservatórios com baixíssima permeabilidade que exigem estimulação para a produção de hidrocarbonetos. Os depósitos não convencionais se apresentam nas formas de óleo e gás, e são os mesmos recursos que existem em formações convencionais, porém os primeiros se diferenciam na forma de serem extraídos e são distribuídos por imensas áreas geográficas. (ARÁUJO, 2016)

Segundo a Figura 1, observa-se a representação dos dois tipos de geometria aplicada nos processos de produção em reservatórios convencional - vertical e não convencional - horizontal.

Figura 1: Representação da produção do gás convencional e não convencional.



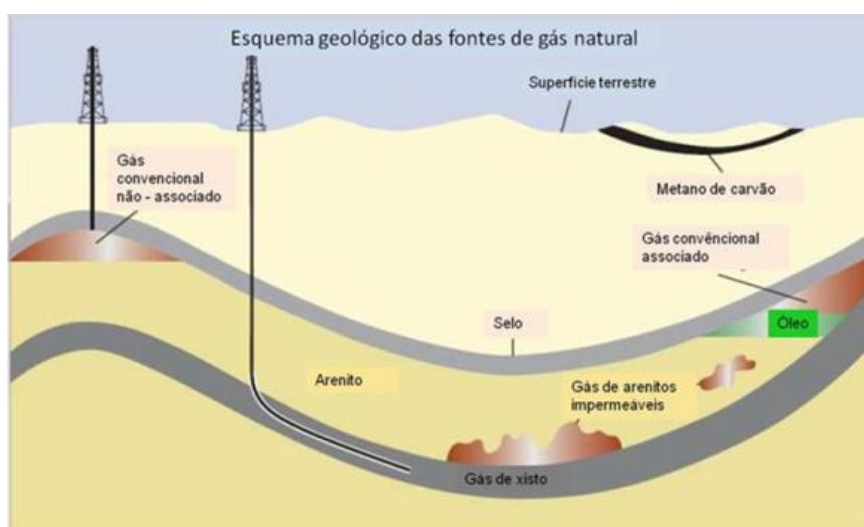
Fonte: FGV (2014) adaptado pelo site da Total

Para a recuperação do hidrocarboneto nos reservatórios convencionais são aplicados métodos puramente mecânicos, que se utilizam da energia primária e da injeção de fluidos

com o objetivo de deslocar o hidrocarboneto sem nenhum tipo de processo químico. Já os reservatórios não convencionais são aqueles que não apresentam características petrofísicas capazes de garantir que o hidrocarboneto acumulado possa ser extraído por processos simples de recuperação. (VIRGENS, 2011)

Nos reservatórios não convencionais, conforme a Figura 2, como ocorrem nos EUA e no Brasil, destacam-se alguns hidrocarbonetos, que se diferenciam na grafia entre si, apenas conforme a tipologia geológica do reservatório natural primário onde são encontrados, mas todos podem ser chamados de gás natural: Gás de Folhelho ou Gás de Xisto (Shale Gas), Gás em Extrato de Baixa Permeabilidade (Tight Sand), Metano de Extrato de Carvão (Coalbed Methane - CBM). No Brasil as principais ocorrências são de shale gas e Tight Sand, se localizam nas regiões do Recôncavo, Potiguar e Sergipe-Alagoas, porém existem outras bacias brasileiras com possíveis similaridades, que devido a uma rede escassa de pesquisas, ainda não se consegue comprovar com exatidão o real potencial para aproveitamento. (FIRJAN, 2018)

Figura 2: Representação dos principais depósitos estruturais de gás natural.



Fonte: Adaptado Arredondo (2015), U.S Geological Survey (2011)

3.1 GÁS DE FOLHELHO – (SHALE GAS)

Na ótica de Bico (2014), observa-se um grau de complementaridade entre os conceitos teóricos sobre o shale gas, proferidos pelos autores que embasam esse subitem. O Gás de Folhelho é o gás natural que flui em rochas de granulação fina, que são depositadas nas áreas de baixa energia. São formações rochosas constituídas por camadas paralelas entre si, que podem ter o gás aprisionado entre elas.

Segundo Virgens (2011), os folhelhos possuem uma composição que pode variar bastante, sendo controlada pelo tectonismo ou pela geomorfologia da bacia sedimentar onde se encontram esses reservatórios. Essas formações rochosas são portadoras de gás depositados em ambientes anóxicos, comuns em lagos, mares e oceanos.

Segundo Ayres (2005), o folhelho rico em shale gas, contém matérias orgânicas com as seguintes características: coloração escura a preta; baixa porosidade e permeabilidade; Conteúdo Orgânico Total (TOC) entre 1-10% (ou mais); assinatura de raios gama geralmente maior que 140 API; Folhelho fosfatado, entre outros.

3.2 GÁS EM EXTRATO DE BAIXA PERMEABILIDADE – (TIGHT SAND)

Os reservatórios de tight sand são compostos por arenitos com baixa permeabilidade e a sua espessura se coloca entre a faixa relativa de 0,1 mD a 0,2 mD (millidarcy). Eles são considerados como um dos reservatórios que mais apresentam desafios técnicos a serem transpostos com o intuito de viabilizar a produção. (PLANVINK, 2007)

O volume total de tight sand no Brasil ainda é incerto, mas a maioria dos reservatórios naturais localiza-se na Região Nordeste. Estima-se em ordem decrescente que as maiores concentrações desse gás se situam no Norte da América, Rússia e China. (OLIVEIRA, 2014)

3.3 METANO DA CAMADA DE CARVÃO - CBM (COALBED METHANE)

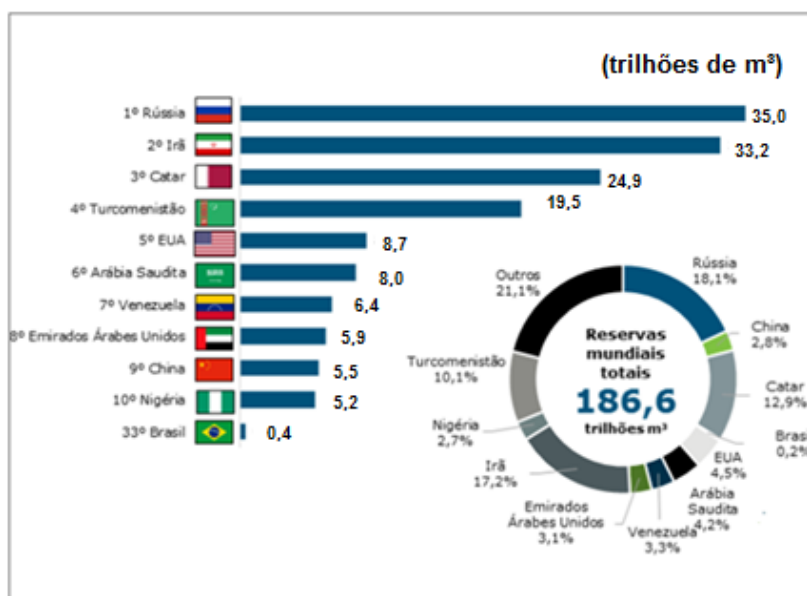
A grande área superficial interna ocupada pelas camadas de carvão armazenam entre seis e sete vezes mais gás de metano do que o volume equivalente de uma rocha reservatório de gás convencional (VIRGENS, 2011). Para a representação de um reservatório desse tipo de gás, é imprescindível, observar o seu grau de carbonificação, composição petrográfica, matéria mineral, capacidade de adsorver água e o seu sistema de fraturas. (LOURENZI E KALKREUTH, 2014)

De acordo com Kennett (2003), 90% da área total dos oceanos possuem as condições favoráveis de temperatura e pressão para o desenvolvimento das zonas de hidratos de gás em profundidade. Essas zonas, normalmente variam a sua profundidade entre 100 m e 650 m para dentro da camada sedimentar. Em suma, para a produção de metano na camada de carvão é necessário à retirada da água, o que provoca a diminuição da pressão local e assim o metano poder ser separado do carvão, possibilitando nesse processo a fluidez do gás para o poço que posteriormente normalizará a sua vazão. (SUÁREZ, 2012)

4 DINÂMICA DO PROCESSO PRODUTIVO SHALE GAS

A extração do gás natural não convencional encontra-se num momento de grande repercussão global. Sujeita a economia e o mercado de energia de alguns países às mudanças positivas que regem a competitividade nas suas indústrias. Conforme a Figura 3, a representação gráfica ilustra as maiores reservas provadas de gás natural em 2017, destacam-se países como a Rússia, Estados Unidos, Irã, China, Venezuela, Argentina dentre outros, ambos deram uma maior importância a demanda por gás natural na última década do século XX e início do XXI.

Figura 3: Ilustração das maiores reservas provadas de gás natural 2017.



Fonte: IBP (2018)

Na atualidade, a China possui uma demografia de números bilionários. É considerada como a maior economia global. Por consequência disso, entende-se que no bojo das suas necessidades socioeconômicas, a oferta e a demanda por novas matrizes energéticas sejam de supra importância estratégica. Nesse interim, os chineses se evidenciam como os detentores da segunda maior reserva mundial de gás natural não convencional (1.115 Tcf). Por isso, vivem uma expectativa racional cotidiana, alimentada pela ênfase energética e econômica, ambas oferecidas pelo seu processo produtivo de gás natural não convencional implantado, cujo o espectro de benefícios, permitem projeções otimistas, que inclui uma estimativa de autossuficiência energética para o ano de 2020. (BICO, 2014)

Na América Latina, a Argentina se destaca no cenário mundial relativo ao gás natural não convencional como o terceiro maior detentor de reservas. Estima-se que o volume das

suas reservas tecnicamente recuperáveis, totalizem 802 Tcf (EIA, 2013). De acordo com Jacomo (2014), esses reservatórios estão localizados nas bacias de Neuquén, Golfo de San Jorge e Austral. Contudo, foi nos Estados Unidos, que a exploração se intensificou e as perspectivas no aumento da produção e o surgimento da indústria do gás natural não convencional se consolidaram. (SANTOS; CORADESQUI, 2013)

4.1 ESTADOS UNIDOS DA AMERICA

De acordo Valle (2014), no século XIX, houve o desenvolvimento da exploração, produção e industrialização dos reservatórios não convencionais na cidade de Fredonia (EUA). O grande responsável pela perfuração na formação de lousa (folhelho), foi o funileiro William Aaron Hart considerado o “Pai do gás natural”, cujo objetivo era o de apenas acessar o gás que se localizava abaixo da superfície. Após essa experiência positiva de Hart, iniciou-se a exploração, a produção e a distribuição do gás natural não convencional para algumas empresas das vizinhanças. (MILAM, 2011)

Destaca-se que a partir de 1986, sob a liderança pioneira das experiências críticas do empresário George Mitchell, a exploração e a produção do gás natural não convencional nos EUA se intensificaram, e logo após esse fato, houve a instalação da sua empresa de exploração de shale gas em Barnett Shale, no estado do Texas, na qual, Mitchell desenvolveu a conhecida técnica de estimulação por fraturamento, onde 99% do fluído utilizado era a água. Observa-se na Figura 4, o avanço na produção de shale gas. (SANTOS E CORADESQUI, 2013)

Figura 4: Mapa estrutural da localização dos reservatórios de Shale Gas nos Estados Unidos.



Fonte: EIA (2010)

Como demonstrado na Figura 4, após o experimento de Barnett Shale, o intercâmbio do conhecimento adquirido nesse empreendimento, propiciou o início das atividades na produção de gás natural não convencional em Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford, Eagle Ford e também em reservatório de óleo como Bakken.

Conforme EIA (2014), os Estados Unidos já havia catalogado em cinco setores produtivos distintos um total de doze formações contendo reservas de shale gas. Destaca-se nesse cenário de acordo com a Tabela 1, as reservas e os recursos (Tcf) provenientes das bacias: Marcellus, Haynesville, Eagle Ford, Utica, Woodford, Barnett, Fayetteville.

Tabela 1: Principais formações de shale gas dos EUA.

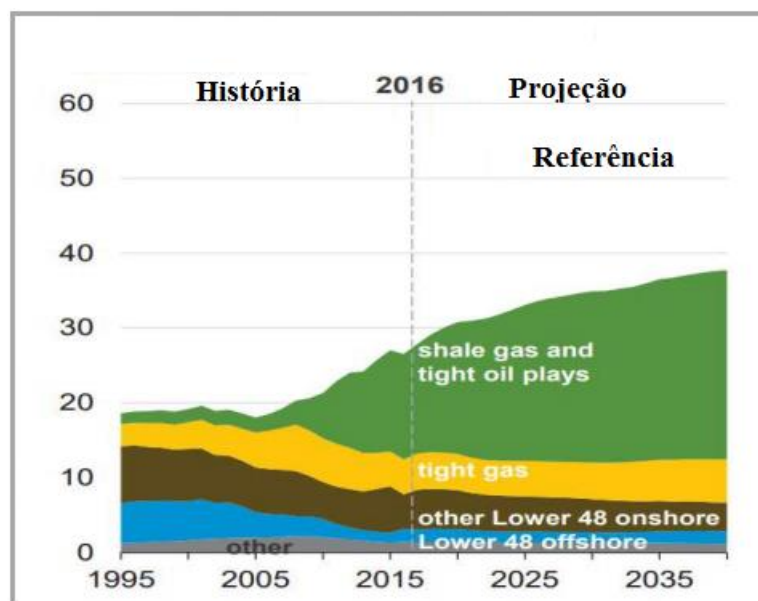
BACIAS	RESERVAS E RECURSOS (TCF)
MARCELLUS	369
HAYNESVILLE	161
EAGLE FORD	119
UTICA	111
WOODFORD	77
BARNETT	72
FAYETTEVILLE	48

Fonte: Adaptada pelo autor (2019), EIA (2014)

Vale salientar que até a década de 1990, o processo produtivo do gás natural não convencional nos Estados Unidos da América era considerado não econômico. Essa ideia ianque de déficit econômico, tornou-se antagônica a realidade econômica mais contemporânea e em relação a índole de sucesso da matriz energética em questão. Esse fato é corroborado pelos avanços constantes nas fronteiras de exploração das reservas desses tipos de gaseíficos a partir dos anos 2000.

Conforme Annual Energy Outlook (2014), as informações inferidas na Figura 5 demonstram às estimativas quantitativas inerentes a exploração dos recursos naturais em comento por tipologia específica, são armazenados em reservatórios naturais no período entre os anos de 1995 a 2035, sendo que, esses reservatórios são representados graficamente de modo bipartido, corresponde numa parte, a evolução histórica das reservas exploradas relativas ao período entre os anos de 1995 até 2016 e na outra parte, as projeções disponíveis para exploração no período aferido entre 2016 até 2035.

Figura 5: Projeção do gás natural Norte-Americano entre 1995-2035.

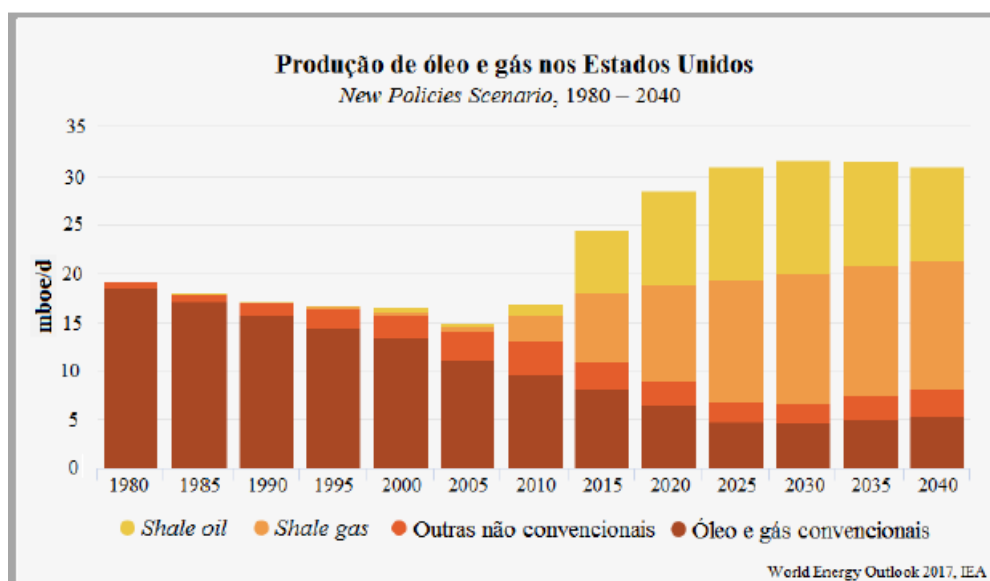


Fonte: Adaptada pelo autor (2019), MABECUA (2018) apud EIA (2017)

Instituições e estudiosos do ramo de petróleo e gás admitem que as expertises dos Estados Unidos no processo produtivo de shale gas decorrem das características geológicas dos seus reservatórios naturais; dos avanços tecnológicos na identificação, exploração, produção e distribuição; da sintonia entre a política, a proteção do meio ambiente, a regulamentação jurídica, dos investidores em prol do sucesso dos investimentos empresarial estatal e privado; cujo objetivo é um só, produzir energia capaz de suprir as demandas da sociedade americana à custos módicos, com valores de produção controlados, tendo como prioridades pétreas a preservação do Meio Ambiente e a Saúde Ocupacional dos empregados e da vizinhança próxima.

Sob a expertise norte americana as ofertas de produção do shale gas aumentaram nas suas regiões afins. Segundo a Figura 6, indica-se a representação gráfica de projeção da produção dos hidrocarbonetos nos Estados Unidos projetadas entre 1980 a 2040. Percebe-se um incremento gerador de excedentes positivos nos mercados econômico e energético. Em contradição com a perspectiva dos EUA, nem todos os países detentores de reservas shale gas, nesses se inclui o Brasil, na atualidade, têm uma estrutura produtiva adequada com os mesmos resultados superavitários. (ARAÚJO, 2016)

Figura 6: Projeção da produção dos hidrocarbonetos nos Estados Unidos entre 1980 a 2040.



Fonte: MABECUA (2018) apud EIA (2017)

Na Figura 6, as projeções de produção do shale gas nos EUA relativas ao período pretérito entre 1980 a 1995, demonstram uma capacidade de produção mínima, mas, se evidencia um crescimento importante entre as décadas de 2000 a 2019 com um viés de continuidade até 2040. No período equivalente a 1980 e 1990, percebe-se que a produção indiscriminada dos não convencionais, na qual se contempla os gas natural não convencionais, aparece com um crescimento muito discreto, que se insinua ininterruptamente a partir das décadas que compreendem os anos entre 1995 a 2019 e no mesmo silogismo se projeta até 2040. Nessa mesma perspectiva, observa-se que no período entre 1980 a 2010, os hidrocarbonetos convencionais formavam com hegemonia a matriz energética norte-americana, e também, se abstrai o conhecimento complementar capaz de inferir que no período entre 2015 a 2040, enquanto a produção dos hidrocarbonetos não convencionais cresce, as produções dos convencionais decrescem acintosamente.

Observa-se na Tabela 2, que apesar do pioneirismo e das vantagens que o tamanho das reservas exploradas do não convencional gera aos Estados Unidos (1.161 Tcf), respectivamente China (1.115 Tcf) e Argentina (802 Tcf) encontram-se com potenciais de reservas tecnicamente recuperáveis aproximadas aos volumes nos EUA no ano de 2014. O Brasil se difere desses outros países citados no tangente ao tamanho do volume da reserva para menos (245 Tcf), considerando-se a mesma tipologia de reservas citadas anteriormente.

Tabela 2: Recursos de shale gas tecnicamente recuperáveis no mundo (Tcf).

Colocação	Países	Trilhões de pés cúbicos
1	Estados Unidos	1.161
2	China	1.115
3	Argentina	802
4	Argélia	707
5	Canadá	573
6	México	545
7	Austrália	437
8	África do Sul	390
9	Rússia	285
10	Brasil	245
	Demais países	1.535
	Total	7.795

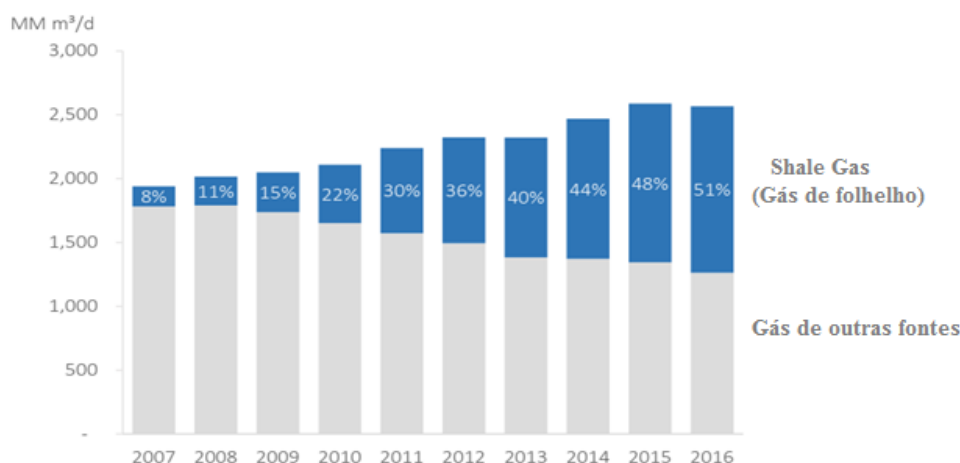
Fonte: Adaptado pelo autor (2019), EIA (2014)

O mercado produtivo do gás natural não convencional consolidou-se nos países produtores como um recurso energético viável de grande aporte econômico. As grandes reservas mundiais de shale gas, como nos Estados Unidos, incrementam com otimismo, ganhos consideráveis às expectativas de demandas por energias fósseis e, desse modo, dão um exemplo prático global, suscetível a influenciar as outras nações que detêm reservas ainda não exploradas ou mal exploradas como no caso do Brasil atual, ambas se encontram na busca de possíveis soluções para a carência de energias não renováveis do presente ou como forma de transição para as matrizes energéticas renováveis do futuro próximo. (FGV, 2014)

Verifica-se na Figura 7, a taxa de crescimento contínuo da produção de shale gas nos Estados Unidos no período entre 2007 a 2016 em relação a produção de gás de outras fontes. Essa relação demonstra uma disponibilidade na produção de gás em torno de 600 milhões de metros cúbicos por dia (MM m³/d). Nesse mesmo período, os números da produção passaram por uma variação respectiva de aproximadamente 1.900 a 2.500 MM m³/d. No ano de 2007, identifica-se que as produções de gás originário de outras fontes somavam uma quantidade de aproximadamente 1.700 MM m³/d, cabendo ao shale gas nesse mesmo ano um incremento percentual de 8% desse montante no valor de cerca de 200 MM m³/d. Já nos anos seguintes, observa-se um padrão de aumento sucessivo nas taxas de crescimento do shale gas capaz de

mitigar a produção de gás de outras fontes a partir de 2009. Vale reiterar que no ano de 2016 a oferta de shale gas já representava 51% da produção total de gás nos EUA.

Figura 7: Representação gráfica da produção de gás nos Estados Unidos entre 2007 a 2016.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), EIA (2017)

Os estudos produzidos pelo IEA (2017) de acordo The Guardian (2017), afirma uma supremacia dos Estados Unidos como maior consumidor e produtor de gás do mundo. Nesse contexto, projeta-se um excedente de gás natural ianque para exportação equivalente a 40% da produção mundial em 2022.

4.1.1 Impactos Socioeconômicos

Evidencia-se a existência de uma elevada aceitação social com relação à atividade de exploração de petróleo e gás natural não convencional em vários estados americanos com tradição em óleo e gás, em particular no Sul e Meio Oeste americano. Quanto ao escoamento e a comercialização da produção de gás nos EUA, ambos são facilitados pela existência de uma extensa rede de gasodutos para distribuição e transporte, com regras de livre acesso e um mercado liberalizado. (ALMEIDA, 2014)

O acesso dos investidores a área de exploração é facilitado pelo fato da propriedade dos recursos do subsolo pertencer ao proprietário do solo. Isso implica no pagamento de royalties pelas empresas exploradoras ao proprietário, mediante acordo prévio. Em terras federais o royalty é recolhido para a União. Desta forma, as operadoras negociam diretamente com os proprietários dos recursos que são pessoas físicas ou empresas privadas.

Mesmo no caso das terras públicas o processo de licitação das áreas é relativamente simples e desburocratizado.

A indústria de petróleo e gás norte-americana é composta de cerca de 10.000 empresas operadoras. Este grande número de empresas se deve à tradição de menor interferência do Estado no setor de petróleo. Vale ressaltar a robustez e a sofisticação do mercado financeiro americano, que agiliza o financiamento a juros civilizados do esforço exploratório de pequenas empresas independentes, que vem se especializando no gás natural não convencional. (ALMEIDA, 2014)

Para Barth (2013), pesquisadores norte-americanos afirmam que o processo produtivo de shale gas e outros hidrocarbonetos nos EUA, via de regra, nos seus períodos de expansão e estagnação econômica, tornaram-se fontes geradoras de impactos socioeconômicos no entorno de suas instalações.

Enfatiza-se nesse contexto, um déficit na oferta de empregos novos e antigos, diminuição dos níveis de renda, alienação geográfica da mão de obra e pauperização da comunidade. É provável que hajam outros custos locais significativos, dentre eles àqueles ambientais que geram enormes custos sociais e por isso devam ser estudados e considerados caso a caso num subitem complementar.

No estudo imparcial dos impactos socioeconômicos conexos ao desenvolvimento de shale gas, aplica-se a mesma lógica relacionada a interpretação dos mesmos impactos existentes em qualquer outro tipo de indústrias de extração. Para Kingman (2011), as implicações dos custos sociais – que o autor em questão chama de externalidades negativas e seus rebatimentos podem ser minimizados a partir da criação e aplicação de um tributo específico para esse fim.

Conforme Santos e Coradesqui (2013), diante do grande desenvolvimento demonstrado pelo setor econômico e energético que produz o gás natural não convencional nos EUA, torna-se importante esclarecer, que a indústria de shale gas preocupa-se com a promoção de ações sociais positivas. Motiva densas contribuições para a população das regiões afetadas. Além de multiplicar a oferta de empregos, essa indústria prioriza outras práticas favoráveis a satisfação da sociedade em contexto.

Numa visão mais ampla, evidencia-se em 2015, um processo de produção de gás natural norte-americano imerso num ambiente expansionista, capaz de gerar nas suas instalações de processamento, gasodutos e sistemas de distribuição cerca de 1,3 milhão de

empregos diretos e indiretos, equivalentes a uma renda agregada dos trabalhadores à economia dos EUA no valor aproximado de US \$ 165,7 bilhões. A futura expansão energética anunciada, considerada de médio prazo, potencializará necessidades advindas dos novos processamentos e coletas de equipamentos, infraestrutura de transporte de petróleo e gás e instalações de armazenamento e exportação de gás natural incluindo-se o shale gas. Projeta-se que no período entre 2015 a 2035, essas atividades serão responsáveis pela criação de 261.000 a 349.000 novos empregos diretos e indiretos por ano. (EIA, 2017)

Existem muitas incertezas em relação aos impactos a longo prazo nas economias locais e regionais provenientes do processo de produção do shale gas. Percebe-se dois impactos econômicos específicos que impactam severamente essa tipologia de produção. O primeiro se relaciona com os preços das commodities de gás natural nos EUA, e o segundo faz menção aos custos da base de gás e ambos se refletem na satisfação das necessidades energéticas da sociedade. (KERZ, 2017)

Em primeiro lugar, os impactos na precificação das commodities se correlacionam diretamente à exploração de novos reservatórios de shale gas. Essas novas fontes de gás natural de acordo com a Figura 8 - que representa graficamente a visão dos preços em Henry Hub mês a mês e a longo prazo, ocasionaram uma queda abrupta nas taxas de conversão dos preços do Henry Hub ¹de US \$ 6 / Dth para US \$ 3 / Dth ou menos, no período relativo a 2009 e 2017.

Figura 8: Representação gráfica da visão dos preços em Henry Hub mês a mês e em longo prazo 2000 a 2017.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), Kerz (2017)

¹ Ponto de definição de preço dos contratos futuros de gás natural negociados na Bolsa Mercantil de Nova York (NYMEX) e aos swaps OTC negociados na Intercontinental Exchange - ICE (KERZ, 2017).

Em segundo lugar, os impactos concernentes aos preços da base de gás foram alterados para menos após o aumento da oferta norte-americana do shale gas no período de variação entre 2009 a 2017. Entende-se que a base seja a demonstração do valor relativo ao custo de transporte de gás para o mercado doméstico, conforme o contrato NYMEX em Henry Hub. Nesse cenário de expansão econômica, o custo do mercado de gás local diminuiu em relação aos preços em Henry Hub ou até resultaram em preços negativos.

4.1.2 Aspectos Políticos e Regulatórios

Os aspectos políticos inerentes ao começo da indústria gaseífera segundo Trembath (2012), o presidente republicano Gerald Ford (1974 e 1977), iniciou uma escalada nacional considerada como um marco das políticas públicas norte-americana na exploração do gás natural não convencional. Esse marco motivou-se sensibilizado pela tendência de escassez existente em relação aos poços de gás natural convencional da época. Em alguns países detentores de reservas, principalmente como no Brasil, o contexto político ainda é uma grande barreira contra o desenvolvimento produtivo e econômico desse setor.

Nos Estados Unidos o processo de licenciamento ambiental é o mais célere que na maioria dos outros países. Tornou-se um diferencial incrementador desde o início da produção de shale gas. Em sua legislação, existe um bojo de leis federais regulamentadoras das atividades de exploração de recursos naturais não convencionais, que são aperfeiçoadas com a devida lisura ao longo do tempo em benefício de toda a cadeia produtiva em questão.

Em contraponto às facilidades identificadas no processo ianque, observa-se que na maioria dos outros países produtores, os seus processos regulatórios assumem um perfil de tramitação menos célere. Em suma são mais burocratizados e específicos aos reservatórios de óleo e gás convencionais.

4.1.2.1 Aspectos Políticos

No marco iniciado no governo Ford (1974 e 1977), referente ao arcabouço das políticas públicas concernentes a consolidação da indústria do shale gas, contempla com destaque o programa Eastern Gas Shales Project - EGSP, praticado em 1976 pelo Morgantown Energy Research Center – MERC na atualidade intitulado como National Energy Technology Laboratory – NETL, que em parceria com o Bureau of Mines – BOM, desenvolveram as ideias contidas no EGSP.

Essas ideias governamentais instituíram como fundamentos básicos prioritários, um ambiente corporativo de integração pública e privada entre as universidades, institutos de pesquisa e companhias de exploração e produção, aplicados com sucesso nas formações de gás natural não convencional existentes nos estados da Pennsylvania e de West Virginia – nas reservas de Marcellus e Devonian na base de Appalachian. (VALLE, 2014)

Segundo YERGIN (2011), a partir do sucesso alcançado com a instituição do projeto EGSP, em 1978, originou-se a Lei Política do Gás Natural - Natural Gas Policy Act (NGPA) no governo de Carter. A continuidade das políticas públicas relativas a exploração de gás natural, propiciaram uma nova regulamentação, dotada de uma complexa estrutura de preços, que distinguia as diversas tipologias de fontes de gás, mas com ênfase nos reservatórios não convencionais.

Verifica-se nesse contexto, que a demanda de energia norte-americana gerada pelo gás natural no início de 1970, era equivalente a 25% do total nacional, mas no meado dessa mesma década, a oferta dessa commodity apresentou sinais contínuos de diminuição. Todavia, essa mitigação não poderia ser creditada apenas a escassez de novos poços convencionais, já em evidência.

Nesse período, outras dificuldades também atenuaram continuamente a produção de gás natural, dentre elas, haviam uma rigorosa regulamentação em vigor e falhas de mercado, que ambas, justapostas, engessavam toda essa cadeia setorial, assim como produziam enormes assimetrias no comércio do gás.

Os resultados positivos obtidos pela EGSP, induziram a sequência de novos apoios governamentais, com o intuito de potencializar a produção e a comercialização do gás natural não convencional, principalmente o shale gas e CBM em escala nos EUA. Ainda na era Carter, em meados de 1980, o Congresso americano promulgou a Lei de Imposto sobre Lucros Acumulados - Windfall Profits Tax Act, que na essência da sua Seção 29, criou subsídios fiscais tributários facilitadores, supervenientes ao equilíbrio da assimetria existente nos preços do gás. Essas isenções tributárias foram capazes de concretizar o mercado e a comercialização do shale gas e CBM durante os 25 anos seguintes. As extinções desses subsídios ocorreram em 2002 num ambiente de equilíbrio nas atividades produtivas em comento.

Em síntese, evidencia-se que o Governo Federal norte-americano criou uma Política de Estado contínua para impulsionar o processo produtivo do gás natural não convencional a

partir da década de 70. Essa política garantiu a sobrevivência das empresas do setor em relação ao alto grau de riscos socioeconômicos e ambientais, gerados pelas enormes dúvidas que pairavam nos primeiros projetos de pesquisa, desenvolvimento e industrialização. Os inúmeros programas desenvolvidos e o viés inovador da legislação à época viabilizaram sistematicamente a exploração e produção dos não convencionais.

4.1.2.2 Regulamentação

O processo produtivo recente de gás natural não convencional pertencente a alguns países, mas principalmente aos EUA, se notabilizam pela produção de grandes ofertas de energia e divisas. Esses superávits, na realidade, possuem alguns pontos de insegurança. Esses excedentes energéticos e econômicos são diretamente proporcionais às possibilidades de geração de impactos ambientais ao tecido social doméstico e global. As técnicas e manejos utilizados nessa cadeia produtiva, apesar do rigor regulamentar, estão sujeitas a originar diversos riscos de obliterações e/ou contaminações ao meio ambiente. (LIMA; ANJOS, 2015)

Os Estados Unidos desenvolveram um consistente aparato regulamentar adaptados as suas atividades produtivas nos reservatórios não convencionais. Essa regulação inicialmente foi inspirada conforme o pioneirismo na atividade e depois pela necessidade de controle dos riscos socioambientais ocasionados na crescente dinâmica dessas atividades. Foram aperfeiçoadas leis ambientais e ocupacionais, normas de segurança e de controle dos riscos, visando atender as especificidades operacionais e laborais dessas novas atividades e o clamor das instituições ambientalistas e da sociedade.

A regulação das atividades de exploração e produção é realizada sob a égide da legislação das unidades federativas norte-americanas e conforme a necessidade até a nível regional, através da competência das suas agências e órgãos reguladores, citando como exemplos: Railroad Commission of Texas, Oklahoma Corporation Commision – Oil and Gas Conservation, Pennsylvania Department of Environmental Protection – Office of Oil and Gas Management.

Vale salientar, que apesar da hegemonia das leis regulamentadoras federais preponderarem nessas atividades em todo território norte-americano, torna-se lícito o direito constitucional de cada Unidade Federativa optar como deverá regular essas mesmas atividades, mas obedecendo ao contexto das leis federais.

Segundo Araújo (2016), as principais leis federais que norteiam a exploração e a produção de gás natural não convencional nos Estados Unidos são ilustradas no Quadro 1.

Quadro 1: Principais leis norte americanas.

LEIS	CARACTERÍSTICAS
Água Limpa: EPA's National Pollutant Discharge Elimination System	Programa através do qual a Agência de Proteção Ambiental (EPA) controla a poluição da água regulando fontes poluidoras que descarregam em corpos d'água;
Ar Limpo:	A exploração e produção (atividades upstream) do gás de folhelho implicam em vazamentos de metano e outros gases de efeito estufa. A Lei do Ar Limpo faz parte de um esforço da EPA para regulamentar essas emissões. Atualmente a maioria dos compostos orgânicos voláteis originados do gás de folhelho não possui regulamentação;
Água Potável Segura	É a principal lei federal americana com interesse em garantir água potável para a sociedade;
Recuperação e Conservação dos Recursos	
Abrangente de Reação Ambiental, Compensação e Responsabilidade.	Trata de informação e responsabilidade por vazamentos e contaminação a partir de hidrocarbonetos;
Política Nacional do Meio Ambiente	
Segurança Ocupacional e Saúde	
Planejamento de Emergência e do Direito a Saber, da Comunidade	
Espécies Ameaçadas e Tratadas- Lei de Aves Migratórias	

Fonte: Adaptado pelo autor (2019), Araújo (2016).

As responsabilidades sobre o licenciamento ambiental americano são cumpridas pelos órgãos de proteção ambiental de cada Estado, mas, os seus desdobramentos relacionados ao rejeite e tratamento de água, poluição do ar e a autorização para uso da composição dos fluidos indicados ao processo de fraturamento dos poços, em muitos casos, são aferidos por órgãos regionais competentes, mediante as premissas regulatórias gerais orquestradas no âmbito das agências nacionais. Todavia, nas propriedades federais e nas fronteiras territoriais localizadas entre as unidades federativas, a instituição governamental intitulada como o Bureau of Land Management (BLM) tem o poder de supervisionar/conceder a atividade.

Observa-se que nos Estados Unidos a aplicação da regulação contra os impactos ambientais é um ato meramente procedimental e comum a todos. Esse procedimento se anexa a produção de um estudo interdisciplinar capaz de informar com detalhes o leque dos impactos ambientais comensurados no projeto e as medidas concretas de contenção e/ou controle dos possíveis danos causados ao meio ambiente. Os caminhos para tramitação legal

desse ato inicia-se no órgão público específico norte americano, responsável por gerenciar todas as fases desse processo como: a recepção documental, análise do teor documental, crítica do teor documental, verificação do teor criticado e da autorização final para a implantação e o funcionamento do empreendimento. (BENJAMIN, 2001)

Apenas a título de maior informação, na Europa, a regulação dos impactos ambientais relacionados aos projetos de produção do gás natural não convencional é regida por um conjunto de diretivas, segundo o Quadro 2, promulgadas no âmbito da legislação da União Europeia e são válidas nas fronteiras internas de todos os Estados Membros. Todavia, esses países membros possuem legislações ambientais próprias que compartilham o mesmo espaço de ação da legislação geral. (BICO, 2014)

Quadro 2: Principais Diretrizes da União Europeia sobre a exploração de shale gas.

PRINCIPAIS DIRETRIZES	CARACTERÍSTICAS
Diretivos Hidrocarbonetos	Estabelece as condições de concessão e de utilização das autorizações de prospecção, pesquisa e produção de hidrocarbonetos, que são plenamente aplicáveis para o shale gas;
Diretivo Quadro de Água	Estabelece requisitos para as águas de superfície para alcançar um bom estado ecológico e químico e para a reversão da poluição induzida pelo homem, em circunstâncias específicas;
Regulamento REACH (Registro, Avaliação e Restrição de Substâncias Químicas)	Garante a gestão eficaz dos riscos associados às substâncias químicas por meio de relatórios ao longo da cadeia de suprimentos e eliminação progressiva das substâncias perigosas;
Diretivas Habitats e Diretivas Aves	Define um sistema de proteção rigoroso dos locais e espécies que se aplica a todas as atividades, incluindo indústrias extrativas;
Diretivas Águas Subterrâneas	Abrange todas as fontes potenciais de contaminação da água. Requisitos incluem o estabelecimento de padrões de qualidade das águas subterrâneas;
Diretivas Resíduos de Mineração	Estabelecem disposições enfoque de risco que abrange planejamento, licenciamento, exploração, encerramento e pós-encerramento das instalações de resíduos.

Fonte: Adaptada pelo autor (2019), BICO (2014)

De acordo com Almeida e Suárez (2011), o futuro da extração do gás natural não convencional demanda estudos permanentes, cujos objetivos práticos, é otimizar as futuras regulamentações sobre os riscos impostos pelos impactos ambientais e mitigar as contradições existentes nos debates críticos dos ambientalistas sobre a produção de shale gas.

4.1.3 Principais Impactos Ambientais

A crescente dependência na exploração do gás natural não convencional nos Estados Unidos e nos outros países produtores e consumidores, é crucial ao desenvolvimento de novas tecnologias operacionais correlatas com a diminuição das preocupações sobre os riscos ocasionados pelos impactos negativos ao meio ambiente. Na atualidade, percebe-se uma relação simbiótica expressiva, apenas, entre os avanços tecnológicos das técnicas operacionais e os superávits energéticos e econômicos. (MATAVELLI, 2015)

Alguns ambientalistas especializados em estudos e pesquisas sobre a extração do gás natural não convencional elencam como riscos incipientes a essa atividade produtiva, os seguintes impactos ambientais: contaminação e degradação dos horizontes do solo e do subsolo, contaminação e degradação do lençol freático; degradação da paisagem – fauna e flora nativas; grande consumo de água doce provenientes dos aquíferos naturais da localidade e as suas consequências; possíveis eventos sísmicos; possibilidade de provocar explosões indesejadas; emissão de grandes quantidades de gases estufa (GEE) para a atmosfera; riscos dos escoamentos hídricos provocarem inundações locais, inúmeros impactos sociais negativos impostos a vizinhança do empreendimento dentre outros. (MARTINS et. al, 2015)

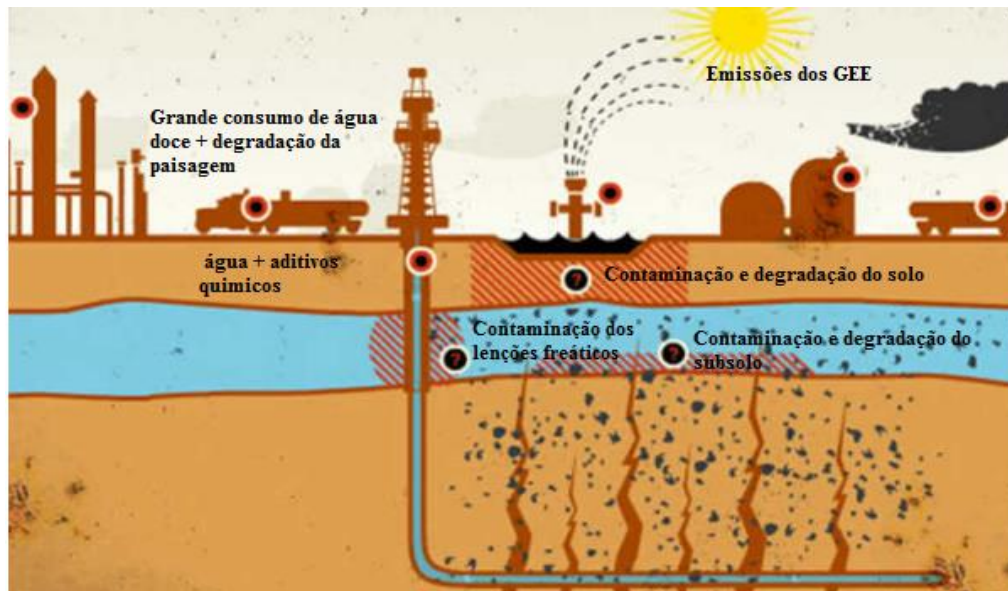
Nos Estados Unidos, na região da Bacia Barnett Shale, numa área que não sofria terremotos a mais de 140 anos, após o início das atividades de extração shale gas, registrou-se cerca de 20 pequenos abalos sísmicos no período entre 2008 a 2011. (LECHTEMBOHMER et. al, 2011)

Em contraponto a ideia anterior sobre os riscos ambientais, outros especialistas consideram que a produção nos reservatórios de gás natural não convencional apesar dos impactos ambientais inerentes a essa atividade produtiva, seja uma alternativa viável, com potencial capaz de substituir o carvão e óleo na matriz energética, devido ao baixo índice de emissões de GEE e por ser uma alternativa de transição energética mais barata. (ANP, 2010)

Na opinião de Araújo (2016), os defensores do meio ambiente acreditam que a contaminação das fontes de águas subterrâneas traduz-se como o maior problema provocado no processo de produção de shale gas. A grande quantidade de água utilizada no fraturamento hidráulico é enriquecida com produtos químicos e altos níveis de sólidos dissolvidos, ambos nocivos ao meio ambiente e a saúde pública. Complementa a mesma ótica do autor anterior IEA (2012), afirma que o processo de perfuração deixa perigos graves, incluindo-se o potencial de poluição do ar e a contaminação das águas superficiais e subterrâneas. Identifica-

se na Figura 9, a representação que ilustra o processo operacional de extração do gás não convencional e os principais riscos inerentes a técnica do fraturamento.

Figura 9: Representação dos riscos ambientais inerentes à técnica de Fraturamento Hidráulico.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), Ecycle (2016)

Apesar das técnicas concernentes ao fraturamento suscitarem uma grande inquietação para diversos países em relação ao meio ambiente. Os recentes avanços tecnológicos produzidos nos Estados Unidos relacionados a extração de shale gas, vêm contribuindo gradativamente para o controle do desequilíbrio existente na relação entre as técnicas do fraturamento e os riscos ambientais.

Pode se ressaltar de modo geral, que em qualquer atividade humana intrínsecas as áreas industriais, extrativistas ou de transformações, normalmente se produzem riscos para saúde, segurança e meio ambiente e esses devem ser geridos de modo eficiente através da aplicação das melhores práticas preventivas, preditivas e corretivas do momento. (ANGEL, 2012)

4.1.4 Tecnologias Utilizadas na Produção Shale Gas

Em 1930, o primeiro poço horizontal foi perfurado por imposição humana. O primeiro experimento antrópico com fraturamento hidráulico para exploração de gás natural não convencional ocorreu em 1947. Em 1949, essa técnica se tornou comercialmente viável. (HOLDITH, 2007)

Apenas na década de 1970, a técnica de perfuração horizontal de poços se popularizou nas terras ianques. Todavia, a partir do final dos anos 1990 até o início dos anos 2000, no domínio dessas duas tecnologias operacionais, o parque produtivo de gás natural não convencional norte americano, conseguiu gerar impactos positivos significativos, que repercutiram principalmente nos setores econômico e comercial, além de proporcionar novas oportunidades de produção para outros países. (SANTOS; CORADESQUI, 2013)

Vale salientar nesse contexto, como a importância da junção entre as técnicas primordiais relativas ao fraturamento hidráulico com a técnica da perfuração horizontal, foram decisivas para estimular a otimização dos novos métodos operacionais, capazes de viabilizar o aumento da produção em alguns países. (LIMA; ANJOS, 2015)

As principais tecnologias utilizadas na atualidade com a finalidade de explorar reservatórios não convencionais em destaque são: a estimulação de acidificação; os fraturamentos ácidos e hidráulicos; e a perfuração horizontal e vertical. Na ótica de Valle (2014), as mudanças contemporâneas inferidas às tecnologias, ocorrem devido a conjunção das diversas tecnologias existentes, que são somadas ao fraturamento hidráulico e se transformam em outra que alcance resultados maiores e/ou melhores, cujos objetivos principais, resumem-se na maximização da produtividade do gás natural não convencional em larga escala comercial e na atribuição de melhorias qualitativas relacionadas ao aumento da pressão, volume e vazão.

O desenvolvimento contemporâneo global das novas tecnologias intrínsecas ao processo produtivo nos reservatórios de não convencionais é um dos fatores viscerais para o sucesso nessa atividade econômica. Antes de serem rompidas as fronteiras referentes aos avanços constantes nos campos científico-técnico-informacional em prol do processo produtivo em comento, a carência tecnológica reinante de outrora, exercia com autoridade inquestionável, um papel de inibidor quantitativo e qualitativo nas atividades de exploração e produção de gás natural não convencional em todos os países produtores superavitários que foram citados nesse estudo até o momento.

A indústria do gás natural não convencional nos EUA, no seu bojo técnico-operacional, conta também com o auxílio dirigido permanente dos recursos da pesquisa acadêmica, a fim de adicionar novos adiantamentos a tecnologia da perfuração de poços. Novos dispositivos complementares especializados são criados e/ou melhorados gradativamente, com a intenção deliberada de acrescentar oportunidades benéficas ao processo de produção.

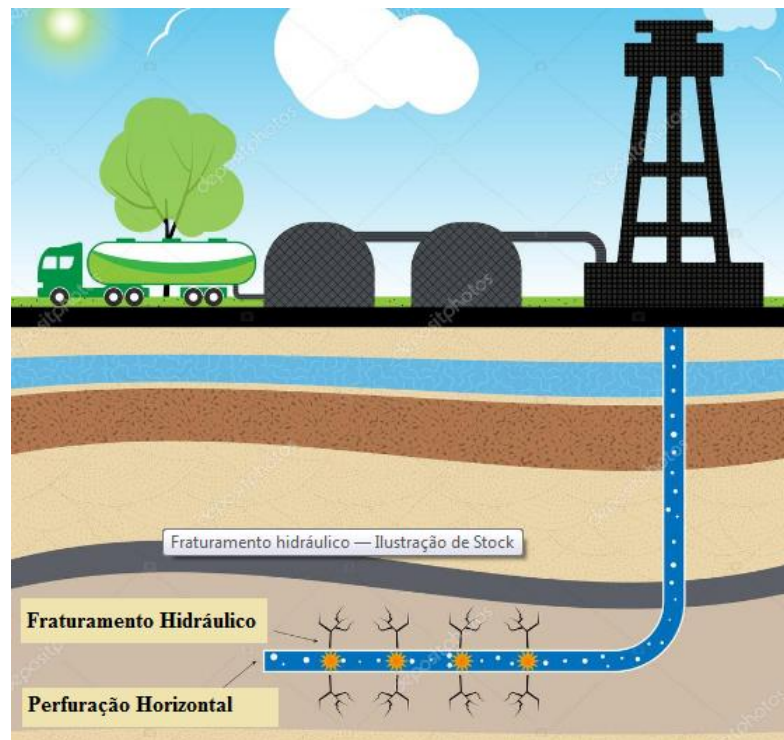
Nesse cenário, cita-se como exemplos, o surgimento da eficiência das brocas de perfuração diamantadas, mais duráveis e específicas aos reservatórios não convencionais; e as novas tecnologias microssísmica de imagens, especializadas no mapeamento das fraturas e da distribuição irregular dos depósitos de gás. (LAGE et. al, 2013)

4.1.4.1 Perfuração horizontal

A técnica de perfuração horizontal observe conforme na Figura 10, é utilizada basicamente com a intenção de atingir alvos que possuam uma trajetória de difícil acesso, existentes nas formações geológicas ricas em reservas de gás natural não convencional. Nesse processo operacional, se permite que os desvios controlados realizados pela broca de perfuração, viabilize a chegada até um ponto predeterminado do reservatório.

Nessa perspectiva, vale salientar, que a sobreposição entre as técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico possibilitaram avanços técnico-operacionais indispensáveis à indústria de produção do gás natural não convencional, principalmente quanto aos ganhos provocados pelos aumentos na vazão de óleo ou gás produzido. Para Rocha (2008), os poços considerados horizontais são aqueles que formam ângulos próximos a 90° e possibilitam a exposição de grandes extensões dos reservatórios naturais.

Figura 10: Processo de perfuração horizontal.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), S.Rumiantser (2015)

De acordo com Santos e Tavares (2016), a utilização da técnica de perfuração horizontal reduz significativamente o número de poços verticais necessários ao desenvolvimento de um campo de gás, esse fato reflete-se diretamente na diminuição das demandas relacionadas aos números de estradas de acesso, instalações de produção, rotas de oleodutos e nos custos do empreendimento.

4.1.4.2 Estimulação de Poços

A tecnologia aplicada relacionada ao processo de estimulação de poços objetiva o aumento da produtividade na produção de óleo ou de gás extraídos num reservatório. Esse processo se caracteriza através da injeção de substâncias químicas num poço da unidade operacional, conforme as particularidades físico-químicas singulares e/ou plurais encontradas no reservatório geológico. Esse processo pode ser dividido em três etapas distintas: acidificação de matriz; fraturamento hidráulico; fraturamento ácido.

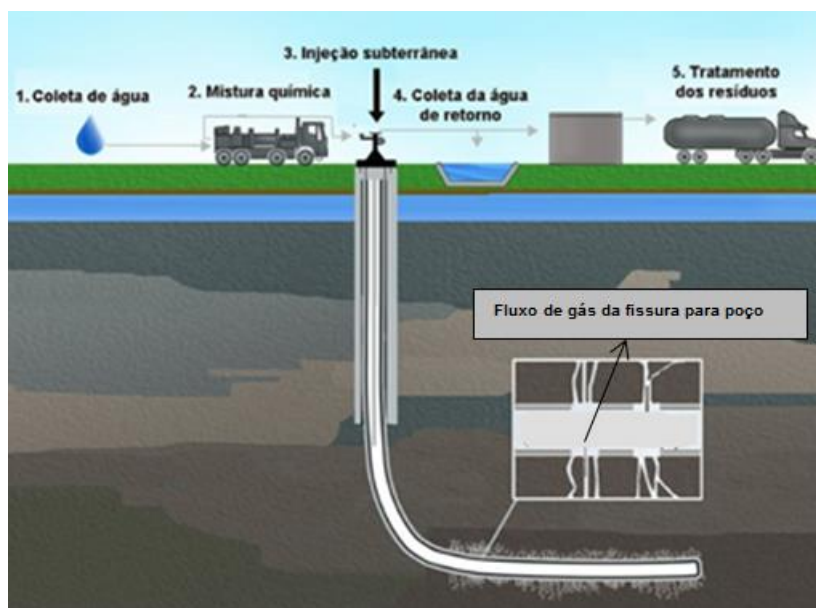
Segundo Gomes (2005), a Acidificação de Matriz é uma técnica de estimulação na qual se injeta uma solução ácida na formação geológica, cujo intuito é dissolver parte dos minerais presentes na composição mineralógica da formação rochosa do reservatório, aumentando ou recuperando a permeabilidade e a deformação existentes ao redor do poço.

Essa tecnologia pode ser esclarecida conforme dois exemplos distintos de injeção de ácidos num poço e as suas respectivas interpretações sobre os efeitos esperados dessa ação: ácido clorídrico - HCL, são usados para dissolução dos carbonatos; misturas heterogêneas entre o ácido clorídrico - HCL e ácido fluorídrico - HF, são usados para dissolver os silicatos. (SILVA, 2017)

O Fraturamento Hidráulico visa viabilizar o processo produtivo de gás natural acondicionado em formações rochosas sedimentares de difícil extração – folhelho ou tradicionalmente chamada de xisto. De acordo com a Resolução da ANP, nº 345 de abril de 2014, o fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poço, utilizada para maximizar a produção de óleo e gás natural em reservatórios não convencionais.

Conforme a Figura 11, essa tecnologia consiste basicamente no bombeamento de fluidos de fraturamento, a uma pressão suficientemente alta, apta a superar as forças de compressão existentes na formação rochosa do folhelho, assim desse modo, provocam as fraturas estreitas ao longo da formação que facilitam a circulação do gás aprisionado. (POLI, 2014)

Figura 11: Fraturamento hidráulico em reservatório de shale gas.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), EPA (2012)

Para Poli (2014), na atualidade, o fraturamento hidráulico é o processo que demonstra a maior capacidade de recuperação do produto explorado. Nesse processo, a função do fluido de fraturamento, concentra-se na geração de níveis de pressão, capazes de romper a formação litológica, mas sem comprometer a integridade física da formação a condições catastróficas, é dessa maneira, que se propagam apenas as fraturas através do reservatório. Nesse interim, verifica-se que as conservações das qualidades físicas-químicas dos fluidos armazenados permanecem as mesmas.

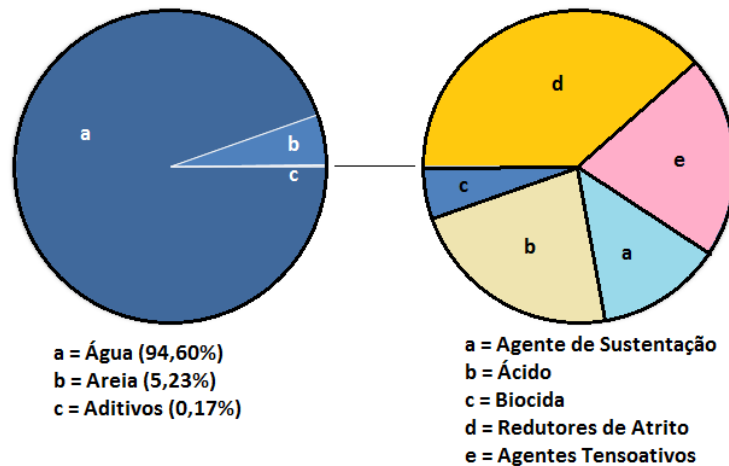
O fraturamento hidráulico é constituído por algumas etapas principais, e dentre elas a mais importante é o bombeamento. Segundo Carvalho (2012), o bombeamento é um processo onde a solução fluídica composta por água, areia, concreto e aditivo químico é bombeada no sentido de estimular o escapamento do gás ou óleo dos reservatórios que possuem grau de permeabilidade baixa.

Fracfocus (2014) corrobora com as citações sobre o processo de fraturamento hidráulico realizadas pelos outros autores nesse estudo e complementa-os, detalhando as principais etapas dessa técnica como: Fase de Ácido; Fase Colchão; Fase de Propante, Fase de Lavagem.

- A Fase de Ácido, consiste na mistura entre milhares de litros de água com um ácido diluído, nesse caso, o ácido clorídrico ou muriático, cujo objetivo é a limpeza dos restos de cimento ou fluido de perfuração;

- A Fase Colchão, que consiste na aplicação no poço de aproximadamente 100.000 litros de água adicionada aos produtos químicos, sem material propante - é um material durável e resistente ao esmagamento produzido para uso na indústria petrolífera, o conjunto de materiais que consolidam a sustentação do poço;
- A Fase de sequência propante, consiste em múltiplas subestações de água combinadas com material de propante. Nessa etapa são utilizadas centenas de milhares de litros de água, contendo uma areia de malha fina ou material cerâmico, destinada a manter abertas as fraturas criadas e/ou aprimoradas depois que os níveis de pressão forem reduzidos no poço;
- A Fase de Lavagem consiste em um volume de água doce suficiente para limpar o excesso de propante do poço. Fracfocus (2014), afirma que os principais agentes de sustentação do poço perfurado são: areia resinada, bauxita sinterizada e cerâmica sinterizada. Além dos produtos químicos utilizados para o fraturamento nas proporções indicadas conforme a Figura 12, que são 94,60% dos fluidos são compostos pela água; 5,23% areia; e 0,17 de aditivos específicos.

Figura 12: Representação gráfica da distribuição de fluídos de fraturamento hidráulico.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), Sousa et.al (2014) apud Dias (2014)

Para se finalizar o subitem inerente a estimulação de poços sob a ótica de Fernandes (2001), o Fraturamento Ácido caracteriza-se pela junção entre as técnicas de acidificação com o fraturamento hidráulico. Nesse processo, se utilizam os efeitos provenientes das reações químicas de um ácido injetado no reservatório natural em conjunto com os valores certificados da pressão de ruptura das formações rochosas, a fim de produzir fraturas que possibilitem caminhos para a liberação de gás não convencional.

4.1.5 Infraestrutura de Transporte

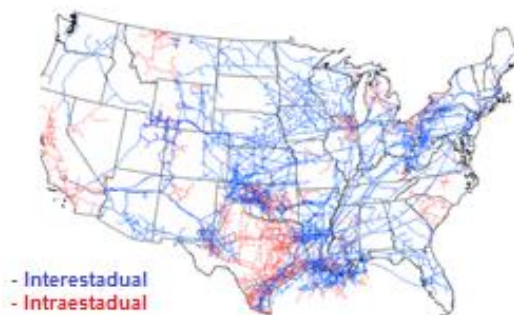
No período pós Segunda Guerra Mundial houve um grande aumento na demanda de gás natural nos EUA. Entre as décadas de 1950 a 1960, esse evento influenciou decisivamente para a construção de aproximadamente 50% da infraestrutura total de transporte por gasodutos, cujo intuito, era o de viabilizar a malha de distribuição doméstica de gás natural ao consumidor.

A dinâmica de expansão contínua dessa malha, garantiu o fornecimento de gás natural para novos setores industriais, comerciais e inclusive para empreendimentos habitacionais. Projeta-se até 2035, um aumento na capacidade de carga para o sistema, com a construção de aproximadamente 167.000 a 209.000 milhas de gasodutos de gás natural – nesses se incluindo as linhas de coleta e transporte.

Na atualidade, conforme a Figura 13, a tônica de integração da malha de gasodutos norte-americana baseia-se em interligações interestaduais e intraestaduais que prevalecem por todo o seu território. Essa malha é composta por aproximadamente 3 milhões de milhas de dutos principais, além de outros, que se distribuem entre áreas de produção, instalações de armazenamento com os consumidores.

O aumento na produção de gás natural a partir de 2009, promoveu um aumento na demanda da geração de energia elétrica pela indústria. Infere-se que em 2015, apesar do custo verificado com a ampliação do sistema de gasodutos, foram acrescentados ao produto interno bruto - PIB dos EUA o montante de US \$ 34 bilhões. Em 2017, foram distribuídas quantidades em torno de 25 Tcf de gás natural para aproximadamente 75 milhões de consumidores. (EIA, 2017)

Figura 13: Rede de gasodutos naturais dos EUA interestadual e intraestadual.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), EIA (2018)

4.2 BREVE CONTEXTO ARGENTINO – BACIA DE NEUQUÉN

Na América Sul, os argentinos assumem um lugar de vanguarda com as suas iniciativas focadas para a valorização dos reservatórios de gás natural não convencional. Este ocupa um papel de destaque entre os quatro maiores produtores mundiais.

A Argentina é o país latino-americano com o maior avanço aparente na exploração dos recursos não convencionais. Conforme a Figura 14, nas suas fronteiras territoriais situa-se as maiores reservas comerciais de tight gas - oil e shale gas – 802 Tcf do continente sulamericano.

Figura 14: Mapa estrutural das Bacias de shale gas na Argentina



Fonte: ARI (2013)

Apenas na estrutura geológica correspondente a Bacia de Neuquén, na localidade intitulada como Vaca Muerta (VM), existem uma quantidade de shale gas recuperáveis na ordem de 308 Tcf. As características geológicas relativas a profundidade, espessura, pressão e composição mineral da VM, compara-se geologicamente com o play Eagle Ford - 119 Tcf nos EUA. Detecta-se no contexto Brasil, que o volume total das reservas comerciais de shale gas nacional é aproximadamente 245 Tcf, desse modo, deduz-se como menores que as mesmas reservas de Neuquén.

As produções dos recursos não convencionais platinos são hegemonicamente administradas pela estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales - YPF em conjunto com icônicas empresas internacionais do setor. A YPF planeja explorar um total de 2.450 poços de shale gas. Cabe à empresa ianque Chevron estruturar a exploração em Vaca Muerta. No início desse processo, em 2014, a Chevron investiu US\$ 1,24 bilhões de dólares de um total orçado até a conclusão do projeto em US\$ 15 bilhões de dólares.

O governo argentino pretende alcançar com esses investimentos a produção básica em torno de 50 mil barris/dia de shale oil e 3 milhões de m³/d de shale gas. Conforme Brasil Energia (2018), a produção de shale gas na Argentina em 2017 é de aproximadamente 6 MMm³/d com projeção de produção para 2020 em torno de 43 MMm³/d.

Braga e Almeida (2015) afirmam que existem diversas vantagens na exploração de shale gas na bacia madura de Neuquém em relação aos seus vizinhos sul-americanos. Dentre essas conveniências, evidencia-se uma preexistente infraestrutura de distribuição formada por gasodutos interligados por várias províncias, que facilitam a venda e o consumo de gás natural na Argentina.

Nesse contexto, observa-se que o shale gas brasileiro, ainda se encontra em desvantagem em relação aos platinos no presente momento. Nesse caso, conforme a ótica de Kerz (2017), os valores precificados para o consumo desse mesmo tipo de gás no Brasil, especulativamente sejam mais altos devido aos custos de escoamento da produção.

O acesso a área operacional é outra vantagem identificada em Neuquém. Existe uma infraestrutura rodoviária funcional pertinente ao bom funcionamento do sistema, o que, obviamente contribui com a diminuição dos custos operacionais do empreendimento no tangente ao acesso de funcionários e equipamentos. No caso EUA, essa vantagem se repete de forma particular e proporcional, mas no Brasil, detecta-se que essa vantagem quase inexista.

O incentivo fiscal é outra vantagem argentina marcante e abrangente para o processo produtivo do shale gas. O governo platino em 2014 aprovou uma nova Lei para os Hidrocarbonetos - Lei 27.007/2014, concedendo incentivos fiscais abrangentes aos investimentos externos em toda Argentina. Anteriormente a aprovação dessa Lei, o governo provincial independentemente oferecia isenção de impostos de exportação variável de até 20% da produção, cuja validade periódica de até cinco anos após o início do empreendimento. (BRAGA; ALMEIDA, 2015)

Estima-se que o incremento econômico advindos dos avanços na infraestrutura e das políticas de isenção tributárias benéficas ao processo de produção de gás natural nos reservatórios não convencionais argentinos, assim como, a perspectiva de Barth (2013),

projetam a criação de milhares de postos de trabalho. A exploração da Bacia de Neuquén promoverá aproximadamente 500 mil empregos diretos.

Especialistas argentinos especulam que algumas qualidades básicas encontradas no projeto argentino de shale gas, que se correlacionam com a alta produtividade dos poços e a capacidade de regulamentação harmônica, funcionam como verdadeiros objetos catalizadores de novos investimentos e de um pool de empresas afins para a região de produção. Em Neuquén, diferentemente do Brasil, identifica-se a presença das maiores operadoras de hidrocarbonetos do globo terrestre.

Apesar das oportunidades positivas elencadas anteriormente, se constituírem como determinantes essenciais ao desfecho vitorioso do emergente processo produtivo argentino, observa-se que algumas desvantagens neste, podem se transformar em verdadeiros empecilhos a velocidade do seu desenvolvimento. O déficit platino na oferta de mão de obra especializada para a exploração de hidrocarbonetos não convencional, gera uma defasagem na expansão do mercado produtor argentino em relação aos padrões norte-americanos e um superávit em relação ao brasileiro.

Outra limitação imposta a cadeia do shale gas platina é a questão técnica. Observa-se no mercado local, uma oferta insuficiente de fornecedores de insumos essenciais à exploração dos reservatórios naturais. O fraturamento horizontal depende quase que exclusivamente da importação de insumos químicos e da logística do transporte de areia e água. Além disso, outra desvantagem significativa assola a Argentina contemporânea, o Estado convive com problemas macroeconômicos relacionados ao câmbio e ao aumento de inflação, ambos corroboram com as dificuldades de acessos aos investimentos externos e às importações de bens e serviços.

5 PRINCIPAIS PERSPECTIVAS DA PRODUÇÃO DE SHALE GAS NO BRASIL

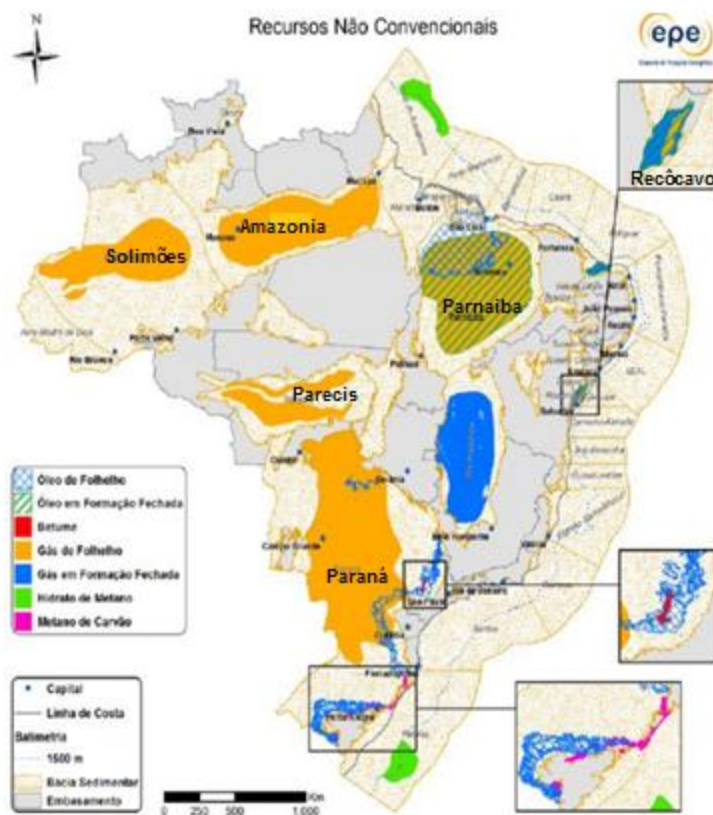
Nesse estudo serão priorizadas as reservas não convencionais com ênfase no shale gas nacional. O mapeamento atual, já sinaliza para os reservatórios que contêm quantidades significativas de gás natural não convencional. Até o momento, diferentemente dos sucessos alcançados no projeto governamental norte-americano concebido desde a década de 1970 e até do recente projeto argentino, no Brasil a exploração e a comercialização das fontes em destaque carecem de eficácia, não contam com a colaboração de um projeto nacional governamental sólido, uma política de Estado reflexiva constante, capaz de nortear o processo produtivo desses recursos de modo mais eficaz sobre todos os aspectos.

O Brasil está discutindo nos últimos anos a exploração do shale gas, mas vem ocorrendo muita polêmica em torno de sua exploração. A ANP, lançou em 2013 a 12ª rodada de licitação para a exploração do gás não convencional. Em 2014, publicou a resolução 21/2014, que normatiza a exploração do shale gas no Brasil. Esses fatos mostram como o Brasil está disposto a explorar o shale gas. Atualmente a exploração do shale gas se encontra suspensa pela justiça federal, aguardando novos estudos, principalmente em relação aos impactos ambientais causados pelo fraturamento hidráulico. (MARTINS; FUSER, 2016)

No Brasil contemporâneo, o aumento na oferta e demanda de gás natural não convencional, a simetria dos preços e a integração do mercado de produção, perpassam por enormes desafios políticos, legislativos, regulatórios, ambientais, tecnológicos, logísticos e econômicos, a serem vencidos de modo sistemático na busca dos preços baixos do gás de consumo, no aumento da oferta de empregos, na autossuficiência econômica e energética e derivativamente possibilitar melhorias na geração da renda per capita local e regional, além de produzir divisas econômicas para um país com enormes desigualdades sociais.

Para EIA (2015), a somatória das quantidades contidas nos principais reservatórios tecnicamente recuperáveis, segundo a Figura 15, já mapeados nas Bacias do Rio São Francisco, Parnaíba, Parecis, Recôncavo, Paraná, Amazonas e Solimões, perfazem um total aproximado de 245 Tcf. A atividade produtiva plena nessas bacias citadas, promoverão o Brasil ao décimo lugar no ranking mundial de shale gas. Segundo FGV (2018), no Brasil há um grande potencial de reservatórios não convencionais entre as regiões Sul e Nordeste do país, todavia em grande parte, as quantidades existentes nesses reservatórios ainda são incógnitas, principalmente, devido a carência de investimentos específicos nas pesquisas.

Figura 15: Mapa estrutural das reservas de shale gas no Brasil em 2016.



Fonte: CTMA (2016) apud EPE (2015)

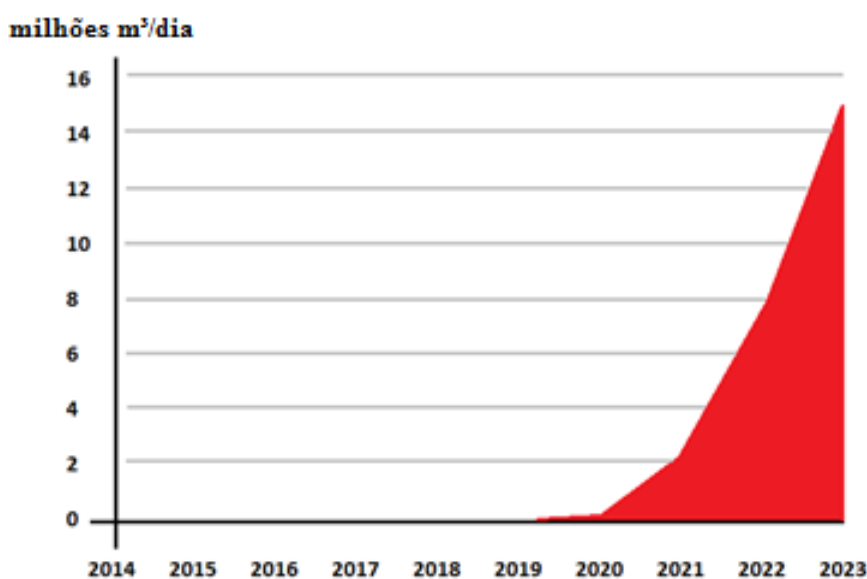
Dentre essas bacias brasileiras parcialmente mapeadas, o bloco do Recôncavo em conjunto com os blocos Sergipe – Alagoas e São Francisco demonstram, nesse momento, uma maior capacidade para a exploração do shale gas. Os conjuntos dessas bacias maduras, produzem um total de 6.104 MM m³/d relativos a 100 poços ativos convencionais, com destaque de exploração para a bacia Recôncavo Baiano com 76 poços em atividade. (ANP, 2016)

A exploração proativa das regiões maduras em contexto é facilitada pelo arcabouço infraestrutural local preexistente, que contempla uma malha de gasodutos e oleodutos administrados exclusivamente pela concessionária estatal Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRÁS, mas, apesar dessa infraestrutura logística ser comum à distribuição final, tanto para o shale gas, assim como, para o gás natural convencional, ainda existe nesta, uma enorme defasagem tecnológica em comparação com a infraestrutura similar funcional nos EUA. A discrepância tecnológica observada na infraestrutura logística das bacias maduras em comento é demonstrada através da carência de interconexões visando a distribuição final intraestadual e interestadual.

Para Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2017), no Brasil, a necessidade imediata de investimentos pertinentes a infraestrutura para o mercado de produção e consumo de gás natural não convencional shale gas e tight sand, é uma realidade contemporânea. Dentre outros aspectos, esse gargalo cria dificuldades que diretamente impedem a exploração inteligente das bacias sedimentares nacional.

Observa-se na Figura 16, a representação gráfica de projeção da oferta potencial de shale gas e tight sand no período entre 2014 e 2023.

Figura 16: Representação gráfica projeção oferta potencial gás natural nacional não convencional 2014 a 2023.



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), EPE (2014)

Na Figura 16, observa-se a inexistência de qualquer atividade produtiva brasileira relacionada ao período de tempo correspondente entre 2014 e o meado de 2019. Contudo, projeta-se uma tímida produção a iniciar-se no segundo semestre de 2019 até o final de 2020. Especula-se que a partir de 2020 haja um crescimento abrupto do potencial de produção até o ano de 2023.

Na atualidade, existe uma inércia administrativa demonstrada pelos organismos estatais nacionais, em relação a adoção das medidas de cunho urgente, que priorizem os diversos investimentos necessários, capazes de potencializar de acordo com a Figura 16, um aumento tão acintoso da oferta de gás natural não convencional até 2023. Esses investimentos, ainda permanecem em estágio de desenvolvimento praticamente embrionário no país. Comparando-se o aspecto em contexto com o estudo de caso da política de Estado norte-

americana, infere-se que no Brasil, prevalece apenas uma gestão política antagônica ao sucesso imediato da produção e comercialização de gás natural não convencional onshore.

Nessa mesma linha do pensamento, a gestão brasileira inerente ao gás natural não convencional em comparação a recente iniciativa promovida na Bacia de Neuquén pelo vizinho sul-americano argentino, a ideia de gestão brasileira relativa ao processo produtivo de shale gas e tight sand permanece defasada.

A Argentina projeta com brevidade substituir a Bolívia na importação de gás natural via gasoduto para o Brasil. Pretende dobrar a sua produção de petróleo e gás no período entre 2018 e 2023 e triplicá-la até 2030. (BRAGA; ALMEIDA, 2015)

5.1 ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS

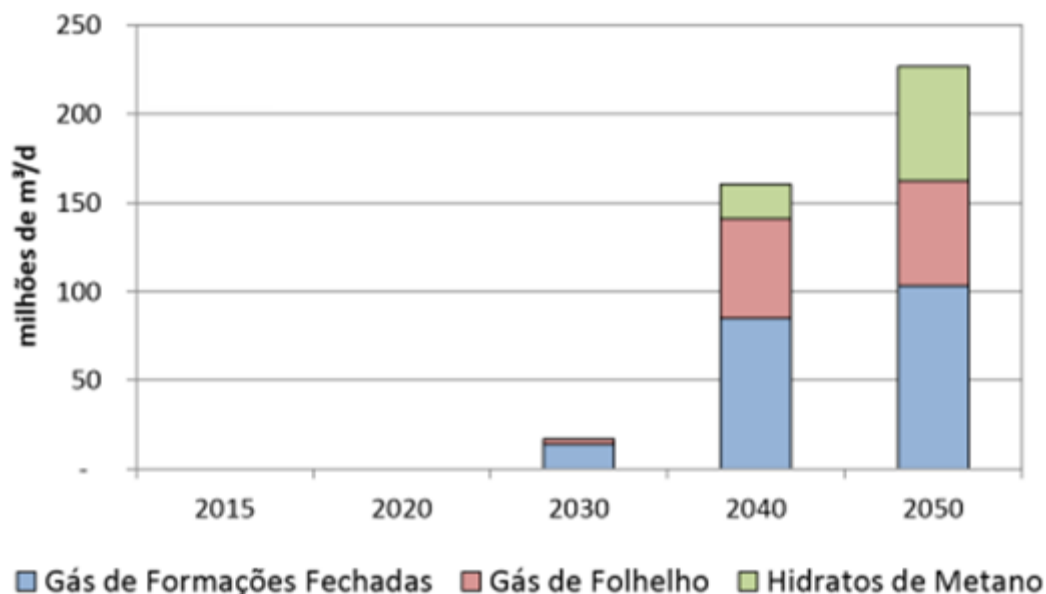
O contexto histórico referente a exploração de gás natural onshore no Brasil inicia-se em 1940. Foram descobertas as primeiras reservas de óleo e gás na região do Recôncavo Baiano. Mais tarde, os volumes quase totais aferidos nas bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas, tornaram-se prioridade exclusiva à fabricação de insumos industriais e combustíveis para uso na Refinaria Landulpho Alves - RLAM e o Polo Petroquímico de Camaçari.

No Brasil contemporâneo a oferta e a demanda de petróleo e gás natural é um monopólio da Petrobrás. Apesar dela ser uma empresa constituída por capital misto, o Estado aparece como o investidor majoritário. Por tanto, todas as decisões relacionadas ao petróleo e o gás no Brasil passam pelo crivo da mesma, inclusive a projeção de implantação do mercado produtivo do shale gas.

Conforme Lion (2015), existem apenas 100 empresas autorizadas para atuar no setor brasileiro de onshore e offshore, o mesmo afirma que esse número é 100 vezes menor do que o observado nos EUA.

Segundo os estudos recentes da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível – ANP (2015), evidencia-se como fundamental, a identificação das condições geológicas brasileiras, propícias a exploração do gás natural não convencional (shale gas). Na perspectiva da EPE (2018), projeta-se na Figura 17, que o Brasil produzirá gás natural não convencional, dentre eles o shale gas a partir de 2030, e a partir daí, acentua-se uma curva de crescimento da produção até 2050. Essa representação gráfica sugere até o momento um grande ponto de interrogação, alimentado pela inercia organizacional estatal relacionada a esse tipo de matriz energética.

Figura 17: Ilustração gráfica projeção nacional oferta potencial gás natural não convencional 2015 a 2050.



Fonte: EPE (2018)

No Brasil, até hoje, a participação do shale gas, não dispõe de um projeto definido que regulamente a sua exploração e produção, cuja definição, poderá contribuir para atenuação da falta de empregos e para o déficit do mercado de gás natural, o qual vem sendo suprido, em boa parte, por gás importado da Bolívia e no futuro próximo da Argentina e de Gás Natural Liquefeito - GNL.

O Gasoduto de interligação entre o Brasil e a Bolívia é um avanço infraestrutural que iniciou as suas operações em 1999. Sua capacidade de transporte de gás natural é da ordem de 30 MM m³/d.. Esse volume estimado equivale a cerca de 50% da demanda brasileira. Esse trecho de escoamento assumiu um papel importante no fornecimento complementar de gás natural em relação ao aumento no consumo no país entre 2001 e 2002. (EPE,2017)

Para ADVFN (2019), “Nos primeiros anos de operação do gasoduto, a elevada oferta do produto e os baixos preços praticados, favoreceram uma explosão no consumo tendo o gás superado a faixa de 10% de participação na matriz energética nacional”.

O desequilíbrio energético ocorrido entre 2001 e 2002, foi provocado pela ingerência estatal no dimensionamento da produção da energia nacional. Produziu-se assim, um subdimensionamento energético - apagão elétrico, sensibilizado pela redução do percentual participativo da energia gerada pela matriz hidráulica proveniente das hidroelétricas

nacionais, nesse caso, tornou-se imperativo, aumentar a participação energética das termelétricas movidas a gás natural.

O consumo de gás natural no Brasil é suprido por três sistemas de distribuição principais: Sul/Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e o Norte. A partir de 2010, entrou em operação o gasoduto Sudeste-Nordeste interligando os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia.

No Sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste circulam aproximadamente 55% de gás nacional e 45% de gás boliviano, sendo a sua maior demanda de consumo, localizada na região Sudeste. São Paulo se evidencia nesse contexto, abastecendo seu grande parque industrial, logo em seguida, o Rio de Janeiro destaca-se no consumo alimentando o seu parque termelétrico.

Na região Sul, duas termelétricas, duas refinarias e o seu pólo industrial funcionam movidos pela energia retirada do gás importado da Bolívia. No antigo Sistema Nordeste, a Bahia é predominante na utilização da oferta e demanda de gás natural. Os baianos processam e consomem grandes volumes de gás na indústria e na produção de energia elétrica. O Sistema Norte em seu isolamento, detém as maiores reservas onshore de gás natural do país. Essas reservas situam-se na Bacia do Solimões (AM).

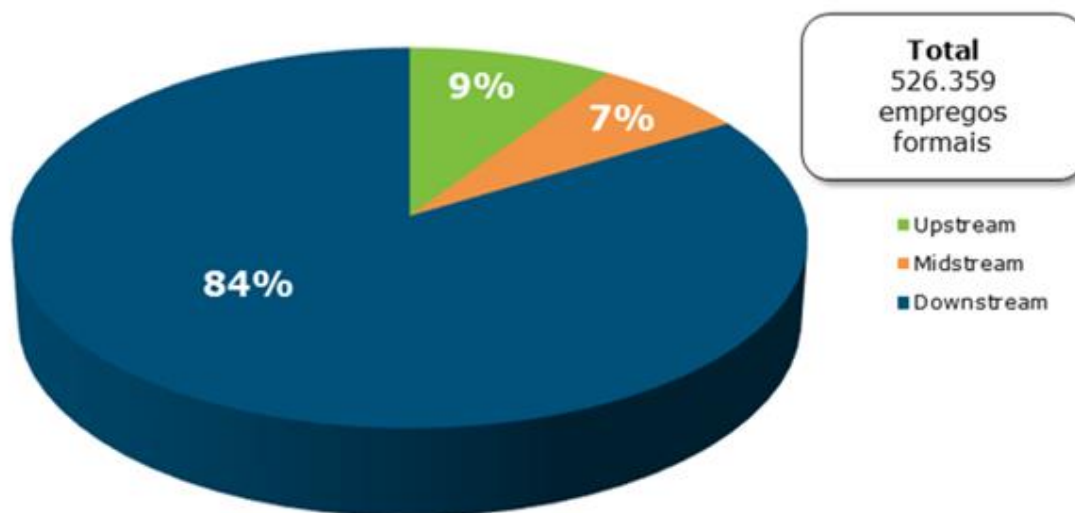
No Brasil de acordo com EPE (2014), o mercado de consumo de gás natural demonstra uma curva com tendência de crescimento a uma taxa média aproximada de 7% ao ano no período entre 2009 e 2014. O setor industrial evidencia-se nesse cenário, atinge uma taxa de crescimento de 22,3% no espaço entre 2009 e 2010 e um aumento percentual de 5,67% de 2011 a 2014. Esses números percentuais inferem um crescimento desprezível à indústria do gás brasileira, que é diretamente proporcional ao modesto desenvolvimento da atividade econômica no mesmo período de tempo.

Torna-se evidente no contexto nacional, a concepção urgente de um projeto emergente para o mercado de gás natural não convencional. As limitações de produção em escala na presente indústria de petróleo e gás, interferem decisivamente na geração de riquezas e de renda no país.

Por exemplo, a oferta pretérita de empregos dessa cadeia produtiva, conforme a Figura 18 representa as taxas percentuais setoriais relativas a um total de 526.359 empregos formais em dezembro de 2016, sendo que 9% desses foram direcionados para o setor upstream -

indústria extrativa, 7% para o setor midstream - indústria de transformação e 84 % para o setor downstream - comércio.

Figura 18: Representação Gráfica do número de empregos no setor de petróleo e gás nacional em 2016.



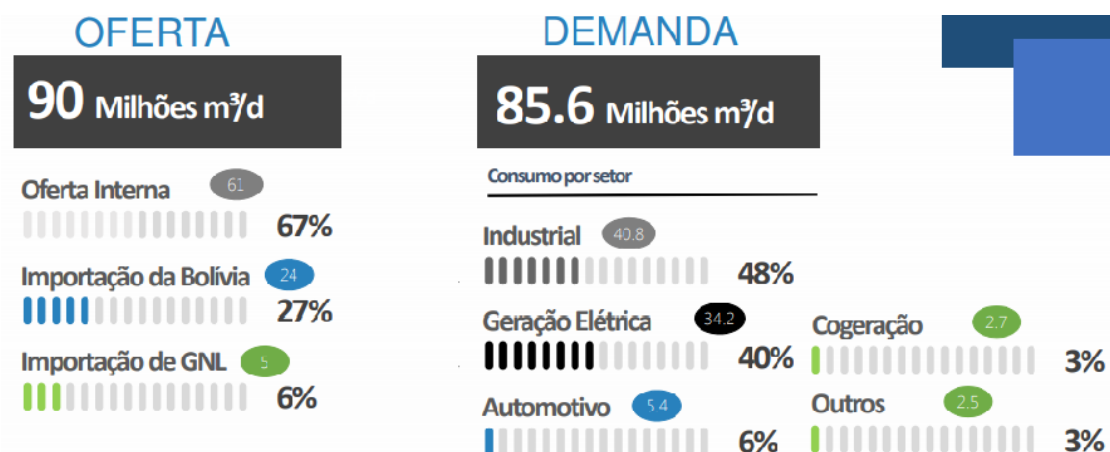
Fonte: IBP (2017)

No presente apesar do número de empregos da cadeia de petróleo e gás não estarem quantificados a contento, percebe-se uma escassez e até um déficit na quantidade de postos de trabalhos gerados por essa cadeia produtiva. Essa dificuldade socioeconômica, já deveria estar eliminada e/ou mitigada pela iniciativa concreta, produzida pelos múltiplos efeitos relativos aos investimentos intelectuais e materiais, exclusivamente direcionados para realidade futura da indústria do shale gas.

Na atualidade, na visão representada na Figura 19, a demanda total brasileira por gás natural posiciona-se em cerca de 85,6 MM m³/d, sendo que 48% desse total equivale as necessidades da indústria, 40% supre a geração de energia elétrica, 6% é direcionada para o uso da frota automotiva, 3% utiliza-se na cogeração de energia e os outros 3% têm utilização indiscriminadas.

Para suprir essa demanda, a oferta total de gás natural nacional situa-se na casa de 90 MM m³/d, sendo que 67% são provenientes da oferta interna, 27% são importadas da Bolívia e 6% são correspondentes a importação de GNL. Nesse caso, a importação total gira em torno de 33% da oferta nacional.

Figura 19: Oferta e demanda do gás natural, média anual 2017.

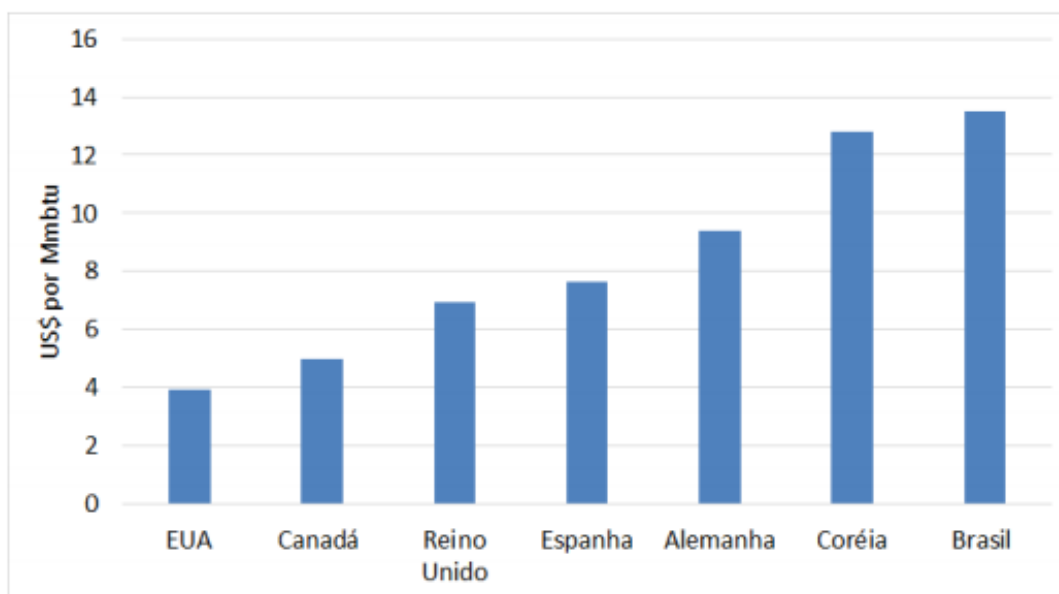


Fonte: ANP (2018)

Vale sintetizar em contraponto a necessidade de importação de gás natural já citada na Figura 19, que o desperdício do volume de gás sem uso no processo produtivo brasileiro, por causa da existência de diversas deficiências infraestruturas sobrepostas enfrentadas in loco, obriga as empresas do ramo, a se utilizarem normalmente do expediente operacional da reinjeção de gás no próprio poço de origem. Comparando-se o volume de gás natural importado em 2017 (33% - 29,7 MM m³/d) com o volume de gás reinjetado nesse mesmo ano, conforme a ANP (2018), ~30,7 % - 27,6 MM m³/d, deduz-se que o volume total de gás reinjetado é maior do que os volumes individualmente importados e tecnicamente igual a importação total, pois não foram considerados o grande volume de gás queimado nas mesmas unidades de exploração e produção por todo o país.

No tocante ao desperdício nacional de gás natural não convencional a situação é mais grave. Inexiste uma projeção brasileira confiável que demonstre os preços de produção e consumo do shale gas. Nesse momento, a demanda e a oferta desse tipo de hidrocarboneto, sugerem especulativamente números desprezíveis em contraste com os números hegemônicos alcançados na exploração de gás natural convencional. Desse modo, em substituição aos dados incógnitos do shale gas, analogamente serão abordados dados de preços em dólares por milhões de unidades térmicas britânicas (US\$ / MM btu), relativos de acordo com a Figura 20, ao preço médio do gás natural para o segmento industrial em países selecionados em julho de 2017. (CNI, 2018)

Figura 20: Ilustração gráfica preço médio gás natural no segmento industrial em países selecionados (07/ 2017).



Fonte: CNI (2018)

Observa-se na Figura 20, que o preço do gás natural do Brasil gira em torno de 14 US\$ / MM btu, enquanto que, nos EUA o preço é de aproximadamente 4 US\$ / MM btu. Esse gradiente mundial de preços analisado, sugere que as distorções nos preços do gás, sejam inerentes aos reflexos impostos pelas desvantagens básicas ao convívio produtivo de cada país. Essas dificuldades geram desafios ao longo do tempo, que interferem na formação do custo de produção e na precificação final do produto. Os preços do gás natural nacional são cerca de 350% maiores que nos EUA.

Na atualidade, o Brasil convive com inúmeros desafios políticos e econômicos que interferem de modo tendencioso na estratégia dos cálculos dos preços da oferta dos hidrocarbonetos ao consumidor final. A tônica dos preços exorbitantes pacifica exclusivamente aos interesses do mercado econômico em todas as suas facetas financeiras, exceto àquelas da visão de crescimento futuro, equilibradas com o mercado de consumidores que possam continuar ativos no futuro breve – indústrias, agropecuária, serviços e a população.

Em tese, a oferta de energia torna-se mais cara, se houverem baixa concorrência no contexto industrial e perda de competitividade internacional. O ambiente organizacional e a regulatório da indústria de gás natural brasileira se posicionam de diferentes práticas internacionais. (CNI, 2018)

5.2 ASPECTOS POLÍTICOS E REGULATÓRIOS

No Brasil é lícito e Constitucional, considerar que as riquezas contidas de forma implícitas e explícitas no subsolo territorial sejam propriedade exclusiva do Estado. Não cabe ao proprietário do terreno superficial direitos à exploração de todo e qualquer recurso sem a autorização prévia do órgão federal competente. Em comparação com os EUA, verifica-se que o dono do terreno também é o proprietário dos recursos minerais existentes no subsolo.

Em síntese, pode-se afirmar que o aspecto constitucional nacional em relação a exploração dos recursos encontrados no subsolo, corrobora diretamente com a lentidão na concepção de novos investimentos e empreendimentos particulares referentes ao gás natural não convencional. Em suma, na velocidade das decisões proferidas pelo Estado brasileiro, concentram-se todas as prerrogativas cabíveis ao processo expansionista da indústria de shale gas, inclusive naquela que promova uma emenda constitucional particular, elevando ao patamar de política de Estado, o processo de produção de hidrocarbonetos não convencionais em todos os seus rebatimentos, assim como o aventado anteriormente nos EUA.

No cotidiano contemporâneo nacional prevalece a ausência de uma legislação específica concernente a exploração de hidrocarbonetos não convencionais. Esse aspecto provoca uma insegurança jurídica aos investimentos públicos e privados capaz de desmotivar uma decolagem inusitada para o abundante e defasado mercado de shale gas nacional. Nos EUA, o marco regulatório em questão, tornou-se um diferencial incrementador desde o início da produção de shale gas. Em contraponto às facilidades identificadas no processo ianque, observa-se que na maioria dos outros países produtores, os seus processos regulatórios assumem um perfil de tramitação menos célere.

5.2.1 Aspectos Políticos

No Brasil da década de 1950, o Presidente da República Getúlio Vargas editou conforme o Anexo A, a Lei 2004, de 03 de outubro de 1953, que substituiu o regime de livre exploração pelo monopólio estatal do petróleo. Essa lei criou a empresa estatal PETROBRÁS sob o slogan nacionalista de “O Petróleo é Nosso”. As reservas de hidrocarbonetos e seus derivados tornaram-se estatais e exclusivamente exploradas pela Petrobras em todas as suas dimensões produtivas entre os períodos de 1954 a 1997 – 43 anos.

No cenário de éticas questionáveis que perpassam os inúmeros períodos políticos brasileiros, as incertezas comandam o ânimo organizacional-estratégico nacional. Numa breve análise das políticas governamentais que nortearam o mercado de gás natural, identifica-se

que o Presidente Fernando Henrique Cardoso promulgou de acordo com o Anexo B, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, também conhecida como nova lei do petróleo, que dentre as suas atribuições legais revogou a Lei nº 2004/1953. A partir desse momento, em tese sem quebrar o monopólio da Petrobras admitiu-se uma adaptação do regime antigo para o de livre concorrência na exploração e processamento do petróleo e de outras fontes de energia. Na atualidade, a Petrobras S/A, evidencia-se como uma empresa de capital aberto cujas ações são negociadas na bolsa de valores.

Essa lei também criou a ANP – Agência Nacional do Petróleo, e o CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, vinculado diretamente à Presidência e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, após os eventos legais de 1997, a exploração do petróleo continua regulada pela própria Constituição da República, que abaliza as principais diretrizes da matéria, e pelas Leis 9.478/1997, segundo Anexo C, 12.304/2010 e conforme o Anexo D, 12.351/2010 (ALKIMIN, 2011, p. 66-74). Nesse contexto político-jurídico, ainda não são abordados com clareza, praticamente nada sobre a exploração de shale gas no país.

Na atualidade, o Estado brasileiro encontra-se mergulhando em um cenário de crises institucionais advindas dos poderes executivos, legislativos e judiciários nas esferas federais, estaduais e municipais, no qual corroem-se os direitos sociais e diminuem-se assustadoramente o poder de compra da população, inclusive se mitiga a oferta e a demanda por combustíveis fósseis no país.

Após a promulgação da Lei do Petróleo, a ANP dentre as suas diversas finalidades, assume institucionalmente ao comando dos levantamentos de partes das reservas naturais nacionais a serem ofertadas através de licitações para o público alvo, cujo intuito principal, baseia-se na concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural. Segundo a ANP (2015), apenas uma pequena área relativa das reservas brasileiras, ficaram sujeitas a esse tipo de contrato de exploração e produção.

Conforme a ANP (2018), são consideradas como Rodadas de Licitações, os leilões ofertados pelo Estado, cedendo o direito para terceiros explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil. Desde 1999, foram realizadas 15 rodadas de blocos exploratórios e quatro de campos maduros sob o regime de concessão² e quatro do pré-sal, sob o regime de partilha³

² No regime de concessão, o risco de investir e encontrar – ou não – petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que tem a propriedade de todo o óleo e gás que venha a ser descoberto e produzido na área concedida. (ANP, 2018)

³ Neste regime utilizado nas unidades do pré-sal, os custos necessários às operações, são descontados do valor total e os excedentes em óleo é partilhado entre o consórcio que explora e a área União. (ANP, 2018)

de produção. Serão priorizados nesse contexto, os resultados obtidos de acordo com o Anexo E, na 12ª Rodada.

A interação com os resultados parciais relacionados a 12ª Rodada de Licitações realizadas pela ANP no dia 28 de novembro de 2013, cedendo 240 blocos das reservas com risco exploratório - gás natural não convencional, situados em 13 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras distintas: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas.

Na perspectiva do Anexo F, segundo ANP (2014), informa-se que as bacias sedimentares ofertadas na 12ª Rodada sofreram impugnações judiciais. Tiveram os seus processos licitatórios suspensos ou anulados, visto as alegações do Ministério Público, relativas aos impactos ambientais regionais gerados pela operação de perfuração horizontal por fraturamento hidráulico. A Justiça Federal condiciona esse tipo de oferta da ANP, a necessidade de apresentação de um estudo específico dos riscos oferecidos ao meio ambiente pelas atividades de fraturamento hidráulico.

Em resposta aos questionamentos impetrados pelo Ministério Público e acatados pela Justiça Federal, logo após a realização de consulta e audiência pública sobre esse assunto, foi publicada segundo o Anexo G, em 11 de abril de 2014, a Resolução ANP nº 21 no Diário Oficial da União, trazendo no seu bojo informativo, disposições regulatórias ambientais específicas concomitantes com as impugnações legais impostas ao Leilão realizado na 12ª Rodada, esse visava a concessão da exploração nos blocos sedimentares contendo gás natural não convencional.

Apesar da publicação da ANP nº 21/2014, a Justiça não acatou tais disposições pôr considera-las como insuficientes aos propósitos de proteção ao Meio Ambiente. Nesse interim, os contratos licitados na 12ª Rodada/2013 continuaram pendentes esperando uma resolução específica do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Analogamente a esse contexto de espera, a presidente Dilma Rousseff, no uso das suas atribuições promulgou, conforme o Anexo H, no dia 22.04.2015, o Decreto nº 8.437/15, instituindo, entre outras deliberações, que o processo de licenciamento ambiental referente às atividades de produção de gás natural não convencional, tanto onshore quanto offshore, passariam para a esfera federal – ou seja, passam a depender de licenciamentos ambientais emitidos pelo IBAMA (LION, 2015). Infere-se nesse caso, que a edição do Decreto em questão, propiciou o aumento da burocracia no processo de licenciamento em defesa do meio

ambiente, que alguns consideram como uma insegurança jurídica nas atividades de produção do gás natural nacional.

Conforme a afirmação do consultor do Senado Luiz Bustamante, especialista em mineração, no Brasil existe um grande potencial na área de gas não convencionais.

Esse potencial, no entanto, não é explorado. O último leilão da Agência Nacional do Petróleo (ANP) para a exploração desse recurso foi alvo de uma série de contestações na justiça. O foco são os danos ao meio ambiente que podem ser causados pelo processo de a fraturamento hidráulico. (AGÊNCIA SENADO, 2016)

Segundo a ANP (2019), a 16ª Rodada de Licitações está prevista para ser realizada no ano de 2019, sem a perspectiva de licitar o shale gas, exclusivamente nesta, serão ofertados trinta e seis blocos nas bacias sedimentares marítimas de Pernambuco-Paraíba, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos, totalizando 29,3 mil km² de área. As outras Rodadas de licitações que não foram citadas nesse estudo, não guardam pertinência direta com a exploração e a produção em reservatórios de shale gas onshore.

Até esse momento, o quadro político do Brasil, ainda não amadureceu satisfatoriamente para às ideias inovadoras aptas para superar com sucesso a nova fronteira dos reservatórios de gás natural não convencional, nem os seus conteúdos e nem o aporte das suas riquezas em benefício exclusivo da nação.

5.2.2 Regulamentação

O regime jurídico-regulatório de exploração e produção de hidrocarbonetos consiste no modo como o Estado ordena essas atividades e como se envolve e se relaciona com os diferentes agentes dessa indústria. No Brasil ainda não tem uma regulamentação específica que determine a regulação das atividades produtivas de gás natural não convencional.

A importância da regulação do shale gas na configuração jurídica nacional conecta-se as reflexões sobre a redução dos riscos econômicos, ambientais e sociais, que estimulam à concepção de novas tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico e a diminuição de preços, visto que, essa diversificação energética venha a contribuir com a restauração socioeconômica brasileira.

Conforme ANP (2014), os fatos inerentes as impugnações legais impostas na 12ª Rodada de Licitações, indicam que a regulação da exploração e produção do shale gas no Brasil, demonstra inúmeros problemas ainda sem soluções definitivas aparentes. Essas soluções demandam necessariamente a produção de um marco regulatório através de um

estudo científico balizado nas experiências adotadas, por exemplo, como nos EUA e na Argentina, ambas em confluência com as particularidades concretas nacionais.

A concepção desse marco de regulação deve estabelecer critérios básicos, que normatizem uma análise socioambiental detalhada prevendo todos os riscos, controle e eliminação dos mesmos, ambos envolvidos no empreendimento; o prazo do contrato de concessão; o programa exploratório; as áreas dos blocos e devolução parcial; as cláusulas de conteúdo local; os projetos de poços; as operações de fraturamento hidráulico; e a coleta, tratamento, descarte de água, e os impactos nos lençõs freáticos.

Visto que, a regulação das atividades produtivas de gás natural convencional sob as Leis 9.478/1997, 12.304/2010 e 12.351/2010, se confunde para alguns, como a regulação também específica para o gás natural não convencional. Nesse último caso, o processo de exploração de shale gas pode gerar impactos mais severos ao meio ambiente se os cuidados com a prevenção e o controle forem negligenciados pelas autoridades competentes.

O Brasil precisa com urgência, definir um plano estratégico nacional holístico, que contemple a ampliação da produção de gás natural não convencional. Precisa introduzir modificações estratégicas políticas, legislativas e econômicas, objetivando o acesso da sociedade aos novos recursos energéticos nacionais acondicionados nas reservas de shale gas.

5.3 POSSÍVEIS IMPACTOS AMBIENTAIS

Entender os riscos ambientais na exploração das bacias sedimentares do Brasil, deve ser a mola mestra capaz de mitigar e eliminar os impactos negativos provenientes das atividades produtivas na indústria do shale gas. Os estudos científicos ambientais se revestem intensivamente de representatividade social na busca para analisar, prever e controlar os impactos econômicos, sociais e ambientais inerentes ao processo operacional de exploração do gás de folhelho e seus rebatimentos.

O processo técnico de fraturamento hidráulico e suas principais etapas operacionais de perfuração - fase de ácido; fase colchão; fase de propante, fase de lavagem, são logicamente as atividades mais temidas pelos defensores do meio ambiente. A execução desse processo gera uma gama sobreposta de diversos impactos negativos socioambientais.

Alguns estudos e pesquisas sobre a extração do gás natural não convencional, elencam como riscos incipientes comuns a todas as instalações produtivas espalhadas no globo terrestre, os seguintes impactos socioambientais: contaminação e degradação dos horizontes

do solo e do subsolo, contaminação e degradação do lençol freático; degradação da paisagem – fauna e flora nativas; grande consumo de água doce provenientes dos aquíferos naturais da localidade e as suas consequências; possíveis eventos sísmicos; possibilidade de provocar explosões indesejadas; emissão de grandes quantidades de gases estufa (GEE) para a atmosfera; riscos dos escoamentos hídricos provocarem inundações locais, inúmeros impactos sociais negativos impostos a vizinhança do empreendimento dentre outros. (MARTINS et. al, 2015)

Na atualidade, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais - IBAMA é o responsável legal pelo processo nacional de licenciamento ambiental inerente as atividades produtivas pertinentes aos reservatórios de hidrocarbonetos onshore e offshore nacional. Esse processo em sua essência é potencialmente burocratizado e questionado por muitos empresários do setor.

Lion (2015) informa de forma direta sobre o teor do Projeto de Lei 6903/2013 relacionado ao futuro da exploração e produção do shale gas no Brasil:

Finalmente, em 15.07.2015 o Projeto de Lei 6903/2013 foi aprovado na Câmara dos Deputados, decretando que a exploração de gás folhelho e sua respectiva autorização ficam suspensas pelo período de cinco anos. No entanto, tal medida ainda precisa da aprovação de quatro Comissões da Câmara: Indústria e Comércio, Minas e Energia, Finanças e Tributação e Constituição e Justiça, para de fato ser implementada no Brasil. Ou seja, há ainda um longo caminho a ser percorrido para que de fato tais operações sejam proibidas no Brasil. Caso aprovada, a supracitada Lei, iniciada na Câmara dos Deputados, elimina qualquer determinação estadual ou resoluções ministeriais, colocando o Brasil no conjunto de aproximadamente dez países do mundo que decretaram moratória preventiva do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. (LION, 2015)

Bustamante em contraponto ao Projeto de Lei 6903/2013, afirma que os recursos oriundos da exploração contidos nos reservatórios de gás natural não convencional podem propiciar diversas benéficas ao país:

— É uma grande riqueza, que pode gerar renda, emprego, recursos para os estados e municípios que estão em crise fiscal severa. Também possibilitaria a industrialização de áreas no interior do Brasil, o que reduziria as desigualdades regionais, e geraria recursos para a saúde, a educação e o desenvolvimento científico e tecnológico. Por outro lado, existe a preocupação do custo ambiental que esse tipo de exploração pode trazer... (AGÊNCIA SENADO, 2016)

Em síntese, nesse contexto em comento, demonstrar responsabilidade com a proteção socioambiental é fundamental, possibilita a sociedade canalizar os benefícios advindos dos recursos naturais não convencionais em todas as suas dimensões.

5.4 POSSÍVEIS TECNOLOGIAS A SEREM APLICADAS NA PRODUÇÃO SHALE GAS

No Brasil os principais avanços tecnológicos relacionados ao processo de perfuração e produção de hidrocarbonetos se evidenciam na atividade offshore efetuadas em reservatórios convencionais – o país há longas datas domina e inova na perfuração realizada em águas profundas. Em relação a atividade onshore nacional, prevalece a experiência na aplicação das técnicas de perfuração vertical também em reservatórios convencionais. Em ambas as plataformas de produção, verifica-se a relevância dos avanços nas áreas de informação e monitoramento dos poços. Todavia, no quesito distribuição, a necessidade de novas estratégias e novos investimentos para escoamento da produção é emergencial.

Na questão nacional sobre a perfuração e a produção em reservatórios de gás natural não convencionais, alguns aspectos institucionais produzem algumas desvantagens capitais ao processo produtivo de shale gas. Nesse sentido, identifica-se a quase inexistência de atividades econômicas que exijam, como via de regra, o desenvolvimento constante e a aplicação intensa das técnicas de perfuração horizontal correspondentes ao fraturamento hidráulico.

Necessita-se no contexto improdutivo brasileiro de exploração do shale gas, a adoção de novas estratégias governamentais enriquecidas por informações intercambiadas de outras experiências produtivas de sucesso, principalmente dos EUA, que desde a década de 1970 coleciona informações que alimentam um arcabouço institucional-tecnológico abundante e rígido.

5.5 PRINCIPAIS ASPECTOS DA INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

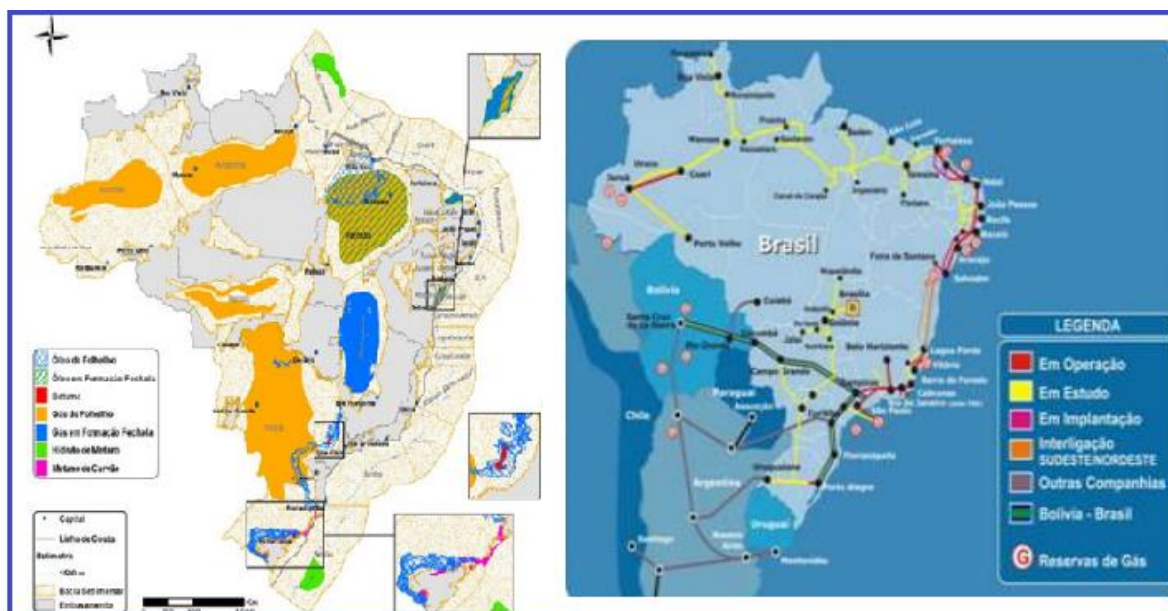
No Brasil atual, a concepção e o uso de um sistema exclusivo correspondente a circulação e distribuição estratégica de gás natural não convencional, em particular o shale gas, ainda não se tornou uma realidade. Até esse momento, o país conta com o funcionamento de um antigo sistema infraestrutural de gasodutos exclusivamente administrados pela PETROBRÁS, limitado às atividades efetuadas nas regiões de produção maduras que contêm reservatórios de hidrocarbonetos convencionais onshore, como por exemplo, a Bacia do Recôncavo, Sergipe-Alagoas dentre outras. Essa infraestrutura logística pode ser comum a distribuição final, tanto para o shale gas, assim como, para o gás natural convencional.

Na comparação com a infraestrutura encontrada nos EUA, no Brasil, percebem-se discrepâncias tecnológicas na funcionalidade dos gasodutos relativas ao gênero, número e

grau. As bacias maduras em comento demonstram uma grande carência relativas as interconexões entre as regiões de produção e as unidades de distribuição final intraestadual e interestadual. A tônica de integração da malha de gasodutos norte-americana baseia-se em interligações interestaduais e intraestaduais que prevalecem por todo o seu território. (EIA, 2017)

Conforme a Figura 21 observa-se que a maioria dos gasodutos instalados concentram-se na costa brasileira, isso, devido a produção e aos maiores mercados consumidores situarem-se na região Sudeste. Nesse caso, as localizações concentradas dos gasodutos são antagônicas aos interesses logísticos da exploração das reservas de shale gas, que se encontram mais interiorizadas na plataforma continental do país.

Figura 21: Mapa da localização das bacias de Shale Gas em relação a malha de gasodutos existentes no Brasil.



Fonte: CTMA (2016) apud EPE (2015) e Gasnet (2014)

Para título informativo, de acordo CMGN (2019), o Governo através do Conselho Nacional de Políticas Energéticas, encaminha a abertura do mercado de gás natural, desenvolvendo medidas para o crescimento no setor de upstream e midstream, dentre essas medidas temos:

- Onde a Petrobrás compromete a promover o acesso negociado de terceiros para suas Unidades de Processamento de Gás, dutos e terminais de GNL;
- Reduzir a compra de gás de outros países;

- Definir as suas demandas nos pontos de entrada e saída do sistema de transporte possibilitando a oferta de serviços de transporte adicionais na capacidade remanescente;
- Se necessário, conduzir um processo de diminuição de sua participação na venda de gás natural, conforme diretrizes da ANP.

Devido a isso, cria-se uma expectativas para o desenvolvimento da dinâmica e competitividade do mercado do gás natural no país, visando principalmente a retomada da produção nas regiões com maior potencial de shale gas.

6 ESTUDO COMPARATIVO EUA – ARGENTINA - BRASIL

A interpretação comparativa desse estudo do caso referente aos Estados Unidos da América, Argentina e Brasil, possibilita através da análise dos dados científicos qualitativos e quantitativos individuais de cada país em comento, a apresentação dos fatores contemporâneos mais preponderantes à consolidação do contexto de toda a cadeia produtiva de shale gas.

6.1 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO SHALE GAS NOS EUA

O processo produtivo do shale gas onshore nos EUA é impulsionado de forma prioritária por uma política de Governo permanente e reflexiva desde a década de 1970. Seus objetivos estratégicos primordiais contemplam a satisfação dos diversos interesses imersos na sociedade norte-americana, dentre eles, prevalecem as atividades referentes a exploração, produção, distribuição e consumo de gás natural, além da importação de seus volumes excedentes relativos a um volume total de reservas de gás natural não convencional em torno de 1.115 Tcf.

O sucesso obtido por esses objetivos estratégicos norte-americanos são capazes de subsidiar os conhecimentos inerentes aos principais desafios brasileiros e inferir possibilidades positivas para a elevação do shale gas ao patamar de matriz energética contemporânea nacional. Identificam-se nesse contexto externo, alguns fatores ou vantagens que são preponderantes ao sucesso nas suas regiões de produção, consumo e na importação dos excedentes de shale gas.

Em síntese, dentre as vantagens norte-americanas impostas pelo Estado visando a realidade do shale gas apontam-se como as principais: um contexto macroeconômico favorável; a estratégia proativa, contínua e representada de forma hierárquica pela política de Governo; a criação de projetos estatais sob o viés científico-operacional dos reservatórios não convencionais; a instituição de unidades pilotos experimentais primordiais; a desestatização do processo de produção e consumo; a legislação e a regulamentação preventivas adequadas ao setor; grandes volumes excedentes para importação; a intermediação célere e reflexiva dos conflitos institucionais, sociais, laborais e entre o processo produtivo e o meio ambiente; a isenção parcial de impostos na produção; a criação do Henry Hub; a atração de investidores em prol do sucesso dos investimentos empresariais estatal e privado; os avanços dos meios técnico-científico-informacional; a presença de uma infraestrutura logística específica eficiente; um grande cluster de empresas afins; o desenvolvimento das cadeias produtivas de

gás natural correspondentes as atividades de upstream, midstream e downstream; a formação e o aproveitamento de mão de obra específica e qualificada; nesse contexto, anualmente, são criados e garantidos centenas de milhares de empregos; processo produtivo consolidado com sucesso até o momento.

Os efeitos ocasionados ao mercado norte-americano de shale gas decorrentes da domaçaõ dos desafios ou desvantagens que se transformaram nas vantagens comentadas acima, proporcionam de acordo com CNI (2018), os mais baixos índices de custos de produçaõ e de preços para o consumidor final em relaçaõ aos praticados no mundo e conforme IEA (2017) projeta um viés de crescimento na produçaõ até 2040.

Obviamente não existem só vantagens para comemorar, também subsistem outros desafios, eterniza-se a desvantagem natural relacionada aos rigores climáticos intrínsecos a América do Norte que não podem ser eliminados e dificilmente são controlados. A incidência de furacões, tempestades, enchentes, neve, gelo transformam-se em desvantagens localizadas sobre as bacias sedimentares norte-americanas armazenadoras de shale gas, mas não se constituem apenas como um fator de desinteresse dos investidores do ramo, que se adaptam a essa situaçaõ com a mesma racionalidade da reflexãõ dos problemas particularizados já resolvidos no cotidiano produtivo.

Em síntese, pode-se se afirmar, que o mercado de shale gas norte-americano contemporâneo encontra-se consolidado e de acordo com o seu leque de vantagens exibidas e a expertise na geraçaõ de grandes volumes para demanda a baixo custo, ainda promoverá o aporte de riquezas socioeconômicas endógenas e divisas provenientes da negociaçaõ das commodities na bolsa de valores por algumas décadas. Infere-se também que, os EUA ocupam uma posiçaõ de destaque no cenário mundial, relacionada a produçaõ de gás natural, habilitadas para ocupar um lugar relevante no período de transiçaõ para o inevitável mercado futuro das efervescentes energias renováveis.

6.2 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO SHALE GAS NA ARGENTINA

Na América Sul, os argentinos assumem um lugar de vanguarda com as suas iniciativas focadas para a valorizaçaõ dos reservatórios de gás natural não convencional onshore. A Argentina é o país latino-americano com o maior avanço na exploraçaõ dos recursos não convencionais comerciais de tight gas - oil e shale gas – 802 Tcf. A gestão dos recursos não convencionais platinos é bem similar com a gestão brasileira. O Estado detém o

monopólio de exploração, produção e consumo de hidrocarbonetos, mas permite a coparticipação de grandes empresas internacionais do setor.

Na análise Argentina, coloca-se em evidência o shale gas localizado na bacia madura de Neuquém na ordem de 308 Tcf. Em síntese, logo após uma breve interpretação das conveniências oferecidas por esse reservatório, verifica-se algumas vantagens básicas importantes capazes de facilitar a exploração, produção e consumo nesse sítio. Dentre as principais identifica-se: a vontade política; a legislação e a regulação sintonizadas com o controle do meio ambiente; os grandes volumes excedentes; a preexistência de uma infraestrutura de distribuição formada por gasodutos interligados por várias províncias; a facilidade de acesso a área operacional através de uma boa infraestrutura rodoviária; aplicação de isenção fiscal parcial a produção desde 2014; a expectativa de geração empregos diretos.

No contexto de Neuquém que se espalha para outras bacias sedimentares similares argentinas, observa-se alguns desafios ou desvantagens importantes capazes de esfriar o otimismo platino nas expectativas dos resultados de oferta, demanda e excedentes para exportação. Dentre elas verificam-se: os problemas macroeconômicos persistentes até atualidade; a insegurança inata provocada pelo monopólio estatal de produção; a defasagem imposta pela importação dos insumos utilizados nas etapas de fraturamento hidráulico; a defasagem de mão de obra qualificada especializada em petróleo e gás; a falta de novos investimentos internacionais para o setor; a falta de um cluster de empresas afins sólido; os problemas climáticos.

O otimismo argentino oficial decorre dos grandes volumes contidos nos seus reservatórios de gás natural não convencional e do pragmatismo dispensado pela vontade política em confluência com as suas vantagens infraestruturas nos transportes rodoviários e na distribuição de gás. Todavia, outros fatos relevantes atuam como desvantagens difíceis de serem suplantadas e até controladas nesse contexto, entre elas destacam-se a dificuldade da consolidação do mercado de shale gas num cenário macroeconômico inflacionário, complicado para o acesso de novos investimentos externos e defasado tecnologicamente. Pode-se especular que apesar da Argentina, já haver iniciado as suas atividades inerentes ao processo produtivo de shale gas, ainda, irá demandar um pouco mais de tempo para esse processo se consolidar.

6.3 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO SHALE GAS NO BRASIL

No Brasil contemporâneo o processo produtivo do shale gas onshore ainda não decolou. O país não dispõe de um projeto definido que regulamente a sua exploração e produção. Os esforços demandados objetivando a implantação da industrialização plena do gás natural não convencional são contraditórios e sofre os efeitos dos diversos impactos recorrentes, ainda carentes de soluções intersetoriais objetivas endógenas e exógenas ao processo.

Todas as decisões relacionadas ao petróleo e o gás no país passam pelo crivo estatal da ANP e da Petrobras, inclusive a projeção de implantação do mercado produtivo do shale gas. Infere-se na projeção elaborada na EPE (2018), uma expectativa como demonstrada no escopo desse trabalho acadêmico na Figura 16, que o Brasil produzirá gás natural não convencional onshore, dentre eles o shale gas a partir de 2030, e a partir daí, acentua-se uma curva de crescimento da produção do mesmo até 2050.

Identifica-se no provável contexto brasileiro da atualidade, alguns desafios ou desvantagens que impedem a impulsão do shale gas onshore ao patamar de matriz energética contemporânea nacional apesar do grande volume de suas reservas territoriais (245 Tcf).

Dentre esses desafios a serem vencidos podem ser elencados em síntese: um contexto macroeconômico inseguro; a falta de novos investimentos públicos e privados; a prevalência de uma estratégia política de Estado relativa aos hidrocarbonetos ultrapassada; a falta de experiência do Estado em relação a exploração dos grandes volumes excedentes em reservatórios não convencionais; a carência de pesquisa científica aplicada; a gestão estratégica do desperdício de gás natural deficitária; a falta de sintonia crítica e reflexiva entre as instituições estatais afins, a legislação e a regulação ambas concatenadas com a produção e o controle do meio ambiente; a lentidão do processo de licenciamento ambiental; a preexistência de uma infraestrutura mínima de distribuição formada por gasodutos carentes de interconexões intraestaduais e interestaduais; um mercado de consumo para os excedentes de shale gas ainda não consolidado; a dificuldade de acesso ao local de produção através da infraestrutura rodoviária; regime de tributação ultrapassado; a aplicação de isenção fiscal com o retorno prático para a sociedade questionáveis; o alto custo dos preços para o consumidor final; a falta de transparência na política de preços dos combustíveis fósseis adotada pelo Estado; a defasagem na criação de novos milhares de empregos diretos fora os indiretos.

No Brasil, além da emergência relacionada as contendas contra os desafios atuais, existem outros fatores ou vantagens a favor do sucesso do shale gas. Dentre essas vantagens prevalecem com segurança: experiência técnica-operacional internacionalmente comprovada na exploração e produção de hidrocarbonetos convencionais onshore e offshore; oportunidade de aproveitamento do conhecimento adquirido no processo produtivo de hidrocarbonetos convencionais onshore e offshore; a lenidade dos fatores climáticos sobre a localização geográfica dos reservatórios não convencionais onshore; grandes excedentes de shale gas a serem explorados onshore; oferta de mão de obra qualificada; oportunidade de suprir o déficit com a importação e o desperdício de gás natural; a oportunidade de tornar o processo produtivo de shale gas numa matriz energética também de transição em relação as matrizes renováveis.

Em síntese, pode-se afirmar que o início oficial das atividades de exploração e produção de shale gas no Brasil contemporâneo, aconteceu de forma unilateral sob as intenções do leilão ocorrido na 12ª Rodada de Licitações realizada em 2013 pela ANP. Todavia, esse leilão teve os seus processos licitatórios devidamente suspensos ou anulados, visto as alegações do Ministério Público, relativas aos impactos ambientais regionais gerados pela operação de perfuração horizontal por fraturamento hidráulico.

A Justiça Federal condiciona esse tipo de oferta da ANP, a necessidade de apresentação de um estudo específico dos riscos oferecidos ao meio ambiente pelas atividades de fraturamento hidráulico. Apesar da publicação da ANP nº 21/2014, a Justiça não acatou tais disposições por considera-las como insuficientes aos propósitos de proteção ao Meio Ambiente. Nesse interim, os contratos licitados na 12ª Rodada/2013 continuaram pendentes esperando uma resolução específica do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Na perspectiva do Anexo A, segundo ANP (2014), informa-se que as bacias sedimentares ofertadas na 12ª Rodada sofreram impugnações judiciais. Tiveram os seus processos licitatórios suspensos ou anulados, visto as alegações do Ministério Público, relativas aos impactos ambientais regionais gerados pela operação de perfuração horizontal por fraturamento hidráulico. A Justiça Federal condiciona esse tipo de oferta da ANP, a necessidade de apresentação de um estudo específico dos riscos oferecidos ao meio ambiente pelas atividades de fraturamento hidráulico.

Em 2015, a presidente Dilma Rousseff, no uso das suas atribuições promulgou o Decreto nº 8.437/15, instituindo, entre outras deliberações, que o processo de licenciamento ambiental referente às atividades de produção de gás natural não convencional, tanto onshore

quanto offshore, passariam para a esfera federal – ou seja, passam a depender de licenciamentos ambientais emitidos pelo IBAMA. (LION, 2015)

Em síntese, no Brasil contemporâneo, o aumento na oferta e demanda de gás natural não convencional, a simetria dos preços e a integração do mercado de produção (conforme a Figura 18, que o preço do gás natural do Brasil em 2018, gira em torno de 14 US\$ / MM btu, enquanto que, nos EUA o preço é de aproximadamente 4 US\$ / MM btu), perpassam por enormes desafios políticos, legislativos, regulatórios, ambientais, tecnológicos, logísticos e econômicos, a serem vencidos de modo sistemático na busca dos preços baixos do gás de consumo, no aumento da oferta de empregos, na autossuficiência econômica e energética e derivativamente possibilitando melhorias na geração da renda per capita local e regional, além de produzir divisas econômicas para um país com enormes desigualdades sociais.

6.4 AVALIAÇÕES COMPARATIVA EUA – ARGENTINA – BRASIL

Conforme o Quadro 6, observa-se os principais fatores comparativos sintetizados no decorrer desse estudo, advindos com maior riqueza de detalhes expostos nos subcapítulos antecedentes, que demonstraram as principais vantagens e desvantagens avaliadas a partir das experiências positiva norte americana, recente argentina e estacionária do Brasil.

Quadro 3: Fatores comparativos que são preponderantes ao sucesso de produção do Shale Gas.

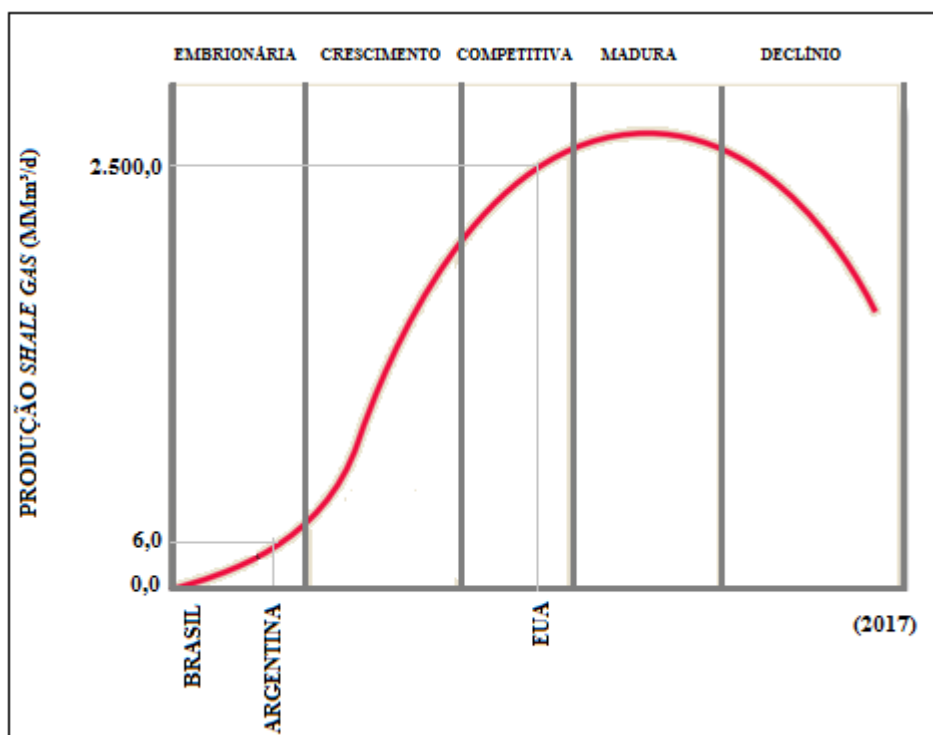
Nº	FATORES COMPARATIVOS	EUA	ARGENTINA	BRASIL
1	Contexto macroeconômico favorável;	Sim	Não	Não
2	Estratégia proativa, contínua e representada de forma hierárquica pela política de Governo;	Sim	Sim	Não
3	Criação de projetos estatais sob viés científico;	Sim	Em andamento	Não
4	Criação de plano piloto;	Sim	Em andamento	Não
5	Legislação e as regulamentações preventivas adequadas ao setor;	Sim	Sim	Não
6	Grandes volumes excedentes;	Sim	Sim	Sim
7	A intermediação célere e reflexiva dos conflitos institucionais, sociais, laborais e entre o processo produtivo e o meio ambiente;	Sim	Sim	Não
8	Isenção parcial de impostos na produção;	Sim	Sim	Não
9	A criação do Henry Hub;	Sim	Não	Não
10	A atração de investidores;	Sim	Sim	Não
11	Os avanços dos meios técnico-científico-informacional;	Sim	Sim	Sim
12	Infraestrutura logística específica eficiente;	Sim	Sim	Não
13	Grande cluster de empresas afins;	Sim	Em andamento	Não
14	Desenvolvimento das cadeias produtivas (upstream, midstream e downstream);	Sim	Em andamento	Não

15	Formação e o aproveitamento de mão de obra específica e qualificada;	Sim	Não	Sim
16	Criação de empregos;	Sim	Sim	Não
17	Problemas Climáticos;	Sim	Sim	Não
18	Oportunidade de matriz energética para transição.	Sim	Sim	Sim

Fonte: Elaboração Própria (2019)

Na perspectiva comparativa inerente ao Quadro 3 em conjunto com os valores referentes a produção do shale gas em MMm³/d no ano de 2017, torna-se possível de acordo com Hill e Jones (1998), inferir o conforme o conceito de Grau de Maturidade, segundo o Gráfico 1, a avaliação dos estágios concomitantes com o ciclo de vida da indústria shale gas correspondentes ao Brasil, Argentina e EUA, de modo resumido, pode-se considerar os períodos de amadurecimento em comento divididos em cinco fases sendo: embrionária, crescimento, competitiva, madura, declínio.

Gráfico 1: Estágios ciclo de vida indústria Shale Gas no Brasil, Argentina e EUA, produção (MMm³/d – 2017).



Fonte: Adaptado pelo autor (2019), Hill e Jones (pg. 60, 1998)

A comparação demonstrada no Gráfico 1, evidencia na atualidade, o processo de maturidade relacionados a cadeia produtiva de shale gas em todas as suas dimensões no Brasil, Argentina e EUA. Em primeiro lugar, percebe-se que a classificação do Brasil situa-se de forma estática, segundo o seus valores nulos de produção, no início da fase embrionária, todavia em situação delicada com um viés de incertezas grande quanto a sua transição para a

fase seguinte a de crescimento, fato esse, que se concatena plenamente com os desafios nacionais a serem vencidos conforme explicitados ao longo desse estudo.

Em segundo lugar, verifica-se de acordo com a representação gráfica em contexto, que a Argentina já se encontra num estágio de amadurecimento mais avançado que o Brasil. Coloca-se a partir de sua tímida produção contemporânea de shale gas de aproximadamente 6,0 MMm³/d na fase transitória embrionária com a tendência de mobilidade para a fase de crescimento, principalmente, levando-se em consideração o seu otimismo e as suas recentes ações de gestão com o intuito de alavancar os seus objetivos no aumento de toda cadeia de produção.

Em terceiro lugar, detecta-se graficamente na atualidade, a hegemonia da produção de Shale Gas nos EUA em torno de 2.500 MMm³/d em comparação com a produção do Brasil e da Argentina no mesmo período de tempo. A indústria norte-americana de shale gas iniciou as suas atividades regulares a partir da década de 1970, culminando com o sucesso contínuo a partir da década de 1990 até o momento atual. Nesse cenário, o grau de maturidade desse sistema produtivo foi modelado e ocupa um lugar transicional de destaque no estágio entre as fases competitivas e a madura, conforme sugere a projeção da produção dos hidrocarbonetos nos Estados Unidos entre 1980 a 2040, demonstrada anteriormente nesse estudo na Figura 6.

Especula-se que além dos dados relativos a essa projeção, outros fatores, como por exemplo, outras tecnologias em desenvolvimento indispensáveis para a adoção de novas matrizes energéticas renováveis a níveis comerciais, que serão capazes de interferir no estágio de maturidade e até decretar o declínio da Indústria de shale gas e até do gás natural no EUA.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Até esse momento, nesse estudo, a abstração do conhecimento obtido pela via dialética, inerentes aos encorajadores resultados iniciais planejados para a implantação da indústria do shale gas nos EUA e na Argentina, ambas individualmente ou em conjunção, são capazes de subsidiar críticas relativas ao cenário orgânico brasileiro sob a luz dos mesmos critérios aventados para os comentados.

No Brasil, os esforços demandados objetivando a implantação da industrialização plena do gás natural não convencional, não consegue decolar, devido aos efeitos dos diversos impactos políticos, regulatórios e ambientais recorrentes ainda carentes de soluções objetivas intersetoriais endógenas e exógenas.

Diante das interpretações abstraídas nesse estudo de caso, que indicam o virtuosismo qualitativo e quantitativo do modelo de exploração, produção, distribuição e consumo de gás natural não convencional nos Estados Unidos da América, mas em contraponto a este, cita-se as desvantagens estruturais que provocam a inexistência de um modelo similar funcional capaz de suprir as mesmas atividades produtivas aspiradas para o Brasil.

Sugere-se para a resolução do contraponto comentado, a adoção de melhorias urgentes ao modelo estratégico de desenvolvimento do gás natural em vigor no Brasil em relação ao desenvolvimento da produção nacional de shale gas quanto:

- A política de gestão governamental: Sugere-se as seguintes melhorias através de emenda constitucional (inclusive para todos os hidrocarbonetos): que o Estado mantenha o seu poder de hierarquia e garanta a prática na satisfação de todos os interesses da sociedade até a oferta do preço para o consumidor final;
- A privatização do processo da indústria do gás natural cedendo ao proprietário do terreno o direito de negociar as reservas contidas no seu subsolo diretamente com os investidores;
- Adaptação da forma de abordagem das instituições governamentais para um olhar genuinamente técnico-científico em prol da atitude mediadora, fiscalizadora e preventiva em relação à legislação e a regulamentação das atividades inerentes ao processo produtivo de gás natural não convencional; a criação de unidades de produção experimentais (planta piloto);
- A promoção pública e privada de investimentos permanentes visando ao desenvolvimento do meio técnico-científico-informacional especializado;

- A criação de medidas que definam a ampliação e a consolidação do mercado consumidor brasileiro em relação a produção dos excedentes proporcionados pelo gás natural não convencional;
- A garantia de investimentos permanentes em infraestrutura para todas as fases concernentes a indústria de gás natural;
- A criação de incentivos fiscais e incentivos à produção e distribuição similares ao Henry Hub, cujos objetivos são a atração de clusters de empresas afins e novos investimentos que interfiram positivamente no barateamento dos custos de produção e finais.

Para trabalhos futuros como sugestões:

- Avaliação metodológica dos impactos ambientais do gás natural para a incorporação do planejamento de expansão no cenário energético brasileiro;
- Avaliação metodológica dos impactos socioambientais do gás natural não convencional para a oferta de energia no cenário brasileiro: discussão para um modelo desenvolvimento regulatória;
- Plano de ação para segmento de industrialização do shale gas no Brasil: uma análise empírica e situacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE. (2015). Conceitos e Definições do Setor de Gás Natural. Disponível em: http://abrace.org.br/wp-content/uploads/2015/12/cartilha_gas.pdf>. Acesso em: 03 de abr. 2019.

ADVFN. (2019). Gás natural no Brasil. Disponível em: <https://br.advfn.com/investimentos/gas-natural/historia>>. Acesso em: 03 de abr. 2019.

AGENCIA SENADO. (2016). Especialista fala sobre experiência dos Estados Unidos na exploração do gás de xisto. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2016/11/28/especialista-fala-sobre-experiencia-dos-estados-unidos-na-exploracao-do-gas-de-xisto>>. Acesso em: 25 de mar. 2019.

ALMEIDA, E. (2014). Shale Gas: Perspectivas da Exploração fora da América do Norte. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2014/09/29/shale-gas-perspectivas-da-exploracao-fora-da-america-do-norte/>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

ALMEIDA, E; SUAREZ, L. (2011). Regulação ambiental: um entrave para a extração do gás de xisto? Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2011/10/03/regulacao-ambiental-um-entrave-para-a-extracao-do-gas-de-xisto/>>. Acesso em: 28 de mar. 2019.

ALKIMIM, V. A. “O histórico da Extração e Exploração do Petróleo no Brasil e o Novo Marco Regulatório do Pré-Sal.” VII Fórum Brasileiro sobre as Agências Reguladoras - Série Aperfeiçoamento de Magistrados, pp. 66-74. 2011.

ANGEL, C. (2012). Gas no convencional em espana, uma oportunidade de futuro. Consejo Superior de Colegios Ingenieros de Minas. Madrid. Disponível em: http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf>. Acesso em: 24 de jul. 2018.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. (2010). Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-anp-9-2010-scm.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2018

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. (2013). A exploração e Produção de Gás Natural no Brasil: 12ª rodada de licitações de blocos exploratórios. Disponível em: rodadas.anp.gov.br/pt/...de-blocos-exploratorios-1/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 03 de abr. 2019.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. (2014). A exploração e Produção de Gás Natural no Brasil: Resolução de Diretoria. N. 345. Disponível em: legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2014/abril&item...2014>. Acesso em: 10 de abr. 2019.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. (2013). 12ª Rodada de Licitações de Blocos. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/concessao-de-blocos-exploratorios-1/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>>. Acesso em: 05. Mai.2019.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. (2015). Sumário das Bacias Sedimentares. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_oferecidas_r13/Roteiro_Sumarios_das_Bacias_R13_v06052015_revisado.pdf>. Acesso em: 10 de abr. 2019.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Apresentação em tema: “Gás não convencional e perspectivas no Brasil”. Workshop Gás para Crescer. Junho de 2016.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. (2018). As Rodadas de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/as-rodadas-de-licitacoes>>. Acesso em: 10 de abr. 2019.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. (2018). A retomada da Indústria do Petróleo e Gás no Brasil. Disponível em: <www.anp.gov.br/images/.../PPT_ANP_Decio%20Oddone_Lide_Agosto_2018.pdf>. Acesso em: 14 de abr. 2019.

ARAÚJO, R.R, de. (2016). Aspectos regulatórios e institucionais do desenvolvimento do gás não convencional: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-15092016-115205/publico/renataaraujo.pdf>>. Acesso em: 29 de abril de 2019.

ARREDONDO, S. F. (2015). Fatores críticos para a viabilização da exploração do gás de xisto no Brasil. Disponível em: <assiopea.ipt.br/teses/2015_PI_Sylvana_Arredondo.pdf>. Acesso em: 29 de abril de 2019.

AYERS, W.B. JR.: PETE 612: Unconventional Reservoirs Course Notes, Texas. A&M University, 2005.

BARH, J.M. (2013). The Economic Impact of Shale Gas Development on State and Local Economies: Benefits, costs, and uncertainties. Disponível em: <<https://www.cbu.ca/wp-content/uploads/2015/10/10t8274802306125.pdf>>. Acesso em: 20 de abr. 2019.

BENJAMIN, A.H. (2001). Direito Ambiental no Brasil e nos Estados Unidos. Disponível em: <<file:///C:/Users/Lengrad21/Downloads/72683-301550-1-PB.pdf>>. Acesso em: 20 de abr. 2019.

BICO, A.J.V. (2014). Shale Gas: Tecnologia, Mercado, Impactos. Disponível em: <<https://estudogeral.sib.uc.pt/handle/10316/41694>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

BRAGA, Y.C. P; ALMEIDA, E.de. (2015). Potential for unconventional gas in Latin America: prospects and challenges. Disponível em: <<file:///C:/Users/BADARO/Downloads/artigoyanna-v1edmar.pdf>>. Acesso em: 05 de mai.2019.

CAMARA DOS DEPUTADOS. (2010). LEI Nº 12.304, DE 2 DE AGOSTO DE 2010. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2010/lei-12304-2-agosto-2010-607595-norma-pl.html>>. Acesso em: 05 de mai. 2019.

CARVALHO, R.L. (2012). Estimulação em Reservatórios Carbonários. Disponível em: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:9Nsr_npsJ:www.repositorio.uff.br/jspui/bitstream/1/1404/1/Rafael%2520Ladeira%2520Carvalho.pdf+&cd=1&hl=ptBR&ct=clnk&gl=br>. Acesso em: 15 de mai. 2017.

CMGN, Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. (2019). Novo Mercado de Gás. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-participa-de-lancamento-do-programa-201cnovo-mercado-de-gas201d/novo-mercado-de-gas.pdf>>. Acesso em 01 de set. 2019.

CNI, Confederação Nacional de Indústria. (2018). Gás Natural: Mercado e Competitividade. Disponível em: <<https://static.poder360.com.br/2018/06/28-GAS-NATURAL-ELEICOES-2018.pdf>>. Acesso em: 20 de abr. 2019.

CTMA, Comitê Temático de Meio Ambiente. (2016). Aproveitamento de Hidrocarboneto em reservatórios não convencional no Brasil. Disponível em: <<https://www.slideshare.net/PatrciaPinheiro12/aproveitamento-de-hidrocarbonetos-em-reservatrios-no-convencionais-no-brasil-71887928>>. Acesso em: 06 de mai.2019.

DINIZ, C.R; SILVA, I. D. das. (2008). Tipos de métodos e suas aplicações. Disponível em: <http://www.ead.uepb.edu.br/ava/arquivos/cursos/geografia/metodologia_cientifica/Met_Cie_A04_M_WEB_310708.pdf>. Acesso em: 29 de abril de 2019.

ECYCLE. (2016). Conheça os riscos da nova forma de extração de gás, também conhecida como fracking. Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/component/content/article/35/1206-os-perigos-potenciais-do-fraturamento-hidraulico.html>>. Acesso em: 10 de fev. 2019.

Editor Brasil Energia. (2018). Gás natural: o polígono do pré-sal x Vaca Muerta e a liderança da integração energética Sul-Americana. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/gas-natural-o-poligono-do-pre-sal-x-vaca-muerta-e-a-lideranca-da-integracao-energetica-sul-americana%C2%B9/?fbclid=IwAR34pWrm7-zasiOXPI342-DodSUa0NGIDIYmD9LNHvVwfdqZAldsd_XJw0c>. Acesso em: 17 de jun. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. (2018). Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo. Hidratos de Metano: aspectos técnicos, econômicos e etano: aspectos técnicos, econômicos e ambientais aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Nota Técnica. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considera%C3%A7%C3%B5es%20sobre%20a%20Participa%C3%A7%C3%A3o%20o%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Matriz%20Energ%C3%A9tica%20no%20Longo%20Prazo.pdf>>. Acesso em: 06 de mai.2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. (2014). Estudo da Demanda de Energia 2050. Nota técnica DEA 13/14. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%201314%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: 06 de mai. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. (2017). Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Indústria%20de%20Gás%20Natural%20na%20Bolívia%2022jun17.pdf>. Acesso em: 06.mai.2019.

EIA, Energy Information Administration. (2018). Natural Gas Explained: Natural Gas Pipelines. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_pipelines>. Acesso em: 06 de mai. 2019.

FERNANDES, P.D. Técnicas de Estimulação: Aumentando a Produtividade de Poços de Petróleo. Boletim BVEP, Ano I, no 17, 2001.

FGV, Fundação Getúlio Vargas. (2014). Caderno FGV: Gás Natural. Disponível em: http://www.fgv.br/fgvenergia/caderno_gas_natural/files/assets/common/downloads/Caderno_G.pdf. Acesso em: 10 de fev. 2019.

FGV, Fundação Getúlio Vargas. (2018). O Programa Reate e a Desmistificação do Fraturamento Hidráulico no Brasil. Disponível em:<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/19590/Coluna%20Opinioa_Dezembro-Reate_FINAL.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 05 de mai. 2019.

FIRJAN. (2017). Ambiente onshore de petróleo e gás no Brasil 2018. Disponível em: <<http://publicacoes.firjan.org.br/ambiente-onshore-brasil2017/files/assets/common/downloads/publication.pdf>>. Acesso em: 10 de ab. 2r019.

FIRJAN. (2018). Ambiente onshore de petróleo e gás no Brasil 2018. Disponível em: <www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId...>. Acesso em: 30 de abril de 2019.

FRACFOCUS, Chemical Disclosure Registry. (2014). Hydraulic Fracturing: The Process. EUA. Disponível em: <<http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>>. Acesso em: 15 de mai. 2017.

GASNET. (2015). Fonte energética torna o país norte-americano capaz de fabricar produtos manufaturados competitivamente. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/conteudo/16323/Oferta-de-shale-gas-nos-EUA-afetara-o-Brasil>>. Acesso em 14 mar. 2019.

GIL, A.C. Métodos e técnicas de pesquisa social. 4 ed. São Paulo: Atlas, 1994. 207 p.

GOMES, J.A.C.P. Avaliação de Indicadores de Uso Diverso como Inibidores de Corrosão, Quim. Nova, Vol. 28, Nº. 05, 756-760, 2005.

HILL, C.W.L. JONES, G.R. (1998) Strategic Management Theory, An Integrated Approach. (4th edition); Houghton Mifflin Company, Boston, USA. (pp. 60-62).

HOLDITCH, S. A. Tight Gas Sand. Artigo SPE 103356-JPT, Journal of Petroleum Technology, Panel discussion in Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, Junho de 2006.

IEA, International Energy Agency. (2017). Global shifts in the energy system. Disponível em: <<https://www.iea.org/weo2017/>>. Acesso em: 06 de mai.2019.

IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo. (2018). Empregos no setor de petróleo e gás natural. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/dados-emprego-setor-petroleo-e-gas/>>. Acesso em: 10 de abr. 2019.

JACOMO, J. C. P. (2014). Os Hidrocarbonetos Não Convencionais: uma análise da exploração do gás de folhelho na argentina à luz da experiência norte-americana. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/index.php/en/publicacoes/dissertacoes/2015-2/391-os-hidrocarbonetos-nao-convencionais-uma-analise-da-exploracao-do-gas-de-folhelho-na-argentina-a-luz-da-experiencia-norte-americana>>. Acesso em: 20 de set. 2018.

KENNETT, J.P. ET.AL. Methane Hydrates in Quaternary Climate Change: The Clathrate Gun Hypotese. American Geophysical Union, Special Publication. (2003).Vol.54.

LAGE, E.S et.al. Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. 2013. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/1508/2/A%20mar37_02_G%C3%A1s%20n%C3%A3o%20convencional%20experi%C3%Aancia%20americana.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2019.

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. Metodologia do trabalho científico. 2. Ed. São Paulo: Atlas, 1986. 198 p.

LEGISWEB. (2014). Resolução ANP N° 21 DE 10/04/2014. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=269028>>. Acesso em: 05 de mai. 2019.

LECHTENBOHMER, S.; ALTMANN, M.; CAPITO, S.; MATRA, Z.; WEINDRORF, W.; ZITTEL, W. (2011). Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and a human health, Brussels. Disponível em: <<http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201107/20110715ATT24183/20110715ATT24183EN.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2017.

LUBISCO, N.M. L; VIEIRA, S.C. (2019). Manual de estilo acadêmico: trabalhos de conclusão de curso, dissertações e teses. Disponível em: <<https://repositorio.ufba.br/ri/bitstream/ri/29414/1/manual-de-estilo-academico-6ed-RI.pdf?fbclid=IwAR0ze1Bg-mlTAaj1Nk7f9aUlK01SoPhJW3hAzb9De2Pf215EP2bV5Xn5qU>>. Acesso em: 29 de abri. 2019.

LIMA, A.C.de; ANJOS, J. A. S. A. dos. (2015). Shale Gas: questões ambientais de sua produção. Disponível em: <<https://revistas.unifacs.br/index.php/ree/article/view/3640/0>>. Acesso em: 05 de mai.2019.

LION, M.B. (2015). Gás não convencional no Brasil: condicionantes do desenvolvimento e proposta de modelo de negócios. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/images/pos-graduacao/pped/dissertacoes_e_teses/Manuella_Lion.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2019.

LOURENZI, P; KALKREUTH, W. (2014).The potential of CBM (Coalbed Methane) generation in the South Santa Catarina reserve: 1. petrographic and chemical characteristics of the coal seams in Rio Bonito Formation, Paraná Basin. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2317-48892014000200471>. Acesso em: 25 abr. 2019.

MABECUA, F.J. (2018). Avaliação do potencial par Shale Gas Oil dos Folhelhos negros na formação Irati região de Goiás e Mato Grosso, centro-oeste do Brasil. Disponível em: <file:///C:/Users/BADARO/Downloads/DissertacaoFastudoJorgeMabecua.pdf>. Acesso em: 06 de mai.2019.

MARTINS, R.V. et.al.(2015). Perspectivas para a exploração do Shale Gas no Brasil. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/agrener2015/sites/default/files/tematica4/725.pdf>. Acesso em: 14 de marco de 2019.

MARTINS, R. V. FUSER, I. Panorama do mercado brasileiro de gás natural e sua perspectiva para a exploração do Shale Gas. 2016. Disponível em: <http://uniesp.edu.br/sites/_biblioteca/revistas/20170531134145.pdf>. Acesso em: 14 de marco de 2019.

MATAVELLI, J.M. (2015). Shale Gas – Aspectos Químicos, Ambientais E Econômicos Nos Estados Unidos. Disponível em: <http://revista.oswaldocruz.br/Content/pdf/Edicao_11_Matavelli_Juliana_Meira.pdf>. Acesso em: 05 de mai.2019.

MENDES, A. P. A. et al. Mercado e aspectos técnicos dos sistemas submarinos de produção de petróleo e gás natural. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, No 35, pp. 155–188, 2015.

MEZZARROBA, ORIDES; MONTEIRO, Claudia Servilha. Manual de Metodologia da pesquisa em direito. São Paulo: Saraiva, 2003.

MILAM., Ken. Name the gas industry birthplace Fredonia, N.Y.? Explorer, p.22, September, 2011.

OLIVEIRA, V.A.A.de. (2014). Caracterização de Reservatórios Não Convencionais/ Tight Gas. Disponível em: <http://www.geofisica.uff.br/sites/default/files/projetofinal/2014_victor_alberoni_araujo_de_oliveira.pdf >. Acesso em:05 de mai. 2019.

PLANALTO. (2011). Legislação citada LEI Nº 12.351, DE 22 de dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 05 de mai. 2019.

PLANALTO. (2015). DEC 8.437/2015 (DECRETO DO EXECUTIVO). Disponível em:<http://legislacao.planalto.gov.br/legisla/legislacao.nsf/Viw_Identificacao/DEC%208.437-2015?OpenDocument>. Acesso em: 05 de mai.2019.

PLAVINK, S. (2007). International Seminar in Tight Gas Sands. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/13171/evento-internacional-debater-tight-gas-sands>. Acesso em: 14 mar. 2017.

POLI, M de. (2014). Recursos energéticos não convencionais: aspectos tecnológicos e expansão da produção de Shale Gas. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/512/1/Monografia%20Mariane%20de%20Poli.pdf>. Acesso em: 19 de dez. 2018.

PROMINP, PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. (2016). Aproveitamento de hidrocarbonetos em

reservatórios não convencionais no Brasil. Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/aproveitamento-hidrocarboneto-reserva-2016.pdf>>. Acesso em: 05 de mai. 2019.

S.Rumiantser. (2015). Fraturamento hidráulico. Disponível em:

<<https://br.depositphotos.com/83641548/stock-illustration-hydraulic-fracturing.html>>. Acesso em: 06 de mai.2019.

ROCHA, L. A. et. Al. Perfuração Direcional. 2ª ed., Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2008.

SILVA, H.C.(2017). Acidificação em reservatórios carbonários. Disponível em: <

<https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5458/1/Henrique%20Cardoso%20Silva.pdf>>. Acesso em: 1 de set.2019.

SANTOS, P.R.D, das; CORADESQUI, S. (2013). Análise de viabilidade econômica da produção de Shale Gas: um estudo de caso em Fayetteville. Disponível em:

<<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005730.pdf> >. Acesso em: 19 de dez. 2018.

SANTOS, D.TAVARES, N. (2016). Panorama do mercado de gás natural convencional e não convencional. Disponível em:

<https://www.maxwell.vrac.pucrio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=31717@1&msg=28#>. Acesso em: 19 de dez. 2018.

SOUSA, W.T. de. Et.al. (2014). Perspectivas da Produção de Óleo e Gás pelo Método de Fraturamento Hidráulico. Disponível em:

<<http://www.ibram.org.br/sites/1300/1382/00005695.pdf>>. Acesso em: 06 de mai.2019.

SUÁREZ, A.A. (2012). The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane). Disponível em:

<[https://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gas-technology/the-expansion-of-unconventional-production-of-natural-gas-tight-gas-gas-shale-and-coal-bed-methane->](https://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gas-technology/the-expansion-of-unconventional-production-of-natural-gas-tight-gas-gas-shale-and-coal-bed-methane-).

Acesso em: 19 de dez. 2018.

THE GUARDIAN. (2017). The US 'will become one of the largest gas exporters in the world by 2020'.Disponível em: <<https://www.theguardian.com/business/2017/jul/13/us-worlds-top-gas-exporter-2020-iea-russia-norway>>. Acesso em: 07 de mai.2019.

TREMBATH, Alex; JENKINS, Jesse et al. Where The Shale Gas Revolution Came From. Breakthrough Institute Energy & Climate Program, May 2012.

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Disponível em:

<https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf>. Acesso em: 04 de jun. de 2019.

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2014). World Shale Resource Assessments.

Disponível em: <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>. Acesso em: 07 de mai. 2019.

US Energy Information Administration (EIA). (2018). Natural Gas Explained. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_pipelines>. Acesso em: 06 de mai.2019.

US. Energy Information Administration (EIA).(2016). International Energy Outlook 2016. Disponível em: <[https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)>. Acesso em: 07 de mai. 2019.

US. Energy Information Administration (EIA). (2010). Areas of natural gas production from Tight(<0.1mB) reservoirs other than Shales, USA. Disponível em: <http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/tight_gas.jpg>. Acesso em: 05 de mai. 2019.

US. Energy Information Administration (EIA). (2012). Illustration of hydraulic fracturing and related activities. Disponível em: <<http://www2.epa.gov/hfstudy/hydraulic-fracturing-water-cycle>>. Acesso em: 06 de mai.2019.

VALLE, A. (2014). Da Revolução do Gás Não Convencional nos EUA tendo como substrato uma interferência governamental persistente, no estímulo a Atividade Econômica e no Formento as Inovações Tecnológicas afetas ao setor. Disponível em: <[https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/11599/ARTIGO%20SHALE%20FINAL%20\(ENTREGUE%20-%20FGV\).pdf](https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/11599/ARTIGO%20SHALE%20FINAL%20(ENTREGUE%20-%20FGV).pdf)>. Acesso em: 19 de dez. 2018.

VIRGENS, G. B. Das. (2011). Revisão bibliográfica dos folhelhos com gás da formação Barnett, Texas, EUA: um exemplo de reservatório não convencional. Disponível em: <http://www.twiki.ufba.br/twiki/pub/IGeo/GeolMono20111/gildegleice_virgens_2011.pdf>. Acesso em: 14 mar. 2017.

YERGIN, D. The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World The Penguin Press, p. 330, New York, 2011.

ANEXO A

Presidência da República
Casa Civil
Subchefia para Assuntos Jurídicos
LEI Nº 2.004, DE 3 DE OUTUBRO DE 1953.

Revogada pela Lei nº 9.478, de 1997

Texto para impressão

Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA: Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I
DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem

Art. 2º A União exercerá, o monopólio estabelecido no artigo anterior:

I – por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização;

II – por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S. A. e das suas subsidiárias, constituídas na forma da presente lei, como órgãos de execução.

CAPÍTULO II
Do CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO

Art. 3º O Conselho Nacional do Petróleo, órgão autônomo, diretamente subordinado ao Presidente da República, tem por finalidade superintender as medidas concernentes ao abastecimento nacional de petróleo.

§ 1º Entende-se por abastecimento nacional de petróleo a produção, a importação, a exportação, a refinação, o transporte, a distribuição e o comércio de petróleo bruto, de poço ou de xisto, assim como de seus derivados.

§ 2º Ainda se inclui na esfera da superintendência do Conselho Nacional do Petróleo o aproveitamento de outros hidrocarbonetos fluídos e de gases raras.

Art. 4º O Conselho Nacional do Petróleo continuará a reger-se, na sua organização e funcionamento, pelas leis em vigor, com as modificações decorrentes da presente lei.

Parágrafo único. O Presidente da República expedirá o novo Regimento do Conselho Nacional do Petróleo, tendo em vista o disposto neste artigo.

CAPÍTULO III
DA SOCIEDADE POR AÇÕES PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. (PETROBRÁS) E SUAS SUBSIDIÁRIAS

SEÇÃO I
Da Constituição da Petrobrás

Art. 5º Fica a União autorizada a constituir, na forma desta lei, uma sociedade por ações, que se denominará Petróleo Brasileiro S. A. e usará a sigla ou abreviatura de Petrobrás.

Art. 6º A Petróleo Brasileiro S. A. terá por objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o comércio e o transporte do petróleo proveniente de poço ou de xisto – de seus derivados bem como de quaisquer atividades correlatas ou afins.

Parágrafo único. A pesquisa e a lavra, realizadas pela Sociedade, obedecerão a plano por ela organizado e aprovados pelo Conselho Nacional do Petróleo, sem as formalidades, exigências de limitações de área, e outras julgadas dispensáveis, em face da decreto-lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941, autorizando-as o Conselho em nome da União.

Art. 7º O Presidente da República designará por decreto o representante da União nos atos constitutivos da Sociedade.

§ 1º Os atos constitutivos serão precedidos:

I – Pelo estudo e aprovação do projeto de organização dos serviços básicos da Sociedade, quer internos, quer externos.

II – Pelo arrolamento, com todas as especificações, dos bens e direitos que a União destinar à integralização de seu capital.

III – Pela elaboração dos Estatutos e sua publicação prévia, para conhecimento geral

§ 2º Os atos constitutivos compreenderão:

I – aprovação das avaliações dos bens e direitos arrolados para constituírem em o capital da União.

II – Aprovação dos Estatutos.

III – Aprovação do plano de transferência dos serviços que tenham de passar do Conselho Nacional do Petróleo para a Sociedade e das verbas respectivas.

§ 3º A Sociedade será constituída em sessão pública do Conselho Nacional do Petróleo, cuja ata deverá conter os Estatutos aprovados, bem como o histórico e o resumo dos atos constitutivos, especialmente da avaliação dos bens e direitos convertidos em capital.

§ 4º A constituição da Sociedade será aprovada por decreto do Poder executivo e sua ata será arquivada, por cópia autêntica, no Registro do Comércio.

Art. 8º Nos Estatutos da Sociedade serão observadas, em tudo que lhes for aplicável, as normas da lei de sociedades anônimas. A reforma dos Estatutos em pontos que impliquem modificação desta lei depende de autorização legislativa, e, nos demais casos, fica subordinada à aprovação do Presidente da República, mediante decreto.

SEÇÃO II DO CAPITAL DA PETROBRÁS

Art. 9º A Sociedade terá inicialmente o capital de Cr\$ 4.000.000.000,00 (quatro bilhões de cruzeiros), dividido em 20.000.000 (vinte milhões) de ações ordinárias, nominativas, do valor de Cr\$ 200,00 (duzentos cruzeiros) cada uma.

§ 1º Até o ano de 1957, o capital será, elevado a um mínimo de Cr\$ 10.000.000.000,00 (dez bilhões de cruzeiros), na forma prevista no art. 12.

§ 2º As ações da Sociedade serão ordinárias, com direito de voto, e preferenciais, sempre sem direito de voto, e inconvertíveis em ações ordinárias, podendo os aumentos de capital dividir-se, na todo ou em parte, em ações preferenciais para cuja emissão não prevalecerá a restrição do parágrafo único do art. 9º do decreto-lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940.

§ 2º As ações da Sociedade serão ordinárias, nominativas, com direito de voto, e preferenciais, nominativas ou ao portador, sempre sem direito de voto, sendo-lhes inclusive inaplicável o disposto no parágrafo único do artigo 81 e no artigo 125 do Decreto-lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940, e inconvertíveis em ações ordinárias. Os aumentos de capital poderão dividir-se, no todo ou em parte, em ações preferenciais para cuja emissão não prevalecerá a restrição do parágrafo único do artigo 9º do referido Decreto-lei nº 2.627. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

§ 3º As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital e na distribuição do dividendo mínimo de 5% (cinco por cento).

§ 4º As ações da Sociedade poderão ser agrupadas em títulos múltiplos de 100 (cem) a 100.000 (cem mil) ações, sendo nos Estatutos regulados o agrupamento e o desdobramento de acordo com a vontade do acionista.

Art. 10. A União subscreverá a totalidade do capital inicial da Sociedade, que será expresso em ações ordinárias e, para sua integralização, disporá de bens e direitos que possui, relacionados com o petróleo, inclusive a permissão para utilizar jazidas de petróleo, rochas betuminosas e pirobetuminosas e de gases naturais; também subscreverá, em todo aumento de capital, ações ordinárias que lhe assegurem pelo menos 51 % (cinquenta e um por cento) do capital votante.

§ 1º e o valor dos bens e direitos referidos neste artigo, apurado mediante avaliação aprovada pelo Conselho Nacional do Petróleo, não bastar para a integração do capital a União o fará em dinheiro.

§ 2º Fica o Tesouro Nacional, no caso previsto no parágrafo anterior, autorizado a fazer adiantamentos sobre a receita dos tributos e contribuições destinados à integralização do capital da Sociedade, ou a efetuar operações de crédito por antecipação da receita até a quantia de Cr\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de cruzeiros).

§ 3º A União transferirá, sem ônus, aos Estados e Municípios em cujos territórios existem ou venham a ser descobertas jazidas e minas de petróleo de rochas betuminosas e piro-betuminosas e de gases naturais, respectivamente 8% (oito por cento) e 2% (dois por cento) das ações relativas ao valor atribuído a essas jazidas e pelo qual sejam incorporadas ao capital da Petrobrás no ato de sua constituição ou posteriormente.

Art. 11. As transferências pela União de ações do capital social ou as subscrições de aumento de capital pelas entidades e pessoas às quais a lei confere este direito, não poderão, em hipótese alguma, importar em reduzir a menos de 51% (cinquenta e um por cento) não só as ações com direito a voto de propriedade da União, como a participação desta na constituição do capital social.

Parágrafo único. Será nula qualquer transferência ou subscrição de ações feita com infringência deste artigo, podendo a nulidade ser pleiteada inclusive por terceiros, por meio de ação popular.

Art. 12 Os aumentos periódicos do capital da Sociedade far-se-ão com recursos mencionados nos artigos seguintes.

Art. 13. A parte da receita do imposto único sobre combustíveis líquidos a que se refere o art. 3º da lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1.952. Terá a seguinte aplicação:

I – Os 40% (quarenta por cento) pertencentes à União em ações da Sociedade, até que esteja assegurada a integralização do capital previsto no § 1º do art. 9º e, eventualmente, na tomada de obrigações;

II – Os 60% (sessenta por cento) pertencentes aos Estados, Distrito Federal e aos Municípios ser o aplicados:

a) em ações da Sociedade, até que esteja assegurada a integralização do capital de acordo com os planos aprovados pelo Conselho Nacional do Petróleo, devendo a participação de cada entidade ser, no mínimo, proporcional a respectiva cota do imposto único;

b) na comada de obrigações da Sociedade ou de ações e obrigações das Subsidiárias, ficando sempre assegurada aos Estados, Distrito Federal e Municípios, uma participação proporcional às respectivas contribuições, observada a preferência estabelecida no art. 40.

Parágrafo único. A cota do Fundo Rodoviário Nacional, que cabe às entidades mencionadas no inciso II, poderá ficar retida, se for oposto qualquer obstáculo à aplicação da percentagem especificada no mesmo inciso aos fins e nos termos estabelecidos neste artigo.

Art. 14. O produto dos impostos de importação e de consumo incidentes sobre veículos, automóveis e do imposto sobre a remessa de valores para o exterior, correspondente à importação desses veículos, suas peças e acessórios, se destina à subscrição pela União de ações e obrigações da Sociedade.

Art. 15 Os proprietários e veículos automóveis, terrestres, aquáticos e aéreos, contribuirão anualmente, até o exercício de 1957, com as quantias discriminadas na tabela anexa, recebendo, respeitado o disposto no art. 18, certificados que serão substituídos por ações preferenciais ou obrigações da sociedade, os quais conterão declaração expressa desse direito, assegurada a responsabilidade solidária da União, em qualquer hipótese, pelo valor nominal de tais títulos.

Parágrafo único. Os atos relativos a veículos automóveis compreendidos na competência da União só poderão ser realizados depois de feito o pagamento da contribuição a que se refere este artigo, promovendo o Governo convênio entendimento com as demais entidades de direito público para que em relação ao licenciamento e emplacamento anual daqueles veículos, nos limites de sua competência, seja prestada colaboração no mesmo sentido.

Art. 16 Os recursos a que tratam os artigos 13, 14 e 15 serão recolhidos à conta ou contas especiais no Banco do Brasil.

§ 1º A União, por intermédio do representante destinado nos termos do art. 7º, poderá movimentar os recursos destinados por esta lei à Petrobrás, antes de sua constituição, de acordo com as instruções do Ministro da Fazenda, para ocorrer às respectivas despesas.

§ 2º Ainda que não tenham sido distribuídas as ações correspondentes ao aumento de capital, a Sociedade poderá movimentar as contas especiais referidas neste artigo.

Art. 17 A Sociedade poderá emitir, até o limite do dobro do seu capital social integralizado, obrigações ao portador, com ou sem garantia do Tesouro.

SEÇÃO Dos acionistas da Petrobrás

III

Art. 18. Os Estatutos da Sociedade, garantida a preferência às pessoas jurídicas de direito público interno, poderão admitir como acionistas somente:

I – as pessoas jurídicas de direito público interno;

II – o Banco do Brasil e as sociedades de economia mista, criadas pela União, pelos Estados ou Municípios, as quais em consequência de lei, estejam sob controle permanente do Poder Público;

III – os brasileiros natos ou naturalizados há mais de cinco anos e residentes no Brasil uns e outros solteiros ou casados com brasileiras ou estrangeiras, quando não o sejam sob o regime de comunhão de bens ou qualquer outro que permita a comunicação dos adquiridos na constância do casamento, limitada a aquisição de ações ordinárias a 20.000 (vinte mil);

IV – as pessoas jurídicas de direito privado, organizadas com observância do disposto no art. 9º, alínea b do decreto nº 4.071, de 12 de maio de 1939, limitada a aquisição de ações ordinárias a 100.000 (cem mil).

V - as pessoas jurídicas de direito privado, brasileiros de que somente façam parte as pessoas indicadas no item III, limitada a aquisição de ações ordinárias a 20.000 (vinte mil).

Art. 18. Os Estatutos da Sociedade poderão, em relação às ações ordinárias, admitir como acionistas somente: (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

I - as pessoas jurídicas de direito público interno; (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

II - o Banco do Brasil, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e demais órgãos da Administração Federal Indireta, bem como as sociedades de economia mista criadas pelos Estados ou Municípios, as quais, em consequência de lei, estejam sob controle acionário permanente do Poder Público; (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

III - os brasileiros natos ou naturalizados, salvo quando casados com estrangeiros sob o regime de comunhão de bens ou qualquer outro que permita a comunicação dos adquiridos na constância do casamento, limitada a aquisição de ações ordinárias a 0,1% (um décimo por cento) do capital votante; (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

IV - as pessoas jurídicas de direito privado, organizadas com observância do disposto no artigo 9º, letra "b", do Decreto nº 4.071, de 12 de maio de 1939, limitada a aquisição de ações ordinárias a 0,5% (cinco décimos por cento) do capital votante; (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

V - as pessoas jurídicas de direito privado, brasileiras, de que somente façam parte as pessoas indicadas no item III, limitada a aquisição de ações ordinárias a 0,1% (um décimo por cento) do capital votante. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

Parágrafo único. As restrições deste artigo não se aplicam à admissão de acionistas na categoria das ações preferenciais. (Incluído pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

SEÇÃO IV

Da diretoria e do conselho fiscal da Petrobrás

Art. 19 A Sociedade será dirigida por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, e uma Diretoria Executiva.

§ 1º O Conselho de Administração será constituído de:

a) 1 (um) Presidente nomeado pelo Presidente da República e demissível ad nutum com direito de veto sobre as decisões do próprio Conselho e da Diretoria Executiva.

b) 3 (três) Diretores nomeados pelo Presidente da República, com mandato de 3 (três) anos;

c) Conselheiros eleitos pelas pessoas jurídicas de direito público, com exceção da União em número máximo de 3 (três) e com mandato de 3 (três) anos;

d) Conselheiros eleitos pelas pessoas físicas e jurídicas de direito privado, em número máximo de 2 (dois) e com mandato de 3 (três) anos, cada parcela de 7,5 % (sete e meio por cento) do capital votante da Sociedade, subscrito pelas pessoas mencionadas nas letras c e d do § 1º.

§ 2º O número dos Conselheiros será fixado na proporção de um para cada parcela de 7,5% (sete e meio por cento) do capital votante da Sociedade, subscrito pelas pessoas mencionadas nas letras c e d do § 1º.

§ 3º A Diretoria Executiva compor-se-á do Presidente e dos 3 (três) Diretores nomeados pelo Presidente da República.

§ 4º É privativo dos brasileiros natos o exercício das funções de membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

§ 5º Do veto do Presidente ao qual se refere a letra a do § 1º, haverá recurso ex-offício para o Presidente da República, ouvido o Conselho Nacional do Petróleo.

§ 6º Os 3 (três) primeiros Diretores serão nomeados pelos prazos de respectivamente, 1 (um), 2 (dois) e 3 (três) anos, de forma a que anualmente termine o mandato de um Diretor.

Art. 19. A Sociedade será dirigida por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, e uma Diretoria Executiva. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

§ 1º O Conselho de Administração será constituído de: (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

a) 1 (um) Presidente nomeado pelo Presidente da República e demissível ad nutum, com direito de veto sobre as decisões do próprio Conselho e da Diretoria Executiva. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

b) de 3 (três) a 6 (seis) Diretores nomeados pelo Presidente da República, com mandato de 3 (três) anos. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

c) Conselheiros eleitos pelas pessoas jurídicas de direito público, com exceção da União, em número máximo de 3 (três) e com mandato de 3 (três) anos. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

d) Conselheiros eleitos pelas pessoas físicas e jurídicas de direito privado, em número máximo de 2 (dois) e com mandato de 3 (três) anos. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

§ 2º O número dos Conselheiros será fixado na proporção de um para cada parcela de 7,5% (sete e meio por cento) do capital votante da Sociedade, subscrito pelas pessoas mencionadas nas letras c e d do § 1º. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

§ 2º O número dos Conselheiros será fixado na proporção de um para cada parcela de 5% (cinco por cento) do capital votante da Sociedade, subscrito pelas pessoas mencionadas nas letras c e d do § 1º. Caso não sejam preenchidas estas condições fica assegurada a representação mínima de um conselheiro para cada um destes grupos de acionistas, exigindo-se, em qualquer hipótese o quórum de um terço do respectivo capital votante. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 755, de 1969)

§ 3º A Diretoria Executiva compor-se-á do Presidente e dos Diretores nomeados pelo Presidente da República. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

§ 4º É privativo dos brasileiros natos o exercício das funções de membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

§ 5º Do veto do Presidente ao qual se refere a letra a do § 1º, haverá recurso ex officio para o Presidente da República, ouvido o Conselho Nacional do Petróleo. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 688, de 1969)

Art. 20. O Conselho Fiscal será constituído de 5 (cinco) membros, com mandato de 3 (três) anos.

Parágrafo único. A união elegerá um representante, as pessoas físicas e jurídicas de direito privado outro, as demais pessoas jurídicas de direito público, três, assegurados neste caso, a cada grupo de acionistas que representar um terço dos votos, o direito de eleger separadamente um membro.

Art. 21 O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S A. terá as atribuições constantes do art. 127 do decreto-lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940, não se lhe aplicando o decreto-lei nº 2.928, de 31 de dezembro do mesmo ano.

SEÇÃO V

Dos fatores e obrigações atribuídos à Petrobrás

Art. 22. Os atos de constituição da Sociedade e de integralização do seu capital, bem como as propriedades que possuir e as aquisições de bens móveis e imóveis que fizer e ainda os instrumentos de mandato para o exercício ao direito de voto nas Assembleias Gerais serão isentos de impostos e taxas e quaisquer outros ônus fiscais compreendidos na competência da União, que se entenderá com as outras entidades de direito público, solicitando-lhes os mesmos favores para a Sociedade da qual participará, na esfera de competência tributária.

Art. 23. A Sociedade gozará de isenção de direitos de importação para consumo e de impostos adicionais em relação aos maquinismos, seus sobressalentes e acessórios aparelhos, ferramentas, instrumentos e materiais destinados à construção, instalação, ampliação, melhoramento, funcionamento, exploração conservação e manutenção de suas instalações, para os fins a que se destina.

Parágrafo único. Todos os materiais e mercadorias referidos neste artigo com restrição quanto aos similares de produção nacional, serão desembaraçados mediante portaria dos inspetores das Alfândegas.

Art. 24. A Sociedade fica assegurado o direito de promover desapropriação, nos termos da legislação em vigor.

Art. 25. Dependendo sempre de prévia e específica aprovação do Conselho Nacional do Petróleo a Sociedade só poderá dar garantia a financiamentos, tomados no país ou no exterior a favor das empresas subsidiárias, e desde que a operação no caso de capital estrangeiro não tenha qualquer vinculação real.

Parágrafo único. O Poder Executivo poderá dar aos financiamentos tomados no exterior, pela Sociedade e pelas suas subsidiárias, a garantia do Tesouro Nacional até 25% (vinte e cinco por cento) do respectivo capital integralizado quando se tornar necessário pelo vulto de operação e pelo eminente interesse nacional em causa.

Art. 26 Somente quando os dividendos atingirem 6% (seis por cento), poderá a Assembleia Geral dos Acionistas fixar as percentagens ou gratificação por conta dos lucros para a Administração da Sociedade.

Art. 27. A Sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar aos Estados e Territórios onde fizerem a lavra de petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás, indenização correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás.

§ 1º Os valores do óleo e do xisto betuminoso serão fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo.
§ 2º Será efetuado trimestralmente o pagamento de que trata este artigo.

§ 3º Os Estados e Territórios distribuirão 20% (vinte por cento) do que receberem, proporcionalmente aos Municípios, segundo a produção de óleo de cada um deles devendo este pagamento ser efetuado trimestralmente.
§ 4º Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos fixados neste artigo, preferentemente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.

Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar indenização correspondente a 4% (quatro por cento) sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás aos Estados e Territórios onde fizerem a lavra do petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás, de indenização de 1% (um por cento) aos Municípios onde fizerem a mesma lavra ou extração. (Redação dada pela Lei nº 3.257, de 1957)

§ 1º Os valores do óleo e do xisto betuminoso serão fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo. (Redação dada pela Lei nº 3.257, de 1957)

§ 2º Será efetuado trimestralmente o pagamento de que trata este artigo. (Redação dada pela Lei nº 3.257, de 1957)

§ 3º Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos fixados neste artigo, preferentemente, na produção da energia elétrica e na pavimentação de rodovias. (Redação dada pela Lei nº 3.257, de 1957)

§ 4º Quando o óleo ou gás forem extraídos da plataforma continental, os 5% (cinco por cento) de que trata o "caput" deste Artigo serão destinados, em partes iguais, ao Departamento Nacional da Produção Mineral, do Ministério das Minas e Energia, para constituição do Fundo Nacional de Mineração e ao Ministério da Educação e Cultura, para o incremento da pesquisa e do ensino de nível superior no campo das geociências. (Incluído pelo Decreto-Lei nº 523, de 1969) (Vide Decreto nº 68.925, de 1971)

§ 4º Quando o óleo ou gás forem extraídos da plataforma continental, os 5% (cinco por cento) de que trata o caput deste artigo serão destinados ao Conselho Nacional do Petróleo - C.N.P., do Ministério das Minas e Energia, para formação de estoques de combustíveis destinados a garantir a segurança e a regularidade de geração de energia elétrica. (Redação dada pelo Decreto Lei nº 1.288, de 1973)

Art. 27 - A Sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar indenização correspondente a 4% (quatro por cento) aos Estados ou Territórios e 1% (um por cento) aos Municípios, sobre o valor do óleo, do xisto betuminoso e do gás extraídos de suas respectivas áreas, onde se fizer a lavra do petróleo. (Redação dada pela Lei nº 7.453, de 1985)

Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, obedecidos os seguintes critérios: (Redação dada pela Lei nº 7.990, de 1989)

I - 70% (setenta por cento) aos Estados produtores; (Incluído pela Lei nº 7.990, de 1989)

II - 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores; (Incluído pela Lei nº 7.990, de 1989)

III - 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural. (Incluído pela Lei nº 7.990, de 1989)

§ 1º - Os valores de que trata este artigo serão fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo. (Redação dada pela Lei nº 7.453, de 1985) (Revogado pela Lei nº 7.990, de 1989)

§ 2º - O pagamento da indenização devida será efetuado trimestralmente. (Redação dada pela Lei nº 7.453, de 1985) (Revogado pela Lei nº 7.990, de 1989)

§ 3º - Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos previstos neste artigo, preferentemente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico. (Redação dada pela Lei nº 7.453, de 1985)

§ 3º Ressalvados os recursos destinados ao Ministério da Marinha, os demais recursos previstos neste artigo serão aplicados pelos Estados, Territórios e Municípios, exclusivamente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico. (Redação dada pela Lei nº 7.525, de 1986)

§ 4º - É também devida a indenização aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental, nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Territórios; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios e suas respectivas áreas geoeconômicas, 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas, e 1% (um por cento) para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios. (Redação dada pela Lei nº 7.453, de 1985)

§ 4º É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal e 0,5% (meio por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas de 0,5% (meio por cento) para constituir um fundo especial a ser distribuído entre os Estados, Territórios e Municípios. (Redação dada pela Lei nº 7.990, de 1989)

§ 5º - (VETADO). (Incluído pela Lei nº 7.453, de 1985)

§ 6º - Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à indenização prevista no caput deste artigo. (Incluído pela Lei nº 7.453, de 1985)

§ 6º Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à compensação financeira prevista no caput deste artigo. (Redação dada pela Lei nº 7.990, de 1989)

Art. 28. A União poderá incumbir à Sociedade a execução de serviços condizentes com a sua finalidade, para os quais destinar recursos financeiros especiais.

Art. 29. Os direitos relativos a concessões e autorizações referentes a jazidas de óleo mineral, refinarias e oleodutos que a Sociedade receber da União serão maleáveis, ainda quando, como valor econômico, seja pela Petrobrás, cedido o seu direito de utilização dos mesmos a qualquer de suas subsidiárias.

Art. 30. Não ocorrendo a desapropriação, a Petrobrás indenizará pelos seu justo valor aos proprietários do solo pelos prejuízos causados com a pesquisa ou lavra.

Art. 31. A Petrobrás, de acordo com a orientação do Conselho Nacional do Petróleo, deverá manter um coeficiente mínimo de reservas de óleo nos campos petrolíferos.

Art. 32. A Petrobrás e as sociedades dela subsidiárias enviarão ap Tribunal de Contas, até 31 de março de cada ano, as contas gerais da Sociedade relativas ao exercício anterior, as quais serão por aquele emitidas à Câmara dos Deputados e Senado Federal.

Parágrafo único. O tribunal de Contas limitar-se-á a emitir parecer sobre as contas que lhe forem enviadas E o Congresso Nacional, depois de tomar conhecimento das mesmas sem julgá-las, e do parecer do Tribunal, adotará, por qualquer de suas Casas, quanto ao assunto, as medidas que a sua ação fiscalizadora entender convenientes.

Art. 33. A direção da Petrobrás e a direção das sociedades dela subsidiárias são obrigadas a prestar as informações que lhes forem solicitadas pelo Congresso Nacional acerca dos seus atos e deliberações.

Art. 34. Quando o acionista for pessoa jurídica de direito público, ser-lhe-á facultado o exame dos papéis e documentos da Sociedade para o fim de fiscalização das contas.

Art. 35. Os Estatutos da Petrobrás prescreverão normas específicas para participação dos seus empregados nos lucros da Sociedade, as quais deverão prevalecer até que, de modo geral, seja regulamentado o inciso IV do art. 157 da Constituição.

SEÇÃO VI

Disposições relativas ao pessoal da Petrobrás

Art. 36. Os militares e os funcionários públicos civis da União e das entidades autárquicas, paraestatais e das sociedades de economia mista, poderão servir na Petrobrás em funções de direção ou de natureza técnica, na forma do decreto-lei nº 6.877, de 18 de setembro de 1944, não podendo, todavia, acumular vencimentos, gratificações ou quaisquer outras vantagens, sob pena de se considerar como tendo renunciado ao cargo primitivo.

Parágrafo único. Na hipótese do Conselho Nacional do Petróleo reduzir o seu pessoal, a Petrobrás dará preferência no preenchimento dos cargos ou funções, de acordo com as suas aptidões, aos servidores dispensados.

Art. 37. Não se aplica aos diretores, funcionários e acionistas da Petróleo Brasileiro S. A. o disposto na alínea c do art. 2º do decreto-lei nº 538, de 7 de julho de 1938, podendo ser acionista da Sociedade os funcionários dela e os servidores públicos em geral, inclusive os do Conselho Nacional do Petróleo.

Art. 38. A Sociedade contribuirá para a preparação do pessoal técnico necessário aos seus serviços, bem como de operários qualificados, através de cursos de especialização, que organizará podendo também conceder auxílios aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo para a preparação no exterior e outros meios adequados.

SEÇÃO VII

Das subsidiárias da Petrobrás

Art. 39. A Sociedade operará diretamente ou através de suas subsidiárias, organizadas com aprovação do Conselho Nacional do Petróleo, nas quais deverá sempre ter a maioria das ações com direito a voto.

§ 1º Na composição da restante parte do capital, observar-se-á o mesmo critério estabelecido para a Petrobrás, assegurada a proporcionalidade a que se refere o art. 13, inciso II, letra b, e a preferência estabelecida no art. 40.

§ 2º Os cargos de direção das empresas referidas neste artigo serão privativos dos brasileiros natos, sempre que seu objeto seja qualquer das privacidade da indústria do petróleo.

§ 3º Na constituição dos corpos de direção e fiscalização das subsidiárias serão adotados critérios análogos aos estabelecidos nesta Lei, assegurando-se, ainda, às pessoas de direito público, com interesse relevante naquelas empresas, a representação na diretoria executiva.

Art. 40. Ao Estado em cujo território for extraído ou refinado óleo cru ou exploração será assegurada a preferência, com o concurso dos seus municípios para a participação nas sociedades subsidiárias destinadas à sua refinação ou distribuição, até o montante de 20% (vinte por cento) do seu capital.

Parágrafo único. Sempre que o Estado produtor de petróleo ou de gás manifestar o propósito de usar da preferência de que trata este artigo ser-lhe-ão atribuídas ou transferidas pela Petrobrás, nos limites prefixados as ações que o mesmo se proponha tomar e para cuja

integralização serão, previamente estabelecidos os prazos e condições que visando a facilitar a colaboração do Estado não sacrifiquem, no entanto os interesses relacionados com a constituição e o funcionamento da subsidiária de que o mesmo deva participar.

Art. 41. A Petrobrás, por autorização do Presidente da República, expedida em decreto e depois de ouvido o Conselho Nacional do Petróleo, poderá associar-se, sem as limitações previstas no art. 39. a entidades destinadas à exploração do petróleo fora do território nacional, desde que a participação do Brasil ou de entidades brasileiras seja prevista, em tais casos, por tratado ou convênio.

Art. 41. A PETROBRÁS, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros e sem as limitações previstas no artigo 39, poderá exercer, fora do território nacional, as atividades de que trata o art. 6º. (Redação dada pela Lei nº 5.665, de 1971)

Art. 42. O disposto nos arts. 22, 23, 24, 33 e 36 aplica-se, igualmente, às empresas subsidiárias da sociedade.

CAPÍTULO IV Disposições Finais

Art. 43. Ficam excluídas do monopólio estabelecido pela presente lei as refinarias ora em funcionamento no país, e mantidas as concessões dos oleodutos em idêntica situação.

Art. 44. Não ficam prejudicadas as autorizações para a instalação e exploração de refinarias no País, feitas até 30 de junho de 1952, salvo se as mesmas não estiverem em funcionamento nos prazos prefixados até a presente data.

Art. 45. Não será dada autorização para a ampliação de sua capacidade às refinarias de que tratam os dois artigos anteriores.

Art. 46. A Petróleo Brasileiro S. A. poderá, independentemente de autorização legislativa especial, participar, como acionista, de qualquer das empresas de refinação de que tratam os artigos antecedentes para o fim de torná-las suas subsidiárias.

Parágrafo único. A Petróleo Brasileiro S.A. adquirirá nos casos do presente artigo no mínimo 51% (cinquenta e um por cento) das ações de cada empresa.

Art. 47. Do monopólio estabelecido pela presente lei, ficam excluídos os navios-tanques de propriedade particular ora utilizados no transporte especializado de petróleo e seus derivados.

Art. 48. As contribuições especiais para pesquisa e outras, a que se obrigam as empresas concessionárias, na forma da lei vigente, e ainda as muitas em que incorrerem os titulares de autorizações ou concessões para quaisquer das atividades relacionadas com hidrocarbonetos líquidos serão destinadas a subscrição pela União de ações e obrigações da Sociedade ou de suas subsidiárias.

Art. 49. As sociedades de economia mista, a que se refere o inciso II do art. 18, dispensadas da prova de nacionalidade brasileira dos seus sócios ou acionistas, são exclusivamente as existentes na data da vigência desta lei.

Art. 50. Sempre que o Conselho Nacional do Petróleo tiver que deliberar sobre assunto de interesse da Sociedade, o presidente desta participará das sessões plenárias, sem direito a voto.

Art. 51. Na regulamentação desta lei, o Poder Executivo disciplinará relações entre a Sociedade e o Conselho Nacional do Petróleo.

Art. 52. O saldo das dotações orçamentárias e créditos adicionais do Conselho Nacional do Petróleo, para o exercício em que entrar em funcionamento a Petrobrás correspondente a serviços, encargos, obras, equipamentos e aquisições, ou quaisquer outras relativas a atividades que passarem à sociedade, lhe será entregue logo que constituída.

Parágrafo único. Essas quantias serão levadas à conta de integralização de capital da União.

Art. 53. Da receita do imposto único sobre combustíveis e lubrificantes líquidos de que trata a lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952, 48% (quarenta e oito por cento) caberão aos Estados e Distrito Federal, feita a distribuição separadamente para os produtos oriundos de matéria prima nacional e para os produtos importados ou de óleo importado. (Vide Decreto-lei nº 335, de 1967)

I – A parte da receita destinada aos empreendimentos ligados à indústria do petróleo (art. 3º da lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952) terá, a aplicação prevista na art. 13 desta lei.

II – A parte da receita destinada ao Fundo Rodoviário Nacional será aplicada de acordo com as disposições da lei nº 302, de 13 de julho de 1938, e lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952.

§ 1º A receita resultante dos produtos de matéria prima nacional será distribuída, observadas as disposições dos incisos anteriores, aos Estados e Distrito Federal da seguinte forma:

1) 18% (dezoito por cento) proporcionalmente às superfícies;

- 2) 36% (trinta e seis por cento) proporcionalmente às populações;
- 3) 36% (trinta e seis por cento) proporcionalmente aos consumos;
- 4) 10% (dez por cento) proporcionalmente à produção de óleo cru de poço ou de xisto ou ainda de condensados.

§ 2º A receita resultante de derivados importados ou produzidos com óleo cru importado será distribuída aos Estados e ao Distrito Federal pela forma seguinte:

- 1) 20% (vinte por cento) proporcionalmente às superfícies;
- 2) 40% (quarenta por cento) proporcionalmente às populações;
- 3) 40% (quarenta por cento) proporcionalmente aos consumos.

§ 3º As proporções de consumo previstas nos parágrafos anteriores serão calculadas com base nas quantidades consumidas em cada unidade federativa e não sobre o imposto pago.

§ 4º A distribuição da cota de 12% (doze por cento) do imposto único, que caberá aos Municípios, far-se-á, também, no que for aplicável, pelos critérios dos parágrafos anteriores

§ 5º Os novos critérios de distribuição, estabelecidos no presente artigo, só vigorarão a partir de 1954.

Art. 54 Anualmente o Departamento Nacional de Estradas de Rodagem empregará em obras rodoviárias, nos Territórios Federais, quantia não inferior à cota que caberia a cada um, caso participasse da distribuição prevista no art. 53 da presente lei, tornando-se por base a arrecadação do ano anterior.

Art. 55 Aos empregados e servidores da Sociedade aplicar-se-ão os preceitos da legislação do trabalho nas suas relações com a Petrobrás.

Art. 56 Esta lei entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Rio de Janeiro, 3 de outubro de 1953; 132º da Independência e 65º da República.

GETULIO VARGAS.
Tancredo de Almeida Neves
Renato de Almeida Guillobel
Cyro Espirito Santo Cardoso
Vicente Ráo
Oswaldo Aranha
Jose Americo
Joao Cleofas
Antônio Balbino
João Goulart
Nero Moura

TABELA A QUE SE REFERE O ARTIGO 15 DESTA LEI

A) Automóveis, inclusive camionetas:

a) Particulares:

Cr\$

Até o peso de 1.000 Kg inclusive.....	1.000,00
De mais de 1.000 até 1.500 Kg inclusive.....	2.000,00
De mais de 1.500 até 1.800 Kg inclusive.....	4.000,00
De mais de 1.800 Kg.....	8.000,00

Nota 1ª – Reduzam-se de 20% (vinte por cento) as contribuições quanto aos automóveis de mais de 3 (três) até 5 (cinco) anos de fabricação; de 40% (quarenta por cento) quanto aos de mais de 5 (cinco) até 7 (sete) anos; de 60% (sessenta por cento) quanto aos de mais de 7 (sete) até 10 (dez) anos; e de 80% (oitenta por cento) quanto aos de mais de 10(dez) anos de fabricação.

Nota 2ª – Aplicam-se aos jeeps e outros automóveis de reduzido valor, utilizados em atividades rurais, agropecuárias, florestais, mineiras e em obras públicas, as bases de contribuição a seguir especificadas para os automóveis de aluguel.

b) de aluguel:

Cr\$

Até o peso de 1.000 Kg inclusive.....	200,00
De mais de 1.000 a 1.500 Kg.....	400,00
De mais de 1.500 a 1.800 Kg.....	800,00
De peso superior a 1.800 Kg.....	1.600,00

Nota: Reduzam-se de 50% (cinquenta por cento) as contribuições quando se relacionarem com automóveis de mais de 5 (cinco) anos de fabricação, caso em que os de peso até 1.000 Kg ficam isentos e isentam-se todos os automóveis de mais de 10 (dez) anos de fabricação, bem como qualquer outro que seja o único possuído e diretamente explorado pelo proprietário.

B) Caminhões e outros veículos de carga:

Cr\$

De menos de 1 tonelada de carga.....	200,00
De 1 a 2 toneladas de carga.....	400,00
De 2 a 5 toneladas de carga.....	800,00
De 5 a 7 toneladas de carga.....	1.200,00
De 7 a 10 toneladas de carga.....	1.600,00
De mais de 10 toneladas de carga.....	2.000,00

Nota: Reduzam-se de 50% (cinquenta por cento) as contribuições, quando se relacionarem com veículos de mais de 5 (cinco) anos de fabricação, caso em que os de capacidade inferior a uma tonelada ficarão isentos e isentam-se todos os de mais de 10 (dez) anos de fabricação, bem como qualquer outro que seja o único possuído e diretamente explorado pelo proprietário.

C) Ônibus:

Cr\$

Com capacidade até 20 passageiros, inclusive.....	1.600,00
Com capacidade de 21 a 30 passageiros.....	2.400,00
Com capacidade de 31 a 40 passageiros.....	3.200,00
Com capacidade de 41 ou mais passageiros.....	4.000,00

D) Veículos Aquáticos:

a) Particulares, para recreio:

Cr\$

Com motor até 5 HP.....	400,00
-------------------------	--------

Com motor de mais de 5 até 10 HP.....	1.000,00
Com motor de mais de 10 até 20 HP.....	2.400,00
Com motor de mais de 20 até 30 HP.....	4.000,00
Com motor de mais de 30 até 50 HP.....	6.400,00
Com motor de mais de 50 até 100 HP.....	12.000,00
Com motor de 100 HP.....	20.000,00

Nota: As contribuições devidas pelos proprietários de embarcações destinadas a fins industriais e comerciais, conquanto privativas, são as constantes da tabela a seguir,

b) Para transportes industriais ou comerciais:

Cr\$

Com motor até 10 HP	isentos
Com motor de mais de 10 até 20 HP.....	200,00
Com motor de mais de 20 até 30 HP.....	400,00
Com motor de mais de 30 até 50 HP.....	800,00
Com motor de mais de 50 até 100 HP.....	1.200,00
Com motor de mais de 100 HP.....	2.000,00

Nota 1ª: Reduzam-se de 50 % (cinquenta por cento) as contribuições quando se retornem a embarcações equipadas com motores de mais de 5 (cinco) anos de uso caso em que serão isentas as embarcações até 20 HP.

Nota 2ª Isentam-se todas as embarcações com motores com mais de quinze anos de uso e as que destinem à pesca até 20 HP, desde que seja a única possuída e diretamente explorada pelo proprietário.

E) Veículos Aéreos:

a) Para transporte privado ou de recreio:

Cr\$

Com motores até 150 HP.....	5.000,00
Com motores de mais de 150 até 450 HP.....	10.000,00
Com motores de mais de 450 até 1.000 HP.....	20.000,00
Com motores de mais de 1.000 até 2.000 HP.....	25.000,00
Com motores de mais de 2.000 HP.....	50.000,00

b) Para transportes industriais ou comerciais e serviços especializados:

Cr\$

Com motores até 150 HP	600,00
Com motores de mais de 150 até 450 HP	1.000,00

Com motores de mais de 450 até 1.000	2.000,00
Com motores de mais de 1.000 até 2.000 HP	2.600,00
Com motores de mais de 2.000 HP	5.000,00
c) Para instrução	Isentos

ANEXO B

Presidência da República
Casa Civil
Subchefia para Assuntos Jurídicos

LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997.

Texto compilado
Mensagem de veto
(Vide Lei nº 13.723, de 2018)

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional

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

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
- XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)
- XIII - garantir o fornecimento de biocombustíveis em todo o território nacional.. (Incluído pela Medida Provisória nº 532, de 2011)
- XIII - garantir o fornecimento de biocombustíveis em todo o território nacional; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)
- XIV - incentivar a geração de energia elétrica a partir da biomassa e de subprodutos da produção de biocombustíveis, em razão do seu caráter limpo, renovável e complementar à fonte hidráulica; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)
- XV - promover a competitividade do País no mercado internacional de biocombustíveis; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)
- XVI - atrair investimentos em infraestrutura para transporte e estocagem de biocombustíveis; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)
- XVII - fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)
- XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

CAPÍTULO II

Do Conselho Nacional de Política Energética

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;
- II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia termonuclear;

IV - estabelecer 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; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

V - estabelecer 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, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991; . (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

V - estabelecer 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, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991; (Redação dada pela Lei nº 12490, de 2011)

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. (Incluído pela lei nº 10.848, de 2004)

VII - estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como da sua cadeia de suprimento; . (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento;. (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento; (Redação dada pela Lei nº 12490, de 2011)

X - induzir o 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, observado o disposto no inciso IX. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica. (Incluído pela Medida Provisória nº 647, de 2014)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica.. (Incluído pela Lei nº 13.033, de 2014)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica; e . (Redação dada pela Medida Provisória nº 688, de 2015)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica. (Incluído pela Lei nº 13.033, de 2014) (Vide Medida Provisória nº 688, de 2015)

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. . (Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015)

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e (Redação dada pela Lei nº 13.203, de 2015)

XIII - definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

Art. 2º-A. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências, propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos: (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

I – valores de bonificação pela outorga das concessões a serem licitadas nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

II – prazo e forma de pagamento da bonificação pela outorga de que trata o inciso I; e (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

III – nas licitações de geração: (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

a) a parcela da garantia física destinada ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR dos empreendimentos de geração licitados nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite mínimo de 70% (setenta por cento) destinado ao ACR, e o disposto no § 3º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e (Incluída pela Lei nº 13.203, de 2015)

b) a data de que trata o § 8º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. (Incluída pela Lei nº 13.203, de 2015)

Parágrafo único. Nos casos previstos nos incisos I e II do caput, será ouvido o Ministério da Fazenda. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

Art. 2º-B. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências, propor ao CNPE a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

Parágrafo único. Na proposição de que trata o caput, será ouvido o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

CAPÍTULO III

Da Titularidade e do Monopólio do Petróleo e do Gás Natural

SEÇÃO I

Do Exercício do Monopólio

Art. 3º Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

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

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

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

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)

SEÇÃO II

Das Definições Técnicas

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;

VII - Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral; (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;

- VIII - Transferência: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;. (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)
- VII - Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011)
- VIII - Transferência: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011)
- IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;
- X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;
- XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;
- XII - Prospecto: feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural;
- XIII - Bloco: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;
- XIV - Campo de Petróleo ou de Gás Natural: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção;
- XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;
- XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;
- XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;
- XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;
- XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;
- XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;
- XXI - Revenda: atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;
- XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal;
- XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.
- XXIV - Biocombustível: combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna ou, conforme regulamento, para outro tipo de geração de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil; . (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)
- XXIV - Biocombustível: substância derivada de biomassa renovável que pode ser empregada diretamente ou mediante alterações em motores a combustão interna ou para outro tipo de geração de energia, podendo substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil, tal como biodiesel, etanol e outras substâncias estabelecidas em regulamento da ANP; . (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)
- XXIV - Biocombustível: substância derivada de biomassa renovável, tal como biodiesel, etanol e outras substâncias estabelecidas em regulamento da ANP, que pode ser empregada diretamente ou mediante alterações em motores a combustão interna ou para outro tipo de geração de energia, podendo substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011)
- XXV - Biodiesel: biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil. (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)
- XXVI – Indústria Petroquímica de Primeira e Segunda Geração: conjunto de indústrias que fornecem produtos petroquímicos básicos, a exemplo do eteno, do propeno e de resinas termoplásticas. (Incluído pela lei nº 11.921, de 2009)

XXVII - cadeia produtiva do petróleo: sistema de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados, incluindo a distribuição, a revenda e a estocagem, bem como o seu consumo. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

XXVIII - Indústria de Biocombustível: conjunto de atividades econômicas relacionadas com produção, importação, exportação, transferência, transporte, armazenagem, comercialização, distribuição, avaliação de conformidade e certificação de qualidade de biocombustíveis; e . (incluído pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

XXIX - Produção de Biocombustível: conjunto de operações industriais para a transformação de biomassa renovável, de origem vegetal ou animal, em combustível.. (incluído pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

XXVIII - Indústria de Biocombustível: conjunto de atividades econômicas relacionadas com produção, importação, exportação, transferência, transporte, armazenagem, comercialização, distribuição, avaliação de conformidade e certificação de qualidade de biocombustíveis; (Incluído pela Lei nº 12490, de 2011)

XXIX - Produção de Biocombustível: conjunto de operações industriais para a transformação de biomassa renovável, de origem vegetal ou animal, em combustível; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

XXX - Etanol: biocombustível líquido derivado de biomassa renovável, que tem como principal componente o álcool etílico, que pode ser utilizado, diretamente ou mediante alterações, em motores a combustão interna com ignição por centelha, em outras formas de geração de energia ou em indústria petroquímica, podendo ser obtido por rotas tecnológicas distintas, conforme especificado em regulamento; e (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

XXXI - Bioquerosene de Aviação: substância derivada de biomassa renovável que pode ser usada em turbo reatores e turbo propulsores aeronáuticos ou, conforme regulamento, em outro tipo de aplicação que possa substituir parcial ou totalmente combustível de origem fóssil. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

CAPÍTULO IV

Da Agência Nacional do Petróleo

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo - ANP, entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

CAPÍTULO IV

DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

(Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

SEÇÃO I

Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe:

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

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

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

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

II - promover 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; (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)

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

- IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;
- V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;
- V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento; (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)
- VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;
- VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;
- VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; . (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)
- VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)
- VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;
- IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;
- IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)
- X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;
- XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo;
- XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)
- XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;
- XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;
- XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;
- XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.
- XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biodiesel, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; . (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)
- XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, transporte, transferência, distribuição, revenda e comercialização de biocombustíveis, assim como avaliação de conformidade e certificação de sua qualidade, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)
- XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, à importação, à exportação, à armazenagem, à estocagem, ao transporte, à transferência, à distribuição, à revenda e à comercialização de biocombustíveis, assim como avaliação de conformidade e certificação de sua qualidade, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (Redação dada pela Lei nº 12490, de 2011)
- XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)
- XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)
- XIX - regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XX - promover, direta ou indiretamente, as chamadas públicas para a contratação de capacidade de transporte de gás natural, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XXI - registrar os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte, inclusive as procedentes do exterior, e os contratos de comercialização, celebrados entre os agentes de mercado; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XXII - informar a origem ou a caracterização das reservas do gás natural contratado e a ser contratado entre os agentes de mercado; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XXIII - regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao direito de acesso de terceiros às instalações concedidas; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XXIV - elaborar os editais e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários para a exploração das atividades de transporte e de estocagem de gás natural; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XXV - celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão;

XXVI - autorizar a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XXVII - estabelecer critérios para a aferição da capacidade dos gasodutos de transporte e de transferência; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

XXVIII - articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

Parágrafo único. No exercício das atribuições de que trata este artigo, com ênfase na garantia do abastecimento nacional de combustíveis, desde que em bases econômicas sustentáveis, a ANP poderá exigir dos agentes regulados, conforme disposto em regulamento: (Incluído pela Lei nº 12490, de 2011)

I - a manutenção de estoques mínimos de combustíveis e de biocombustíveis, em instalação própria ou de terceiro; (Incluído pela Lei nº 12490, de 2011)

II - garantias e comprovação de capacidade para atendimento ao mercado de combustíveis e biocombustíveis, mediante a apresentação de, entre outros mecanismos, contratos de fornecimento entre os agentes regulados. (Incluído pela Lei nº 12490, de 2011)

Art. 8º-A. Caberá à ANP supervisionar a movimentação de gás natural na rede de transporte e coordená-la em situações caracterizadas como de contingência. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 1º O Comitê de Contingenciamento definirá as diretrizes para a coordenação das operações da rede de movimentação de gás natural em situações caracterizadas como de contingência, reconhecidas pelo Presidente da República, por meio de decreto. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 2º No exercício das atribuições referidas no **caput** deste artigo, caberá à ANP, sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas na regulamentação: (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

I - supervisionar os dados e as informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

II - manter banco de informações relativo ao sistema de movimentação de gás natural permanentemente atualizado, subsidiando o Ministério de Minas e Energia com as informações sobre necessidades de reforço ao sistema; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

III - monitorar as entradas e saídas de gás natural das redes de transporte, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes; (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

IV - dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação; e (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

V - estabelecer padrões e parâmetros para a operação e manutenção eficientes do sistema de transporte e estocagem de gás natural. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 3º Os parâmetros e informações relativos ao transporte de gás natural necessários à supervisão, controle e coordenação da operação dos gasodutos deverão ser disponibilizados pelos transportadores à ANP, conforme regulação específica. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

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

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que configure ou possa configurar infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, para que este adote as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade e à Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente. (Redação dada pela Lei nº 10.202, de 20.2.2001)

Parágrafo único. Independentemente da comunicação prevista no caput deste artigo, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade notificará a ANP do teor da decisão que aplicar sanção por infração da ordem econômica cometida por empresas ou pessoas físicas no exercício de atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, no prazo máximo de vinte e quatro horas após a publicação do respectivo acórdão, para que esta adote as providências legais de sua alçada. Parágrafo único incluído pela Lei nº 10.202, de 20.2.2001)

SEÇÃO II

Da Estrutura Organizacional da Autarquia

Art. 11. A ANP será dirigida, em regime de colegiado, por uma Diretoria composta de um Diretor-Geral e quatro Diretores.

§ 1º Integrará a estrutura organizacional da ANP um Procurador-Geral.

§ 2º Os membros da Diretoria serão nomeados pelo Presidente da República, após aprovação dos respectivos nomes pelo Senado Federal, nos termos da alínea f do inciso III do art. 52 da Constituição Federal.

§ 3º Os membros da Diretoria cumprirão mandatos de quatro anos, não coincidentes, permitida a recondução, observado o disposto no art. 75 desta Lei.

Art. 12. (VETADO)

I - (VETADO)

II - (VETADO)

III - (VETADO)

Parágrafo único. (VETADO)

Art. 13. Está impedida de exercer cargo de Diretor na ANP a pessoa que mantenha, ou haja mantido nos doze meses anteriores à data de início do mandato, um dos seguintes vínculos com empresa que explore qualquer das atividades integrantes da indústria do petróleo ou de distribuição

I - acionista ou sócio com participação individual direta superior a cinco por cento do capital social total ou dois por cento do capital votante da empresa ou, ainda, um por cento do capital total da respectiva empresa controladora;

II - administrador, sócio-gerente ou membro do Conselho Fiscal;

III - empregado, ainda que o respectivo contrato de trabalho esteja suspenso, inclusive da empresa controladora ou de entidade de previdência complementar custeada pelo empregador.

Parágrafo único. Está também impedida de assumir cargo de Diretor na ANP a pessoa que exerça, ou haja exercido nos doze meses anteriores à data de início do mandato, cargo de direção em entidade sindical ou associação de classe, de âmbito nacional ou regional, representativa de interesses de empresas que explorem quaisquer das atividades integrantes da indústria do petróleo ou de distribuição. (Revogado pela Lei nº 9.986, de 18.7.2000)

Art. 14. Terminado o mandato, ou uma vez exonerado do cargo, o ex-Diretor da ANP ficará impedido, por um período de doze meses, contados da data de sua exoneração, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante da indústria do petróleo ou de distribuição.

Art. 14. Terminado o mandato, ou uma vez exonerado do cargo, o ex-Diretor da ANP ficará impedido, por um período de doze meses, contados da data de sua exoneração, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante das indústrias do petróleo e dos biocombustíveis ou de distribuição. (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

Art. 14. Terminado o mandato, ou uma vez exonerado do cargo, o ex-Diretor da ANP ficará impedido, por um período de 12 (doze) meses, contado da data de sua exoneração, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante das indústrias do petróleo e dos biocombustíveis ou de distribuição. (Redação dada pela Lei nº 12490, de 2011)

§ 1º Durante o impedimento, o ex-Diretor que não tiver sido exonerado nos termos do art. 12 poderá continuar prestando serviço à ANP, ou a qualquer órgão da Administração Direta da União, mediante remuneração equivalente à do cargo de direção que exerceu.

§ 2º Incorre na prática de advocacia administrativa, sujeitando-se às penas da lei, o ex-Diretor que violar o impedimento previsto neste artigo.

SEÇÃO III

Das Receitas e do Acervo da Autarquia

Art. 15. Constituem receitas da ANP:

- I - as dotações consignadas no Orçamento Geral da União, créditos especiais, transferências e repasses que lhe forem conferidos;
- II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 desta Lei, de acordo com as necessidades operacionais da ANP, consignadas no orçamento aprovado;
- III - os recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades, organismos ou empresas, excetuados os referidos no inciso anterior;
- IV - as doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados;
- V - o produto dos emolumentos, taxas e multas previstos na legislação específica, os valores apurados na venda ou locação dos bens móveis e imóveis de sua propriedade, bem como os decorrentes da venda de dados e informações técnicas, inclusive para fins de licitação, ressalvados os referidos no § 2º do art. 22 desta Lei.

Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei.

SEÇÃO IV

Do Processo Decisório

Art. 17. O processo decisório da ANP obedecerá aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade e publicidade.

Art. 18. As sessões deliberativas da Diretoria da ANP que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre estes e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições.

Art. 18. As sessões deliberativas da Diretoria da ANP que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre esses e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria de petróleo, de gás natural ou de biocombustíveis serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições. . (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

Art. 18. As sessões deliberativas da Diretoria da ANP que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre esses e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria de petróleo, de gás natural ou de biocombustíveis serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições. (Redação dada pela Lei nº 12490, de 2011)

Art. 19. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP.

Art. 19. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços das indústrias de petróleo, de gás natural ou de biocombustíveis serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP. . (Redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 2011)

Art. 19. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços das indústrias de petróleo, de gás natural ou de biocombustíveis serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP. (Redação dada pela Lei nº 12490, de 2011)

Art. 20. O regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

CAPÍTULO V

Da Exploração e da Produção

SEÇÃO I

Das Normas Gerais

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

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)

Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

§ 1º A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

§ 2º A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações procedidas pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997.

§ 3º O Ministério de Minas e Energia terá acesso irrestrito e gratuito ao acervo a que se refere o caput deste artigo, com o objetivo de realizar estudos e planejamento setorial, mantido o sigilo a que esteja submetido, quando for o caso. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

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

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)

Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.

§ 1º A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009) (Revogado pela Lei nº 12.351, de 2010)

§ 2º A ANP poderá outorgar diretamente ao titular de direito de lavra ou de autorização de pesquisa de depósito de carvão mineral concessão para o aproveitamento do gás metano que ocorra associado a esse depósito, dispensada a licitação prevista no caput deste artigo. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

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

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

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

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

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

§ 1º Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.

§ 2º A ANP emitirá seu parecer sobre os planos e projetos referidos no parágrafo anterior no prazo máximo de cento e oitenta dias.

§ 3º Decorrido o prazo estipulado no parágrafo anterior sem que haja manifestação da ANP, os planos e projetos considerar-se-ão automaticamente aprovados.

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção. (Revogado pela Lei nº 12.351, de 2010)

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis. (Revogado pela Lei nº 12.351, de 2010)

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

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

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

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

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

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

Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25.

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

Art. 30. O contrato para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural não se estende a nenhum outro recurso natural, ficando o concessionário obrigado a informar a sua descoberta, prontamente e em caráter exclusivo, à ANP.

SEÇÃO II

Das Normas Específicas para as Atividades em Curso

Art. 31. A PETROBRÁS submeterá à ANP, no prazo de três meses da publicação desta Lei, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, com informações e dados que propiciem:

- I - o conhecimento das atividades de produção em cada campo, cuja demarcação poderá incluir uma área de segurança técnica;
- II - o conhecimento das atividades de exploração e desenvolvimento, registrando, neste caso, os custos incorridos, os investimentos realizados e o cronograma dos investimentos a realizar, em cada bloco onde tenha definido prospectos.

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.

Parágrafo único. Cabe à ANP, após a avaliação da capacitação financeira da PETROBRÁS e dos dados e informações de que trata o art. 31, aprovar os blocos em que os trabalhos referidos neste artigo terão continuidade.

Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI.

Parágrafo único. Os contratos de concessão referidos neste artigo serão regidos, no que couber, pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior e obedecerão ao disposto na Seção V deste Capítulo.

Art. 35. Os blocos não contemplados pelos contratos de concessão mencionados no artigo anterior e aqueles em que tenha havido insucesso nos trabalhos de exploração, ou não tenham sido ajustados com a ANP, dentro dos prazos estipulados, serão objeto de licitação pela ANP para a outorga de novos contratos de concessão, regidos pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior.

SEÇÃO III

Do Edital de Licitação

Art. 36. A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no art. 23 obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.

Art. 37. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

- I - o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos;
- II - os requisitos exigidos dos concorrentes, nos termos do art. 25, e os critérios de pré-qualificação, quando este procedimento for adotado;
- III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiários prevista no art. 52;
- IV - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;
- V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato;
- VI - o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição.

Parágrafo único. O prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I deste artigo, será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco.

Art. 38. Quando permitida a participação de empresas em consórcio, o edital conterá as seguintes exigências:

- I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas;
- II - indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas;
- III - apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio;
- IV - proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de um mesmo bloco;
- V - outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 39. O edital conterá a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:

- I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal, nos termos da regulamentação a ser editada pela ANP;
 - II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de encontrar-se organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;
 - III - designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada;
 - IV - compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil.
- Parágrafo único. A assinatura do contrato de concessão ficará condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV deste artigo.

SEÇÃO IV

Do Julgamento da Licitação

Art. 40. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 41. No julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, serão levados em conta:

- I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;
- II - as participações governamentais referidas no art. 45.

Art. 42. Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRÁS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas.

SEÇÃO V

Do Contrato de Concessão

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

- I - a definição do bloco objeto da concessão;
- II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;
- III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;
- IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;
- V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;
- VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;
- VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;
- VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;
- IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29;
- X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;
- XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;
- XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Parágrafo único. As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, referidas no inciso II deste artigo, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51.

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

- I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;
- II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;
- III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;
- IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;
- V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;
- VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

SEÇÃO VI

Das Participações

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

- I - bônus de assinatura;
- II - royalties;
- III - participação especial;
- IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

§ 2º As receitas provenientes das participações governamentais definidas no caput, alocadas para órgãos da administração pública federal, de acordo com o disposto nesta Lei, serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.

§ 3º O superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal referidos no parágrafo anterior, apurado em balanço de cada exercício financeiro, será transferido ao Tesouro Nacional.

Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.

§ 4º Os recursos provenientes dos pagamentos dos **royalties** serão distribuídos, nos termos do disposto nesta Lei, com base nos cálculos de valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela autoridade administrativa competente. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 5º No caso dos Estados e dos Municípios, os recursos de que trata o § 4º deste artigo serão creditados em contas bancárias específicas de titularidade deles. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 6º Observado o disposto no § 9º deste artigo, na hipótese de o Estado ou o Município ter celebrado operação de cessão ou transferência, parcial ou total, dos seus direitos sobre os **royalties** ou de antecipação, parcial ou total, das receitas decorrentes dos direitos sobre os **royalties**, os recursos de que trata o § 4º deste artigo serão creditados pelo seu valor líquido, após as deduções de natureza legal, tributária e/ou contratual anteriormente incidentes, se houver, e desde que tais deduções tenham prioridade de pagamentos, diretamente pela União, em conta bancária específica de titularidade dos investidores, no Brasil ou no exterior, ou de entidade representativa dos interesses dos investidores que tenham contratado com o Estado ou o Município a respectiva operação de cessão ou transferência de direitos sobre os **royalties** ou de antecipação das receitas decorrentes dos direitos sobre os **royalties**. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 7º Na hipótese prevista no § 6º deste artigo, a União não poderá alterar a conta bancária específica indicada para o pagamento dos direitos e receitas sobre os **royalties** sem a prévia e expressa autorização do beneficiário da operação. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 8º Eventual adesão do Estado ao Regime de Recuperação Fiscal previsto na Lei Complementar nº 159, de 19 de maio de 2017, não poderá afetar a transferência dos direitos e receitas sobre os **royalties** para a conta bancária específica de titularidade do investidor ou da entidade representativa dos interesses do investidor referida no § 6º deste artigo, até o integral cumprimento da obrigação assumida. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 9º Para as operações já contratadas na data da promulgação desta Lei, poderão as partes, de comum acordo, ajustar a transferência do depósito dos recursos de que trata o § 4º deste artigo diretamente para conta bancária específica do investidor ou da entidade representativa dos interesses do investidor para essa finalidade. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)
§ 10. (VETADO). (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

Art. 48. A parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. (Vide Lei nº 10.261, de 2001) . (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

Art. 48. A parcela do valor dos royalties, previstos no contrato de concessão, que representar 5% (cinco por cento) da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do art. 47, será distribuída segundo os seguintes critérios: (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

a) 70% (setenta por cento) aos Estados onde ocorrer a produção; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

b) 20% (vinte por cento) aos Municípios onde ocorrer a produção; e (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

c) 10% (dez por cento) aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critérios estabelecidos pela ANP; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

a) 20% (vinte por cento) para os Estados confrontantes; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

b) 17% (dezessete por cento) para os Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas, conforme definido nos arts. 2º, 3º e 4º da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

c) 3% (três por cento) para os Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

d) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios: (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Estados e, se for o caso, o Distrito Federal, que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto na alínea "a" dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na alínea "a" deste inciso e do inciso II do art. 49 desta Lei e no inciso II do § 2º do art. 50 desta Lei; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE), de que trata o art. 159 da Constituição; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

3. o percentual que o FPE destina aos Estados e ao Distrito Federal, se for o caso, que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre os demais Estados e o Distrito Federal, se for o caso, proporcionalmente às suas participações no FPE; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

4. o Estado produtor ou confrontante, e o Distrito Federal, se for produtor, poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba recursos em decorrência do disposto na alínea "a" dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na alínea "a" deste inciso e do inciso II do art. 49 desta Lei e no inciso II do § 2º do art. 50 desta Lei; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

5. os recursos que Estados produtores ou confrontantes, ou que o Distrito Federal, se for o caso, tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

e) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios: (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Municípios que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto nas alíneas "b" e "c" dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, nas alíneas "b" e "c" deste inciso e do inciso II do art. 49 desta Lei e no inciso III do § 2º do art. 50 desta Lei; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios (FPM), de que trata o art. 159 da Constituição;

3. o percentual que o FPM destina aos Municípios que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre Municípios proporcionalmente às suas participações no FPM; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

4. o Município produtor ou confrontante poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba recursos em decorrência do disposto nas alíneas “b” e “c” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, nas alíneas “b” e “c” deste inciso e do inciso II do art. 49 desta Lei e no inciso III do § 2º do art. 50 desta Lei; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

5. os recursos que Municípios produtores ou confrontantes tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

f) 20% (vinte por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo. (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 1º A soma dos valores referentes aos royalties devidos aos Municípios nos termos das alíneas “b” e “c” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, com os royalties devidos nos termos das alíneas “b” e “c” dos incisos I e II deste art. 48 e do art. 49 desta Lei, com a participação especial devida nos termos do inciso III do § 2º do art. 50 desta Lei, ficarão limitados ao maior dos seguintes valores: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - os valores que o Município recebeu a título de royalties e participação especial em 2011 (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - 2 (duas) vezes o valor per capita distribuído pelo FPM, calculado em nível nacional, multiplicado pela população do Município. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 2º A parcela dos royalties de que trata este artigo que contribuir para o que exceder o limite de pagamentos aos Municípios em decorrência do disposto no § 1º será transferida para o fundo especial de que trata a alínea “e” do inciso II. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 3º Os pontos de entrega às concessionárias de gás natural produzido no País serão considerados instalações de embarque e desembarque, para fins de pagamento de royalties aos Municípios afetados por essas operações, em razão do disposto na alínea “c” dos incisos I e II. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 4º A opção dos Estados, Distrito Federal e Municípios de que trata o item 4 das alíneas “d” e “e” do inciso II poderá ser feita após conhecido o valor dos royalties e da participação especial a serem distribuídos, nos termos do regulamento. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 48-A. A parcela do valor do **royalty** previsto nos contratos de concessão firmados a partir de 3 de dezembro de 2012 que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do art. 47, terá a seguinte distribuição: (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada)

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres, segundo os critérios estipulados pelo art. 48 desta Lei; e. (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada) (Vigência encerrada)

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, na forma do Anexo I a esta Lei. (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada)

Art. 49. A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição: (Vide Lei nº 10.261, de 2001)

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo;

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados 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; (Redação dada pela Lei nº 11.921, de 2009). (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

d) 25% (vinte e cinco por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo; (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;

a) 20% (vinte por cento) para os Estados confrontantes; (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;

b) 17% (dezessete por cento) para os Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas, conforme definido nos arts. 2º, 3º e 4º da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986; (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção; (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

c) 3% (três por cento) para os Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP; (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios: (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Estados e, se for o caso, o Distrito Federal, que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto na alínea “a” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na alínea “a” deste inciso e do inciso II do art. 48 desta Lei e no inciso II do § 2º do art. 50 desta Lei; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE), de que trata o art. 159 da Constituição; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

3. o percentual que o FPE destina aos Estados e ao Distrito Federal, se for o caso, que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre os demais Estados e o Distrito Federal, se for o caso, proporcionalmente às suas participações no FPE; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

4. o Estado produtor ou confrontante, e o Distrito Federal, se for produtor, poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba os recursos referidos no item 1; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

5. os recursos que Estados produtores ou confrontantes, ou que o Distrito Federal, se for o caso, tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;

e) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios: (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Municípios que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto nas alíneas “b” e “c” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, nas alíneas “b” e “c” deste inciso e do inciso II do art. 48 desta Lei e no inciso III do § 2º do art. 50 desta Lei; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do FPM, de que trata o art. 159 da Constituição; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

3. o percentual que o FPM destina aos Municípios que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre Municípios proporcionalmente às suas participações no FPM; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

4. o Município produtor ou confrontante poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba os recursos referidos no item 1; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

5. os recursos que Municípios produtores ou confrontantes tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

f) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados 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.. (Redação dada pela Lei nº 11.921, de 2009). (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

f) 20% (vinte por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo. (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 1º Do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste.

§ 1º Do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia serão aplicados, no mínimo, 40% (quarenta por cento) em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico das regiões Norte e Nordeste, incluindo as respectivas áreas de abrangência das Agências de Desenvolvimento Regional. (Redação dada pela Lei nº 11.540, de 2007)

§ 2º O Ministério da Ciência e Tecnologia administrará os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico previstos no caput deste artigo, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso X do art. 8º, e mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do País, segundo normas a serem definidas em decreto do Presidente da República. . (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

§ 3º Nas áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, a parcela dos royalties que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, vedada sua destinação aos órgãos específicos de que trata este artigo.. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010) . (Vide Decreto nº 7.403, de 2010) . (Vide Medida Provisória nº 592, 2012)

§ 1º (Revogado). (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 2º (Revogado). (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 3º (Revogado). (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 4º A soma dos valores referentes aos royalties devidos aos Municípios nos termos das alíneas “b” e “c” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, com os royalties devidos nos termos das alíneas “b” e “c” dos incisos I e II deste artigo e do art. 48 desta Lei, com a participação especial devida nos termos do inciso III do § 2º do art. 50 desta Lei, ficarão limitados ao maior dos seguintes valores: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - os valores que o Município recebeu a título de royalties e participação especial em 2011; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - 2 (duas) vezes o valor per capita distribuído pelo FPM, calculado em nível nacional, multiplicado pela população do Município. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 5º A parcela dos royalties de que trata este artigo que contribuir para o valor que exceder o limite de pagamentos aos Municípios em decorrência do disposto no § 4º será transferida para o fundo especial de que trata a alínea “e” do inciso II. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 6º A opção dos Estados, Distrito Federal e Municípios de que trata o item 4 das alíneas “d” e “e” do inciso II poderá ser feita após conhecido o valor dos royalties da participação especial a serem distribuídos, nos termos do regulamento. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 7º Os pontos de entrega às concessionárias de gás natural produzido no País serão considerados instalações de embarque e desembarque, para fins de pagamento de royalties aos Municípios afetados por essas operações, em razão do disposto na alínea “c” dos incisos I e II. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 49-A. A parcela do valor do **royalty** previsto nos contratos de concessão firmados a partir de 3 de dezembro de 2012 que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição: . (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada)

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres, segundo a forma estipulada pelo inciso I do **caput** do art. 49; e (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012). (Vigência encerrada)

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, na forma do Anexo II a esta Lei. (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada)

Art. 49-A. Os percentuais de distribuição a que se referem a alínea “b” do inciso II do art. 48 e a alínea “b” do inciso II do art. 49 serão reduzidos: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - em 2 (dois) pontos percentuais em 2013 e em cada ano subsequente até 2018, quando alcançará 5% (cinco por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - em 1 (um) ponto percentual em 2019, quando alcançará o mínimo de 4% (quatro por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2019, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 4% (quatro por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 49-B. Os percentuais de distribuição a que se referem a alínea “d” do inciso II do art. 48 e a alínea “d” do inciso II do art. 49 serão acrescidos: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - em 1 (um) ponto percentual em 2013 e em cada ano subsequente até atingir 24% (vinte e quatro por cento) em 2016; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - em 1,5 (um inteiro e cinco décimos) de ponto percentual em 2017, quando atingirá 25,5% (vinte e cinco inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

III - em 1 (um) ponto percentual em 2018, quando atingirá 26,5% (vinte e seis inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

IV - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2019, quando atingirá o máximo de 27% (vinte e sete por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2019, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 27% (vinte e sete por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 49-C. Os percentuais de distribuição a que se referem a alínea “e” do inciso II do art. 48 e a alínea “e” do inciso II do art. 49 serão acrescidos: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - em 1 (um) ponto percentual em 2013 e em cada ano subsequente até atingir 24% (vinte e quatro por cento) em 2016; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - em 1,5 (um inteiro e cinco décimos) de ponto percentual em 2017, quando atingirá 25,5% (vinte e cinco inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

III - em 1 (um) ponto percentual em 2018, quando atingirá 26,5% (vinte e seis inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

IV - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2019, quando atingirá o máximo de 27% (vinte e sete por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2019, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 27% (vinte e sete por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República. (Vide Lei nº 10.261, de 2001)

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

§ 2º Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I - quarenta por cento ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º;

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional.; (Redação dada pela lei nº 10.848, de 2004)

II - dez por cento ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo;

II - 10% (dez por cento) ao Ministério do Meio Ambiente, destinados, preferencialmente, ao desenvolvimento das seguintes atividades de gestão ambiental relacionadas à cadeia produtiva do petróleo, incluindo as consequências de sua utilização. (Redação dada pela lei nº 12.114, de 2009)

a) modelos e instrumentos de gestão, controle (fiscalização, monitoramento, licenciamento e instrumentos voluntários), planejamento e ordenamento do uso sustentável dos espaços e dos recursos naturais;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

b) estudos e estratégias de conservação ambiental, uso sustentável dos recursos naturais e recuperação de danos ambientais;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

c) novas práticas e tecnologias menos poluentes e otimização de sistemas de controle de poluição, incluindo eficiência energética e ações consorciadas para o tratamento de resíduos e rejeitos oleosos e outras substâncias nocivas e perigosas;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

d) definição de estratégias e estudos de monitoramento ambiental sistemático, agregando o estabelecimento de padrões de qualidade ambiental específicos, na escala das bacias sedimentares;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

e) sistemas de contingência que incluam prevenção, controle e combate e resposta à poluição por óleo;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

f) mapeamento de áreas sensíveis a derramamentos de óleo nas águas jurisdicionais brasileiras;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

g) estudos e projetos de prevenção de emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera, assim como para mitigação da mudança do clima e adaptação à mudança do clima e seus efeitos, considerando-se como mitigação a redução de emissão de gases de efeito estufa e o aumento da capacidade de remoção de carbono pelos sumidouros e, como adaptação as iniciativas e medidas para reduzir a vulnerabilidade dos sistemas naturais e humanos frente aos efeitos atuais e esperados da mudança do clima;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

h) estudos e projetos de prevenção, controle e remediação relacionados ao desmatamento e à poluição atmosférica;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

i) iniciativas de fortalecimento do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA;. (Incluído pela lei nº 12.114, de 2009)

III - quarenta por cento para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;

IV - dez por cento para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.

I - 42% (quarenta e dois por cento) à União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído pela Lei nº 12.351, de 2010, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo; (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - 34% (trinta e quatro por cento) para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção; (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

III - 5% (cinco por cento) para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção; (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

IV - 9,5% (nove inteiros e cinco décimos por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios: (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

a) os recursos serão distribuídos somente para os Estados e, se for o caso, o Distrito Federal, que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto na alínea “a” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na alínea “a” do inciso II dos arts. 48 e 49 desta Lei e no inciso II do § 2º deste artigo; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

b) o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE), de que trata o art. 159 da Constituição; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

c) o percentual que o FPE destina aos Estados e ao Distrito Federal, se for o caso, que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto na alínea “a” será redistribuído entre os demais Estados e o Distrito Federal, se for o caso, proporcionalmente às suas participações no FPE; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

d) o Estado produtor ou confrontante, e o Distrito Federal, se for produtor, poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata este inciso, desde que não receba recursos em decorrência do disposto na alínea “a” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, na alínea “a” do inciso II dos arts. 48 e 49 desta Lei e no inciso II do § 2º deste artigo; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

e) os recursos que Estados produtores ou confrontantes, ou que o Distrito Federal, se for o caso, tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista na alínea “d” serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata este inciso; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

V - 9,5% (nove inteiros e cinco décimos por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

a) os recursos serão distribuídos somente para os Municípios que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto nas alíneas “b” e “c” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, nas alíneas “b” e “c” do inciso II dos arts. 48 e 49 desta Lei e no inciso III do § 2º deste artigo; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

b) o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do FPM, de que trata o art. 159 da Constituição; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

c) o percentual que o FPM destina aos Municípios que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto na alínea “a” será redistribuído entre Municípios proporcionalmente às suas participações no FPM; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

d) o Município produtor ou confrontante poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata este inciso, desde que não receba recursos em decorrência do disposto nas alíneas “b” e “c” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, nas alíneas “b” e “c” do inciso II dos arts. 48 e 49 desta Lei e no inciso III do § 2º deste artigo; (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

e) os recursos que Municípios produtores ou confrontantes tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista na alínea “d” serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata este inciso. (Incluída pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 3º Os estudos a que se refere o inciso II do parágrafo anterior serão desenvolvidos pelo Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso IX do art. 8º. (Revogado pela Lei nº 12.114, de 2009)

§ 4º Nas áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, a parcela da participação especial que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, vedada sua destinação aos órgãos específicos de que trata este artigo. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010) (Vide Medida Provisória nº 592, 2012)

§ 4º (Revogado). (Redação dada pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 5º Os recursos da participação especial relativos à produção ocorrida nos contratos de concessão firmados a partir de 3 de dezembro de 2012 serão distribuídos na forma do Anexo III a esta Lei. (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada)

§ 5º A soma dos valores referentes aos royalties devidos aos Municípios nos termos das alíneas “b” e “c” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, com os royalties devidos nos termos das alíneas “b” e “c” dos incisos I e II dos arts. 48 e 49 desta Lei, com a participação especial devida nos termos do inciso III do § 2º deste artigo, ficarão limitados ao maior dos seguintes valores: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - os valores que o Município recebeu a título de royalties e participação especial em 2011; (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - 2 (duas) vezes o valor per capita distribuído pelo FPM, calculado em nível nacional, multiplicado pela população do Município. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 6º A opção dos Estados, Distrito Federal e Municípios de que trata a alínea “d” dos incisos IV e V poderá ser feita após conhecido o valor dos royalties e da participação especial a serem distribuídos, nos termos do regulamento. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 7º A parcela da participação especial que contribuir para o valor que exceder o limite de pagamentos aos Municípios em decorrência do disposto no § 5º será transferida para o fundo especial de que trata o inciso V do § 2º. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

§ 8º Os recursos provenientes dos pagamentos da participação especial serão distribuídos, nos termos do disposto nesta Lei, com base nos cálculos de valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela autoridade administrativa competente. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 9º No caso dos Estados e dos Municípios, os recursos de que trata o § 8º deste artigo serão creditados em contas bancárias específicas de titularidade deles. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 10. Observado o disposto no § 13 deste artigo, na hipótese de o Estado ou o Município ter celebrado operação de cessão ou transferência, parcial ou total, dos seus direitos sobre a participação especial ou de antecipação, parcial ou total, das receitas decorrentes dos direitos sobre a participação especial, os recursos de que trata o § 8º deste artigo serão creditados pelo seu valor líquido, após as deduções de natureza legal, tributária e/ou contratual anteriormente incidentes, se houver, e desde que tais deduções tenham prioridade de pagamentos, diretamente pela União, em conta bancária específica de titularidade dos investidores, no Brasil ou no exterior, ou de entidade representativa dos interesses dos investidores que tenham contratado com o Estado ou o Município a respectiva operação de cessão ou transferência de direitos sobre a participação especial ou de antecipação das receitas decorrentes dos direitos sobre a participação especial. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 11. Na hipótese prevista no § 10 deste artigo, a União não poderá alterar a conta bancária específica indicada para o pagamento dos direitos e receitas sobre a participação especial sem a prévia e expressa autorização do beneficiário da operação. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 12. Eventual adesão do Estado ao Regime de Recuperação Fiscal previsto na Lei Complementar nº 159, de 19 de maio de 2017, não poderá afetar a transferência dos direitos e receitas sobre a participação especial para a conta bancária específica de titularidade do investidor ou da entidade representativa dos interesses do investidor referida no § 10 deste artigo, até o integral cumprimento da obrigação assumida. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 13. Para as operações já contratadas na data da promulgação desta Lei, poderão as partes, de comum acordo, ajustar a transferência do depósito dos recursos de que trata o § 8º deste artigo diretamente para conta bancária específica do investidor ou da entidade representativa dos interesses do investidor para essa finalidade. (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

§ 14. (VETADO). (Incluído pela Lei nº 13.609, de 2018)

Art. 50-A. Serão integralmente destinados ao Fundo Social de que trata o art. 47 da Lei nº 12.351, de 2010, os valores dos **royalties** e da participação especial destinados à União de que tratam os arts. 48, 49 e o § 2º do art. 50 desta Lei e o art. 5º da Lei nº 12.276, de 2010, quando oriundos da produção realizada no horizonte geológico denominado pré-sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei nº 12.351, de 2010. (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada)

Art. 50-A. O percentual de distribuição a que se refere o inciso I do § 2º do art. 50 será acrescido de 1 (um) ponto percentual em 2013 e em cada ano subsequente até 2016, quando alcançará 46% (quarenta e seis por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2016, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 46% (quarenta e seis por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 50-B. As receitas de que tratam os arts. 48-A, 49-A e o § 5º do art. 50 serão destinadas, exclusivamente, para a educação, em acréscimo ao mínimo constitucionalmente obrigatório, na forma do regulamento. (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012) (Vigência encerrada)

Art. 50-B. O percentual de distribuição a que se refere o inciso II do § 2º do art. 50 será reduzido: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - em 2 (dois) pontos percentuais em 2013, quando atingirá 32% (trinta e dois por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - em 3 (três) pontos percentuais em 2014 e em 2015, quando atingirá 26% (vinte e seis por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

III - em 2 (dois) pontos percentuais em 2016, em 2017 e em 2018, quando atingirá 20% (vinte por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2018, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 20% (vinte por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 50-C. O percentual de distribuição a que se refere o inciso III do § 2º do art. 50 será reduzido em 1 (um) ponto percentual em 2019, quando atingirá 4% (quatro por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2019, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 4% (quatro por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 50-D. O percentual de distribuição a que se refere o inciso IV do § 2º do art. 50 será acrescido: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2013, quando atingirá 10% (dez por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - em 1 (um) ponto percentual em 2014 e em 2015, quando atingirá 12% (doze por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

III - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2016, quando atingirá 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

IV - em 1 (um) ponto percentual em 2017 e em 2018, quando atingirá 14,5% (quatorze inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

V - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2019, quando atingirá 15% (quinze por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2019, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 15% (quinze por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 50-E. O percentual de distribuição a que se refere o inciso V do § 2º do art. 50 será acrescido: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

I - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2013, quando atingirá 10% (dez por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

II - em 1 (um) ponto percentual em 2014 e em 2015, quando atingirá 12% (doze por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

III - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2016, quando atingirá 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

IV - em 1 (um) ponto percentual em 2017 e em 2018, quando atingirá 14,5% (quatorze inteiros e cinco décimos por cento); (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

V - em 0,5 (cinco décimos) de ponto percentual em 2019, quando atingirá 15% (quinze por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. A partir de 2019, o percentual de distribuição a que se refere este artigo será de 15% (quinze por cento). (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 50-F. O fundo especial de que tratam as alíneas “d” e “e” do inciso II dos arts. 48 e 49 desta Lei, os incisos IV e V do § 2º do art. 50 desta Lei e as alíneas “d” e “e” dos incisos I e II do art. 42-B da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, serão destinados para as áreas de educação, infraestrutura social e econômica, saúde, segurança, programas de erradicação da miséria e da pobreza, cultura, esporte, pesquisa, ciência e tecnologia, defesa civil, meio ambiente, em programas voltados para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, e para o tratamento e reinserção social dos dependentes químicos. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Parágrafo único. Os Estados, o Distrito Federal e os Municípios encaminharão anexo contendo a previsão para a aplicação dos recursos de que trata o **caput** junto aos respectivos planos plurianuais, leis de diretrizes orçamentárias e leis do orçamento anual. (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República.

Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

CAPÍTULO VI

Do Refino de Petróleo e do Processamento de Gás Natural

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

CAPÍTULO VII

Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

Parágrafo único. A ANP baixará normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade, observado o atendimento aos requisitos de proteção ambiental e segurança de tráfego.

Art. 57. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a PETROBRÁS e as demais empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário receberão da ANP as respectivas autorizações, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo observarão as normas de que trata o parágrafo único do artigo anterior, quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada com base em critérios previamente estabelecidos, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

§ 3º A receita referida no **caput** deste artigo deverá ser destinada a quem efetivamente estiver suportando o custo da capacidade de movimentação de gás natural. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

Art. 59. Os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis deste Capítulo.

CAPÍTULO VIII

Da Importação e Exportação de Petróleo, Seus Derivados e Gás Natural

Art. 60. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para exercer a atividade de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado.

Parágrafo único. O exercício da atividade referida no caput deste artigo observará as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas com o cumprimento das disposições do art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e obedecerá às demais normas legais e regulamentares pertinentes.

CAPÍTULO IX

Da Petrobrás

Art. 61. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei.

§ 1º As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

§ 2º A PETROBRÁS, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros, poderá exercer, fora do território nacional, qualquer uma das atividades integrantes de seu objeto social.

Art. 62. A União manterá o controle acionário da PETROBRÁS com a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante.

Parágrafo único. O capital social da PETROBRÁS é dividido em ações ordinárias, com direito de voto, e ações preferenciais, estas sem direito de voto, todas escriturais, na forma do art. 34 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 63. A PETROBRÁS e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo.

Art. 64. Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a PETROBRÁS autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 66. A PETROBRÁS poderá transferir para seus ativos os títulos e valores recebidos por qualquer subsidiária, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização, mediante apropriada redução de sua participação no capital social da subsidiária.

Art. 67. Os contratos celebrados pela PETROBRÁS, para aquisição de bens e serviços, serão precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em decreto do Presidente da República. (Vide Decreto nº 2.745, de 1998) (Revogado pela Lei nº 13.303, de 2016)

Art. 68. Com o objetivo de compor suas propostas para participar das licitações que precedem as concessões de que trata esta Lei, a PETROBRÁS poderá assinar pré-contratos, mediante a expedição de cartas-convites, assegurando preços e compromissos de fornecimento de bens e serviços. (Revogado pela Lei nº 13.303, de 2016)

Parágrafo único. Os pré-contratos conterão cláusula resolutiva de pleno direito, a ser exercida, sem penalidade ou indenização, no caso de outro licitante ser declarado vencedor, e serão submetidos, a posteriori, à apreciação dos órgãos de controle externo e fiscalização. (Revogado pela Lei nº 13.303, de 2016)

CAPÍTULO IX

Das atividades econômicas da indústria de biocombustíveis

Art. 68-A. Qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras com sede e administração no País poderá obter autorização da ANP para exercer as atividades econômicas da indústria de biocombustíveis. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 1º As autorizações de que trata o **caput** destinam-se a permitir a exploração das atividades econômicas em regime de livre iniciativa e ampla competição, nos termos da legislação específica. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 2º A autorização de que trata o **caput** deverá considerar a comprovação, pelo interessado, quando couber, das condições previstas em lei específica, além das seguintes, conforme regulamento: (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

I - estar constituído sob as leis brasileiras, com sede e administração no País; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

II - estar regular perante as fazendas federal, estadual e municipal, bem como demonstrar a regularidade de débitos perante a ANP; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

III - apresentar projeto básico da instalação, em conformidade às normas e aos padrões técnicos aplicáveis à atividade; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

IV - apresentar licença ambiental, ou outro documento que a substitua, expedida pelo órgão competente; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

V - apresentar projeto de controle de segurança das instalações aprovado pelo órgão competente; (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

VI - deter capital social integralizado ou apresentar outras fontes de financiamento suficientes para o empreendimento. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 3º A autorização somente poderá ser revogada por solicitação do próprio interessado ou por ocasião do cometimento de infrações passíveis de punição com essa penalidade, conforme previsto em lei. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 4º A autorização será concedida pela ANP em prazo a ser estabelecido na forma do regulamento. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 5º A autorização não poderá ser concedida se o interessado, nos 5 (cinco) anos anteriores ao requerimento, teve autorização para o exercício de atividade regulamentada pela ANP revogada em decorrência de penalidade aplicada em processo administrativo com decisão definitiva. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 6º Não são sujeitas à regulação e à autorização pela ANP a produção agrícola, a fabricação de produtos agropecuários e alimentícios e a geração de energia elétrica, quando vinculadas ao estabelecimento no qual se construirá, modificará ou ampliará a unidade de produção de biocombustível. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 7º A unidade produtora de biocombustível que produzir ou comercializar energia elétrica deverá atender às normas e aos regulamentos estabelecidos pelos órgãos e entidades competentes. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

§ 8º São condicionadas à prévia aprovação da ANP a modificação ou a ampliação de instalação relativas ao exercício das atividades econômicas da indústria de biocombustíveis. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

CAPÍTULO X

Das Disposições Finais e Transitórias

SEÇÃO I

Do Período de Transição

Art. 69. Durante um período de transição de, no máximo, trinta e seis meses, contados a partir da publicação desta Lei, os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural, praticados pelas refinarias e pelas unidades de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

Art. 69. Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até o dia 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia." (Redação dada pela Lei nº 9.990, 2000) (Vide Lei 10.453, de .13.52002)

Art. 70. Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.

Art. 71. Os derivados de petróleo e de gás natural que constituam insumos para a indústria petroquímica terão o tratamento previsto nos arts. 69 e 70, objetivando a competitividade do setor.

Art. 72. Durante o prazo de cinco anos, contados a partir da data de publicação desta Lei, a União assegurará, por intermédio da ANP, às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União, nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em vigor, aplicados à atividade de refino.

Parágrafo único. No prazo previsto neste artigo, observar-se-á o seguinte:

I - (VETADO)

II - as refinarias se obrigam a submeter à ANP plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à consequente redução dos subsídios a elas concedidos;

III - a ANP avaliará, periodicamente, o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a consequente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

Art. 73. Até que se esgote o período de transição estabelecido no art. 69, os preços dos derivados básicos praticados pela PETROBRÁS poderão considerar os encargos resultantes de subsídios incidentes sobre as atividades por ela desenvolvidas.

Parágrafo único. À exceção das condições e do prazo estabelecidos no artigo anterior, qualquer subsídio incidente sobre os preços dos derivados básicos, transcorrido o período previsto no art. 69, deverá ser proposto pelo CNPE e submetido à aprovação do Congresso Nacional, nos termos do inciso II do art. 2º.

Art. 74. A Secretaria do Tesouro Nacional procederá ao levantamento completo de todos os créditos e débitos recíprocos da União e da PETROBRÁS, abrangendo as diversas contas de obrigações recíprocas e subsídios, inclusive os relativos à denominada Conta Petróleo, Derivados e Alcool, instituída pela Lei nº 4.452, de 5 de novembro de 1964, e legislação complementar, ressarcindo-se o Tesouro dos dividendos mínimos legais que tiverem sido pagos a menos desde a promulgação da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.
(Vide Lei nº 10.742, de 6.10.2003)

Parágrafo único. Até que se esgote o período de transição, o saldo credor desse encontro de contas deverá ser liquidado pela parte devedora, ficando facultado à União, caso seja a devedora, liquidá-lo em títulos do Tesouro Nacional.

SEÇÃO II

Das Disposições Finais

Art. 75. Na composição da primeira Diretoria da ANP, visando implementar a transição para o sistema de mandatos não coincidentes, o Diretor-Geral e dois Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministro de Estado de Minas e Energia, respectivamente com mandatos de três, dois e um ano, e dois Diretores serão nomeados conforme o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 11.

Art. 76. A ANP poderá contratar especialistas para a execução de trabalhos nas áreas técnica, econômica e jurídica, por projetos ou prazos limitados, com dispensa de licitação nos casos previstos na legislação aplicável.

Parágrafo único. Fica a ANP autorizada a efetuar a contratação temporária, por prazo não excedente a trinta e seis meses, nos termos do art. 37 da Constituição Federal, do pessoal técnico imprescindível à implantação de suas atividades. (Revogado pela Lei 10.871, de 2004)

Art. 77. O Poder Executivo promoverá a instalação do CNPE e implantará a ANP, mediante a aprovação de sua estrutura regimental, em até cento e vinte dias, contados a partir da data de publicação desta Lei.

§ 1º A estrutura regimental da ANP incluirá os cargos em comissão e funções gratificadas existentes no DNC.

§ 2º (VETADO)

§ 3º Enquanto não implantada a ANP, as competências a ela atribuídas por esta Lei serão exercidas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Art. 78. Implantada a ANP, ficará extinto o DNC.

Parágrafo único. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico-patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

Art. 79. Fica o Poder Executivo autorizado a remanejar, transferir ou utilizar os saldos orçamentários do Ministério de Minas e Energia, para atender às despesas de estruturação e manutenção da ANP, utilizando como recursos as dotações orçamentárias destinadas às atividades finalísticas e administrativas, observados os mesmos subprojetos, subatividades e grupos de despesa previstos na Lei Orçamentária em vigor.

Art. 80. As disposições desta Lei não afetam direitos anteriores de terceiros, adquiridos mediante contratos celebrados com a PETROBRÁS, em conformidade com as leis em vigor, e não invalidam os atos praticados pela PETROBRÁS e suas subsidiárias, de acordo com seus estatutos, os quais serão ajustados, no que couber, a esta Lei.

Art. 81. Não se incluem nas regras desta Lei os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços locais de distribuição de gás canalizado, a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Art. 81-A. As regras de distribuição estabelecidas nos arts. 48, 49, e no § 2º do art. 50 desta Lei aplicam-se apenas aos contratos de concessão celebrados até 2 de dezembro de 2012, observado o disposto no art. 50-A. (Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012)
(Vigência encerrada)

Art. 82. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 83. Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

Brasília, 6 de agosto de 1997; 176º da Independência e 109º da República.

FERNANDO
Iris
Raimundo
Luiz Carlos Bresser Pereira

HENRIQUE

CARDOSO
Rezende
Brito

Este texto não substitui o publicado no DOU de 7.8.1997

ANEXO I

(Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012)

(Vigência encerrada)

DISTRIBUIÇÃO DA PARCELA DO VALOR DO **ROYALTY** QUE REPRESENTAR 5% DA PRODUÇÃO, PREVISTO NOS (INCISO II DO **CAPUT** DO ART. 48-A)

	Ano 2013 (Em %)	Ano 2014 (em %)	Ano 2015 (em %)	Ano 2016 (em %)	Ano 2017 (em %)	Ano 2018 (em %)	Ano 2019 (em %)	A partir do ano de 2020 (em %)
Estados produtores confrontantes	20	20	20	20	20	20	20	20
Municípios produtores confrontantes	15	13	11	9	7	5	4	4
Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP	3	3	3	3	2	2	2	2
Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal de acordo com as regras do rateio do FPE de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios de acordo com as regras do rateio do FPM de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
União	20	20	20	20	20	20	20	20
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

ANEXO II

(Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012)

(Vigência encerrada)

DISTRIBUIÇÃO DA PARCELA DO VALOR DO **ROYALTY** QUE EXCEDER 5% DA PRODUÇÃO, PREVISTO NOS CONTRATOS FIRMADOS A PARTIR DE 03/12/2012

(INCISO II DO **CAPUT** DO ART. 49-A)

	Ano 2013 (Em %)	Ano 2014 (Em %)	Ano 2015 (Em %)	Ano 2016 (Em %)	Ano 2017 (Em %)	Ano 2018 (Em %)	Ano 2019 (Em %)	A partir do ano de 2020 (Em %)
Estados produtores confrontantes	20	20	20	20	20	20	20	20
Municípios produtores confrontantes	15	13	11	9	7	5	4	4
Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP	3	3	3	3	2	2	2	2
Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal de acordo com as regras do rateio do FPE de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios de acordo com as regras do rateio do FPM de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
União	20	20	20	20	20	20	20	20
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

ANEXO III

(Incluído pela Medida Provisória nº 592, de 2012)

(Vigência encerrada)

DISTRIBUIÇÃO DE RECURSOS DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL,
QUANTO A CONTRATOS FIRMADOS A PARTIR DE 03/12/2012

(ART. 50, § 5º)

	Ano 2013 (em %)	Ano 2014 (em %)	Ano 2015 (em %)	Ano 2016 (em %)	Ano 2017 (em %)	Ano 2018 (em %)	Ano 2019 (em %)	A partir do ano de 2020 (em %)
Estados produtores confrontantes	32	29	26	24	22	20	20	20
Municípios produtores confrontantes	5	5	5	5	5	5	4	4
Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal de acordo com as regras do rateio do FPE de que trata o art. 159 da Constituição	10	11	12	12,5	13,5	14,5	15	15
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios de acordo com as regras do rateio do FPM de que trata o art. 159 da Constituição	10	11	12	12,5	13,5	14,5	15	15
União	43	44	45	46	46	46	46	46
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

ANEXO C

CÂMARA DOS DEPUTADOS
Centro de Documentação e Informação
LEI Nº 12.304, DE 2 DE AGOSTO DE 2010

Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º É o Poder Executivo autorizado a criar empresa pública, sob a forma de sociedade anônima, denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo de duração indeterminado.

Parágrafo único. A PPSA terá sede e foro em Brasília e escritório central no Rio de Janeiro.

Art. 2º A PPSA terá por objeto a gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia e a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

Parágrafo único. PPSA não será responsável pela execução, direta ou indireta, das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. (Parágrafo único com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

Art. 3º A PPSA sujeitar-se-á ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários.

Art. 4º Compete à PPSA:

I - praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia, especialmente:

- a) representar a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção;
- b) defender os interesses da União nos comitês operacionais;
- c) avaliar, técnica e economicamente, planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local;
- d) monitorar e auditar a execução de projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;
- e) monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção; e
- f) fornecer à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) as informações necessárias às suas funções regulatórias;

II - praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, especialmente:

a) celebrar os contratos, representando a União, com agentes comercializadores ou comercializar diretamente petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, preferencialmente por leilão; (Alínea com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

b) cumprir e fazer com que os agentes comercializadores cumpram a política de comercialização de petróleo e de gás natural da União; (Alínea com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

c) monitorar e auditar operações, custos e preços de venda de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos praticados pelo agente comercializador; e (Alínea com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

d) celebrar contratos, representando a União, para refino e beneficiamento de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. (Alínea acrescida pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

III - analisar dados sísmicos fornecidos pela ANP e pelos contratados sob o regime de partilha de produção;

IV - representar a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção; e

V - exercer outras atividades necessárias ao cumprimento de seu objeto social, conforme definido no seu estatuto.

§ 1º No exercício das competências previstas no inciso I do caput deste artigo, a PPSA deverá observar as melhores práticas da indústria do petróleo. (Parágrafo único transformado em § 1º pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

§ 2º A receita a que se refere o inciso III do caput do art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, será considerada: (“Caput” do parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

I - após a dedução dos tributos e dos gastos diretamente relacionados à operação de comercialização, caso seja proveniente da comercialização direta pela PPSA; ou (Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

II - após a dedução dos tributos, dos gastos diretamente relacionados à operação de comercialização e da remuneração do agente comercializador, caso seja proveniente da comercialização a partir de contratos com agentes comercializadores. (Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

§ 3º Os gastos diretamente relacionados à comercialização deverão ser previstos: (“Caput” do parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

I - em contrato firmado entre a PPSA e o agente comercializador; (Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

II - em contrato firmado entre a PPSA e o comprador; e (Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

III - no edital de licitação. (Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

§ 4º Não serão incluídos nas despesas de comercialização a remuneração e os gastos incorridos pela PPSA na execução de suas atividades, tais como despesas de custeio e investimento e o pagamento de tributos incidentes sobre o objeto de sua atividade. (Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

§ 5º A remuneração do agente comercializador será calculada na forma prevista no contrato de que tratam as alíneas a e d do inciso II do caput deste artigo, observadas as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) consubstanciadas na política de comercialização de petróleo e de gás natural da União. (Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

§ 6º A comercialização pela PPSA utilizará a política estabelecida pelo CNPE e o preço de referência fixado pela ANP. (Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

§ 7º Nos acordos de individualização da produção de que trata o inciso IV do caput deste artigo, os gastos incorridos pelo titular de direitos da área adjacente na exploração e na produção do quinhão de hidrocarbonetos a que faz jus a União terão o tratamento dado ao custo em óleo a que se referem os incisos I e II do caput do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. (Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

§ 8º O CNPE poderá fixar diretrizes para o cumprimento do disposto na alínea c do inciso II do caput deste artigo. (Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

Art. 5º É dispensada a licitação para a contratação da PPSA pela administração pública para realizar atividades relacionadas ao seu objeto.

Art. 6º A PPSA terá seu capital social representado por ações ordinárias nominativas, integralmente sob a propriedade da União.

Parágrafo único. A integralização do capital social será realizada com recursos oriundos de dotações consignadas no orçamento da União, bem como pela incorporação de qualquer espécie de bens suscetíveis de avaliação em dinheiro.

Art. 7º Constituem recursos da PPSA:

I - remuneração pela gestão dos contratos de partilha de produção, inclusive a parcela que lhe for destinada do bônus de assinatura relativo aos contratos; (Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

II - remuneração pela gestão dos contratos que celebrar com os agentes comercializadores e pela celebração dos contratos de venda direta de petróleo e de gás natural da União; (Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018)

III - recursos provenientes de acordos e convênios que realizar com entidades nacionais e internacionais;

IV - rendimentos de aplicações financeiras que realizar;

V - alienação de bens patrimoniais;

VI - doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados por pessoas físicas ou jurídicas de direito público ou privado; e

VII - rendas provenientes de outras fontes.

Parágrafo único. A remuneração da PPSA pela gestão dos contratos de partilha de produção será estipulada em função das fases de cada contrato e das dimensões dos blocos e campos, entre outros critérios, observados os princípios da eficiência e da economicidade.

Art. 8º Ato do Poder Executivo aprovará o estatuto da PPSA.

Parágrafo único. O estatuto fixará o número máximo de empregados e o de funções e cargos de livre provimento.

Art. 9º A PPSA será dirigida por um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva.

Art. 10. O Conselho de Administração, cujos membros serão nomeados pelo Presidente da República, será constituído:

I - por 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério de Minas e Energia, que o presidirá;

II - por 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério da Fazenda;

III - por 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão;

IV - por 1 (um) conselheiro indicado pela Casa Civil da Presidência da República; e

V - pelo diretor-presidente da PPSA.

§ 1º Os conselheiros terão um período de gestão de 4 (quatro) anos, admitida 1 (uma) recondução.

§ 2º O funcionamento e as atribuições do Conselho de Administração serão definidos no estatuto.

Art. 11. Os membros da Diretoria Executiva serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministério de Minas e Energia.

§ 1º Os membros da Diretoria Executiva deverão ter reputação ilibada e comprovada experiência em assuntos compatíveis com o cargo.

§ 2º O funcionamento e as atribuições da Diretoria Executiva, bem como o número de diretores e o respectivo prazo de gestão, serão definidos no estatuto.

§ 3º As decisões colegiadas da Diretoria Executiva serão tomadas pela maioria absoluta de seus membros, presentes, no mínimo, 3/5 (três quintos) deles.

§ 4º Os membros da Diretoria Executiva, depois de deixarem seus cargos, ficarão impedidos, por um período de 4 (quatro) meses, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante da indústria do petróleo, gás natural, biocombustíveis ou de distribuição e comercialização, em operação no País.

§ 5º Durante o período previsto no § 4º, os ex-membros da Diretoria Executiva receberão remuneração idêntica à dos cargos por eles anteriormente ocupados.

§ 6º A violação ao impedimento previsto neste artigo caracteriza prática de advocacia administrativa, sujeita às penas previstas em lei.

Art. 12. A PPSA terá um Conselho Fiscal, cujos membros serão eleitos pela Assembleia Geral, constituído por:

I - 2 (dois) conselheiros titulares, e respectivos suplentes, indicados pelo Ministério de Minas e Energia; e

II - 1 (um) conselheiro titular, e respectivo suplente, indicado pelo Ministério da Fazenda.

§ 1º Os conselheiros terão um período de gestão de 4 (quatro) anos, admitida 1 (uma) recondução.

§ 2º O funcionamento e as atribuições do Conselho Fiscal serão definidos no estatuto, que deverá prever expressamente a contratação de auditores independentes para realização de auditoria anual e das demonstrações contábeis da empresa pública criada por esta Lei.

Art. 13. O regime de pessoal da PPSA será o da Consolidação das Leis do Trabalho (CLT), aprovada pelo Decreto-Lei nº 5.452, de 1º de maio de 1943, condicionada a contratação à prévia aprovação em concurso público de provas ou de provas e títulos, observadas as normas específicas editadas pela Diretoria Executiva.

Parágrafo único. Nos concursos referidos no caput, a PPSA poderá exigir, como critério de seleção, títulos acadêmicos e experiência profissional mínima, não superior a 10 (dez) anos, na área na qual o candidato pretende desempenhar suas atividades.

Art. 14. É a PPSA, para fins de implantação, equiparada às pessoas jurídicas referidas no art. 1º da Lei nº 8.745, de 9 de dezembro de 1993, para contratar pessoal técnico e administrativo por tempo determinado.

§ 1º Considera-se como necessidade temporária de excepcional interesse público, para os efeitos da Lei nº 8.745, de 1993, a contratação de pessoal técnico e administrativo, por tempo determinado, imprescindível ao funcionamento inicial da PPSA.

§ 2º As contratações a que se refere o § 1º observarão o disposto no caput do art. 3º, no art. 6º, no inciso II do art. 7º e nos arts. 9º e 12 da Lei nº 8.745, de 1993, e não poderão exceder o prazo de 48 (quarenta e oito) meses, a contar da data de instalação da PPSA.

§ 3º Nas contratações de que trata o caput, a PPSA especificará, no edital de contratação, o tempo mínimo, como critério de seleção, títulos acadêmicos e experiência profissional na área na qual o candidato pretenda desempenhar suas atividades.

Art. 15. Sem prejuízo do disposto no art. 14 e observados os requisitos e as condições previstos na legislação trabalhista, a PPSA poderá efetuar contratação de pessoal por tempo determinado, cujos instrumentos terão a duração máxima de 2 (dois) anos, mediante processo seletivo simplificado.

§ 1º A contratação por tempo determinado somente será admitida nos casos:

- I - de serviço cuja natureza ou transitoriedade justifique a predeterminação do prazo; e
- II - de atividades empresariais de caráter transitório.

§ 2º O contrato de trabalho por prazo determinado poderá ser prorrogado apenas 1 (uma) vez e desde que a soma dos 2 (dois) períodos não ultrapasse 2 (dois) anos.

§ 3º O processo seletivo referido no caput deverá ser estabelecido no regimento interno da PPSA, conterá critérios objetivos e estará sujeito, em qualquer caso, a ampla divulgação.

§ 4º O pessoal contratado nos termos deste artigo não poderá:

- I - receber atribuições, funções ou encargos não previstos no respectivo contrato;
- II - ser nomeado ou designado, ainda que a título precário ou em substituição, para o exercício de cargo em comissão ou função de confiança; e
- III - ser novamente contratado pela PPSA, com fundamento neste artigo, antes de decorridos 6 (seis) meses do encerramento de seu contrato anterior.

§ 5º A inobservância do disposto neste artigo importará na resolução do contrato, nos casos dos incisos I e II do § 4º, ou na sua nulidade, nos demais casos, sem prejuízo da responsabilidade dos administradores

Art. 16. É a PPSA autorizada a patrocinar entidade fechada de previdência complementar, nos termos da legislação vigente.

Parágrafo único. O patrocínio de que trata o caput poderá ser feito mediante adesão a entidade fechada de previdência privada já existente.

Art. 17. A PPSA sujeitar-se-á à supervisão do Ministério de Minas e Energia e à fiscalização da Controladoria-Geral da União e do Tribunal de Contas da União.

Art. 18. Ao fim de cada exercício social, a PPSA deverá disponibilizar, na rede mundial de computadores, as demonstrações financeiras referidas no art. 176 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 19. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 2 de agosto de 2010; 189º da Independência e 122º da República.

LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA
Guido Mantega
Miguel Jorge
Márcio Pereira Zimmermann
Paulo Bernardo Silva
Erenice Guerra

ANEXO D

LEGISLAÇÃO CITADA

LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010.

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

CAPÍTULO V

DAS RECEITAS GOVERNAMENTAIS NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:

I - royalties; e

II - bônus de assinatura.

§ 1º Os royalties correspondem à compensação financeira pela exploração de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 2º O bônus de assinatura não integra o custo em óleo, corresponde a valor fixo devido à União pelo contratado e será estabelecido pelo contrato de partilha de produção, devendo ser pago no ato de sua assinatura.

Art. 43. O contrato de partilha de produção, quando o bloco se localizar em terra, conterá cláusula determinando o pagamento, em moeda nacional, de participação equivalente a até 1% (um por cento) do valor da produção de petróleo ou gás natural aos proprietários da terra onde se localiza o bloco.

§ 1º A participação a que se refere o caput será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco, vedada a sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 2º O cálculo da participação de terceiro de que trata o caput será efetivado pela ANP. Art. 44. Não se aplicará o disposto no art. 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, aos contratos de partilha de produção.

CAPÍTULO VI

DA COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO, DO GÁS NATURAL E DE OUTROS HIDROCARBONETOS FLUIDOS DA UNIÃO

Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9º.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no caput. Art. 46. A receita advinda da comercialização referida no art. 45 será destinada ao Fundo Social, conforme dispõem os arts. 47 a 60.

ANEXO E:

12ª Rodada de Licitações de Blocos



A 12ª Rodada de Licitações foi autorizada pela Resolução CNPE nº 6/2013, publicada no Diário Oficial da União em 7 de agosto de 2013. A ANP realizou a sessão pública de apresentação de ofertas no dia 28 de novembro de 2013, ofertando 240 blocos com risco exploratório, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas.

A rodada atraiu o interesse de 26 sociedades empresárias, das quais 25 pagaram taxas de participação, no valor total de R\$ 2,8 milhões, 21 foram habilitadas a participar da rodada e 12 apresentaram ofertas e sagraram-se vencedoras.

Dos 240 blocos ofertados, 72 foram arrematados, que totalizam 47.427,60 km² de área arrematada. O bônus de assinatura ofertado foi de R\$ 165,2 milhões e o Programa Exploratório Mínimo (PEM) de 129.761 unidades de trabalho, que correspondem a investimentos exploratórios da ordem de R\$ 503,5 milhões. O conteúdo local médio ofertado foi de 72,61% para a fase de exploração e 84,47% para a etapa de desenvolvimento da produção.

Nos dias 15 de maio, 6 de junho e 26 de setembro de 2014, a ANP providenciou a assinatura de 62 contratos de concessão relativos à 12ª Rodada de Licitações. O bônus de assinatura arrecadado com a concessão desses blocos foi de R\$ 154,3 milhões de bônus de assinatura e o compromisso de investimentos exploratórios da ordem de R\$ 388,5 milhões

ANEXO F

Liminares

Por força de liminar judicial proferida nos autos da Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005, foram suspensos os efeitos dos contratos de concessão relativos aos blocos PAR-T-300 e PAR-T-309, assinados no dia 15 de maio de 2014, e a assinatura dos contratos de concessão dos blocos PAR-T-271, PAR-T-272, PAR-T-284, PAR-T-285, PAR-T-286, PAR-T-297, PAR-T-298, PAR-T-308 e PAR-T-321. Todos os blocos estão localizados no setor SPAR-CS da bacia do Paraná. Além disso, a Diretoria Colegiada da ANP, por força de decisão judicial, anulou a assinatura do contrato de concessão referente ao bloco PN-T-597, localizado no setor SPN-O da bacia de Parnaíba.

Em 17 de março de 2016, o juiz federal da 1ª Vara Federal da Seção Judiciária em Sergipe determinou por decisão liminar no processo nº 080036679.2016.4.05.8500, que a ANP publicasse o seguinte texto:

"O Ministério Público Federal de Alagoas e de Sergipe ajuizaram Ação Civil Pública, distribuída a 1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Sergipe sob o n. 080036679.2016.4.05.8500, que objetiva a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações realizada pela ANP, somente em relação à exploração de gás de folhelho, conhecido como "gás de xisto", na modalidade fracking (fraturamento hidráulico), na Bacia Sergipe-Alagoas, em razão dos potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, enquanto não houver a realização de Estudos de Impacto Ambiental e a devida publicidade da AAS Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares."

Desta forma, em estrito cumprimento à decisão, cumpriu a ANP a obrigação judicialmente imposta.

Em 9 de junho de 2017, foi proferida sentença nos autos da Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005, por meio da qual foram confirmados os termos da liminar conforme segue:

"Confirmando os demais termos da liminar, e julgo parcialmente procedentes os pedidos formulados na exordial, extinguindo o feito com resolução de mérito, forte no art. 487, I, do Código de Processo Civil, para o fim de declarar a nulidade do procedimento licitatório e dos respectivos contratos firmados referentes às áreas da Bacia do Rio Paraná (setor SPAR-CS), bem como determinar à AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP que se abstenha de realizar procedimentos licitatórios e/ou celebrar contratos de concessão nas áreas da Bacia do Rio Paraná (setor SPAR-CS), sem a realização prévia da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares - AAAS em relação à Bacia Hidrográfica do Paraná."

Adicionalmente, lembramos que o Ministério Público Federal de Alagoas e de Sergipe ajuizaram Ação Civil Pública, distribuída a 1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Sergipe sob o n. 080036679.2016.4.05.8500, que objetiva a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações realizada pela ANP, somente em relação à exploração de gás de folhelho, conhecido como "gás de xisto", na modalidade fracking (fraturamento hidráulico), na Bacia Sergipe-Alagoas, em razão dos potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, enquanto não houver a realização de Estudos de Impacto Ambiental e a devida publicidade da AAAS Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares. Em decisão de 17 de março de 2016, o juiz federal da 1ª Vara Federal da Seção Judiciária em Sergipe determinou por decisão liminar no processo nº 080036679.2016.4.05.8500, que a ANP publicasse o seguinte texto:

"O Ministério Público Federal de Alagoas e de Sergipe ajuizaram Ação Civil Pública, distribuída a 1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Sergipe sob o n. 080036679.2016.4.05.8500, que objetiva a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações realizada pela ANP, somente em relação à exploração de gás de folhelho, conhecido como "gás de xisto", na modalidade fracking (fraturamento hidráulico), na Bacia Sergipe-Alagoas, em razão dos potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, enquanto não houver a realização de Estudos de Impacto Ambiental e a devida publicidade da AAS Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares."

O Ministério Público Federal/BA também ajuizou ação civil pública, distribuída na 13ª vara federal da seção judiciária da Bahia sob o n. 0030652-38.2014.4.01.3300, que objetiva a suspensão dos contratos referentes aos setores SREC-T2 e SREC-T4 decorrentes da 12ª Rodada de Licitações, exclusivamente em relação à possibilidade de exploração de recursos não convencionais mediante o emprego da técnica de fraturamento hidráulico, até que sobrevenha regulamentação específica do Conama acerca da utilização do método de fraturamento

hidráulico, bem como até que seja realizada a avaliação ambiental de áreas sedimentares que abranja a bacia do recôncavo na forma da portaria interministerial nº 198/2012, conforme decisão abaixo transcrita:

"CONCEDO A MEDIDA LIMINAR requerida para a SUSPENDER exclusivamente em relação à atividades que envolvam a exploração de gás xisto por meio de fraturamento hidráulico os efeitos decorrentes da 12ª rodada de licitação promovida pela Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustível ANP que disponibilizou blocos na Bacia do Recôncavo para a exploração de gás de xisto por meio de fraturamento hidráulico Setor SRECT2 e SRECT4 assim como dos contratos dela decorrentes enquanto não houver prévia regulamentação do CONAMA e não for realizada a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares AAAS na forma da Portaria Interministerial nº 198/2012; b) impedir a ANP de realizar novos procedimentos licitatórios relativos à exploração de gás xisto na Bacia do Recôncavo assim como de autorizar a firmação de contratos relativos a tal atividade enquanto não executadas as diligências descritas no item anterior; c) determinar que a ANP dê publicidade à presente demanda consignando a sua existência nos contratos de concessão cujos efeitos se pretendem suspender assim como no seu site institucional e no Brasil Rounds Licitações de Petróleo e Gás ".

Por fim, no âmbito da Ação Civil Pública nº 0005610-46.2013.4.01.4003, foi proferida decisão com o seguinte teor:

"DEFIRO O PEDIDO DE LIMINAR para DETERMINAR a imediata suspensão de todos os atos decorrentes da arrematação do bloco PN-T-597 pertencente à Bacia do Parnaíba, no que se refere à exploração do gás de xisto (gás não convencional), e que a Agência Nacional do Petróleo - ANP e a União se abstenham de realizar outros procedimentos licitatórios com finalidade de exploração do mesmo gás na bacia de Parnaíba, enquanto não for realizada a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS, prevista na Portaria Interministerial de nº 198, de 05/04/2012 do Ministério de Minas e Energia."

ANEXO G

Resolução ANP Nº 21 DE 10/04/2014

A Diretora-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no uso de suas atribuições legais, tendo em vista a Resolução de Diretoria nº 345, de 9 de abril de 2014,

Considerando que a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da Indústria do Petróleo, do Gás Natural e dos Biocombustíveis, nos termos do art. 8º, caput, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997;

Considerando que compete à ANP fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente, nos termos do art. 8º, inciso IX da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, bem como, garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal; e

Considerando a necessidade de se estabelecer os requisitos essenciais e os padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidos, pela presente Resolução, os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Parágrafo único. Para fins desta Resolução e seus anexos ficam estabelecidas, além das definições constantes da Lei nº 9.478/1997, da Lei nº 12.351/2010, dos Contratos de Concessão e do Contrato de Partilha de Produção, as definições a seguir:

I - Agente de Sustentação: material granular utilizado no fraturamento hidráulico para sustentar a fratura, impedindo seu fechamento após a interrupção da injeção do fluido de fraturamento e possibilitando a obtenção de um canal permanente de fluxo entre formação e poço, depois de concluído o bombeio de fluido e propagação da fratura. São exemplos: as areias, as areias tratadas com resina, os grãos cerâmicos e a bauxita.

II - Análise de Riscos: processo analítico sistemático, alinhado com as melhores práticas de engenharia, e produto de estudo de equipe multidisciplinar qualificada, no qual são identificados os perigos potenciais do conjunto de atividades a serem desenvolvidas e determinadas, qualitativamente ou quantitativamente, a probabilidade de ocorrência e as consequências de eventos potencialmente adversos, bem como os possíveis impactos ao homem e ao meio ambiente, indicando os critérios de aceitação de risco adotados, bem como as medidas para a prevenção e mitigação dos cenários identificados.

III - Aquífero: corpo hidrogeológico com capacidade de acumular e transmitir água através de seus poros, fissuras ou espaços resultantes da dissolução e carreamento de materiais rochosos.

IV - Área sob Contrato: Bloco ou Campo objeto de um Contrato de Concessão, Contrato de Cessão Onerosa ou Contrato de Partilha de Produção.

V - Barreira de Segurança: conjunto de elementos capazes de conter ou isolar os fluidos dos diferentes intervalos permeáveis.

VI - Bottom Hole Assembly (BHA): configuração e componentes da extremidade inferior da coluna de perfuração.

VII - Bottom Hole Pressure (BHP): pressão exercida no fundo do poço.

VIII - Blowout Preventer (BOP): conjunto de válvulas posicionado na cabeça de poço cuja função é impedir o fluxo inadvertido de fluidos de dentro do poço para o ambiente externo.

IX - Ciclo de Vida do Poço: período durante o qual são desenvolvidas as atividades de projeto, construção, completação, produção e abandono do poço.

X - Corpo Hídrico Subterrâneo: volume de água armazenado no subsolo.

XI - Efluente Gerado: fluido de retorno resultante do fraturamento hidráulico (flowback), podendo conter substâncias oriundas do Reservatório Não Convencional e do fluido de fraturamento.

XII - Fase de Poço: intervalos de poço com mesmo diâmetro de revestimento.

XIII - Formation Integrity Test (FIT): teste de absorção realizado para verificar a integridade da formação a uma pressão predeterminada.

XIV - Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional: técnica de injeção de fluidos pressurizados no poço, em volumes acima de 3.000 m³, com objetivo de criar fraturas em determinada formação cuja permeabilidade seja inferior a 0,1mD (mili Darcy), viabilizando a recuperação de hidrocarbonetos contidos nessa formação.

XV - Gerenciamento de Mudanças: processo organizacional para assegurar que as mudanças permanentes ou temporárias a serem efetuadas nas Operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal sejam avaliadas e gerenciadas anteriormente à sua implementação, de forma que os riscos advindos dessas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.

XVI - Indicadores Proativos: indicadores capazes de medir resultados e fazer prognósticos em fases suficientemente precoces, que possibilitem interromper o curso evolutivo, reverter o processo e evitar o fato.

XVII - Indicadores Reativos: indicadores capazes de medir resultados após a ocorrência dos eventos.

XXVIII - Leakoff Test (LOT): teste realizado com o objetivo de determinar a pressão de absorção da formação.

XIX - Microssísmica: técnica de medição passiva de sismos de pequena escala, naturais ou induzidos, que ocorrem no subsolo, causados por agentes naturais ou artificiais.

XX - Plano de Emergência: conjunto de medidas que determinam e estabelecem as responsabilidades setoriais e as ações a serem desencadeadas imediatamente após um incidente, bem como definem os recursos humanos, materiais e equipamentos adequados à prevenção, controle e resposta ao incidente.

XXI - Reservatório Não Convencional: rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, contendo hidrocarbonetos, onde se executa fraturamento hidráulico visando à produção desses hidrocarbonetos.

XXII - Responsável Técnico Designado: pessoa formalmente designada como responsável pela atividade, que tem competência para o exercício da profissão nas funções e atribuições definidas pelo Operador, em conformidade com a regulamentação profissional vigente no país.

XXIII - Sistema de Gestão Ambiental: parte do sistema de gestão global que inclui estrutura organizacional, atividades de planejamento, responsabilidades, práticas, procedimentos, processos e recursos para desenvolver, implementar, atingir, analisar criticamente e manter a política ambiental definida pelo Operador.

XXIV - Step Rate Test-Teste realizado previamente à operação de fraturamento hidráulico no qual um fluido é injetado por um período definido, em seqüências de taxas de bombeio crescentes. O resultado é utilizado para identificar parâmetros da operação de fraturamento, tais como pressão e vazão necessárias para uma operação bem sucedida.

Sistema de Gestão Ambiental

Art. 2º O Operador deverá estabelecer e garantir o fiel cumprimento de um Sistema de Gestão Ambiental que atenda às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

Art. 3º O Sistema de Gestão Ambiental deverá conter um plano detalhado de controle, tratamento e disposição de Efluentes Gerados provenientes das atividades de perfuração e Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Parágrafo único. A água utilizada deverá ser preferencialmente Efluente Gerado, água imprópria ou de baixa aceitação para o consumo humano ou dessedentação animal, ou água resultante de efluentes industriais ou domésticos, desde que o tratamento a habilite ao uso pretendido.

Art. 4º O Operador, ao desenvolver o projeto de Fraturamento Hidráulico para Reservatório Não Convencional, deverá garantir a proteção dos corpos hídricos e solos da região.

Art. 5º O Operador deverá estabelecer e divulgar os Indicadores Reativos e Proativos, bem como as metas de responsabilidade social e ambiental.

Art. 6º O Operador deverá também publicar em seu sítio eletrônico:

I - Relatório anual de avaliação dos impactos e dos resultados das ações de responsabilidade social e ambiental;

II - Relação de produtos químicos, com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições;

III - Informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando claramente origem, volume captado, tipo de tratamento adotado e disposição final;

Dos estudos e levantamentos necessários para aprovação das operações de perfuração seguida de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional pela ANP

Art. 7º Para que a ANP aprove o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, o Operador deverá garantir, por meio de testes, modelagens, análises e estudos, que o alcance máximo das fraturas projetadas permaneça a uma distância segura dos corpos hídricos existentes, conforme as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

§ 1º Fica vedado o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços cuja distância seja inferior a 200 metros de poços de água utilizados para fins de abastecimento doméstico, público ou industrial, irrigação, dessedentação de animais, dentre outros usos humanos.

§ 2º Somente será aceita a aplicação do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços que sejam integralmente revestidos nos intervalos anteriores ao Reservatório Não Convencional.

§ 3º O Operador deverá realizar a análise da influência do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional do poço em questão sobre os poços adjacentes, de modo a evitar efeitos sinérgicos ou cumulativos indesejáveis.

Art. 8º A aprovação do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional pela ANP dependerá da apresentação pelo Operador, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias do início da perfuração, dos seguintes documentos:

I - Licença ambiental do órgão competente com autorização específica para as Operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, quando aplicável;

II - Outorga ou autorização para a utilização dos recursos hídricos, conforme legislação aplicável;

III - Laudo fornecido por laboratório independente, acreditado pelo INMETRO, para os corpos hídricos superficiais (reservatórios artificiais ou naturais, lagos e lagoas) e poços de água existentes em um raio de 1.000 metros horizontais da cabeça do poço a ser perfurado, contendo, além das análises porventura exigidas pelo órgão ambiental competente: (i) data da coleta; coordenadas dos pontos de coleta, e métodos utilizados na coleta; (ii) data da realização das análises, método de análise utilizado e resultados obtidos; e (iii) identificação do responsável pela análise;

IV - Projeto de poço para Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, conforme descrito no Anexo I desta Resolução, podendo ser contemplado em um mesmo projeto um conjunto de poços de características semelhantes;

V - Declaração de Responsável Técnico Designado pela empresa de que o projeto atende aos requisitos legais aplicáveis e que foram realizados os testes, modelagens, análises e estudos, alinhados com as melhores práticas de engenharia, os quais permitiram concluir que, sendo executado o projeto, os riscos de falhas preexistentes serem reativadas ou das fraturas geradas alcançar qualquer Corpo Hídrico Subterrâneo existente foram reduzidos a níveis toleráveis; e

VI - Estudos e avaliação de ocorrências naturais e induzidas de sísmica.

§ 1º O detentor de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural poderá solicitar aprovação da realização de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços já perfurados, desde que esses poços atendam a todos os requisitos da presente Resolução.

§ 2º Nos casos previstos no parágrafo anterior, a documentação listada neste artigo deverá ser apresentada 60 (sessenta) dias antes da data prevista para o início do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

§ 3º No laudo a que se refere o inciso III deste artigo devem constar, no mínimo, os parâmetros descritos no Anexo II.

§ 4º O projeto de poço para fraturamento contemplará:

I - projeto de poço com Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional;

II - simulação de fraturas; e

III - Análises de Riscos.

Art. 9º A partir da entrega do projeto de poço contemplando Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional o Operador compromete-se a cumpri-lo fielmente.

§ 1º Caso seja necessário realizar alterações no projeto de fraturamento Hidráulico Não Convencional antes do início da perfuração dos poços, o Operador deverá submeter tais modificações, o respectivo gerenciamento de mudanças, bem como sua análise de riscos, à aprovação da ANP.

§ 2º Caso, durante a perfuração do poço ou execução do fraturamento hidráulico, seja necessário realizar alterações no projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, o Operador deverá registrar as modificações, incluir as respectivas justificativas e informar imediatamente a ANP.

Projeto de poço com Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional

Art. 10. As especificações do projeto de poço e do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional devem identificar os riscos relacionados, visando à garantia da integridade durante todo o Ciclo de Vida do Poço, inclusive após o seu abandono.

Art. 11. O Programa de revestimento e cimentação deverá considerar os seguintes aspectos:

I - Deverão ser informados os parâmetros críticos da cimentação, tais como densidade da pasta, tempo de endurecimento, controle de perda de fluidos, pressões de fundo durante o bombeio e desenvolvimento de resistência à compressão;

II - Após a pega do cimento, o revestimento deve ser testado com pressão e tempo de duração do teste apropriado, no sentido de garantir que a integridade do revestimento será adequada aos objetivos do projeto;

III - Deverá ser realizado o LOT/FIT a cada início de Fase do Poço posterior à descida do revestimento de superfície no sentido de verificar a integridade das formações subsequentes;

IV - Os revestimentos devem ser dimensionados de modo a suportar as tensões previstas durante seu Ciclo de Vida, incluindo-se as operações de injeção de fluidos para o fraturamento hidráulico, e ser constituídos de material resistente aos fluidos produzidos, injetados e recuperados;

V - A cimentação deverá impedir a migração de fluidos das formações mais profundas para qualquer Corpo Hídrico Subterrâneo por meio das estruturas de poço e/ou pela área adjacente à cimentação;

VI - Perfilagem a poço aberto, contemplando, no mínimo, potencial espontâneo, raios gama, resistividade, densidade, sônico e calibre, com o cotejamento e a confirmação da presença de aquíferos e demais descrições litológicas. Caso limitações técnicas inviabilizem a realização ou obtenção de dados confiáveis, o Concessionário deverá informar à ANP e justificar a supressão do perfil em questão;

VII - Após a cimentação ou término da Fase de Poço seguinte deverão ser realizadas corridas dos perfis de avaliação da cimentação nas formações a serem fraturadas e em trecho com comprimento tecnicamente adequado das formações adjacentes, cujos laudos deverão ser assinados pelo Responsável Técnico Designado pela empresa, que deverá também atestar que o trabalho atingiu parâmetros aceitáveis qualitativamente e, quando for o caso, quantitativamente;

VIII - O topo do cimento deverá ser explicitado, bem como os resultados dos testes hidrostáticos para a cimentação;

IX - Garantir a existência e integridade de, pelo menos, duas Barreiras de Segurança independentes, solidárias e testadas, isolando as formações porosas e/ou formações contendo hidrocarbonetos e a superfície; e

X - Garantir, por no mínimo 5 (cinco) anos, o armazenamento do registro das pressões do anular durante o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

§ 1º Alterações de premissas, dificuldades operacionais e outros quesitos que venham a resultar em mudanças no projeto ou nos procedimentos operacionais deverão ser devidamente geridos por meio do sistema de Gerenciamento de Mudanças estabelecido.

§ 2º O projeto de poço deverá prever abandono que respeite o critério de duas Barreiras de Segurança permanentes, independentes e solidárias, capazes de isolar as formações porosas das formações portadoras de hidrocarbonetos e da superfície.

§ 3º No revestimento de superfície poderá ser feita a avaliação indireta da cimentação a partir das seguintes condições: retorno comprovado do cimento à superfície, comprovação da existência de cimento entre o colar e a sapata, realização de FIT ou LOT ou técnica de avaliação da cimentação equivalente.

Simulação de fraturas

Art. 12. O Operador deverá aplicar método de modelagem utilizando dados geomecânicos, alinhado com as melhores práticas de engenharia, para realizar a simulação das operações de fraturamento.

Parágrafo único. O Operador somente poderá dar continuidade ao projeto caso seja insignificante a possibilidade de que as fraturas geradas ou que a reativação de eventuais falhas preexistentes se estenda até intervalos não permitidos, tais como Corpos Hídricos Subterrâneos e poços adjacentes.

Análises de Riscos

Art. 13. As Análises de Riscos deverão contemplar todas as fases e operações, implementando-se as ações identificadas para o controle e redução da possibilidade de ocorrências de incidentes.

Parágrafo único. Caso a ANP considere que o método de Análise de Risco adotado pelo Operador não identifica adequadamente os riscos e/ou as ações para mitigá-los, será exigida a realização de nova Análise de Risco, pelo método indicado pelo órgão regulador.

Art. 14. O Operador deverá considerar nas Análises de Risco os cenários de comunicação entre poços devido às Operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Art. 15. As Análises de Riscos deverão ser aprovadas pelo Responsável Técnico Designado.

Execução das Operações

Art. 16. O Operador deverá implementar procedimentos operacionais para o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, com instruções claras e específicas para execução das atividades com segurança, levando em consideração as especificidades operacionais e a complexidade das atividades, em conformidade com os requisitos do item 17 - Operação e Processo do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI anexo à Resolução ANP nº 02/2010, no que couber.

Art. 17. O Operador, previamente à operação de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, deverá realizar testes a partir dos quais se obtenham as pressões requeridas para início, propagação e fechamento de fraturas, tais como, testes de injetividade, microfraturamentos e "step rate tests", comparando os valores resultantes com aqueles previstos no projeto de fraturamento e refazendo as modelagens e simulações, se for o caso.

Art. 18. O Operador deverá avaliar e demonstrar que os parâmetros esperados do Reservatório Não Convencional, contidos na descrição do poço (Anexo I), foram encontrados, a fim de permitir à ANP concluir se o Reservatório se qualifica como Reservatório Não Convencional.

Parágrafo único. Caso os parâmetros encontrados não estejam dentro dos limites de erro definidos, os estudos que tiveram por base aqueles parâmetros previstos deverão ser revisados.

Art. 19. As linhas de alta pressão utilizadas no Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional deverão estar certificadas quanto à sua integridade, dentro do prazo de validade e serem testadas antes de cada operação.

Parágrafo único. Os relatórios atestando sua integridade e contendo as respectivas datas de validade deverão ser mantidos pelo Operador durante 5 (cinco) anos e encaminhados à ANP sempre que solicitados, no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, se outro não for especificado em notificação.

Art. 20. Os parâmetros de bombeio (pressão máxima admissível) deverão ser definidos a partir do limite de ruptura do revestimento, da pressão de Operação dos equipamentos de cabeça de poço e de superfície, e dos demais riscos identificados na Análise de Riscos.

Art. 21. Os parâmetros de fundo (BHP máxima admissível) deverão ser definidos para as diferentes condições de operação, considerando-se razão gás-óleo (RGO), proporção de sedimentos e água (BSW), entre outros, conforme o caso.

Art. 22. Deverão ser aplicados ao Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional os requisitos do Item 15 - Inspeção de Equipamentos e Tubulações e do Item 16 - Manutenção de Equipamentos e Tubulações do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI, anexo à Resolução ANP nº 02/2010, no que couber.

Art. 23. Durante as etapas de canhoneio e estágios de fraturamento, o Operador deverá empregar microsísmica ou outros métodos comprovadamente equivalentes para demonstrar que os limites inferior e superior das fraturas geradas obedecem às simulações do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Art. 24. O Operador deverá garantir que a força de trabalho tenha treinamento adequado para o desempenho de suas funções e que compreende os riscos identificados nas Análises de Riscos realizadas para o projeto.

§ 1º O Operador deverá estabelecer os requisitos mínimos dos cargos e funções relacionados às atividades a serem desempenhadas.

§ 2º O Operador deverá manter uma matriz de treinamento correlacionando as funções aos treinamentos necessários.

§ 3º O Operador deverá possuir um sistema que permita controlar que a força de trabalho alocada para cada função tenha treinamento adequado, considerando a matriz de treinamento. Resposta à emergência

Art. 25. O Operador deverá elaborar e garantir o cumprimento de Plano de Emergência, contendo os recursos disponíveis, a relação de contatos de emergência e os cenários identificados na análise de risco, contemplando as questões específicas do fraturamento hidráulico.

§ 1º O Plano de Emergência deverá apresentar os procedimentos, treinamentos, recursos e estrutura necessárias para eliminar ou minimizar as consequências dos cenários acidentais identificados.

§ 2º Toda e qualquer Operação somente poderá ocorrer após a avaliação da capacidade de resposta à emergência do Operador para lidar com os cenários acidentais associados identificados na Análise de Risco.

§ 3º Qualquer evento com potencial de dano, tais como falha de integridade do poço, indício de fraturamento alcançando corpo hídrico ou, de forma inadvertida, poço adjacente, deverá ser comunicado à ANP conforme Resolução ANP nº 44/2009, ou outra que vier a substituí-la.

Art. 26. Deverão ser aplicados os requisitos do Item 9 - Plano de Emergência do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI anexo à Resolução ANP nº 02/2010, no que couber.

Disposições Finais e Transitórias

Art. 27. Toda a documentação necessária para o cumprimento desta Resolução bem como resultados dos testes, modelagens, análises, estudos, planos e procedimentos deverão ser mantidos e arquivados pelo Operador.

Parágrafo único. Os documentos citados no caput deste artigo deverão ser apresentados à ANP, sempre que solicitado, no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, se outro não for especificado em notificação.

Art. 28. A validade da aprovação dada para a realização do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional fica condicionada à manutenção da validade de todas as licenças ambientais necessárias.

Art. 29. Aplica-se à atividade de Produção dos poços abrangidos por esta Resolução integralmente o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI, anexo à Resolução ANP nº 02/2010.

Art. 30. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

ANEXO I

Projeto de poço e Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional

I - Identificação do Prospecto
Descrição do Prospecto, contendo: a) as características geológicas e das regiões de interesse para perfuração e Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. b) aquíferos e corpos hídricos identificados, a partir de informações preexistentes ou derivadas das perfurações realizadas na área do projeto; c) os poços de correlação utilizados para subsidiar o projeto, se houver; d) identificação e análise de riscos geológicos, com as respectivas medidas mitigadoras de risco
II - Identificação da área pretendida para a alocação da cabeça do poço
Descrição detalhada dos recursos hídricos superficiais existentes, inclusive aqueles a serem utilizados na operação, indicados em planta baixa em escala com a posição pretendida para a alocação da cabeça de poço, bem como dos poços adjacentes em um círculo de raio mínimo de 1.000 metros.
III - Descrição do projeto do poço
Descrição geral da estratégia de perfuração, contendo, no mínimo: a) diagrama completo do poço que contenha as informações gerais das fases a serem perfuradas, contendo, no mínimo, coluna litológica prevista, topos de unidades estratigráficas, profundidades finais, diâmetros, revestimentos, fluidos, e programas de testemunhagem, amostragem e perfis; b) as curvas de geopressões com os dados históricos de LOT/FIT e testes de pressão; c) a trajetória do poço, os objetivos da perfuração e os parâmetros esperados do Reservatório Não Convencional (pro- fundidade, gradiente de pressões, pressão de fechamento das fraturas, transmissibilidade, permeabilidade, porosidade); d) os elementos de segurança de poço (BOP, cabeça de injeção, suspensores de revestimento). Descrição individual de cada Fase de Poço com apresentação do diagrama da fase contendo, no mínimo: a) os prospectos e os insumos geológicos detalhados, contemplando descrição da estratigrafia esperada; b) o programa de fluidos de perfuração; c) o programa de revestimento e cimentação. d) margem de segurança de manobra (MSM); e) hidráulica da perfuração; f) breve descrição do BHA; as barreiras de segurança, procedimentos, sistemas para a mitigação dos riscos identificados nas Análises de Riscos.
IV - Projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional
Modelagem do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional: a) descrição do método de modelagem dos dados geomecânicos e dos parâmetros utilizados para realizar a simulação das operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. Deve ser evidenciado que as fraturas geradas ou que a reativação de eventuais b) falhas preexistentes não se estenda até intervalos não permitidos tais como Corpos Hídricos Subterrâneos e poços adjacentes. c) resultados da modelagem, contendo, no mínimo: (i) geometria estimada das fraturas; (ii) distância mínima estimada entre as fraturas e os poços adjacentes e suas fraturas e aquíferos; (iii) identificação da localização espacial da zona de possível influência do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. Estudo de interconexão entre poços, contemplando, no mínimo: a) a integridade de todos os poços adjacentes na proximidade, num raio de 500 metros; b) os poços existentes que atravessam a área da Operação cuja zona de possível influência do fraturamento foi definida na modelagem; c) descrição detalhada do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional e verificação da compatibilidade entre as pressões máximas admissíveis dos elementos expostos e as pressões a serem utilizadas durante o fraturamento; Análise de Riscos do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, considerando a existência de todos os poços adjacentes e operações de fraturamento, num raio de 500 metros.
V - Descrição da Operação de Fraturamento Hidráulico Não Convencional
Descrição dos métodos de recuperação e tratamento do fluido que irá retornar do poço após o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional (flowback), considerando a possível injeção de agente viabilizador da recuperação. Deve ser explicitado, no

<p>mínimo: a) estimativa de volume de água necessário para o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, considerando a quantidade de poços a serem perfurados; b) estimativa do volume de água a ser recuperado e tratado após as operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional; c) d) estratégia de controle, tratamento e disposição do Efluente Gerado no Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional; e) plano de amostragem do Efluente Gerado, após a finalização da injeção na formação; f) descrição dos componentes químicos que se pretende utilizar durante o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, destacando se são inertes ou relatando seu potencial de reagir quando em contato com águas subterrâneas, rochas, vegetais e seres humanos e as medidas de controle; g) descrição detalhada do Agente de Sustentação a ser utilizado, incluindo origem e descrição físico-química e os critérios para sua seleção; h) análise da influência da injeção do fluido de Fraturamento no Reservatório Não Convencional e nos demais poços existentes ou a serem perfurados na Área sob Contrato; i) dimensões, extensão e geometria das fraturas induzidas utilizando os parâmetros de operação (pressão, volume, vazão e viscosidade do fluido de fraturamento); j) pressão de injeção, o volume a ser injetado, tempo de injeção de fluido sem Agente de Sustentação, tempo de injeção de fluido com Agente de Sustentação, tempo de propagação da fratura, instante de interrupção da aplicação de pressão, concentração dos produtos químicos e do Agente de Sustentação a ser empregado na Operação; k) esquema de funcionamento do sistema de monitoramento da Operação de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, que deve ser capaz de ler e armazenar dados como: vazão de fluido a partir dos tanques de armazenamento, vazão do fluido entregue nas bombas de alta-pressão, pressão na cabeça de injeção, concentração de Agente de Sustentação e químicos;</p>
<p>l) estágios de fraturamento do poço em questão, contemplando o número de fraturas por trecho horizontal ou vertical do poço; m) práticas a serem adotadas para reduzir os riscos operacionais no caso de múltiplos poços fraturados, caso ocorra a sobreposição de fraturas. Programa da operação, incluindo necessariamente os testes de pressão nas linhas e equipamentos, testes prévios à operação propriamente dita (testes de injetividade, microfraturamentos, step rate test.) visando à calibração da simulação prévia de propagação da fratura, e a sequência da operação de bombeio.</p>
<p>VI - Análise de Riscos e Resposta à emergência</p>
<p>Descrever os cenários acidentais identificados nas Análises de Riscos para as atividades de perfuração, fraturamento hidráulico, controle, tratamento e disposição de efluentes gerados e indicar as medidas de redução de riscos e de resposta aos incidentes relacionados com os respectivos cenários. Descrever e quantificar os recursos de resposta bem como sua disponibilidade e localização.</p>

ANEXO II

PRÂMETROS GERAIS	PARÂMETROS INORGÂNICOS	PARÂMETROS ORGÂNICOS
PH	Sulfatos	BTEX
Temperatura	Cloretos	Óleos e graxas
Turbidez	Bromatos	Metano total dissolvido
Condutância específica	Metais (Ag, As, Ba, Ca, Cd, Cr, Fe, Hg, Li, K, Mg, Mn, Na, Pb, S, Se)	Materiais normalmente radioativos ("NORM") com atividade radioativa associada ao Rádio 226 e Rádio 228 em Bq/L.
Oxigênio dissolvido		
Alcalinidade de carbonatos		
Alcalinidade de bicarbonatos		
Total de sólidos dissolvidos		
Total de sólidos em suspensão		

ANEXO H

DEC 8.437/2015 (DECRETO DO EXECUTIVO) 22/04/2015

Ementa:	REGULAMENTA O DISPOSTO NO ART. 7º, CAPUT, INCISO XIV, ALÍNEA "H", E PARÁGRAFO ÚNICO, DA LEI COMPLEMENTAR Nº 140, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2011, PARA ESTABELECEER AS TIPOLOGIAS DE EMPREENDIMENTOS E ATIVIDADES CUJO LICENCIAMENTO AMBIENTAL SERÁ DE COMPETÊNCIA DA UNIÃO.
Situação:	NÃO CONSTA REVOGAÇÃO EXPRESSA
Chefe de Governo:	DILMA ROUSSEFF
Origem:	EXECUTIVO
Fonte:	<u>D.O.U. DE 23/04/2015, P. 4</u>
Link:	<u>Texto integral</u>
Referenda:	MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA; PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - PR
Alteração:	
Correlação:	
Interpretação:	
Veto:	
Assunto:	REGULAMENTAÇÃO, LICENÇA AMBIENTAL, IMPLANTAÇÃO, AMPLIAÇÃO, RODOVIA, FERROVIA, HIDROVIA, PORTO ORGANIZADO, PRODUÇÃO, PETROLEO, GAS, SISTEMA DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO, ENERGIA ELETRICA, COMPETENCIA, UNIÃO FEDERAL.
Classificação de Direito:	DESENVOLVIMENTO SUSTENTAVEL, MEIO AMBIENTE.
Observação:	

UFBA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA

CEP: 40.210-630

Telefone: (71) 3283-9800

E-mail: pei@ufba.br

Home page: <http://www.pei.ufba.br>

