UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

PEDRO BARBOSA MANTOVANI BATISTA

**BARREIRAS ECONÔMICAS NA EXPLORAÇÃO EM TERRA DE
CAMPOS MADUROS E MARGINAIS: O CASO DA BACIA POTIGUAR.**

São Paulo

2016

PEDRO BARBOSA MANTOVANI BATISTA

BARREIRAS ECONÔMICAS NA EXPLORAÇÃO EM TERRA DE CAMPOS
MADUROS E MARGINAIS: O CASO DA BACIA POTIGUAR.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Energia da Universidade de
São Paulo para obtenção do título de Mestre
em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Hirdan Katarina de
Medeiros Costa

Coorientador: Prof. Dr. Emilson Silva

Versão Corrigida

(Versão original disponível na Biblioteca do Instituto de Energia e Ambiente e na Biblioteca
Digital de Teses e Dissertações da USP)

São Paulo

2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Batista, Pedro Barbosa Mantovani

Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais: o caso da bacia Potiguar. / Pedro Barbosa Mantovani Batista; Orientadora: Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Coorientador: Emilson Silva .– São Paulo, 2016.

160f.; il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

1. Petróleo – exploração - produção. 2. Gás natural. 3. Pequenas e médias empresas – viabilidade econômica .4. Petróleo – aspectos econômicos. I. Título.

Nome: BATISTA, Pedro Barbosa Mantovani

Título: Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais: o caso da bacia Potiguar.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Agradecimentos:

Obrigado à minha família, que sempre acreditou nas minhas convicções e estimulou meus sonhos. Jamais me deixaram desistir. A ela devo tudo.

Obrigado à minha orientadora, Prof.^a Hirdan Katarina, pela persistência, pela paciência, pelos ensinamentos transmitidos e pelos conhecimentos tão generosamente cedidos.

Obrigado ao meu Coorientador Emilson Silva, por, mesmo a distância, acreditar no trabalho dando todo o suporte necessário.

Sou grato a todos os mestres que me influenciaram ao longo desta trajetória. Agradeço, em especial, aos meus amigos e colegas profissionais Gerson Machado e Sueli Machado, que, acreditando no meu trabalho, impulsionaram-me a realizar este sonho, convictos do meu desenvolvimento. Agradeço, também, aos amigos da PPGE, em especial, ao Gelsio Quiroga, cuja experiência profissional e apoio nas atividades acadêmicas ao longo do curso foi de fundamental importância.

Obrigado aos colegas e amigos que me auxiliaram a construir todo este trabalho, seja na pesquisa, na coleta de informações ou nos esclarecimentos de dúvidas, em especial, à participação do Professor Edmilson Moutinho dos Santos, Anabal dos Santos Jr., Renato Tocantins, Daniel Gazolli e Marcos Cintra.

RESUMO

O surgimento da Lei do Petróleo, Lei 9.478/97, abriu uma nova frente de investimentos para o capital privado. O setor de exploração e produção de petróleo, antes sob monopólio estatal, passou a ser de interesse de diversas empresas privadas. Com a supervisão da ANP, surgiram as rodadas de licitações para concessão do direito de exploração e produção de petróleo dos campos ofertados. Os campos maduros e marginais foram então uma oportunidade de fomento aos negócios de petróleo devido à necessidade de uma operação mais eficiente, porém exigindo menores investimentos e necessidade técnica específica.

Esta dissertação tem por objetivo expor o panorama econômico do setor de exploração e produção de petróleo para pequenas e médias empresas que atuam na região da Bacia Potiguar, Rio Grande do Norte, a partir de pesquisas e levantamentos de dados sobre: os conceitos teóricos de campos marginais e maduros e de pequenas e médias empresas; o histórico brasileiro de produção independente de petróleo; a geografia física e humana da Bacia Potiguar; e as barreiras econômicas encontradas por pequenas e médias empresas que atuam no setor de exploração e produção de petróleo.

Depois de apresentadas e justificadas todas as hipóteses, são realizadas simulações de diferentes cenários para análise da viabilidade de um empreendimento de reativação de um campo marginal de petróleo. Utilizando a metodologia de fluxo de caixa descontado, foi possível avaliar o Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Payback do empreendimento.

A partir da análise do fluxo de caixa e da sensibilidade de algumas premissas, avaliou-se o comportamento do Valor Presente Líquido do empreendimento em função das mudanças do preço de venda do barril de petróleo, do volume de produção do campo e de outros parâmetros escolhidos. Por fim, foi feita uma comparação entre trabalhos cujos autores propuseram temas semelhantes, para efeito de comparação e comprovação da sensibilidade e viabilidade dos campos.

Palavras chave: campos maduros, acumulações marginais, viabilidade econômica, pequenas e médias empresas e barreiras econômicas.

ABSTRACT

The emergence of the Petroleum Law, Law 9.478/97, opened a new investment front for private capital. The upstream sector, previously under state monopoly, became a focus of interest from several private companies. With the supervision of the ANP, came rounds of bidding to grant exploration and production rights to the available oil fields. Mature and marginal fields were then a development opportunity in the oil business due to the need for a leaner operation, while requiring less investment and specific technical necessity.

This thesis aims to expose the economic outlook of the onshore upstream sector for small and medium-sized companies operating in the Potiguar Basin region, Rio Grande do Norte, based on research and data surveys about: the theoretical concepts of marginal and mature fields and small and medium companies; the history of Brazilian independent oil production; the physical and human geography of the Potiguar Basin as well as the economic barriers faced by small and medium-sized companies operating in the oil exploration and production sector.

After the presentation and justification of all hypotheses, simulations are carried out with different scenarios for analyzing the feasibility of the reactivation of a marginal oil field. Using the discounted cash flow method, it was possible to evaluate the Net Present Value, Internal Rate of Return and Payback of the project.

From the analysis of cash flow and the sensitivity of some assumptions, we evaluated the behavior of the Net Present Value due to the sale price changes of the oil barrel, the volume of oil production in the field and other chosen parameters. Finally, a comparison between other papers whose authors have proposed similar themes was made, for comparison and verification of the sensitivity and viability of the fields.

Keywords: mature fields, marginal accumulations, economic viability, small and medium enterprises and economic barriers.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AFRMM	Adicional de Frete para Renovação da Marinha Mercante
AM	Acumulações marginais
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
CAAP	<i>Canadian Association of Petroleum</i>
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
E&P	Exploração e Produção
EOR	<i>Enhanced Oil recovery</i>
EPMs	Empresas de pequeno e médio porte
ICMS	Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IDH-M	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal
IEA	<i>International Energy Agency</i>
II	Imposto de Importação
IOR	<i>Improved Oil Recovery</i>
IPAA	Independent Petroleum Association of America
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
RN	Rio Grande do Norte

PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PTI	Programa de Trabalho Inicial
RFB	Receita Federal Brasileira
SDP	Superintendência de Desenvolvimento e Produção
SIGEP	Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção
TIR	Taxa interna de retorno
UT	Unidade de trabalho
VPL	Valor presente líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

bbl	Barril de petróleo
bep	Barris equivalentes de petróleo
boe	Barris de óleo equivalente
Mm ³	Milhares de metros cúbicos
m ³	Metros cúbicos
R\$	Reais
US\$	Dólares americanos
%	Porcentagem

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - 20 campos terrestres não Petrobras com maior produç	22
Figura 2 - Bacia Potiguar - Áreas com acumulações marginais.....	26
Figura 3 - Prolongamento da vida de projetos e oportunidades para aumento de produção	29
Figura 4 - Dos recursos para as reservas.	38
Figura 5 - Localização dos campos de petróleo no RN.....	52
Figura 6 - Campos de petróleo do RN.....	54
Figura 7 - Mapa dos municípios produtores de petróleo no RN	57
Figura 8 - Índice de desenvolvimento Humano Municipal	67
Figura 9 - Esquema de fluxo de caixa	90

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da cotação do barril do petróleo.	45
Gráfico 2 -Evolução da produção da Petrobras em campos terrestres.	45
Gráfico 3 - Evolução da produção de outros operadores em campos terrestre	46
Gráfico 4 - Evolução da produção de petróleo em Macau, RN.....	47
Gráfico 5 - Maiores produtores de petróleo no mund	47
Gráfico 6 - Produção anual de bep em terra no RN.....	53
Gráfico 7 - % da população com água encanada.....	59
Gráfico 8 - % da população com energia elétrica Fonte.....	60
Gráfico 9 – IDH-M	61
Gráfico 10 - Renda per capita.....	62
Gráfico 11 - % de pobres.....	63
Gráfico 12 - % de renda proveniente de rendimentos do trabalho	64
Gráfico 13 - % de <i>royalties</i> nas receitas dos municípios.....	66
Gráfico 14 - IDH-M dos municípios produtores	67
Gráfico 15 - Projeções de preços do barril de petróleo	78
Gráfico 16 - Produção de petróleo considerada para estudo de fluxo de caixa.....	80
Gráfico 17 - Produção de água nos campos marginais selecionados	82
Gráfico 18 - Razão da produção de água e produção de petróleo nos campos marginais.....	83
Gráfico 19 - Evolução do custo de extração de petróleo.	84
Gráfico 20 - Curva padrão de produção adotada.....	98
Gráfico 21 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de preços de barril de petróleo.....	99
Gráfico 22 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de cotação de dólar	100

Gráfico 23 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três percentuais de <i>royalties</i> cobrados pelo governo.....	101
Gráfico 24 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de investimentos.....	102
Gráfico 25 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários custos operacionais.....	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuição da produção de petróleo e gás natural por concessionário	20
Tabela 2 - Definição de pequena e média empresa	33
Tabela 3 - Empresas de pequeno porte	33
Tabela 4 - Empresas de médio porte	34
Tabela 5 – Campos marginais em fase de produção	38
Tabela 6- Resultados da primeira rodada de licitação de áreas com acumulações marginais.	39
Tabela 7- Resultados da segunda rodada de licitação de áreas com acumulações marginais. .	40
Tabela 8 - Resultados da terceira rodada de licitação de áreas com acumulações marginais. Fonte: ANP	41
Tabela 9 - Resumo das rodadas de licitação de campos marginais	41
Tabela 10 - Empresas que atualmente produzem petróleo no RN	53
Tabela 11 - Índice de Desenvolvimento Humano Municipal – IDH-M.....	58
Tabela 12 - Valores das projeções dos preços futuros de petróleo.....	78
Tabela 13 - Dados correspondentes aos diferentes níveis de produção de petróleo.....	80
Tabela 14 - Programa de trabalho inicial estipulado pela ANP	86
Tabela 15 - PTI oferecido para os campos arrematados nas rodadas de leilão de AM 1 e 2 ...	86
Tabela 16 - Cenários de análise	91
Tabela 17 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 1.....	92
Tabela 18 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 2.....	92
Tabela 19 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 3.....	93
Tabela 20 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 4.....	94
Tabela 21 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 5.....	94
Tabela 22 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 6.....	95
Tabela 23 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 7.....	95

Tabela 24 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 8.....	96
Tabela 25 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 9.....	97
Tabela 26 - Dados de produção total considerado para análise de sensibilidade	98
Tabela 27 - Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de preço de barril de petróleo	99
Tabela 28 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de cotação de dólar	100
Tabela 29 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três percentuais de <i>royalties</i> cobrados pelo governo.....	101
Tabela 30 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de investimentos	102
Tabela 31 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de custo de produção	103

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	Problema de estudo.....	18
1.2	Motivação e justificativa	23
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	28
2.1	Introdução.....	28
2.2	Conceito de pequenas e médias empresas	30
2.3	Conceito de campos marginais e maduros	34
2.4	Recursos, reservas e viabilidade econômica.....	37
2.5	Histórico brasileiro de licitações de campos marginais.....	38
2.6	Oferta de óleo: as principais companhias independentes	42
2.7	Demanda: Limitação de venda para a Petrobras	43
2.8	A oscilação das cotações internacionais do petróleo.....	44
2.9	Experiência internacional com produtores independentes de petróleo	47
2.10	Considerações finais do capítulo	50
3	CARACTERIZAÇÃO DE ESTUDO DE CASO: PERFIL SOCIOECONÔMICO	51
3.1	Introdução.....	51
3.2	Reservas de petróleo do Rio Grande do Norte	56
3.3	Aspectos econômicos dos municípios do RN.....	56
3.4	Índices da qualidade da população dos municípios do RN.	58
3.5	Renda dos municípios e parcela de <i>royalties</i>	64
3.6	Considerações finais do capítulo	68
4	METODOLOGIA.....	69
4.1	Introdução.....	69
4.2	Barreiras econômicas.....	70

4.3	Desenvolvimento hipotético de um campo marginal	73
4.4	Considerações finais do capítulo	90
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	91
5.1	Fluxo de caixa descontado dos cenários e análise dos resultados obtidos	91
5.2	Valor presente líquido dos cenários.....	92
5.3	Análise de sensibilidade de parâmetros.....	97
5.4	Relação entre barreiras qualitativas e resultados das análises de sensibilidade	104
5.5	Estudos semelhantes	105
5.6	Considerações finais do capítulo	106
6	CONCLUSÕES	108
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
	APÊNDICE A – Entrevistas.....	117
	APÊNDICE B – Fluxo de caixa dos cenários de estudo	126
	ANEXO A – Campos terrestres em produção no br	136
	ANEXO B – Índices dos municípios do RN	139

1 INTRODUÇÃO

O petróleo tem sido usado como a principal fonte energética do mundo desde o final de Segunda Guerra Mundial e é o combustível responsável por mover as economias desenvolvidas e em desenvolvimento do planeta. Em todo o mundo, o petróleo é o maior negócio e o mais difundido, a maior entre as maiores indústrias que se desenvolveram nas últimas décadas no século XIX (YERGIN, 2012).

Em particular no Brasil, as atividades desta indústria se concentram na exploração e produção *offshore*, em que a Petrobras detém o direito de explorar e produzir os grandes campos de petróleo e, principalmente com as novas descobertas da camada Pré-sal, grande parte dos investimentos da estatal brasileira é direcionada a esta produção em águas profundas e ultraprofundas¹.

Além dos campos *offshore* brasileiros, há um grande potencial de produção de petróleo nos campos marginais e maduros localizados no Nordeste do Brasil, principalmente nas regiões *onshore* (ZAMITH e SANTOS, 2007). São campos que demandam menores investimentos e tecnologia menos sofisticada e, ainda assim, apresentam elevada atratividade a empresas de pequeno e médio porte. Contudo, o ritmo das atividades não é suficiente para sustentar uma massa crítica de operadores independentes em todas as áreas correlatas (ZAMITH e SANTOS, 2007).

A escassez de investimentos e baixa produção nos campos marginais e maduros brasileiros ocorrem devido, além da falta de interesse dos investidores de grande porte, à excessiva concentração das atividades na empresa Petrobras. A empresa estatal é responsável por produzir mais de 98% de todo o petróleo *onshore* do Rio Grande do Norte. Este cenário concentrador é fruto de uma pressão do governo militar, na década de 70, de aumentar a produção da Petrobras em novas frentes de produtivas de óleo². Os campos da bacia do RN em sua maioria, estão em estágio avançado de produção, devido a três décadas de produção contínua na região (TRIBUNA DO NORTE, 2014).

Este trabalho busca fazer proposições que estimulem a exploração e produção de petróleo e gás natural na bacia Potiguar, a partir da perspectiva de análise de aproveitamento dos campos

¹ Segundo o Plano Estratégico Petrobras 2030, os investimentos da petroleira em exploração e produção serão focados em águas profundas, especialmente com as novas descobertas do pré-sal.

² <http://www.tribunadonorte.com.br/noticia/uma-historia-do-petroleo-potiguar/279717>. Acesso em 06/11/2016.

marginais e maduros. O estado, que é o maior produtor de petróleo em terra do Brasil (ANP, 2015), deve ter potencial para ampliar sua produção com a revitalização destes campos com acumulações marginais.

Para isto, pretende-se realizar um estudo de caso a partir do estudo de viabilidade econômica relativamente ao desenvolvimento um campo de acumulação marginal na região do RN. Neste estudo de viabilidade econômica, será realizada uma análise de sensibilidade com a finalidade de se verificar como a alteração do preço do barril de petróleo pode influenciar a operação dos campos marginais.

1.1 PROBLEMA DE ESTUDO

1.1.1 Objetivo geral

Este estudo busca entender de forma geral a dinâmica do setor de produção *onshore* de petróleo na bacia potiguar. Dentro desta análise, fazer proposições que incentivem a entrada de novos produtores na produção de campos marginais e maduros do Rio Grande do Norte.

Em termos gerais, pretende-se:

- Compreender como é a concentração da produção dos campos marginais e maduros do RN na Petrobras;
- Discutir se a presença dominante da Petrobras pode inibir a participação de outras empresas no mercado em questão;
- Identificar e analisar os empecilhos enfrentados pelas pequenas e médias empresas produtoras no Rio Grande do Norte;

1.1.2 Objetivos específicos

Especificamente este estudo busca encontrar as principais dificuldades enfrentadas pelas pequenas e médias empresas produtoras de petróleo ao tentar entrar no mercado de produção *onshore* dos campos marginais e maduros da bacia potiguar.

Dentro desta ótica, o projeto propõe apresentar recomendações e possíveis soluções para incentivar a entrada de novos produtores na exploração e produção de petróleo e gás, reduzir a

concentração das atividades na Petrobras, e, consequentemente, aumentar a produção nos campos marginais e maduros do Rio Grande do Norte.

A partir da criação de projeções da situação de mercado e preço do barril de petróleo, o estudo pretende identificar limites econômicos em relação ao preço do barril do petróleo em que permite que se tenha o desenvolvimento de campos marginais e maduros.

Desta forma, o estudo pretende:

- Realizar um estudo de caso com um exemplo de campo com acumulação marginal, em que uma empresa privada arremata o campo em leilão e viabiliza sua produção;
- Realizar uma análise de sensibilidade para avaliar a variação os principais parâmetros envolvidos na produção em função do volume de petróleo a ser produzido;
- Comparar numericamente cenários para auxílio na tomada de decisão ao investir em um projeto de exploração de petróleo em campos marginais e maduros.

1.1.3 Hipóteses

No Brasil, historicamente, explorar, encontrar, extrair, produzir ou refinar petróleo tem forte vínculo com a Petrobras. A estatal, desde sua criação na década de 1950, foi a responsável por praticamente todas as atividades do petróleo no Brasil. Ainda em janeiro de 2015, a Petrobras foi responsável pela produção de 92% da produção nacional de petróleo e gás natural (ANP, 2015).

Em relação aos campos localizados em bacias maduras terrestres, a Petrobras no mês janeiro de 2015, produziu 163,1 mil barris de petróleo por dia, enquanto outras operadoras produziram apenas 4,1 mil barris por dia (ANP, 2015).

A grande concentração da produção em uma única empresa é uma forte evidência que há falta de competidores no mercado. Pensando na produção brasileira concentrada em campos marinhos, até se justificaria uma empresa como a Petrobras, que é líder mundial nesse tipo de produção, ter grande fatia desse segmento.

Porém, o que se vê atualmente é a Petrobras sendo a principal produtora de petróleo também nas regiões terrestres, em campos maduros e marginais, de baixíssima produção e que não são de grande interesse para empresas do porte da Petrobras.

Corroborando com esse argumento, a Tabela 1 traz os números de produção de petróleo e gás natural por concessionário no Brasil, no período de agosto 2015, considerando campos terrestres e marinhos. Os produtores destacados em **negrito** são aqueles que possuem atividades no RN.

Tabela 1 - Distribuição da produção de petróleo e gás natural por concessionário

nº	Concessionário	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)
1	Petrobras	2.178.759	81.016	2.618.348
2	BG Brasil	154.082	6.264	193.483
3	Repsol Sinopec	57.861	1.900	69.812
4	Petrogal Brasil	36.984	1.729	47.858
5	Statoil Brasil	44.077	61	44.463
6	Shell Brasil	41.270	468	44.211
7	Sinochem Petróleo	29.385	41	29.642
8	Parnaíba Gás	5	2.943	18.519
9	ONGC Campos	14.367	138	15.237
10	OGX	14.658	48	14.958
11	Chevron Frade	13.110	137	13.972
12	QPI Brasil Petróleo	12.239	118	12.980
13	Queiroz Galvão	156	1.969	12.539
14	BPMB Parnaíba	2	1.261	7.937
15	Chevron Brasil	5.417	39	5.662
16	Frade	4.627	48	4.931
17	HRT O&G	4.348	13	4.430
18	Maersk Energia	2.899	9	2.953
19	Brasoil Manati	35	437	2.786
20	Geopark Brasil	35	437	2.786
21	Gran Tierra	658	11	730
22	OP Pescada	119	83	640
23	Petrosynergy	567	11	636
24	Nova Petróleo Rec	310	6	348
25	Partex Brasil	215	0.3	217
26	UTC Óleo e Gás	151	9	209

nº	Concessionário	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)
27	SHB	198	2	208
28	Recôncavo E&P	132	2	143
29	ERG	0,4	17	106
30	Santana	85	1	91
31	Panergy	0,2	7	46
32	Alvopetro	27	0,4	30
33	Vipetro	26	0,1	27
34	Severo Villares	16	0,3	17
35	Sonangol Guanambi	12	0,3	14
36	EPG Brasil	12	0,4	14
37	Central Resources	13	0,01	13
38	Aurizônia Petróleo	8	0,1	9
39	Egesa	6	0,01	6
40	Phoenix Petróleo	5	0,02	6
41	Genesis 2000	4	0,01	4
42	Petro Vista	2	0,03	3
43	UP Petróleo	2	0,002	2
44	Guto & Cagal	1	0,004	1
45	TDC	0,5	0,006	0,5
TOTAL GERAL		2.546.884	99.228	3.171.026

Fonte: ANP / SDP / SIGEP, Boletim Mensal da produção - agosto de 2015

A partir dos dados da Tabela 1, verifica-se que há uma enorme concentração de blocos concedidos à Petrobras. A produção diária da estatal representa 92% da produção total. A baixa produção dos minoritários *players* do setor de petróleo, sendo menos de 10% da produção brasileira, pode ser indício de que há diversas barreiras para a participação de novas empresas no ramo e a Petrobras é relutante em não participar destas atividades menores.

Para ilustrar este fato, ao considerar os 20 campos terrestres de maior produção no Brasil, tem-se uma produção diária menor que 1.000 barris na maioria dos campos. Na Figura 1, é possível identificar estes campos de maior produção. Dentro desse conjunto, os campos Gavião Real, do Maranhão e o de Tiê, na Bahia, são únicos com produção diária superior 1.000 barris.

Os demais campos terrestres produzem menos de 500 barris por dia, o que é considerado desinteressante para empresas de grande porte, dada a estrutura de custos destas, em especial, a Petrobras. Contudo, estes campos podem ser altamente rentáveis para pequenas e médias empresas que buscam se aventurar na produção de petróleo (DOS SANTOS JR, 2006).

Figura 1 - 20 campos terrestres não Petrobras com maior produção

Fonte: ANP / SDP / SIGEP, 2015

A produção dos campos marginais brasileiros é demasiadamente insignificante em relação aos campos *offshore* da bacia de Campos. A maioria dos poços da bacia de campos chega a produzir mais de 30 mil barris de petróleo por dia (ANP, 2015). A Petrobras, atualmente, possui uma produção em torno de 2 milhões de barris diários, ou seja, a produção *onshore* é demasiadamente insignificante para a companhia. Desta forma, desenvolver a produção destes campos é uma questão para pequenos produtores, focados na otimização da operação de recuperação de petróleo. Além de propiciar uma produção de petróleo e gás incremental, o crescimento do setor contribuirá principalmente para o fortalecimento da economia regional (ZAMITH, 2005).

A Petrobras, alocando recursos para regiões que está dentro do seu plano de negócios, poderia se beneficiar ao concentrar o trabalho na extração de petróleo em campos *offshore*.

Por fim, ampliando a produção no RN, geram mais *royalties* para o Estado e, consequentemente, o aumento da arrecadação a partir de *royalties* pode ser benéfico para a população local, elevando os níveis dos indicadores sociais.

Os *royalties* incidem sobre a produção mensal do produtor. São levados em conta três fatores:

- 1) Alíquota dos *royalties* do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
- 2) A produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
- 3) O preço de referência destes hidrocarbonetos no mês, como determinam os artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/1998, que regulamentou a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo).

$$Royalties = Alíquota \times Valor da Produção$$

$$Valor da produção = V_{Petróleo} \times P_{Petróleo} + V_{gn} \times P_{gn}$$

Onde:

Royalties = valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$

Alíquota = percentual previsto no contrato de concessão do campo

$V_{petróleo}$ = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m³

$P_{petróleo}$ = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³

V_{gn} = volume da produção de gás natural do campo no mês de apuração, em m³

P_{gn} = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³

Os concessionários de campos marginais e maduros estão sujeitos ao pagamento de *royalties* com uma alíquota de 5%, e são repassados aos entes da federação da seguinte forma³:

- 70% Estados produtores
- 20% Municípios produtores
- 10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Verifica-se que grande parte dos *royalties* gerados na produção de campos marginais e maduros é destinada ao estado e aos municípios produtores. No caso, o RN seria o maior beneficiário da produção.

1.2 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

As recentes descobertas das gigantes reservas do pré-sal demonstram que o Brasil pode despontar como um grande ator no cenário de produção mundial de petróleo. Por ser em águas ultraprofundas e de difícil acesso, a exploração do pré-sal depende do preço do barril

³ Lei nº 7.990/1989 e Decreto nº 1/1991.

internacional, mas este desafio pode sim tornar o Brasil um grande produtor. A energia é considerada fator para promover o desenvolvimento de qualquer país no mundo e o petróleo tem sido a principal fonte energética em nível global nas últimas décadas (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2012).

Desde a chamada Lei do Petróleo, a legislação brasileira estabeleceu no artigo 1º da lei, princípios e objetivos para a Política Energética Nacional, os quais podemos citar alguns:

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

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

IX – promover a livre concorrência;

X - atrair investimentos na produção de energia [...]⁴

Por meio da mesma Lei, foi criada a ANP, que tem como finalidade promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis⁵, sendo uma protagonista no cenário energético nacional.

A Lei do Petróleo buscou flexibilizar o monopólio exercido pela Petrobras, incentivando a livre concorrência⁶ e a livre iniciativa⁷ no setor. Neste sentido, a possibilidade de novos agentes na produção de petróleo cresceu em especial nas regiões de campos maduros e de acumulações marginais. Estes atores surgiram especialmente no âmbito desta exploração de menor porte. Como será visto mais adiante, os limites que definem este tipo de campo são um pouco nebulosos, pois não existem conceitos claramente estabelecidos, o que dificulta a sua regulação.

A importância da concorrência é destacada no guia do CADE (2007). O princípio da livre concorrência nos diversos setores da economia, como é definido na Constituição Federal, art. 170, inciso IV, deve ser defendido e é dever do Estado zelar para que as organizações com poder de mercado não abusem deste poder de forma a prejudicar a livre concorrência.

Ainda de acordo com o CADE (2007), a livre concorrência disciplina os ofertantes de bens e serviços de forma a manterem os seus preços nos menores níveis possíveis, sob o risco de que outras empresas conquistem seus clientes. Em tal ambiente, a única maneira de obter lucros adicionais é a introdução de novas formas de produzir que reduzam custos em relação aos concorrentes.

⁴ Art. 1º da Lei 9.478/97.

⁵ Art. 8º da Lei 9.478/97.

⁶ Art. 170, IV, da Constituição Federal.

⁷ Art. 1, IV e Art. 170, *caput*, ambos da Constituição Federal.

Além disso, as empresas atuantes em um mercado de livre concorrência tendem a ficar afinadas com os desejos e as expectativas dos consumidores, porque estão permanentemente ameaçadas por produtos de qualidade superior ou por novos produtos. Portanto, a livre concorrência, além de garantir os menores preços para o consumidor e maior diversidade de escolha de produtos, também estimula a criatividade e a inovação.

Nas economias de mercado, baseadas na livre concorrência, os preços refletem a escassez relativa de bens e serviços, e sinalizam a necessidade de investimentos e a melhor aplicação dos recursos da sociedade (CADE, 2007).

O cenário de livre concorrência se aplica ao setor de óleo e gás também. Estimular a concorrência nos leilões de licitação de campos exploratórios é totalmente viável e uma forma de garantir condições mais favoráveis ao governo licitador e maior produtividade nos campos de petróleo. “Quanto mais pulverizado, mais competitivo é o setor; quanto mais oligopolizado, menos competitivo” (Heron do Carmo).

Na bacia potiguar, a maior parte dos campos de petróleo já está em fase de desenvolvimento avançada, e é considerada madura. (SOUZA, 2012). Tal fato permitiria que, com regulação específica, fosse possível criar um cenário mais favorável para a produção de petróleo e maior aproveitamento dos recursos da região com a inclusão de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração (ABPIP, 2015).

Somando-se ao fato estatisticamente provado que o Nordeste brasileiro padece um longo ciclo de subdesenvolvimento, o que o coloca em uma posição premente de desigualdade em relação às demais regiões, ressalta a importância social da exploração destes campos. A existência do Decreto 4.213/2002, que define alguns setores para fins de benefícios de redução de imposto de renda, inclusive de reinvestimento. O Decreto assim dispõe:

Art. 1º Este Decreto define os empreendimentos prioritários para o desenvolvimento regional [...]

Art. 2º São considerados prioritários para fins dos benefícios de que trata o art. 1o, os empreendimentos nos seguintes setores:

I - de infraestrutura, representados pelos projetos de energia, telecomunicações, transportes, instalação de gasodutos, produção de gás, abastecimento de água e esgotamento sanitário; [...]

VI - da indústria de transformação, compreendendo os seguintes grupos: [...]

e) químicos (exclusive de explosivos) e petroquímicos, materiais plásticos, inclusive produção de petróleo e seus derivados; [...]

Este Decreto é uma tradução normativa da relevância conferida à atividade da indústria do petróleo para a temática de redução de desigualdade social permitindo a criação de polos no interior do estado e maior desenvolvimento local.

Outro fator considerável é que a maior parte da produção de petróleo do estado do Rio Grande do Norte é realizada pela Petrobras. Em junho de 2016, há, na bacia Potiguar, 82 campos terrestres em produção, sendo 61 deles concedidos à Petrobras (ANP, 2016). A lista destes campos encontra-se no ANEXO A – CAMPOS TERRESTRES EM PRODUÇÃO NO BR.

Estes campos produzem individualmente menos de 500 barris por dia de petróleo cada. Considerando o argumento de Zamith (2005), em que os campos marginais e maduros podem ser bastante rentáveis para empresas de pequeno porte, é economicamente viável repassar da Petrobras aos produtores independentes a concessão destes campos de baixa produção.

Aproveitando estes fatos e na busca do desenvolvimento e da valorização dos recursos energéticos, este trabalho se insere como uma oportunidade de identificar e de analisar algumas barreiras enfrentadas pelas pequenas e médias empresas de petróleo ao tentar explorar as bacias marginais e maduras no Rio Grande do Norte, dificultando a inserção e a criação de um mercado de livre concorrência que favoreceria o desenvolvimento das regiões produtoras de petróleo,

especialmente alavancando índices sociais nesta região que carece de ações governamentais para reverter tal quadro.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 INTRODUÇÃO

Como vem sido sustentado por vários autores, entre eles Passeggi (2010), Zamith (2005) e Ferreira (2009), o segmento dos campos marginais tem se tornado um meio de promoção do desenvolvimento socioeconômico, da distribuição de renda e da melhoria da qualidade de vida em municípios do interior do país, principalmente no Nordeste. São vários locais que dependem desta renda para a manutenção de diversos serviços públicos como manutenção de estradas, bancos, energia elétrica etc.

Coincidência ou não, os campos marginais abandonados ou de pouca produtividade do Brasil estão localizados em áreas isoladas e de baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)⁸. A atividade desta natureza tem o potencial de alavancar a indústria fornecedora e a economia regional.

Ainda segundo Ferreira (2009), o prolongamento da vida de projetos e aumento da produção é uma grande oportunidade para empresas pequenas, que podem operar estes projetos de forma mais rentável. Além do baixo risco exploratório, estas empresas possuem custos operacionais mais baixos, o que viabiliza a continuidade da produção nestes campos marginais. Esta viabilidade será estudada no item 5.

A Figura 3 ilustra a vida de um campo de petróleo. Ao entrar na fase de maturação do campo e fim da etapa de produção, este campo é declarado comercialmente não viável pela produtora. É nesta fase que devem ser realizados os leilões de campos marginais para permitir que haja um reinício da produção com a reabilitação do campo.

⁸ O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) é uma medida resumida do progresso a longo prazo em três dimensões básicas do desenvolvimento humano: renda, educação e saúde. O IDH pretende ser uma medida geral, sintética, do desenvolvimento humano.

O índice varia de 0 a 1. Quanto mais próximo de 1, maior o desenvolvimento humano.

Figura 3 - Prolongamento da vida de projetos e oportunidades para aumento de produção

Fonte: Criação do autor, com base em (FERREIRA, 2009)

A fim de corroborar com estes argumentos, tomam-se os dados oficiais disponibilizados pela ANP (2015) de distribuição de *royalties* no estado do RN. Somente em 2015, foi destinado ao estado do RN um total de R\$ 175.939.090,00 em *royalties* e aos municípios do estado um total de R\$ 212.515.520,00 em *royalties*. Estes valores consideram um preço médio do petróleo de US\$ 47,13/bbl.

A produção de campos marginais é interessante para pequenos produtores, uma vez que estes projetos, apesar de pouca produtividade, exigem menor investimento financeiro e o risco associado à produtividade é baixo comparando-se com a produção *offshore*.

Não se justifica, por parte das grandes empresas como a Petrobras, direcionar esforços em recursos humanos e equipamentos para projetos de tais dimensões. O custo operacional das grandes empresas é muito grande, inviabilizando projetos em poços marginais.

Tais fatos justificam a criação de políticas para fomentar o desenvolvimento da produção de petróleo nos campos marginais em regiões com baixo IDH. Atualmente, como é tratado em Passeggi (2010), é imprescindível que se reflita sobre uma regulação específica para os campos maduros e marginais, a fim de reduzir as desigualdades regionais e sociais nas regiões do interior do Brasil.

Em relação ao regime tributário aplicado aos pequenos e médios produtores, Passeggi (2010) ainda observa que há uma imprecisão conceitual que constitui entrave a estes produtores. Segundo o autor, ao se analisar os principais tributos incidentes (*royalties*, imposto de renda, contribuição social, PIS e COFINS), a carga tributária é a mesma para as diversas classes de

produtores, sejam pequenas, médias ou grandes empresas. Nos últimos editais, em relação à parcela de *royalties*, a ANP aplicou o percentual mínimo permitido por lei de 5%⁹.

O próprio conceito de pequena e média empresa produtora de petróleo carecia de definições legais. Tais definições se restringiam à qualificação técnica dos editais da ANP. De acordo com Matos (2010), não haviam parâmetros jurídicos seguros para equiparação de empresas concessionárias operadoras em áreas inativas com acumulações marginais e tipologias de micro, pequenas e médias empresas. A fiscalização e regulação pelo órgão regulador são essenciais para o desenvolvimento destas atividades.

Complementando estes argumentos, Siqueira (2010) afirma que cabe ao ente estatal agir de modo a esclarecer o conceito de empreendedores petrolíferos de menor porte, esclarecendo estes conceitos e regras tal que seja possível direcionar o tratamento diferenciado em razão de seu menor porte, incentivando e reduzindo as barreiras para a presença destes produtores.

Somente em 2014 que a ANP editou a Resolução 32/2014 com o objetivo de aumentar a participação de Empresas de Pequeno e Médio Porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no País, como será detalhado adiante.

O estímulo da concorrência das áreas com acumulações marginais, ainda de acordo com Siqueira (2010), também deve ser praticado, com processos licitatórios simplificados, e que excluam os grandes produtores e viabilizem a participação de várias empresas e maior concorrência.

Siqueira (2010) ainda sugere a redução na cobrança de *royalties* nestes campos, tanto pelo declínio produtivo que lhes é peculiar quanto pelo menor porte dos empreendedores responsáveis por operá-los. O percentual padrão atual, de 10%, desestimula os investimentos de pequenos produtores. A viabilização e fomento das atividades em campos marginais podem ser atingidos com o alívio da cobrança dos *royalties*.

2.2 CONCEITO DE PEQUENAS E MÉDIAS EMPRESAS

Dentro do objetivo específico dessa pesquisa, pretende-se entender o que são pequenas e médias empresas de petróleo. Nesse sentido, observa-se um registro inicial dessa definição no primeiro

⁹ A Lei 9.478/97, § 1, estabelece que é possível a cobrança de *royalties* com uma variação entre 5% e 10% da produção.

edital de licitação de bacias de exploração. Em 1999, o ente regulador exigia uma qualificação técnica e patrimônio líquido menos restritivos em relação às bacias terrestres (PASSEGGI, 2010).

Segundo Zamith (2005), campos produtores pertencentes a grandes empresas e em fase declinante possuem forte tendência a serem gradualmente transferidos a empresas pequenas e médias, visto que as grandes empresas dão preferência a projetos com maiores potenciais econômicos. Os volumes declinantes da produção, em geral, se tornam inviáveis para a estrutura das grandes empresas petroleiras, surgindo oportunidades de criação de empresas locais, que poderão empregar na própria região, gerando um polo de dinamismo econômico.

Estas empresas de pequeno e médio porte não têm todo o ciclo do petróleo integrado, ou seja, não estão presentes em toda a cadeia da indústria, operam a custos mais baixos, têm perfil de risco diferenciado e são dotadas de maior flexibilidade (NETO, 2005).

Zamith e Santos (2007) entendem que pequenas e médias empresas possuem capacidade limitada de investimentos, e são impossibilitadas de assumirem os grandes riscos inerentes à atividade de maior rentabilidade característica da exploração em novas fronteiras exploratórias. Tais empresas de portes pequeno e médio possuem característica de alocar seus recursos onde há menores riscos exploratórios e onde necessitam investimentos mais modestos. Os contrapontos de se correr menores riscos são justamente as menores rentabilidades. E é justamente pela baixa atratividade de produção que as pequenas e médias empresas são atraídas pelos campos maduros.

Analisando as rodadas de leilões de campos marginais da ANP, em cada edital de rodada de licitação, foram estabelecidos limites e classificações não muito claros que definissem explicitamente o que é uma pequena e média empresa de petróleo, não havendo conceitos sólidos capazes de serem aplicados numa definição.

Não obstante essa ausência de uma definição clara, a fim de aumentar a participação de Empresas de Pequeno e Médio Porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no país, a ANP editou a Resolução 32/2014, na qual estabeleceu as seguintes definições¹⁰:

¹⁰ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Resolução ANP nº 32, de 5.6.2014 - DOU 6.6.2014.

[...]

II - Empresa de Pequeno Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador C¹¹ ou D pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 1.000 boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior;

III - Empresa de Médio Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador B¹² ou C pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 10.000boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior.

IV - Média Anualizada: é a produção acumulada de barris de óleo equivalente no ano dividida pelo número de dias deste mesmo ano.

Parágrafo único. Será necessariamente considerada como Empresa de Pequeno Porte a empresa que tiver qualificação como operador C e produção inferior a 1.000 boe/d de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior.

[...]

A definição de empresas de pequeno e médio porte da ANP é clara e será adotada neste estudo. Tendo em vista os campos terrestres brasileiros, como já foi citado e exibido na Figura 1, a maioria destes tem uma produção diária menor que 1000 barris. Considerar como empresa de pequeno porte e restringir as concorrências àquelas interessadas em produzir nestes campos com menos de 1.000 boe/d é incentivar a participação destas pequenas empresas nestes campos. Também é bastante plausível a definição de empresa média estabelecida pela ANP. São aquelas que produzem menos de 10.000 boe/d. Tal número representa uma empresa que possa se aventurar na produção de diversos campos pequenos, de baixa produção e, assim, chegar ao patamar de produzir os 10.000 boe/d.

A Tabela 2 resume a definição proposta pela ANP:

¹¹ Segundo o edital de licitações da ANP da 12ª rodada, operador C é qualificado para operar somente nos blocos situados em Terra, exceto nos blocos da Bacia de Acre-Madre de Dios.

¹² Também segundo o edital de licitações da ANP da 12ª rodada, operador B é aquele qualificado para operar nos blocos situados em Águas Rasas e em Terra.

Tabela 2 - Definição de pequena e média empresa

Tipo de empresa	Produção média anualizada	Classificação de operador
Pequeno Porte	Menor que 1.000 bep/d	C ou D
Médio Porte	Menor que 10.000 bep/d	B ou C

Fonte: ANP

Ainda de acordo com a ANP, a relação das Empresas de pequeno e médio porte (EPMs), que se enquadram na Resolução nº 132/2014, são as seguintes:

Tabela 3 - Empresas de pequeno porte

Empresa de pequeno porte
Alvopetro S.A Extração de Petróleo e Gás Natural
Cowan Petróleo e Gás S.A.
Egesa Engenharia S.A.
EPG Brasil Ltda.
Espigão Petróleo e Gás Ltda.
G3 Óleo e Gás Ltda.
Genesis 2000 Exploração e Produção de Hidrocarbonetos Ltda.
Imetame Energia Ltda.
IPI Oil Exploração de Petróleo Ltda.
Nord Oil & Gas S.A.
Nova Petróleo S.A. Exploração e Produção
Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda.
Panergy Petróleo e Gás Ltda.
Santana Exploração e Produção de Óleo e Gás Ltda.
Trayectoria Petróleo e Gás do Brasil Ltda.
UTC Exploração e Produção S.A.
Vipetro Petróleo S.A.

Fonte: ANP

Tabela 4 - Empresas de médio porte

Empresa de médio porte
Brasoil Manati Exploração Petrolífera S.A.
Chariot Brasil Petróleo e Gás Ltda.
HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.
OP Pescada Óleo e Gás Ltda.
Petra Energia S.A.
Recôncavo E&P S.A.
Severo Villares Projetos e Construções S.A.

Fonte: ANP

No Brasil, o que se percebe é que os campos de baixa produtividade (menores que 1.000 boe/d) são, em sua maioria, campos antigos, já atingiram seu ápice de produtividade e, atualmente, a produção vem caindo. Tais campos ainda podem apresentar boa rentabilidade e retorno financeiro aos seus operadores, desde que seus produtores tenham foco em otimizar a produção e reduzir custos. O retorno financeiro pode ser garantido ao longo dos contratos de concessão que podem durar até 35 anos. Estes campos são chamados de campos maduros e marginais, e são detalhados a seguir.

2.3 CONCEITO DE CAMPOS MARGINAIS E MADUROS

Ao buscar a definição de campo marginal, percebe-se que não existe apenas uma definição, mas sim vários e seguindo os mais diversos critérios, existindo três que são considerados os mais importantes. O primeiro deles é o critério geológico; o segundo, o econômico; e, o terceiro é o critério tecnológico.

A definição a seguir foi proposta por Luczynski (2002, p. 152):

a) Campos marginais definidos com base em critérios geológicos: correspondem a campos inseridos em uma ou mais estruturas geológicas que dificultam a sua exploração econômica. No entanto, a exploração econômica pode vir a ocorrer no futuro, isto é, se a tecnologia futura de exploração de petróleo permitir a sua recuperação em base rentável ao produtor.

b) Campos marginais definidos com base em critérios econômicos: quando o custo de extração (petróleo ou gás) é maior do que a expectativa do lucro a ser recebido com a venda, diz-se que o campo é marginal, independente da dotação da reserva, isto é, qualquer que seja a quantidade de recurso lá existente (milhões de barris ou de metros cúbicos). Os custos de extração podem ser elevados por não haver tecnologia adequada para fazê-lo dentro das condições econômicas reinantes, ou devido à complexidade do arcabouço geológico, acessibilidade, falta de recursos a investir no desenvolvimento da produção, ausência ou omissão de legislação e falta de incentivos à produção. Entretanto, estas dificuldades podem ser superadas via avanços tecnológicos, mudanças nas condições econômicas ou revisões legais.

Uma outra forma de definir um campo marginal é aplicar o princípio do limite econômico de produção, o qual é, basicamente, uma variação do retorno esperado versus o custo de extração. Diz-se que um campo atingiu o limite econômico de produção quando os custos de extração do recurso são equivalentes à expectativa de arrecadação (preço de venda), logo, deixa-se o petróleo ou gás no reservatório e a produção é encerrada ou abandonada. Em outras palavras, o campo torna-se “subeconômico”. Contudo, pode ser retomada no futuro se as condições econômicas ou tecnológicas assim o permitirem.

c) Pode-se também definir campo marginal de uma forma mais técnica. Seba (1998) diz que campo marginal é aquele capaz de produzir um retorno econômico ao explorador, desde que todas as técnicas, metodologias operacionais e análises estejam provadas como minimamente corretas. Ainda segundo o autor, a viabilidade econômica deste tipo de campo é muito dependente do preço do óleo ao longo da vida produtiva. Contudo, uma vez desenvolvido, pode-se determinar se é melhor continuar a produção ao invés de encerrá-la e abandonar o campo.

Diante das explicações técnicas, percebe-se que o ponto no tempo em que irá ocorrer o limite econômico de produção pode ser administrado de acordo com o tipo de produção e de duas formas. Na primeira delas, imagina-se que a recuperação de petróleo e/ou gás é primária, ou seja, depende apenas das diferenças de pressão reinantes entre o reservatório e a superfície, e não se cogita, por não ser interessante ou ainda carecer de recursos para tal procedimento, o emprego de técnicas de recuperação secundária. Neste caso, quando as condições de equilíbrio são atingidas, isto é, o recurso não é mais extraído via forças naturais, entende-se, então, que o campo atingiu o seu limite econômico de produção.

Já na segunda forma, quando cessam as forças naturais, o produtor entende que é o momento de empregar técnicas de recuperação secundária ou terciária. Isto faz com que o limite econômico de produção seja adiado para um instante futuro do tempo. Mesmo assim, o período

em que estava previsto o encerramento (futuro) da produção mais uma vez pode ser adiado, obviamente dependendo das condições econômicas e tecnológicas reinantes. Campos que não apresentam características econômicas favoráveis para as grandes produtoras podem ser viabilizados por companhias independentes, pois possuem necessidades menores de rentabilidade e custos indiretos menores (ZAMITH, 2005).

Discorrendo sobre campos maduros, da etimologia da Língua Portuguesa, um campo de petróleo maduro pode ser entendido como um campo plenamente desenvolvido, ou seja, com sua produção plenamente desenvolvida (FERREIRA, 2009).

Devido à continuidade de produção, o reservatório perde o volume de hidrocarbonetos que originalmente possuía, e, por consequência, acaba perdendo pressão, evoluindo para a situação de reservatório maduro. Com a utilização de técnicas de recuperação, busca-se o prolongamento da vida útil do reservatório. Nesse caso, o campo entra em sua fase de maturidade ou passa a ser conhecido como um campo maduro (DOS SANTOS JR, 2006).

Dos Santos Jr. (2006) cita que as técnicas de recuperação secundárias ocorrem pela alteração das condições naturais do campo, ou seja, para evitar o decaimento da pressão. Os mecanismos básicos de recuperação adotados são:

- Injeção de gás na cobertura de gás ou na zona de óleo;
- Injeção de água no aquífero ou na zona de óleo;
- Injeção de vapor buscando a diminuição da viscosidade dos óleos pesados.

Ainda segundo Dos Santos Jr. (2006), cabe o uso de mecanismos de recuperação terciária, que são alterações dos mecanismos básicos, utilizando técnicas mais sofisticadas como sistemas térmicos para alteração da viscosidade do fluido por meio da injeção de vapor ou combustão *in situ* ou, ainda, sistemas químicos, como a injeção de produtos que alteram as características químicas do óleo ou da rocha (acidificação).

Para Zamith (2005), a ANP define como maduras as regiões nas quais a produção se encontra em fase de declínio. Segundo a autora, para que o campo seja definido como maduro, ele precisa possuir de 40% a 60% de seus recursos *in situ*, mas se faz necessário o uso de técnicas de recuperação ou se faz necessária a perfuração de novos poços.

Outra característica relevante de um campo maduro é a grande produção de água presente. Com o avanço da vida útil do reservatório, a produção de água vai se superpondo à produção de petróleo, superando-a largamente com o avanço da maturidade. Esta característica ainda confere uma dificuldade adicional ao operador de um campo maduro, uma vez que a água não

pode ser descartada in natura no meio ambiente, requerendo tratamento ou reinjeção (GUIMARÃES, 2005).

Portanto, a maturidade de um campo decorre do regime de produção, independentemente do retorno econômico da produção. É considerado campo maduro aquele que produtividade encontra naturalmente em queda rumo à exaustão de sua reserva recuperável.

É importante frisar que nem todo campo marginal é de fato um campo maduro, todavia ocorre, em muitos casos, que a maturidade de um campo é acompanhada da declaração de campo marginal pela empresa concessionária.

No estado do RN, é bastante comum tal acontecimento. Como a extração de petróleo da bacia potiguar iniciou-se nos anos 50 com a Petrobras, muitos campos estão em operação por longos períodos. Como exemplo, o campo de Ubarana, na costa de Guamaré, está em operação desde 1976. O polo produtor do estado é bem explorado e é uma oportunidade para pequenos e médios produtores de petróleo buscarem ali campos marginais e maduros.

Os contratos de concessão de regiões com acumulações marginais e maduras, normalmente, são fixados em 15 anos, contados a partir da data de declaração de comercialidade do campo¹³.

2.4 RECURSOS, RESERVAS E VIABILIDADE ECONÔMICA

Os termos recursos e reservas de petróleo são fundamentais e bastante confusos. O termo RECURSOS se refere a todos os hidrocarbonetos presentes na crosta terrestre, tenha sido identificado ou não. O primeiro estágio da exploração do petróleo, então, é identificar estes recursos (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

Muitos destes recursos não são acessíveis à exploração, devido à falta de tecnologia existente. Dentro dos recursos acessíveis, é preciso identificar os recursos que são possíveis de ser recuperados pelo homem. Dentre todo o petróleo que pode ser recuperado pelo homem, há, ainda, a restrição tecnicamente factível, isto é, tecnicamente exigiria muito esforço para retirá-lo, mesmo sendo possível tecnicamente. Dentre o petróleo que é tecnicamente factível a sua extração, ainda é preciso avaliar se sua retirada é economicamente viável. (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

¹³ Minuta de contrato de concessão, disponibilizado no site da ANP, em http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_R13AM/minuta_do_contrato_R13-AM_30072015_vfinal.pdf. Acesso em 10/05/2016

Somente este petróleo acessível, identificado, tecnicamente e economicamente viável para ser extraído que é considerado como RESERVA. A seguir, a Figura 4 ilustra de forma simplificada os estágios que diferenciam reservas de recursos naturais.

Figura 4 - Dos recursos para as reservas.

Fonte: (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011)

Dentro de todas as reservas, são consideradas reservas provadas aquelas que são prováveis de serem produzidas (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

Pode-se perceber, então, que reserva é um conceito de mérito técnico-econômico. Muitas vezes, uma reserva pode não ser atraente para uma empresa, mas, ao passo que outras empresas, com custos operacionais mais baixos, ou, ainda, mais eficientes na operação de extração, um recurso natural pode ser transformado em reserva para esta empresa (ZAMITH, 2005).

2.5 HISTÓRICO BRASILEIRO DE LICITAÇÕES DE CAMPOS MARGINAIS

Desde a liberação do mercado de óleo e gás com Lei de Petróleo de 1997 até hoje, houve apenas três rodadas de licitações de áreas inativas contendo acumulações marginais¹⁴. Considerando os dados disponibilizados pela ANP no site oficial da entidade, há apenas 15 campos em fase de produção que são campos com acumulações marginais (ver Tabela 5).

Tabela 5 – Campos marginais em fase de produção

Bacia	Campo	Empresa
Camamu	Jiribatuba	Alvopetro
Camamu	Morro do Barro	ERG / Panergy

¹⁴ As áreas inativas contendo acumulações marginais é a denominação dada pela ANP para os campos maduros e áreas com acumulações marginais licitadas nas rodadas de licitações.

Bacia	Campo	Empresa
Espírito Santo	Crejoá	Central Resources
Espírito Santo	Rio Ipiranga	IPI
Potiguar	Chauá	Allpetro
Potiguar	Riacho Velho	Genesis 2000
Potiguar	Rio do Carmo	Proen
Potiguar	São Manoel	Arclima
Recôncavo	Araçás Leste	Egesa
Recôncavo	Bom Lugar	Alvopetro
Sergipe	Carapitanga	EPG Brasil
Sergipe	Cidade de Aracaju	Alvopetro
Sergipe	Foz do Vaza-Barris	Guto & Cacau
Sergipe	Tigre	Severo Villares
Tucano Sul	Sempre Viva	Oceania

Fonte: ANP, Campos na fase de produção – Etapa Produção. Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/?dw=1070>>. Acesso em 21/07/2016.

A primeira rodada de licitação de campos com acumulações marginais foi apenas no ano de 2005. Nessa oportunidade, foram oferecidas 17 áreas, 11 no estado da Bahia e 6 no estado de Sergipe, em 4 bacias terrestres. Foram habilitadas para participar do leilão 91 empresas, sendo que 53 apresentaram oferta e 16 sagraram-se vencedoras (14 individuais e 2 em consórcio). Destas 17 áreas ofertadas, 16 foram arrematadas, mas apenas 14 contratos foram assinados (ANP, 2005). A Tabela 6 resume os principais resultados do leilão.

Tabela 6- Resultados da primeira rodada de licitação de áreas com acumulações marginais.

Estado	Área ofertada	Vencedor	Bônus de assinatura
BA	Araçás Leste	Egesa Engenharia S.A.	R\$ 401,011.00
BA	Rio Una	SINALMIG Sinais e Sistemas e Programação Visual Ltda.	R\$ 51,233.00
BA	Bom Lugar	Geobras - Pesquisas Minerais Ltda.	R\$ 50,000.00
BA	Jacarandá	Alcom Comércio de Óleos Ltda	R\$ 279,999.00
BA	Fazenda São Paulo	Petrolab Industrial e Comercial Ltda.	R\$ 102,601.00
BA	Pitanga	Transportes Dalcoquio Ltda	R\$ 97,560.00
BA	Gamboia	Petrolab Industrial e Comercial Ltda.	R\$ 2,001.00
BA	Jiribatuba	Construtora Pioneira S/A.	R\$ 104,200.00
BA	Morro do Barro	Panergy Consultoria e Participações em negócios com energia Ltda.(30%) RG - Negócios e Participações Ltda. (70%)	R\$ 710,999.00
BA	Sempre Viva	Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. (34%) Logos Engenharia S.A. (33%) Delp Engenharia Mecânica Ltda. (33%)	R\$ 300,000.00
BA	Curral de Fora	-	-
SE	Cidade de Aracaju	Construtora Pioneira S/A.	R\$ 106,200.00
SE	Alagamar	C Foster	R\$ 10,000.00
SE	Foz do Vaza Barris	RAL Engenharia Ltda	R\$ 413,000.00
SE	Tigre	Severo & Vilares Projetos e Construções Ltda	R\$ 200,000.00

Estado	Área ofertada	Vencedor	Bônus de assinatura
SE	Carapitanga	Silver Marlin Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	R\$ 207,000.00
SE	Cidade de Pirambu	C Foster	R\$ 10,000.00
TOTAL			R\$ 3,045,804.00

Fonte: ANP, Primeira Rodada de licitações. Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/round1am/portugues_r1am/resultados.asp. Acesso em: 10/03/2016.

Com o sucesso da primeira rodada, a ANP decidiu realizar em 2006 a segunda rodada de licitação de campos marginais. A ANP pretendia motivar as pequenas e médias empresas a investir em produção de petróleo em bacias terrestres maduras, em que a infraestrutura para tratamento e transporte do petróleo e do gás natural já estava instalada.

A segunda rodada ocorreu em junho de 2006, com sendo oferecidas 14 áreas, sendo 3 na bacia de Barreirinhas, no estado do Maranhão, 8 na bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte e 3 na bacia do Espírito Santo, no estado de mesmo nome. Inicialmente, seriam oferecidas 21 áreas, mas, por restrições ambientais, foram excluídas 2 áreas na bacia Potiguar e 5 na bacia do Espírito Santo.

Na Segunda Rodada, foram habilitadas 55 empresas, sendo 29 novas entrantes, das quais 30 fizeram oferta e 10 venceram. Destas 10 empresas, 6 participaram da primeira rodada.

Do total de 14 áreas ofertadas, 11 foram arrematadas, sendo ofertado um total de R\$ 10.677.058 (dez milhões, seiscentos e setenta e sete mil e cinquenta e oito reais) em bônus de assinatura (ANP, 2006). A Tabela 7 resume os principais resultados do leilão.

Tabela 7- Resultados da segunda rodada de licitação de áreas com acumulações marginais.

Estado	Área ofertada	Vencedor	Bônus de assinatura
MA	Espigão	Panergy Consultoria e Participações em Negócios com Energia Ltda.	R\$ 1,115,550.00
MA	Oeste de Canoas	NGEPET Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda.(50%) e Perícia Engenharia e Construção Ltda.(50%)	R\$ 3,275,200.00
MA	São João	Rio Proerg Engenharia Ltda.	R\$ 4,237,500.00
RN	Carnaubais	-	-
RN	Trapiá	Proen Projetos Engenharia Comércio e Montagens Ltda.	R\$ 150,000.00
RN	Riacho Velho	Genesis 2000 Exploração e Produção	R\$ 500,000.00
RN	Rio do Carmo	Proen Engenharia e Manutenção	R\$ 51,100.00
RN	São Manoel	Arclima Engenharia Ltda.	R\$ 150,000.00
RN	Quixaba	-	-
RN	Porto do Mangue	Rio Proerg Engenharia Ltda.	R\$ 337,700.00
RN	Chauá	Sóllita Engenharia e Construção Ltda.	R\$ 105,000.00
ES	Crejoá	Koch Petróleo do Brasil Ltda	R\$ 114,008.00
ES	Rio Ipiranga	Cheim Transportes S.A.	R\$ 611,000.00
ES	Rio Barra Nova	-	-

Estado	Área ofertada	Vencedor	Bônus de assinatura
TOTAL			R\$ 10,647,058.00

Fonte: ANP, Segunda Rodada de licitações. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round2am/index.asp>. Acesso em: 10/03/2016.

A terceira rodada de licitação foi realizada em dezembro de 2015, sendo ofertadas 10 áreas para reabilitação da produção.

Tabela 8 - Resultados da terceira rodada de licitação de áreas com acumulações marginais. Fonte: ANP

Estado	Área ofertada	Vencedor	Bônus de assinatura
MA	São João	Oeste de Canoas (100%)	R\$ 227,300.00
ES	Lagoa do Doutor	Vipetro (100%)	R\$ 101,500.00
PR	Barra Bonita	EPG Brasil (100%)	R\$ 2,577,700.00
RN	Alto Alegre	Perícia (100%)	R\$ 67,750.00
BA	Bela Vista	Imetame (100%)	R\$ 260,000.00
BA	Riacho Sesmaria	Engepet (100%)	R\$ 267,750.00
BA	Paramirim do Vencimento	Newo (100%)	R\$ 251,700.00
BA	Fazenda Gameleira	Alvopetro (100%)	R\$ 283,000.00
BA	Iraí	Bildung (100%)	R\$ 211,501.00
TOTAL			R\$ 4,248,201.00

Fonte: ANP, Segunda Rodada de licitações. Disponível em http://www.brasil-rounds.gov.br/round_13AM/index.asp. Acesso em: 12/04/2016.

Na Tabela 9, é apresentado um resumo das três rodadas de licitação de campos com acumulações marginais.

Tabela 9 - Resumo das rodadas de licitação de campos marginais

Rodada de licitação	1ª	2ª	3ª
Ano	2005	2006	2015
Bacias abrangidas	4	3	6
Número de áreas oferecidas	17	14	10
Número de áreas arrematadas	16	11	9
Empresas participantes	91	55	23
Empresas ofertantes	53	30	14
Empresas vencedoras	16	10	9
Bônus de assinatura	R\$ 3,045,804.00	R\$ 10,647,058.00	R\$ 4,248,201.00

Fonte: Elaboração própria

O maior interesse despertado na primeira rodada de concessão de campos marginais é evidenciado na Tabela 9. Isso se deve ao número de áreas ofertadas na Bacia do Recôncavo e Tucano Sul, que já possuem um parque industrial de óleo e gás mais desenvolvido. Muitas das empresas independentes de petróleo também possuem operação no estado da Bahia, incentivando o leilão dos campos desta primeira rodada. A infraestrutura para tratamento e transporte da produção também é maior nestas bacias licitadas na rodada 1, justificando o maior interesse.

A última rodada, apesar de um menor número de empresas participantes, foi um sucesso, pois, das 10 áreas oferecidas, 9 foram arrematadas.

2.6 OFERTA DE ÓLEO: AS PRINCIPAIS COMPANHIAS INDEPENDENTES

Conforme já mencionado no capítulo 2.3, as áreas inativas contendo acumulações marginais licitadas pela ANP são aquelas que estão aquém do interesse econômico das grandes empresas petroleiras. São áreas com volumes de produção muito pequenas que não justificam o interesse das grandes empresas, mas são boas oportunidades de negócios para as empresas independentes¹⁵. Estas empresas são focadas diretamente na produção e não atuam nas áreas de refino, transporte e distribuição.

Com este modelo, as empresas independentes conseguem operar com custo operacional menor e têm capacidade de absorver as áreas devolvidas pelas grandes petroleiras, viabilizando a produção destes campos (ZAMITH, 2005).

Além das exigências previstas na Resolução ANP nº 32/2014 para se enquadrar como pequena ou média empresa de petróleo, já explicitados no capítulo 2.2, as empresas independentes devem possuir características fundamentais em questões operacionais e gerenciais para viabilizar a produção destes campos com acumulações marginais.

De acordo com PRATES (2004), estas empresas devem buscar eficiência com os seguintes aspectos:

- I. Baixo *overhead*. Administração superior próxima à área de operação e com experiência no negócio;
- II. Menos burocracia e processo decisório rápido;
- III. Habilidade de negociação direta dos contratos com prestadores de serviços e fornecedores, simplificando a tomada de preços;
- IV. Frequentes alianças com investidores regionais, fornecedores e mesmo com proprietários de terra;
- V. Dedicção ao(s) projeto(s); menor conjunto de poços para administrar, incentivos de performance para funcionários e utilização de tecnologias de recuperação custo-efetivas.

¹⁵ Termo utilizado por Zamith e Santos, 2007.

Para a recuperação do campo ser possível, Prates (2004) ainda afirma que é preciso o produtor independente contar com uma equipe técnica detentora de “conhecimento técnico profundo dos processos de recuperação e informação ou experiência em produção na bacia e no campo” e uma equipe gerencial com foco na eficiência, possuidora de conhecimento técnico, experiência na captação de recursos, e possuir ampla capacidade e competência de planejamento e negociação em relação à logística, ao mercado, aos governos locais, aos trabalhadores, aos fornecedores, aos sócios e aos capitalistas.

Prates (2004) ainda reforça a importância da inserção das companhias na comunidade local. Segundo ele, a produtora independente deve estar ciente dos impactos sociais, econômicos e políticos que a sua atuação pode gerar e, dessa forma, buscar maximizar os recursos. De maneira contrária, devem procurar minimizar os impactos operacionais nocivos ao ambiente, à cultura e à população local.

2.7 DEMANDA: LIMITAÇÃO DE VENDA PARA A PETROBRAS

A forma com que a indústria petroleira do Brasil se desenvolveu fez com que haja, atualmente, uma dependência muito grande da Petrobras nos diversos níveis da produção, desde o *upstream* até o *downstream*. A produção de campos em áreas com acumulações marginais, no ponto de vista de demanda, é praticamente toda vendida para apenas uma compradora, a Petrobras. Este fato é exposto pelo Sr. Santos Júnior, em entrevista realizada pelo autor e disponibilizada no APÊNDICE A – ENTREVISTAS.

Não há nenhuma obrigatoriedade legal que obrigue a Petrobras a adquirir a produção dos produtores independentes, sendo necessários interesses comerciais da estatal para que se estabeleçam contratos de compra e venda de petróleo e gás produzido.

Contudo, o óleo de boa qualidade pode facilmente ser transportado até a estação coletora de Ponta do Mel e vendido para a Petrobras. O preço pago pela Petrobras nos terminais é determinado, basicamente, em função das cotações internacionais do petróleo tipo Brent. Dependendo da qualidade do óleo, pode haver um fator de correção no preço. No caso dos produtores independentes, dificilmente, o óleo produzido será tratado pelo produtor, logo, ele é entregue muitas vezes com água ou sal associados, diminuindo o preço pago pela Petrobras.

A Petrobras, por ser uma empresa caracterizada como Sociedade Anônima, de capital misto e listada em bolsa de valores, segue regras de mercado. A empresa deve sempre buscar a melhor

rentabilidade para seus acionistas, inviabilizando qualquer forma de subsídio com relação à compra de óleo de produtores independentes. Caberia ao órgão regulador, ANP, criar incentivos para favorecer o desenvolvimento das pequenas e médias empresas, não utilizando a Petrobras como agente de políticas públicas.

Ainda de acordo com o entrevistado Santos Júnior, na região do RN, devido à distância das grandes refinarias e centros consumidores, a produção dos campos marginais deve ser vendida para a Petrobras, pois não há outra opção para os produtores na região.

2.8 A OSCILAÇÃO DAS COTAÇÕES INTERNACIONAIS DO PETRÓLEO

O petróleo, atualmente, representa 13% do PIB brasileiro¹⁶. De acordo com um estudo realizado por (MACHADO, 2004), a relação entre o PIB Petrolífero e o PIB Nacional está aumentando a uma taxa progressiva de 2,4% ao ano. Com esse aumento da participação do petróleo no PIB nacional, as oscilações das cotações no preço do barril do petróleo devem ser olhadas com atenção.

O preço do barril que, em setembro de 2014, era US\$ 98,39, sofreu uma acentuada queda fechando o ano de 2015 próximo dos US\$ 40,00. Uma série de fatores foram responsáveis por esse acontecimento. A utilização do fraturamento nos Estados Unidos, o aumento das exportações do Irã¹⁷, desde a suspensão das sanções, preocupações com o crescimento da China e o excesso de estoques dos EUA. O Gráfico 1 ilustra a variação das cotações internacionais do petróleo tipo Brent¹⁸ no período de janeiro de 2011 a dezembro de 2015.

¹⁶<http://www.petrobras.com/pt/magazine/post/participacao-do-setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro.htm>. Acesso em 08/07/2016.

¹⁷ Em janeiro/2016, chegaram ao fim as sanções econômicas aplicadas ao Irã. Com isto, o país pretende voltar a exportar e recuperar parte de seu mercado perdido, aumentando a oferta de petróleo.

¹⁸ A cotação Brent foi adotada como referência para transações comerciais de compra e venda de petróleo pela Petrobras.

Gráfico 1 – Evolução da cotação do barril do petróleo. Fonte: Elaboração própria com dados de <http://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>. Acesso em 10/07/2016

Com o preço do barril em baixa, o pagamento de *royalties* sobre a produção de petróleo para a União, estados e municípios somou R\$ 13,857 bilhões em 2015, segundo dados da ANP¹⁹. A arrecadação representa uma queda de 25% na comparação com 2014.

A produção de petróleo *onshore* também segue em queda pela Petrobras, refletindo em menores investimentos, empregos e impostos pagos pelo segmento. Em 2015, foram produzidos cerca de 150 mil barris/dia em campos *onshore*, uma queda de quase 50 mil barris diários na comparação com os quase 200 mil barris produzidos por dia em 2006. O Gráfico 2 mostra este cenário de queda de produção terrestre da Petrobras.

Gráfico 2 -Evolução da produção da Petrobras em campos terrestres

Fonte: Gustavo Gaudarde. Disponível em:

<<http://public.tableau.com/profile/gustavo.gaudarde#!/vizhome/Royaltiesnosmunicipios/Dashboard1>>.

Acesso em 10/07/2016.

¹⁹ <http://www.anp.gov.br/?dw=79083>. Acesso em 10/07/2016.

Em contrapartida, a produção de petróleo de outros operadores cresceu de 1191 barris/dia para 4.596 boe/d, como pode ser visto no Gráfico 3.

Gráfico 3 - Evolução da produção de outros operadores em campos terrestre

Fonte: Gustavo Gaudarde. Disponível em:

<<http://public.tableau.com/profile/gustavo.gaudarde#!/vizhome/Royaltiesnosmunicipios/Dashboard1>>.

Acesso em 10/07/2016.

Provavelmente, a alta dos preços do petróleo neste período pode ter favorecido este crescimento, porém a análise desta correlação está fora do objetivo deste trabalho. Tais dados corroboram com a ideia da exploração de campos *onshore* por pequenas e médias empresas, por terem um gasto menor com a retirada do petróleo, conseguiriam lucratividade nessas ações, prolongando a vida útil destes projetos.

O município de Macau, Rio Grande do Norte, é um exemplo dessa diminuição da produção de petróleo pela Petrobras nas regiões *onshore*. Houve uma queda de 40,5% entre 2014 e 2015 dos *royalties* repassados ao município e uma diminuição na produção de 6,5 mil boe/d entre os anos de 2006 e 2015. O Gráfico 4 mostra toda esta evolução:

Gráfico 4 - Evolução da produção de petróleo em Macau, RN

Fonte: Gustavo Gaudarde. Disponível em:

<<http://public.tableau.com/profile/gustavo.gaudarde#!/vizhome/Royaltiesnosmunicipios/Dashboard1>>.

Acesso em 10/07/2016

2.9 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL COM PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO

A indústria petroleira é de capital intensivo, demanda muito investimento para iniciar um projeto. Esta característica justifica a participação de um restrito número de empresas. A produção mundial é altamente concentrada nas grandes empresas. A maior delas, Saudi Aramco, produz 13% da produção diária mundial (Gráfico 5).

Gráfico 5 - Maiores produtores de petróleo no mundo.

Fonte: Statista (2016)

Juntas estas 10 maiores empresas produzem, aproximadamente, 62% da produção mundial de 90 milhões de barris diários²⁰.

Como é demandando capital intensivo, justifica-se a presença de empresas estatais entre as maiores. Estas empresas precisam de grandes volumes de produção para manter sua operação. Devido ao seu tamanho, estas empresas são mais ineficientes em comparação às empresas independentes privadas.

As empresas independentes são responsáveis por viabilizar projetos menores e estender a vitalidade da indústria. Alguns países possuem segmentos de produtores independentes bastante desenvolvidos, responsáveis por grande parcela da produção nacional. Em seguida, serão apresentados dois modelos neste sentido, que podem ser apontados como modelos para o Brasil: Canadá e Estados Unidos.

2.9.1 Caso dos Estados Unidos

De acordo com Zamith e Santos (2007), a produção vinda de poços marginais nos EUA representa 75% de toda a produção dos pequenos produtores, 60% das empresas de médio porte e 20% dos grandes operadores. Ainda segundo os autores, quase todas as empresas independentes apresentam poços inativos (fechados parcialmente, mas ainda não descomissionados). Nesse caso, elas podem apelar a créditos de programas que promovem a utilização de técnicas para aumentar a produção: *Enhanced Oil Recovery* (EOR) e *Improved Oil Recovery* (IOR). Tais incentivos são concedidos pela redução ou eliminação das *state severance taxes*.

Zamith (2005) cita que as empresas independentes norte-americanas respondem por cerca de 85% de todas as perfurações de poços de petróleo do país. Tais perfurações representam 65% da produção nacional de gás natural e 40% da produção de petróleo do país. Como escreve Prates (2004), os produtores norte-americanos realizaram um investimento em E&P de cerca de US\$ 52,9 bilhões em 2004. Nesse ano, ainda foram perfurados 36.321 poços, sendo grande parte de autoria das empresas independentes. Como comparação, Prates (2004) cita o Brasil e ressalta que, na história da exploração de petróleo em território brasileiro, foram perfurados cerca de 20 mil poços, mostrando a predominância da atividade *offshore*.

²⁰ Fonte IEA. Dado disponível em: <<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic>>. Acesso em 17/01/2016.

Para Zamith (2005), o sucesso das empresas independentes norte-americanas ocorre por estarem em um ambiente *onshore* muito competitivo. Tal cenário necessita a capacitação inicial no mercado interno para, posteriormente, se lançarem em mercados exteriores.

No mercado de produtores independentes dos EUA, coexistem as grandes companhias com as pequenas empresas familiares, que operam um pequeno número de poços. Segundo a *Independent Petroleum Association of America* (IPAA), o tempo de operação médio das empresas independentes gira em torno de 24,5 anos, em que trabalham, em média, 11 funcionários em expediente integral e dois em regime trabalhista de meio expediente. A produção totaliza uma receita bruta anual em torno de US\$ 4.000.000,00 e uma receita líquida anual próxima de US\$ 500.000,00. Mesmo a maioria destas empresas tendo um quadro de funcionários pouco superior a mais de duas dezenas de trabalhadores, elas são muito importantes para a economia do país, por serem numerosas.

Zamith e Santos (2007) ainda citam o estado do Texas, onde as áreas para E&P, além de inúmeras, são negociadas regularmente no mercado, ou seja, há uma diversificação dos indivíduos responsáveis pelos direitos de exploração e produção mineral. O exemplo do Texas mostra que privilegiando a inserção de pequenas e médias empresas gera-se um maior dinamismo mesmo em regiões bastante maduras (Zamith e Santos, 2007).

2.9.2 Caso do Canadá

A *Canadian Association of Petroleum* (CAPP) é o órgão governamental canadense responsável por elaborar políticas e sistemas regulatórios eficientes que atendam aos interesses da indústria, apoiar iniciativas de pesquisa e desenvolvimento, atuar como porta voz oficial da indústria, manter uma rede de comunicação no setor, buscar a melhor capacitação dos profissionais da indústria e recomendar taxas e políticas fiscais com o intuito de manter o setor de *upstream* da indústria de petróleo do Canadá competitiva internacionalmente.

De acordo com a CAAP (2016), para atrair e encorajar investimentos no país, o governo tem o dever de assegurar o acesso aos hidrocarbonetos em um período de tempo adequado para as companhias, garantido por melhorias no sistema regulatório, tornando-o mais eficaz e focado na melhor integração entre governos, empresas e órgãos reguladores. A indústria necessita, ainda, de acesso seguro aos mercados para venda de seus produtos, livre de intervenções do governo.

Finalmente, aponta a necessidade de políticas fiscais e regulatórias que garantam o Canadá economicamente competitivo em comparação a outras áreas produtoras ao redor do mundo, pois, assim como outros ramos da indústria canadense, o setor de *upstream* compete globalmente por investimentos (RODRIGUES, 2007).

De acordo com a CAPP, 95% do petróleo e gás natural do país foram explorados e produzidos pelas 150 companhias nacionais representadas pela associação²¹. Cento e trinta empresas parapetrolíferas²² também fazem parte da CAPP, propiciando uma melhor infraestrutura para o setor de exploração e produção de petróleo canadense.

O resultado do investimento e regulação na indústria de petróleo no Canadá é que, de 2000 a 2005, perfurou-se, anualmente, cerca de 20.500 poços, isso representa o dobro da média estabelecida na década de 90, em que se perfurou anualmente, 10.000 poços. Em 2014, segundo a CAPP, foram arrecadados pelo governo C\$ 17 bilhões em taxas e *royalties*, e o número de empregos gerados pela indústria petrolífera é de 500.000²³.

2.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo, a partir de revisão da literatura sobre campos marginais e maduros, foi possível constatar uma tendência de tratamento diferencial para esses tipos de áreas desde do ponto de vista técnico e econômico, até do fiscal, regulatório e político.

Esses campos ainda demonstram um potencial de exploração e desenvolvimento que é factível para empresas consideradas de pequeno e médio porte e, portanto, sua produção deve ser incentivada com a finalidade de possibilitar o desenvolvimento local.

Experiências de outros países, como Canadá e Estados Unidos, podem servir como ferramenta para que o Brasil incorpore aperfeiçoamentos em vista de atrair investimentos e com isso dar continuidade ao desenvolvimento desses campos.

²¹ <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/statistics/basic-statistics>. Acesso em 14/07/2016.

²² Empresas que fornecem serviços que são contratados por todas as companhias.

²³ <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/statistics/basic-statistics>. Acesso em 16/07/2016.

3 CARACTERIZAÇÃO DE ESTUDO DE CASO: PERFIL SOCIOECONÔMICO

3.1 INTRODUÇÃO

Para análise deste estudo, escolheu o estado do RN, por ser, historicamente, um grande produtor de petróleo em terra e por ser um estado carente de desenvolvimento, conforme será demonstrado neste capítulo. A área de exploração de petróleo na bacia Potiguar é localizada no Nordeste do Estado do Rio Grande do Norte.

O estado é dividido entre 167 municípios, sendo o grupo dos municípios produtores de petróleo composto por 15 municípios e os demais, não produtores, são 152 municípios. A relação completa de todos os municípios está disponível no ANEXO B – Índices dos municípios do RN. O mais antigo município produtor é o de Açu, fundado em 22 de julho de 1766. Há acumulações de petróleo tanto mar quanto terrestre. Os campos de petróleo se concentraram no Norte e Noroeste do estado, próximo à fronteira do Ceará, como pode ser visto no mapa da ANP (2005).

Figura 5 - Localização dos campos de petróleo no RN

Fonte: ANP – Sétima rodada de licitações, setores terrestres, bacia Potiguar

Com campos em águas rasas e campos terrestres, a região de Rio Grande do Norte está entre as maiores produtoras de petróleo do Brasil. O primeiro campo terrestre descoberto foi o de Ubarana, na costa de Guamaré, está em operação desde 1976. O volume de produção em campos terrestres no ano de 2015 foi de 17.240.168 boe, correspondendo à maior produção em terra do Brasil.

As fronteiras da Área do Petróleo Potiguar estão assim delimitadas: ao Norte pelo Oceano Atlântico; a Leste pelos municípios de Galinhos, Pedro Avelino, Afonso Bezerra e Ipanguaçu; ao Sul pelos municípios de Paraú, Campo Grande (Ex. Augusto Severo), Janduís, Patu, Olho d'água dos Borges, Umarizal, Riacho da Cruz, Itaú e Severiano Melo, e a Oeste pelo município de Baraúnas e o Estado do Ceará (Figura 5).

A região *onshore* do RN é uma importante produtora de petróleo do Brasil, produziu, no ano de 2015, em média, 47.300 barris equivalentes de petróleo (bep) diários. A produção anual nos últimos anos se manteve com uma ligeira queda ao longo dos anos, produzindo mais de 17 milhões de bep anualmente desde 2006 (Gráfico 6).

Gráfico 6 - Produção anual de bep em terra no RN

Apesar destes números de produção representarem apenas 3% da produção nacional de petróleo, o estado é o quarto maior produtor de petróleo do Brasil e o primeiro produtor de petróleo em terra. Todo este volume de petróleo pode ser uma fonte de recursos relevante para os municípios produtores, uma vez que o estado também possui expressivas reservas provadas de petróleo, e cujos índices econômicos e de desenvolvimento humano de seus municípios são deficitários.

Nesse sentido, Silva (2007) analisou o papel dos *royalties* nas finanças dos municípios produtores do RN. Costa (2012) fez estudo para municípios específicos do Rio Grande do Norte, dividindo-os em produtores e não produtores, particularmente, analisou os dados dos municípios da região Oeste com os da região Seridó potiguar.

A produção do estado é concentrada na Petrobras, que é responsável por mais de 97% da produção em campos terrestres no Brasil. Além da estatal brasileira, são quatorze empresas (ANP, 2015) que possuem concessões e, atualmente, produzem petróleo no RN (ver Tabela 10).

Tabela 10 - Empresas que atualmente produzem petróleo no RN

Petrogal	Petrosynergy
UTC Óleo e Gás	Central Resources
Phoenix Petróleo	Partex Brasil
Allpetro	Quantra
Aurizônia Petróleo	Genesis 2000
Proen	Sonangol Starfish
Arclima	OP Pescada

Fonte: ANP, Campos na fase de produção – Etapa Produção. Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/?dw=1070>>. Acesso em 21/07/2016

A ligeira queda da produção de petróleo pode ser justificada com o amadurecimento dos campos e a falta de investimentos na produção. De acordo com o coordenador geral do Sindicato dos Petroleiros do RN (Sindipetro RN), José Araújo, o problema é decorrente, principalmente, da falta de investimentos na busca de petróleo novo (MENNA, 2014).

O mapa a seguir mostra a localização dos diversos campos de petróleo do estado do Rio Grande do Norte. Nota-se, pelo mapa, que a região produtora abrange grande parte do Noroeste do estado.

Figura 6 - Campos de petróleo do RN. Fonte: IDEMA

A maioria destes campos, segundo o gerente geral de exploração e produção da Petrobras no RN e CE, Joelson Mendes²⁴, é de campos maduros, que já atingiram seu pico de produção no passado. Ainda segundo Mendes, com as técnicas de recuperação avançada de petróleo, é viável a tentativa de recuperar uma quantidade maior de petróleo nestes campos maduros.

²⁴ Entrevista realizada pelo blog Campos Marginais de Petróleo. Disponível em <http://camposmarginais.blogspot.com.br/2012/05/extracao-e-cada-vez-mais-dificil-no-rn.html>. Acesso em 31/01/2016.

Todos os dados coletados foram coletados do Atlas do Desenvolvimento Humano Municipal, que é uma plataforma de consulta aos dados referentes a diversos indicadores de renda, educação e saúde, permitindo mensurar o desenvolvimento humano e da desigualdade interna dos municípios, estados e regiões metropolitanas. Foram coletadas informações de três períodos distintos, nos anos de 1991, 2000 e 2010. Desta forma, é possível avaliar a evolução dos municípios ao longo das duas últimas décadas.

Os índices comparados são os seguintes:

- % da população com água encanada
- % da população com energia elétrica;
- IDH-M;
- Renda per capita;
- % de pobres;
- % de renda proveniente de trabalho.

A seguir, os municípios serão divididos em dois grupos: municípios produtores de petróleo e municípios não produtores. Para cada indicador listado acima, será calculada a média dos índices e chegar a uma média do grupo produtores de petróleo e média do grupo não produtores de petróleo.

Com estes números médios, pretende-se comparar os indicadores dos municípios produtores de petróleo em comparação aos municípios não produtores e com a média nacional para referência.

Todos os valores estão disponíveis no ANEXO B – ÍNDICES DOS MUNICÍPIOS DO RN.

3.2 RESERVAS DE PETRÓLEO DO RIO GRANDE DO NORTE

O Rio Grande do Norte é o terceiro estado do Brasil que possui a maior quantidade de reservas provadas²⁵ em terra no Brasil. São 229 milhões de barris de petróleo em terra no estado, de acordo com a ANP²⁶. O número de reservas totais²⁷ do estado chega a 326 milhões de barris.

Estes números mostram o potencial que a atividade petrolífera na região pode ter, uma vez que esta exploração no local pode elevar índices econômicos do estado, fato que será um dos motivos e justificativas do estudo a ser apresentado.

3.3 ASPECTOS ECONÔMICOS DOS MUNICÍPIOS DO RN

A área do petróleo Potiguar está localizada na parte Noroeste do Estado do Rio Grande do Norte sendo composta por 15 (quinze) municípios, sendo eles:

• Açu	• Guamaré
• Alto do Rodrigues	• Macau
• Apodi	• Mossoró
• Areia Branca	• Pendências
• Caraúbas	• Porto do Mangue
• Carnaubais	• Serra do mel
• Felipe Guerra	• Upanema
• Gov. Dix-Sept Rosado	

A Figura 7 mostra a localização de cada um deles:

²⁵ Quantidade de Petróleo que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, a partir de certa data, de Reservatórios conhecidos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo “razoável certeza” indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.

²⁶ ANP, Publicação dos dados de reservas de petróleo e gás natural do Brasil em 31/12/2013.

²⁷ O termo reservas totais refere-se à soma de reservas Provadas, Prováveis e Possíveis.

Figura 7 - Mapa dos municípios produtores de petróleo no RN

Esta região representa 24,8% do PIB do estado do RN e uma de suas principais atividades econômicas é a exploração e produção de petróleo e gás natural. Mossoró, maior município da região em destaque com 259.815 habitantes, é a segunda cidade mais populosa do RN e, também, é a cidade que mais produz petróleo em terra do Brasil (FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE, 2013).

Mossoró é o município que mais se destaca dentre os produtores de petróleo, com Índice de desenvolvimento humano municipal (IDH-M²⁸) considerado alto. O município também se destaca por ser o maior produtor de sal do país e um dos grandes exportadores de frutas, com destaque para o melão.

Os demais municípios potiguares, como podem ser vistos na Tabela 11, possui IDH-M piores, abaixo da média brasileira de 0,727 (PNUD, 2015).

²⁸ O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) é uma medida composta de indicadores de três dimensões do desenvolvimento humano: longevidade, educação e renda. O IDH-M brasileiro segue as mesmas três dimensões do IDH Global - longevidade, educação e renda, mas vai além: adequa a metodologia global ao contexto brasileiro e à disponibilidade de indicadores nacionais. Embora meçam os mesmos fenômenos, os indicadores levados em conta no IDH-M são mais adequados para avaliar o desenvolvimento dos municípios brasileiros.

As faixas de classificação de IDH-M são: Muito alto para índices maiores que 0,800; Alto para índices entre 0,700 e 0,799; Médio para índices entre 0,600 e 0,699; Baixo para índices entre 0,500 e 0,599; e Muito baixo para índices menores que 0,500.

Tabela 11 - Índice de Desenvolvimento Humano Municipal – IDH-M – 2010

Zona Mossoroense

Nº de ordem	Municípios	IDH-M	Nível	Posição no RN	Posição nacional
1	<i>Mossoró</i>	0,720	Alto	3	1301
2	<i>Areia Branca</i>	0,682		7	2386
3	<i>Alto do Rodrigues</i>	0,672		12	2621
4	<i>Macau</i>	0,665		13	2776
5	<i>Açu</i>	0,661		16	2870
6	<i>Apodi</i>	0,639	Médio	32	3312
7	<i>Caraúbas</i>	0,638		33	3333
8	<i>Felipe Guerra</i>	0,636		35	3378
9	<i>Pendências</i>	0,631		38	3469
10	<i>Guamaré</i>	0,626		43	3561
11	<i>Serra do Mel</i>	0,614		67	3820
12	<i>Upanema</i>	0,596		103	4238
13	<i>Governador Dix-Sept Rosado</i>	0,592	Baixo	107	4331
14	<i>Porto do Mangue</i>	0,590		116	4395
15	<i>Carnaubais</i>	0,589		118	4416

Fonte: PNUD / IPEA, 2010. Elaboração: FIERN (adaptado)

3.4 ÍNDICES DA QUALIDADE DA POPULAÇÃO DOS MUNICÍPIOS DO RN.

A seguir, são apresentados os resultados das médias dos indicadores de desenvolvimento econômico e social dos municípios do Rio Grande do Norte, divididos nos dois grupos de produtores e não produtores de petróleo. Cada indicador foi analisado separadamente.

3.4.1 População com acesso à água encanada

Gráfico 7 - % da população com água encanada

Fonte: PNUD, 2010

O índice do Gráfico 7 - % da população com água encanada representa a razão entre a população que vive em domicílios particulares permanentes com água canalizada para um ou mais cômodos e a população total residente em domicílios particulares permanentes multiplicado por 100. A água pode ser proveniente de rede geral, de poço, de nascente ou de reservatório abastecido por água das chuvas ou carro-pipa.

A evolução neste quesito ao longo dos últimos 15 anos no estado foi bastante significativa, mas ainda a região carece de investimentos e o acesso à água encanada é bem inferior à média nacional, estando 12 pontos percentuais abaixo da média brasileira. A diferença entre municípios produtores e não produtores com acesso à água encanada é tão baixa que não é possível afirmar neste item que a produção de petróleo pode influenciar um aumento neste indicador.

3.4.2 População com acesso à energia elétrica

Gráfico 8 - % da população com energia elétrica

Fonte: PNUD, 2010

O indicador do Gráfico 8, % da população com energia elétrica, representa a porcentagem da população com acesso à energia elétrica. Seu valor é calculado pela razão entre a população que vive em domicílios particulares permanentes com iluminação elétrica e a população total residente em domicílios particulares permanentes multiplicado por 100. Considera-se iluminação proveniente ou não de uma rede geral, com ou sem medidor. No ano de 2010, os municípios não produtores e produtores do RN possui valores praticamente idênticos e bem próximos da média nacional, na faixa dos 98%. Tais valores podem ser justificados pelo programa do Governo Federal de levar energia elétrica a toda população brasileira, o “Luz para Todos”²⁹.

3.4.3 Índice de desenvolvimento humano municipal

O IDH-M é uma medida composta de indicadores de três dimensões do desenvolvimento humano: longevidade, educação e renda.

²⁹ Programa Luz para Todos - <http://luzparatodos.mme.gov.br/>

Gráfico 9 – IDH-M

Fonte: PNUD, 2010

O indicador IDH-M representado no Gráfico 9 evidencia a grande diferença entre os municípios produtores e não produtores. Maior ainda é o degrau entre a média brasileira e os municípios do RN, o que evidencia a carência de qualidade de vida na região.

3.4.4 Renda per capita

Entrando nos indicadores referentes à renda, a razão entre o somatório da renda de todos os indivíduos residentes em domicílios particulares permanentes e o número total desses indivíduos é apresentado a seguir no Gráfico 10.

Gráfico 10 - Renda per capita

Fonte: PNUD, 2010

Os valores são apresentados em reais, base de cálculo de agosto de 2010.

O estado do RN está muito abaixo da média brasileira de R\$ 793,87. Os municípios produtores de petróleo possuem uma renda *per capita* em torno de 20% a mais do que os não produtores, superior em R\$ 66,18, contudo ainda estão abaixo da metade da média brasileira.

3.4.5 Nível de pobreza

A baixa renda da população caracteriza um efeito de elevação nos níveis de pobreza. A proporção dos indivíduos com renda domiciliar per capita igual ou inferior a R\$ 140,00 mensais é apresentada a seguir. O universo de indivíduos é limitado àqueles que vivem em domicílios particulares permanentes. Os valores são calculados em reais, com base em agosto de 2010.

Gráfico 11 - % de pobres

Fonte: PNUD, 2010

Há uma parcela da população significativa vivendo na pobreza no estado do Rio Grande do Norte. Como se nota nos dados do Gráfico 11, entre os municípios produtores de petróleo, mais de 28% da população encontra-se na categoria de pobreza. Esta parcela é quase o dobro da média nacional. O número de pobres na região ainda piora quando se trata somente dos municípios não produtores, o que pode sugerir uma falta de recursos nestes municípios.

3.4.6 Renda proveniente de trabalho da população

Por fim, o Gráfico 12 representa a porcentagem da renda da população que provém do trabalho. Os números equivalem à participação percentual das rendas provenientes do trabalho (principal e outros) na renda total do município. É possível notar que nos municípios em que há a produção de petróleo, há uma parcela maior referente ao trabalho na renda das famílias. Tal fato pode ser um indício que a indústria de petróleo é um incentivador ao trabalho nos municípios produtores e faz com que, nestes municípios produtores, a população possua um percentual na renda maior oriundo do trabalho.

Gráfico 12 - % de renda proveniente de rendimentos do trabalho

Fonte: PNUD, 2010

Nota-se que, a partir dos gráficos, é possível observar que os indicadores sociais, em geral, são melhores nos municípios em que há a produção de petróleo. Nestes municípios, há maior % de pessoas com água encanada e acesso à energia elétrica. Consequentemente, o índice de desenvolvimento humano municipal é maior nos municípios produtores de petróleo.

Outro ponto que chama bastante atenção é o percentual de pobres nos municípios. Onde há a produção de petróleo, há em torno de 10% a menos de população pobre em relação aos municípios não produtores.

A renda da população também provém percentualmente mais do trabalho da população nos municípios produtores, o que pode ser indício de que nestes municípios há maior quantidade de empregos e uma economia mais “aquecida”.

Esta análise é limitada por se fazer apenas da comparação entre os valores médios dos indicadores disponíveis e comparando índices de municípios produtores e não produtores, não fazendo uma investigação profunda de cada município.

3.5 RENDA DOS MUNICÍPIOS E PARCELA DE *ROYALTIES*

É preciso esclarecer que a Lei nº 9.478 de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, em seu artigo 45, estabelece quatro formas de participações governamentais nas rendas do petróleo:

- i) *Bônus de assinatura*, que corresponde ao valor pago pelo vencedor da licitação para ter o direito de explorar a área concedida;

- ii) *Royalties*, que correspondem a um percentual sobre o valor da produção;
- iii) *Participação especial*, prevista em casos de grande volume de produção e que incide sobre a receita bruta da produção, deduzidos custos operacionais, depreciação, investimentos, além do pagamento de *royalties* e de outros tributos;
- iv) Pagamento pela ocupação ou retenção de área, que é uma cobrança periódica pela utilização da área de concessão.

De acordo com o Decreto nº 2.705, de 1998, que regulamenta as participações governamentais previstas na Lei do Petróleo, das quatro modalidades de participação governamental nas rendas do petróleo, os *royalties* e a *participação especial* são entendidas como compensações financeiras, e são diretamente destinadas aos municípios e estados produtores. As demais formas de participação governamental têm seu destino definidos nos Art. 10 e Art. 28 do mesmo decreto são retidas pela União e pela agência reguladora, ANP.

Os *royalties* são entendidos como um pagamento de uma renda destinada aos municípios produtores em virtude da propriedade de um fator de produção não reproduzível (FREITAS, 2009). As alíquotas cobradas variam de 0% a 10%, dependendo do volume da produção, da localização do campo e do tempo de produção do campo.

Já aos municípios não produtores são beneficiados indiretamente com a produção de petróleo brasileira por meio do Fundo de Participação dos municípios. Parte substancial dos impostos federais recolhidos, e isto incluem os *royalties* e demais parcelas das rendas do petróleo, é recolhida aos cofres do Tesouro Nacional. Por força de dispositivos da Constituição Federal, há uma parcela deste Fundo previamente destinada aos Estados, ao Distrito Federal e aos municípios de acordo com a Lei do Petróleo (Lei 9.478 de 1.997) e às modificações posteriores (Lei 12.351 de 2010 e Lei 12.734 de 2012).

A partir dos índices demonstrados anteriormente e a comparação dos valores referentes aos municípios produtores e não produtores, é possível concluir que há um maior desenvolvimento e um perfil socioeconômico mais elevado nos municípios em que há a atividade de produção de petróleo.

Em todos os indicadores expostos anteriormente, os municípios do RN que possuem atividade de exploração de petróleo e gás natural, ao se considerar diversos indicadores de qualidade de vida e seus valores médios de acordo com o PNUD (2015), estão mais bem ranqueados do que os municípios não produtores.

Tal fato pode ser justificado com a compensação financeira que os municípios obtêm com a produção de petróleo. Ainda utilizando dados de PNUD (2015), verifica-se que uma grande

parcela das receitas dos municípios produtores, que possuem melhores indicadores socioeconômicos, vem de *royalties*.

Gráfico 13 - % de *royalties* nas receitas dos municípios

Fonte: Elaboração própria com dados de Inforoyalties (2015)

Ao longo dos últimos 15 anos, os repasses por meio de *royalties* e compensações financeiras aos municípios produtores representaram mais de 15% das receitas, com um pico no ano de 2003, em que os *royalties* representaram mais de 28% das receitas. A atividade de exploração de petróleo pode ser um incremento significativo nas receitas destes municípios. Em valores absolutos, a receita em *royalties* e compensações financeiras aos municípios do RN chegaram a um montante de R\$ 1.660.762.581,00 entre os anos de 2000 e 2012.

A partir dos dados apresentados, é possível fazer uma relação direta entre a obtenção das rendas do petróleo pelos municípios e a elevação de indicadores sociais.

Dos 15 municípios produtores, apenas um tem IDH-M maior que 0,693, enquanto 10 municípios ficam abaixo de 0,624. A média brasileira é de 0,727, o que mostra que os municípios em questão possuem um grande déficit de desenvolvimento humano.

Figura 8 - Índice de desenvolvimento Humano Municipal

Fonte: PNUD, 2010

Média	Mediana
0,637	0,636
Variância	Desvio Padrão
0,001	0,038

Gráfico 14 - IDH-M dos municípios produtores

Fonte: PNUD, 2010

Como se pode verificar, grande parte dos municípios da região produtora de petróleo do RN está situada na faixa de IDH-M considerado **médio**.

Incentivar a produção de petróleo e gás natural na região é direcionar mais *royalties* e distribuição renda para estes municípios, podendo gerar benefícios que permita a melhoria nos índices de qualidade de vida da população do RN.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Para avaliar a correlação entre a arrecadação referente à produção de petróleo e indicadores de progresso, foram apresentados diversos números que refletem a situação econômica e social dos municípios produtores de petróleo do RN em comparação aos municípios não produtores. A partir dos números e gráficos foi possível comparar diversos índices que mostram a atual situação dos municípios do RN.

A partir desta comparação foi possível deduzir que o incremento de renda oriundo da atividade de exploração de petróleo nos municípios produtores é um fato que se correlaciona com o desenvolvimento local, permitindo o uso de recursos financeiros para promover melhores condições sociais para a respectiva população.

Sendo assim, o estímulo da produção de campos maduros e marginais nessa região pode possibilitar a melhoria de indicadores socioeconômicos estudados ao longo desse capítulo.

4 METODOLOGIA

4.1 INTRODUÇÃO

A metodologia de estudo utilizada para análise das dificuldades que as pequenas e médias empresas de petróleo encontram para entrar no setor de petróleo no Rio Grande do Norte foi dividida em três fases.

A primeira etapa foi realizar entrevistas exploratórias semiestruturadas. Nestas entrevistas, perguntas referentes ao tema foram destinadas a algumas pessoas com grande experiência no setor de produção *onshore* Petróleo. A partir das entrevistas, as hipóteses puderam ser confirmadas por depoimentos das entrevistas.

Na segunda fase, realizou-se um estudo de viabilidade econômica do desenvolvimento de um campo marginal de petróleo, por meio do método de fluxo de caixa descontado, considerando dados das rodadas de leilão de campos marginais, realizadas pela ANP nos últimos 10 anos

A terceira e última parte, a partir do estudo econômico, foi feita uma análise de sensibilidade nos diversos parâmetros que podem influenciar no resultado da operação e possível sucesso de um projeto de campo marginal. Para isto, foi criada, por meio da ferramenta de fluxo de caixa descontado, uma simulação que explora os conceitos de rentabilidade de campo marginal, considerando as oscilações no preço do barril de petróleo, permitindo analisar a viabilidade destes empreendimentos e identificar as maiores dificuldades financeiras do projeto.

Com esta análise de sensibilidade das diversas variáveis, foi possível fazer um elo entre as barreiras econômicas identificadas e, se numericamente, por meio do resultado de Valor Presente Líquido (VPL) do fluxo de caixa, e pode-se notar a influência destas barreiras em um empreendimento típico.

Tendo como base as possíveis barreiras identificadas, foram discutidos aspectos que possam comprovar que alterações ou incentivos na produção de campos marginais, podem viabilizar diversos projetos neste segmento e trazer benefícios não somente aos municípios produtores de petróleo, mas também ao país.

4.2 BARREIRAS ECONÔMICAS

As barreiras econômicas são aquelas classificadas como restrições ligadas a questões econômicas e financeiras. Pode-se considerar neste grupo de barreiras, as restrições tarifárias e não tarifárias às importações de equipamentos destinados à produção; restrições cambiais, que possam dificultar os processos de importação e exportação; intervenção do estado sobre a tarifação e consequente preços para o petróleo e seus derivados; e outros eventos macroeconômicos, como, por exemplo, a instabilidade do país, insegurança de investimento, inflação ou, até mesmo, o cenário mercadológico de petróleo pode se tornar desfavorável por um longo período de tempo (FERREIRA, 2009).

Sendo a extração do petróleo uma atividade de alto risco e que demanda grandes investimentos, um capital muito intensivo, as pequenas e médias empresas também enfrentam muitas dificuldades ao tentar empréstimos e financiamentos, normalmente inviabilizando seus projetos.

4.2.1 Tarifas de importação

De acordo com BOOZ&CO (2012), a legislação do Brasil, importações de bens ficam sujeitas à incidência do Imposto de Importação (II), do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), da Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS), estes de ordem federal, e do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre a Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), de competência estadual.

Caso a importação envolva o uso de transporte marítimo, ocorre, ainda, a incidência do (AFRMM), de cunho federal.

Contudo, como tal rigidez não se justifica em uma série de operações, ou pode ser excepcionada caso o importador adote mecanismos, previstos em lei, para garantir a transparência das operações realizadas, além de assegurar a possibilidade de fiscalização posterior, existem inúmeros tratamentos tributários especiais, orientados ao estímulo a operações promovidas por setores específicos ou que tenham por objeto determinados bens. Esse é o caso, por exemplo,

dos ex-tarifários³⁰ e dos regimes aduaneiros especiais, caso do REPETRO³¹, dentre outros (BOOZ&CO, 2012).

De acordo com Zamith e Santos (2007), o regime fiscal especial do REPETRO para o setor petrolífero não surtiu efeito para pequenas empresas; pois as áreas de exploração terrestre não são contempladas com a isenção fiscal à importação temporária de equipamentos.

Recentemente, entretanto, houve a revogação dessa disciplina por força da Instrução Normativa RFB nº 844, de 9 de maio de 2008, que deu nova feição ao REPETRO. A inaplicabilidade do REPETRO às atividades *onshore* era, seguramente, um dos pontos mais criticados pelos pequenos e médios produtores no que concerne aos aspectos fiscais que envolvem a atividade (PASSEGGI, 2010).

Ainda de acordo com Passeggi (2010), o impacto da nova disciplina se mostra positivo nas atividades da exploração de campos maduro-marginais, uma vez que, pela grande amplitude do rol de bens admitidos, estará, agora, apto a abranger os bens utilizados para a exploração em terra.

4.2.2 Controle estatal dos preços

A condição atual de comercialização da pequena produção dos produtores independentes inviabiliza a indústria. A Petrobras, no seu poder de comprador monopolístico, estabelece descontos supostamente atribuídos à qualidade do óleo e repasse de ineficiências no seu processo logístico que chega a deduzir dos produtores até US\$ 20,00/bbl em um ambiente de preços na faixa de US\$ 30,00/bbl, inviabilizando a produção, reduzindo a possível arrecadação de *royalties* e tributos pelas diversas instâncias federativas (MACIEL, 2016).

4.2.3 Instabilidade do país

Investimentos que exigem um retorno prolongado, como a exploração de campos maduros, necessitam de contratos em ambientes de segurança jurídica. O momento político que o Brasil

³⁰ O regime de ex-tarifário objetiva a redução temporária da alíquota do imposto de importação de bens caso não haja produto nacional semelhante é aplicável para bens de capital, e de informática e telecomunicações.

³¹ Regime Aduaneiro Especial de Importação e Exportação de Bens destinados às Atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural (REPETRO) foi instituído pelo Decreto nº 3.161, de 02.09.1999, com previsão de vigência até 31.12.2020. Atualmente, ele se encontra previsto no Decreto 6.759, de 05.02.2009

presença traz uma insegurança institucional. O maior problema para os investidores é a confiança. Como disse Zamith e Santos (2007), a Petrobras beneficia-se do silêncio regulatório da ANP, da ausência de regras claras, e da própria instabilidade do país, que inibem outros investidores.

4.2.4 Dificuldade de crédito

Os investimentos realizados pelas empresas independentes que atuam em campos terrestres até o momento têm sido substanciais, apesar da inexistência de linhas de fomento direcionadas para o segmento. A grande maioria dos recursos financeiros para investimento no setor provém de aportes de acionistas das próprias empresas. A indisponibilidade de linhas de financiamento para fazer frente ao momento de expansão de oportunidades poderá dificultar o desenvolvimento da atividade, sendo, portanto, imperioso que novas formas de financiamento sejam viabilizadas para fazer frente às suas necessidades de investimento (MACIAL, 2016).

A dificuldade de se obter linhas de crédito especiais para a operacionalidade dos campos é devido aos bancos de investimentos vincularem o financiamento às garantias não adequadas ao porte dos pequenos produtores independentes. Isso se aplica ao financiamento de equipamentos específicos, os quais não podem contar com modalidades de *project finance*, pois as demandas não estão garantidas (ZAMITH e SANTOS, 2007).

4.2.5 Participação governamental

As participações governamentais estão estabelecidas na Lei do Petróleo e foram regulamentadas pelo Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Estão previstas no contrato de concessão as seguintes participações governamentais, dispostas no edital de licitação:

1. Bônus de assinatura;
2. *Royalties*;
3. Participação especial; e
4. Pagamento pela ocupação ou retenção da área (ZAMITH e SANTOS, 2007).

4.2.6 Pagamento aos proprietários de terra

O pagamento aos proprietários da terra consta, também, do contrato de concessão de bloco localizado em terra, cujo valor corresponderá a um percentual variável entre 0,5% e 1% da produção de petróleo ou gás natural (ZAMITH e SANTOS, 2007).

4.3 DESENVOLVIMENTO HIPOTÉTICO DE UM CAMPO MARGINAL

Os campos marginais em estágio avançado de exploração deixam ser financeiramente interessantes para as grandes petroleiras diante do volume de seus negócios. Estes projetos, ao longo do tempo, passam a ser pouco rentáveis, logo, sua atratividade é interessante apenas para empresas menores, as quais operam com custos mais baixos ou dominam tecnologias específicas, tornando a exploração destes campos comercialmente viável.

Haja vista o exemplo dos Estados Unidos, onde mais de seis mil empresas independentes respondem por cerca de 54% (ano referência 2010) da produção de petróleo *onshore* (perto de 3 milhões de barris por dia), garantindo cerca de 400 mil empregos diretos e US\$ 69,2 bilhões repassados ao Estado em forma de *royalties* (IPAA, 2015).

Um projeto típico de revitalização de um campo maduro será realizado a seguir, por meio de um modelo que simula o fluxo de caixa descontado para um empreendimento típico.

A análise leva em consideração a produção de um campo com vida útil de 10 anos. As simulações e premissas, por sua vez, são feitas considerando um campo real, com parâmetros para investimentos valores médios praticados na região do RN, e o valor do barril do petróleo e do dólar mais atual.

Dentre os principais dados considerados, destacam-se:

- Investimentos realizados para revitalização do campo;
- Custos com bônus de assinatura de contrato;
- Custos de infraestrutura;
- Custos de manutenção e operação do empreendimento.

Tais custos são detalhados a seguir. Após as primeiras simulações do fluxo de caixa, serão feitas algumas análises de sensibilidade alterando-se os preços do petróleo e os custos de capital, formando diferentes cenários econômicos.

A partir do resultado da análise, pretende-se responder a viabilidade econômica de tais empreendimentos e a possível rentabilidade absorvida pela população local, por meio de empregos diretos e *royalties*, o que justificaria o incentivo de repasse destes campos as pequenas e médias produtoras de petróleo.

Para isso, serão avaliados o VPL, *payback* e a taxa interna de retorno (TIR) do empreendimento.

O empreendimento adotado no modelo foi escolhido considerando os dados reais disponibilizados pela ANP que contemplaram a primeira e a segunda rodada de licitação de campos maduros e áreas com acumulações marginais, ocorridas, respectivamente, em 2005 e 2006.

4.3.1 Definição teórica da análise a ser utilizada

A avaliação determinística de um projeto de investimento é, principalmente, uma questão de comparação dos fluxos de caixa recebidos e desembolsados. A técnica pela qual isso é feito é conhecida como fluxo de caixa descontado. Ela envolve a aplicação de coeficientes aos fluxos de caixa que ocorrem em diferentes anos para que possam ser comparados (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

Ainda de acordo com BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE E SANTOS (2011), a análise do fluxo de caixa descontado, ou VPL, é fundamental para verificar a viabilidade econômica de um empreendimento.

O processo de avaliação econômica leva em conta os fluxos de caixa futuros do negócio e representa a capacidade de geração de caixa do negócio ao longo dos anos. Este é um método quantitativo e objetivo que permite valorar o valor do negócio de forma clara e relativamente simples (DAMODARAN, 2012).

De acordo com Damodaran (2012), a base do modelo de fluxo de caixa descontado é a regra do valor presente, em que o valor de qualquer ativo é o valor presente dos fluxos de caixa esperado que o ativo gera.

$$Valor\ da\ empresa = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t}$$

Onde,

n= tempo do ativo

CF_t = Fluxo de caixa esperado no período t

TIR = Taxa interna de retorno

A definição de valor da empresa, então, é a soma de dinheiro que esta empresa pode gerar ao longo dos anos, mas como se estivesse imediatamente disponível para gastar hoje (DAMODARAN, 2012).

Um dado projeto, que seja independente de qualquer outro, será realizado se o VPL for positivo. Na escolha entre projetos mutuamente exclusivos, aquele com o maior VPL será o escolhido (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

4.3.2 Taxa interna de retorno (TIR)

A Taxa de retorno é uma taxa hipotética que é aplicada para trazer todos os fluxos de caixa ao valor presente e representa o quanto o projeto traz de rentabilidade em relação aos investimentos (WOOLLEY, 2009).

A taxa interna de retorno de um projeto é o valor da taxa de desconto que iguala o VPL do projeto a zero. Quando o seu valor é único, em particular para um “projeto simples” (isto é, fluxos de caixa negativos seguidos por fluxos de caixa positivos), este parâmetro é equivalente à taxa máxima à qual as receitas do projeto podem remunerar o capital investido sem que o projeto incorra em prejuízo (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

Ainda segundo os autores, a TIR é equivalente a checar se a taxa de retorno do projeto é maior do que a taxa de desconto ou se o seu VPL é positivo. Comparativamente, os cenários hipotéticos apresentados no decorrer do texto são considerados melhores quanto maior for a Taxa Interna de Retorno.

4.3.3 Payback

O *payback* é o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado e que todos os fluxos de caixa são suficientes para gerar uma TIR igual a zero (WOOLLEY, 2009).

Segundo BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS (2011), o *payback* é um critério empírico usado pela indústria do petróleo, particularmente em face de grandes incertezas: risco

comercial, alto risco político, risco tecnológico etc. De acordo com os autores, seu cálculo pode ser iniciado a partir do período inicial de exploração e serve como um bom parâmetro para formalização do desejo de não realizar projetos cuja rentabilidade dependa de fluxos de caixa que vão além de uma determinada data a partir da qual se torna difícil fazer previsões.

4.3.4 Sensibilidades

São cálculos do projeto considerando diferentes premissas. A análise de sensibilidade responde a cenários caso alguma premissa adotada varie ao longo do tempo, sempre de forma individual, como, por exemplo, o preço do barril de petróleo. Cada análise de sensibilidade gerará uma própria TIR e *payback* específico (WOOLLEY, 2009).

Análises de sensibilidade são, usualmente, indispensáveis na avaliação econômica. Elas implicam analisar como a rentabilidade de um projeto varia em resposta às mudanças nas hipóteses relativas aos diferentes componentes do cálculo do fluxo de caixa, tais como, no caso do desenvolvimento de um reservatório de hidrocarbonetos: o custo de capital, o preço do petróleo e/ou do gás, o tamanho das reservas recuperáveis, as regras tributárias etc. (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

Ainda de acordo com BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS (2011), é frequente a análise de sensibilidade apresentar uma combinação de casos favoráveis e desfavoráveis, em que a decisão não possa ser tomada. Para projetos de certos tamanhos, a análise pode ser realizada numa fase mais adiantada, associando-se probabilidade a cada um dos vários resultados.

Para a presente pesquisa, serão feitas simulações de diferentes cenários, objetivando analisar a viabilidade econômica de um empreendimento hipotético de um campo marginal de petróleo na bacia potiguar. Com isso, analisaremos alguns cenários onde será possível avaliar a variação do preço do barril de petróleo, em três cenários de preços, bem como, a previsão de produção de petróleo dos reservatórios para três cenários produtivos.

4.3.5 Premissas iniciais

As simulações de viabilidade econômica de revitalização de um campo maduro levam em consideração algumas premissas que buscam simplificar as simulações e aproximá-las dos casos reais.

A primeira premissa adotada é que há uma garantia na comercialização do petróleo, ou seja, toda a produção gerada no empreendimento pode ser vendida a preço de mercado, considerando, para isso, a cotação do barril de petróleo mais atual. Normalmente, as produtoras de petróleo no Brasil possuem contratos de longo prazo de venda de petróleo com a Petrobras, considerando o preço de venda dos barris a média das cotações Brent do mês anterior ao pagamento. Este valor médio, então, é multiplicado pelo volume de venda e, sobre ele, aplica-se um fator de correção em função do grau API do petróleo entregue (NOVAES, 2010).

Outra premissa adotada é que, no investimento inicial do empreendimento, não há empecilhos jurídicos ou ambientais que onerem o custo de investimento inicial. Como são campos que já eram operados pela Petrobras, há uma tendência a não haver impedimento na disponibilização destes campos por parte das agências reguladoras e órgãos ambientais (SIQUEIRA, 2010).

Também foi adotado que a qualidade do petróleo não necessita de um fator de correção, que poderia depreciar ou incrementar o preço de venda do barril. No presente trabalho, se adotou o petróleo tipo Brent sem fatores de correção (NOVAES, 2010).

Por fim, a análise considera que estes poços possuem histórico de produção, não sendo considerada alguma anomalia na produção e, portanto, um baixo risco exploratório.

4.3.6 Variação do preço de petróleo adotada

Para cada nível de produção, serão estabelecidas três perspectivas de preços para o barril de petróleo para um período de dez anos, a partir de 2016. Para a realização da análise, foram escolhidas três projeções de preços de petróleo:

- 1) Projeção de preços altos;
- 2) Projeção de referência;
- 3) Projeção de preços baixos.

Todas as projeções de preços do barril de petróleo tiveram como base o relatório da EIA (2016), considerando o petróleo do tipo Brent.

Os valores para as projeções de petróleo são os seguintes:

Gráfico 15 - Projeções de preços do barril de petróleo

Fonte: EIA (2016)

Os valores estão disponibilizados na Tabela 12 a seguir:

Tabela 12 - Valores das projeções dos preços futuros de petróleo

ANO	Preços altos (US\$/bbl)	Referência (US\$/bbl)	Preços baixos (US\$/bbl)
2016	135.00	71.07	51.57
2017	140.00	76.35	51.93
2018	143.19	76.25	53.08
2019	146.40	77.69	55.55
2020	148.61	79.13	57.70
2021	152.69	81.29	59.32
2022	156.47	83.64	61.00
2023	160.33	86.09	62.04
2024	164.92	88.60	62.98
2025	169.25	91.13	64.22

4.3.7 Variação da produção de petróleo considerada

Para os dados de entrada para análise referentes à produção de petróleo, foram colhidas informações diretamente do banco de dados de exploração e produção – BDEP. Esta base de dados permite coletar o histórico da produção de petróleo e gás natural por campo de petróleo.

Foram, então, escolhidos 10 campos marginais que tiveram produção significativa nos últimos anos. A escolha dos campos teve como base a seleção dos campos que foram arrematados na primeira e na segunda rodada de leilão de campos marginais de petróleo, realizadas nos anos de 2005 e 2006.

Os campos escolhidos foram:

• Araçás Leste	• Bom Lugar
• Carapitanga	• Cidade Aracaju
• Crejoá	• Jiribatuba
• Pitanga	• Riacho Velho
• Rio Ipiranga	• Tigre

A partir da produção de petróleo destes campos, nota-se, pela análise desses dados, que a duração da produção média de um campo marginal gira em torno de 8 a 10 anos. Portanto, foi escolhido o período de dez anos para a realização das simulações.

Em seguida, os dados de produção foram todos colocados como data de início no mesmo período (ano 1). Todos os perfis de produção dos campos selecionados, então, estavam na mesma base de informação. A partir destes perfis de produção, obteve-se a média da produção destes campos, obtendo a curva média de produção dos campos marginais do Brasil, que foram leiloados nas rodadas 1 e 2.

De acordo com a produção de petróleo dos campos, foram estabelecidos três perfis referentes à produção de petróleo:

- Produção otimista - Alta produção. Este perfil de produção foi representado pelo campo de Tigre. Este campo, ao longo dos últimos anos, foi o campo marginal arrematado nas rodadas 1 e 2 que mais produziu petróleo nos últimos 10 anos³².
- Produção pessimista - Baixa produção. Este perfil de produção foi representado pelo campo de Riacho Velho, por ser o campo daqueles selecionados que menos produziu petróleo.
- Produção média – Considera a produção média dos campos marginais em produção. Levou-se em conta a média da produção de petróleo de todos os campos presentes nas rodadas 1 e 2, ignorando os campos de produção irrelevante, e feita uma média anual de barris produzidos. Com estes dados históricos, foi possível fazer o ajuste de uma curva de produção a uma função exponencial dos dados.

³² Dados da ANP

Os modelos de produção podem ser vistos no Gráfico 16.

Gráfico 16 - Produção de petróleo considerada para estudo de fluxo de caixa

Fonte: elaboração própria

Esta consideração de curva exponencial traduz melhor a situação real da curva de produção, uma vez que ela é mais atenuada na parte final (BRAUNS, GUBITOSO, *et al.*, 2010). Os dados para confecção da curva estão disponíveis na Tabela 13.

Tabela 13 - Dados correspondentes aos diferentes níveis de produção de petróleo

Ano	Produção otimista (bbl/d)	Produção média (bbl/d)	Produção pessimista (bbl/d)
1	34.37	16.10	4.68
2	34.39	11.92	3.05
3	33.28	8.83	2.37
4	31.05	6.54	1.93
5	27.69	4.85	1.6
6	23.21	3.59	1.33
7	17.6	2.66	1.11
8	10.87	1.97	0.93
9	3.1	1.46	0.76
10	0	1.08	0.61

Tomou-se, então, a curva de produção média como base para calcular o valor dos VPLs no momento de realizar as sensibilidades das variáveis em questão.

Em geral, os campos de petróleo se iniciam na fase de testes e exibem um aumento abrupto de produção para atingir o *plateau*³³, que é mantido por muitos anos, dependendo da extensão do campo. O declínio da produção até o campo se tornar esgotado é, geralmente, lento (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

Contudo, como se vê na prática e ainda corroborando com o mundo real, segundo Zamith e Santos (2007), existe a possibilidade da reversão da curva de declínio de produção de campos marginais por meio da reativação de áreas e poços que se encontram fechados, e do trabalho de intervenção nos poços de baixa produtividade.

Nos campos maduros, como já era esperado e fora ilustrado anteriormente na Figura 3, é possível perceber, a partir dos dados de produção disponibilizados pelo BDEP um perfil de produção muito particular, em que a produção logo que se inicia atinge níveis altos e vai decaindo com o tempo. Este fato se dá por serem jazidas que já estavam em processo de produção no passado e somente foram desativadas pelo antigo produtor.

4.3.8 Variação da produção de água

O mesmo raciocínio exposto anteriormente para estimar a produção de petróleo foi seguido para estimativa da produção de água. É preciso considerar a produção de água nestes campos devido a sua influência direta no custo operacional. De acordo com informações colhidas em entrevistas, o custo de descarte de água é em torno de R\$ 25,00 / m³³⁴.

A produção média de água foi obtida a partir da média das produções de água dos campos marginais em estudo. A partir desta média, foi possível ver a relação entre o volume de água produzida e o volume de óleo produzido nos últimos 10 anos.

Em média, os campos selecionados produziram, ao longo dos 10 últimos anos, o total de 3424 m³ de óleo e 3392 m³ de água. É praticamente uma relação 1:1. Este perfil foi considerado como o mais provável.

O campo de Jiribatuba foi adotado como referência para o perfil pessimista, uma vez que o volume de água produzido é 330% o volume de óleo produzido. A produção de água do campo

³³ Pico de produção

³⁴ Informação obtida através de entrevista com o Sr. Renato Tocantins, especialista em extração de óleo em campos marginais e maduros no RN.

de Araçás Leste representa o cenário otimista, pois gerou de água nos últimos 10 anos 20% da produção de óleo.

A variação da produção média de água ao longo dos anos de produção nos campos marginais é exposta a seguir no Gráfico 17.

Gráfico 17 - Produção de água nos campos marginais selecionados

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

Já o Gráfico 18 ilustra a razão entre a produção de água dos campos marginais e a produção de óleo. Os três cenários foram definidos para variar o custo operacional da operação.

Gráfico 18 - Razão da produção de água e produção de petróleo nos campos marginais

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

4.3.9 Custo médio do capital do empreendimento

O capital usado por uma companhia se subdivide em capital próprio (patrimônio líquido) e capital de terceiros (empréstimos). Chamaremos o custo desses dois elementos combinados de custo do capital. É importante não confundir com o custo do investimento (sísmica exploratória, poços, plataformas, dutos etc.), que é também chamado de custo de capital (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

4.3.10 Custos e despesas operacionais

Os custos são os gastos totais relacionados às operações de uma unidade de produção. Os custos operacionais podem ser classificados tanto pela sua natureza (pessoal, serviços, suprimentos) quanto pelo seu propósito (produção, manutenção, segurança etc.) (BRET-ROUZAUT, JEAN-PIERRE e SANTOS, 2011).

Para o presente trabalho, os custos e as despesas operacionais estimados estão de acordo com estimativas colhidas pelas informações divulgadas pela Petrobras, por consulta a profissionais da área de *upstream* em terra e também por dados de trabalhos similares.

O custo de extração, ou *lifting cost*, é o custo operacional médio da extração de cada barril de petróleo. Foram levados em conta para os valores de custos de produção os dados médios de custo de extração internacional. Estes custos variam de acordo com a produção, visto que os custos operacionais estão relacionados:

- À facilidade com que o gás, o óleo, o óleo pesado etc., podem ser extraídos;
- Ao tamanho do campo;
- À situação geográfica (e.g., *onshore* ou *offshore*);
- À região (deserto, selva, ártico, zonas temperadas etc.);
- À quantidade de água produzida em conjunto;
- À localização do campo para entrega da produção até o local de recebimento.

A partir de dados públicos disponíveis no portal do investidor da Petrobras, é possível verificar que o custo médio de extração ao longo dos anos veio crescendo, acompanhando a elevação do preço do barril. Nos últimos 3 anos, o *lifting cost* caiu, acompanhando a cotação do barril.

Para a avaliação econômica deste trabalho, adotou-se como custo de extração o valor de US\$ 8,03/ barril de petróleo, valor médio internacional de 2015³⁵.

Gráfico 19 - Evolução do custo de extração de petróleo

Fonte: Portal do Investidor Petrobras. Disponível em

/http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/custos-e-tributos>. Acesso em 04/07/2016.

³⁵ Portal do Investidor da Petrobras, destaques operacionais, página de custos. Disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/custos-e-tributos>. Acesso em 04/07/2016.

As despesas operacionais foram levantadas também para ser contabilizado no fluxo de caixa descontado. As despesas de operação são referentes à manutenção de equipamentos, à segurança patrimonial, a despesas com pessoal, a despesas com veículos, a despesas de bens de consumo, como água, energia, telefone, e demais custos de um escritório.

Estas despesas operacionais foram contabilizadas em função da produção, num valor total de US\$ 10/bbl (informação pessoal)³⁶.

4.3.11 Investimentos

Para estimar o investimento inicial necessário para a exploração do campo maduro, foram levados em conta vários custos: É preciso reforçar que a análise deste trabalho é um estudo conceitual e as premissas adotadas buscam de forma simplificada representar o valor mais próximo da realidade.

Participação no leilão da ANP, incluindo inscrição, aquisição de pacote de dados, para permitir envios de propostas, totalizando um valor de R\$ 3.000,00. O valor adotado teve como referência o valor da taxa de participação da 13ª rodada de licitação para o setor da bacia Potiguar.

Bônus de assinatura de contrato. Este valor foi considerado como a média dos valores de bônus de assinatura pago pelas empresas vencedoras referente ao arremate dos campos das rodadas 1 e 2 de campos marginais que são objeto de estudo deste trabalho (ver item 4.3.7). O valor médio do bônus de assinatura foi de R\$ 496.598,63; sendo que o campo de São João teve o maior bônus de assinatura, no valor de R\$ 4.237.500,00; e o campo de Bom Lugar foi o que teve a menor oferta de bônus de assinatura, no valor de R\$ 50.000,00.

Para estimar os custos iniciais a serem aportados em um projeto de revitalização de um campo marginal, foi levado em conta o Programa de Trabalho Inicial exigido pela ANP para o arremate de campos nestas rodadas de leilão.

O Programa de Trabalho Inicial (PTI) corresponde ao conjunto de atividades relacionadas à avaliação da área inativa com acumulação marginal a ser executado pela concessionária e os valores mínimos que serão investidos. O programa de trabalho inicial deverá ser obrigatoriamente cumprido durante a fase de reabilitação (ANP, 2015).

³⁶ TOCANTINS, R. Informações recebidas em entrevista via e-mail em 11 de julho de 2016.

Para o presente trabalho, estabeleceu-se que o programa de trabalho inicial apresentou uma média de 426 Unidades de Trabalho (UT), isso representa um investimento médio de R\$ 4.260.000,00. Para encontrar este número, foi feita uma média entre os valores de PTI apresentados pelas empresas vencedoras nos campos presentes nas rodadas 1 e 2. Nesse conjunto, o campo de Morro do Barro teve o maior valor, 1386 UTs ou R\$ 13.860.000,00 e o campo de Crejoá, o valor mínimo, 90 Uts ou R\$ 90.000,00.

A Tabela 14 apresenta os investimentos e seus respectivos valores em Unidades de Trabalho que as empresas apresentaram para compra dos campos, como previsto nos editais das rodadas 1 e 2. Cada campo recebeu um valor total em UT representando todas as atividades necessárias. Tendo em vista que de acordo com a ANP, 1 UT equivale a R\$ 10.000.

Tabela 14 - Programa de trabalho inicial estipulado pela ANP

	Atividade	Unidades de Trabalho (Número de UTs)
AT1	Restauração de poço produtor e instalação de equipamento de elevação - Produção a partir do(s) antigo(s) horizonte(s) produtor(es) (*)	30
AT2	Restauração de poço produtor e realização de teste de longa duração durante a Fase de Avaliação – Produção a partir do(s) antigo(s) horizonte(s) produtor(es) (*)	30
AT3	Restauração de poço para uso como injetor – Intervalo(s) correspondente(s) ao(s) antigo(s) produtor(es), no poço de injeção (*)	20
AT4	Restauração de poço para realização de testes	15
AT5	Restauração de um ou mais horizontes injetores, além dos correspondentes aos antigos produtores	10
AT6	Canhoneio e teste de um ou mais horizontes produtores, além dos antigos intervalos produtores	10
AT7	Instalação de sistema de separação trifásica (óleo, gás e água)	30
AT8	Instalação de sistema de separação óleo/água	15
AT9	Instalação de sistema de separação gás/líquido	15
AT10	Instalação de sistema de coleta e armazenamento de petróleo	15
AT11	Faturamento ou acidificação de um intervalo produtor/injetor	10
AT12	Implantação de sistema de descarte da água produzida na Fase de Avaliação	15
AT13	Implantação de sistema para aproveitamento do gás associado produzido na Fase de Avaliação	6

Fonte: ANP - edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão - Sétima rodada de licitações, 2005

Tabela 15 - PTI oferecido para os campos arrematados nas rodadas de leilão de AM 1 e 2

Campos das Rodadas 1 e 2	PTI (Em Uts)
ARAÇAS LESTE	240
BOM LUGAR	525
CARAPITANGA	378
CHAUÁ	116
CIDADE ARACAJU	630
CREJOÁ	90

Campos das Rodadas 1 e 2	PTI (Em Uts)
JIRIBATUBA	756
MORRO DO BARRO	1386
PITANGA	225
RIACHO VELHO	116
RIO DO CARMO	116
RIO IPIRANGA	266
SÃO JOÃO	656
SÃO MANOEL	186
SEMPRE VIVA	126
TIGRE	1005
Média	426

Fonte: ANP – Resultados dos leilões de licitações para a outorga dos contratos de concessão - Rodadas de licitações 1 e 2, 2005 e 2006

Ademais, o PTI engloba o aspecto temporal (prazos em anos), físico (descrição das atividades) e financeiro (investimento mínimo a ser realizado por atividade), de forma que não escapa à ideia de “cronograma físico-financeiro”. Pelas suas características, também não pode deixar de ser considerado um “programa geral de trabalho”, expressão extremamente abrangente (Passeggi, 2010).

Investimento para reforma do campo. Investimentos necessários para reformas e reparos de equipamentos quando o projeto está já em execução. Foi levado em consideração que, na metade da vida útil do empreendimento, será necessário investir 1/3 do investimento inicial para revitalizar os equipamentos, manutenção de máquinas, etc.

Custo de descomissionamento do campo é levado em consideração no último ciclo do fluxo de caixa, quando a empresa deve devolver o campo e retirar toda seus equipamentos e produção do local. Foram estimados um total de 10% do valor do investimento inicial para descomissionamento.

4.3.12 Modelo de tributação

A produção de petróleo no Brasil é taxada com impostos, tributos e *royalties*, descontadas diretamente da receita da produção. Foram consideradas as alíquotas estabelecidas no contrato de concessão de áreas inativas com acumulações marginais para reabilitação de produção de petróleo³⁷.

³⁷http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_R13AM/modelo_contrato_R13-AM_18092015_vfinal.pdf

A opção do regime de tributação afeta o cálculo dos seguintes tributos: IRPJ, CSL, PIS e COFINS. Uma das possibilidades é o Lucro Presumido, neste regime, a apuração do IRPJ e da CSL tem por base de cálculo uma margem de lucro pré-fixada pela legislação, de acordo com a atividade da empresa. Nesse caso, fica dispensado o cálculo do lucro efetivamente auferido em sua atividade, exceto o derivado de situações específicas (ex.: ganho de capital, ganhos com aplicações financeiras etc.).

Na opção pelo regime do Lucro Real, o empreendedor deverá calcular o IRPJ e a CSL sobre o lucro efetivamente auferido. As empresas que adotam este regime, com algumas exceções, deverão calcular o PIS e a COFINS pelo regime não cumulativo. A alíquota total nessa situação é de 9,25%, sendo 1,65% para PIS e 7,60% para COFINS, sobre o faturamento e do valor apurado, a empresa poderá descontar créditos calculados com base em diversos fatores (valor dos insumos adquiridos, montante da depreciação de ativos, consumo de energia elétrica etc.).

Por outro lado, quem opta pelo Lucro Presumido contribui com 0,65% de PIS e 3,00% de COFINS, que deverão ser apurados pelo regime cumulativo, no qual a alíquota total é de 3,65% sobre o faturamento e não há direito ao abatimento de créditos.

Para uma empresa que apresente poucas despesas, o Lucro Presumido se mostra mais vantajoso. Já quando se gasta mais com despesas, descontadas do cálculo, é melhor para a empresa optar pelo Lucro Real, pois acaba gastando menos com PIS e COFINS³⁸.

Algumas empresas devem, obrigatoriamente, optar pelo regime do Lucro Real em razão da atividade que exercem (ex.: instituições financeiras, *factoring*) ou de auferirem receita bruta anual superior a R\$ 48 milhões.

Dessa forma, é mais vantajoso para a atual pesquisa a utilização do Lucro Presumido, visto que se trata da análise de pequenas e médias empresas, que possuem poucas despesas e receita bruta anual inferior a R\$ 48 milhões. Também devido à simplificação dos cálculos, a alíquota de PIS e COFINS no lucro presumido é menor, o que gera maiores receitas líquidas nos casos analisados.

Estes valores foram diretamente descontados do valor de venda do petróleo que leva os seguintes componentes em sua composição:

1. Parcela de desconto referente à produção:

³⁸<http://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/lucro-real-ou-presumido-qual-o-melhor,fac8a0b77d29e410VgnVCM1000003b74010aRCRD>. Acesso em 20/07/2016

- a. *Royalties* de 5% em relação ao faturamento bruto;
 - b. Despesas com proprietários de terra de 0,5% do faturamento bruto.
2. Parcelas referentes a demais impostos, com base em tributação de lucro presumido.
- a. Retenção de área de R\$ 310,50/km²/ano;
 - b. Impostos diretos
 - i. PIS: 0,65% da base de cálculo do faturamento bruto;
 - ii. COFINS: 3,00% da base de cálculo do faturamento bruto;
 - c. Imposto de renda – alíquota de 15% sobre a base de cálculo presumida mais adicional de 10%;
 - d. Contribuição social – alíquota de 9% sobre a base de cálculo de 12% da receita bruta da venda de bens e serviços.

Como os campos marginais não são considerados campos de alta rentabilidade ou alta produção, não há o desconto de 1% do faturamento bruto destinado à pesquisa e ao desenvolvimento³⁹.

4.3.13 Apresentação do fluxo de caixa

Como exposto anteriormente, o fluxo de caixa leva em consideração os investimentos, receitas e custos de todo o empreendimento ao longo de sua duração. Os fluxos positivos representam os resultados positivos da operação, em que as receitas com a venda da produção subtraídas dos custos operacionais são maiores que zero. Os fluxos negativos são aqueles em que há maior gasto do que receita no período, normalmente ocorrendo nos períodos iniciais de investimentos e períodos finais de encerramento do poço.

A Figura 9 ilustra o esquema do mecanismo de fluxo de caixa para análise do VPL do projeto.

As receitas vão decrescendo com o passar dos anos porque a produção efetivamente cai devido ao esgotamento do poço.

³⁹ Manual da ANP – P&D – Investimento em pesquisa e desenvolvimento para petróleo, gás natural e biocombustíveis. Disponível em <www.anp.gov.br/?dw=40038>. Acesso em 15/07/2016.

Figura 9 - Esquema de fluxo de caixa

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo, apresentou-se a metodologia do trabalho que consistiu em estudo de viabilidade econômica do desenvolvimento de um campo marginal de petróleo, através do método de fluxo de caixa descontado, considerando dados das rodadas de leilão de campos marginais, realizadas pela ANP nos últimos 10 anos.

Realizou-se, também, entrevistas exploratórias semiestruturadas, com vistas a levantar as dificuldades que as pequenas e médias empresas de petróleo encontram para entrar no setor de petróleo no Rio Grande do Norte foi dividida em três fases.

Ainda, foi feita uma análise de sensibilidade nos diversos parâmetros que podem influenciar no resultado da operação e possível sucesso de um projeto de campo marginal, e através do resultado de VPL do fluxo de caixa, pretende-se apontar e analisar nos resultados, a influência destes dois indicadores em um empreendimento típico.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 FLUXO DE CAIXA DESCONTATO DOS CENÁRIOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS

Nas simulações, utilizou-se do método de fluxo de caixa descontado, para tais hipóteses, foi selecionado, por meio de consulta aos dados disponíveis pela ANP, o volume de produção dos campos marginais que foram leiloados nas rodadas 1 e 2.

5.1.1 Cenários de análise

Todo este estudo de viabilidade será feito tomando os valores em dólares, portanto, os valores foram convertidos tomando como referência a cotação de R\$ 3,40 por dólar, vigente no período da realização dos fluxos de caixa. A conversão se faz necessária pela normalidade da utilização de valores em dólar nos mercados internacional e de venda da produção nacional.

O intuito de se obter os diferentes cenários é devido às incertezas da indústria do petróleo, no que diz respeito à volatilidade do preço do barril de petróleo e ao nível de produção dos campos marginais após a reabertura do poço. Serão apresentados, a seguir, nove cenários diferentes para termos uma ideia geral da viabilidade dos campos para a pequena e média empresa.

Os cenários serão compostos da seguinte forma, de acordo com a combinação entre variação da projeção de preços e variação do perfil de produção.

Tabela 16 - Cenários de análise

	Alta produção	Produção média	Baixa produção
Preços altos	Cenário 1	Cenário 4	Cenário 7
Preços referência	Cenário 2	Cenário 5	Cenário 8
Preços baixos	Cenário 3	Cenário 6	Cenário 9

Para cada cenário, será realizado um fluxo de caixa do empreendimento, obtendo os respectivos valores de *payback*, TIR e VPL, a uma taxa de desconto de 15% ao ano.

5.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO DOS CENÁRIOS

5.2.1 Cenário 1 – Preços altos e produção otimista

O primeiro cenário apresenta a simulação mais favorável ao projeto, pois foram adotados dados de entrada para o modelo valores mais otimistas, como o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de alta produção e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados mais elevados. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR) de: 88,3 %
- 2) *Payback* de 13 meses
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ 3.481.000,00

Tabela 17 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 1

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-1,399	1,260	1,316	1,308	1,253	670	983	767	487	144	-140
Saldo de caixa acumulado	-1,399	-139	1,177	2,486	3,738	4,409	5,392	6,159	6,647	6,791	6,651

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

Analisando os critérios utilizados para avaliação do empreendimento, verificamos que o cenário simulado possui a melhor viabilidade financeira, pois apresenta o maior VPL, um *payback* com menor tempo e TIR mais elevado.

5.2.2 Cenário 2 – Preços altos e produção média

Para o segundo cenário, foram adotados como dados de entrada do modelo, o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de alta produção e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados de referência. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR) de: 31,8 %
- 2) *Payback* de 29 meses
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ 682.000,00

Tabela 18 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 2

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-1,399	556	615	595	569	54	452	356	229	68	-140
Saldo de caixa acumulado	-1,399	-843	-228	367	936	990	1,442	1,799	2,027	2,096	1,956

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

Os critérios utilizados para avaliação do empreendimento demonstram que o cenário simulado possui viabilidade financeira, pois apresenta VPL positivo, um *payback* com tempo menor que o período do contrato e TIR positivo.

5.2.3 Cenário 3 – Preços altos e produção pessimista

O terceiro cenário apresenta a simulação em que se adotou, como dados de entrada para o modelo, perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de alta produção e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados mais baixos. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR) de: 9,8 %
- 2) *Payback* de 66 meses
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ -245.000,00

Tabela 19 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 3

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-1,400	342	346	347	349	-136	289	229	145	43	-140
Saldo de caixa acumulado	-1,400	-1,058	-713	-365	-16	-152	137	365	510	553	413

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

Os critérios utilizados para avaliação do empreendimento demonstram que o cenário simulado não possui viabilidade financeira, pois apresenta VPL negativo, um *payback* demorado e TIR baixa.

5.2.4 Cenário 4 – Preços de referência e produção otimista

O quarto cenário simula a situação em que foram adotados, como dados de entrada para o modelo, o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de referência e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados mais elevados. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR) de: 20,9 %

- 2) *Payback* de 27 meses
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ 133.000,00

Tabela 20 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 4

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-1,119	574	444	338	257	-179	148	113	86	66	-61
Saldo de caixa acumulado	-1,119	-546	-102	236	493	313	462	575	661	727	666

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

Os critérios utilizados para avaliação do empreendimento demonstram que o cenário simulado possui viabilidade financeira, pois apresenta VPL positivo, um *payback* com tempo menor que o período do contrato e TIR positivo.

5.2.5 Cenário 5 – Preços de referência e produção média

O quinto cenário mostra a simulação em que foram tomados, como dados de entrada para o modelo, o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de referência e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados de referência. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR): negativa
- 2) *Payback*: não há
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ -665.000,00

Tabela 21 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 5

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-1,119	253	207	154	117	-284	68	53	41	32	-88
Saldo de caixa acumulado	-1,119	-866	-659	-505	-388	-672	-604	-551	-510	-479	-566

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

Seguindo os critérios utilizados para avaliar o empreendimento, verifica-se que o cenário simulado demonstra ser inviável financeiramente, pois apresenta VPL negativo e uma TIR inviável, apesar do *payback* ser menor que o tempo do contrato.

5.2.6 Cenário 6 – Preços de referência e produção pessimista

O sexto cenário apresenta a simulação em que foram adotados, como dados de entrada para o modelo, o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de referência e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados mais baixo. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR): negativa
- 2) *Payback*: não há
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ - 932.000,00

Tabela 22 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 6

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-1,119	156	117	90	72	-316	44	34	26	20	-97
Saldo de caixa acumulado	-1,119	-964	-847	-757	-685	-1,002	-958	-924	-898	-878	-974

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

A análise dos critérios utilizados para avaliar o empreendimento sugere que o cenário simulado demonstra ser inviável financeiramente, pois apresenta o VPL mais negativo da pesquisa, uma TIR inviável e *payback* elevado.

5.2.7 Cenário 7 – Preços baixos e produção otimista

O sétimo cenário apresenta a situação simulada em que foram estabelecidos, como dados de entrada para o modelo, o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de baixa produção e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados mais elevados. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR): negativa
- 2) *Payback*: não há
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ - 515.000,00

Tabela 23 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 7

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-701	172	117	94	78	-400	57	49	42	36	-110
Saldo de caixa acumulado	-701	-529	-412	-318	-240	-640	-583	-534	-492	-456	-566

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

De acordo com os critérios adotados para avaliação do empreendimento, verifica-se que o cenário simulado demonstra ser inviável financeiramente, pois apresenta VPL negativo e uma TIR inviável.

5.2.8 Cenário 8 – Preços baixos e produção média

O oitavo cenário representa a situação em que se adotou, como dados de entrada para o modelo, o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de baixa produção e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados de referência. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR): negativa
- 2) *Payback*: não há
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ - 707.000,00

Tabela 24 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 8

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-701	76	55	43	36	-343	27	23	20	17	-97
Saldo de caixa acumulado	-701	-625	-570	-527	-491	-834	-807	-784	-764	-747	-844

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

Verifica-se, pela análise dos critérios adotados, que o cenário simulado demonstra ser inviável financeiramente, pois apresenta VPL negativo, uma TIR inviável e um *payback* demorado.

5.2.9 Cenário 9 – Preços baixos e produção pessimista

O cenário nove apresenta a simulação mais pessimista, em que foram estabelecidos, como dados de entrada para o modelo, o perfil de produção de petróleo do campo com uma curva de baixa produção e a projeção de preço do barril do petróleo com valores esperados mais baixos. Os seguintes resultados foram obtidos:

- 1) Taxa interna de retorno (TIR): negativa
- 2) *Payback*: não há

3) Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ - 708.000,00

Tabela 25 - Resumo do fluxo de caixa para cenário 9

Análise Anual Valores em R\$ mil	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Caixa gerado no período	-701	47	31	25	22	-214	17	15	13	11	-61
Saldo de caixa acumulado	-701	-654	-623	-598	-576	-789	-772	-757	-744	-733	-794

A tabela completa do fluxo de caixa está disponível no APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DOS CENÁRIOS DE ESTUDO.

De acordo com os critérios adotados para avaliação do empreendimento, verifica-se que o cenário simulado demonstra ser inviável financeiramente, pois apresenta VPL negativo, uma TIR inviável e um *payback* maior que o período de produção.

5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE PARÂMETROS

Os cálculos deste capítulo exibem como é o comportamento da variável VPL em função da quantidade de barril de petróleo produzida ao longo do projeto. O valor presente líquido é o parâmetro adotado neste trabalho para tomada de decisão num empreendimento de óleo e gás; Foram escolhidas algumas premissas que podem ter alterações de valores ao longo do tempo e refletir no resultado do VPL. As seguintes premissas foram escolhidas para as análises de sensibilidade:

- Cotação do barril do petróleo, variando de cenário otimista, pessimista e referência;
- Cotação do dólar, variando de US\$ 2,00 a 4,00;
- Parcela de royalties cobrada pelo governo, variando de 0,5% a 5%;
- Investimentos iniciais necessários, variando entre valores altos, médios e baixos;
- Custo de produção, variando entre custos altos, médios e baixo.

Para esta avaliação, adotou-se como referência a curva (ver item 4.3.7) que representa a produção média dos campos marginais em atividade que foram leiloados nas rodadas 1 e 2 de campos marginais. Esta curva média foi então deslocada para níveis maiores e menores de produção, podendo projetar o VPL em função da produção de barril para cada premissa que pode ser variável ao longo do tempo.

A taxa de desconto adotada para as sensibilidades foi de 15% ao ano, que é uma taxa conservadora, dado o cenário brasileiro de juros altos.

Os seguintes valores foram considerados para produção total, que geram as curvas de produção exibidas no Gráfico 20.

Tabela 26 - Dados de produção total considerado para análise de sensibilidade

Curva de produção	Produção total (bbl)
Curva 1	4307
Curva 2	10768
Curva 3	21536
Curva 4	32304
Curva 5	40919
Curva 6	51687
Curva 7	60301
Curva 8	71069
Curva 9	79683
Curva 10	90451
Curva 11	99066
Curva 12	122756
Curva 13	139984
Curva 14	159367
Curva 15	183057
Curva 16	204593

Gráfico 20 - Curva padrão de produção adotada

Tendo como base estas curvas de produção, foram calculados os VPL para três cenários de cada premissa adotada no estudo.

5.3.1 Variação do VPL em relação ao preço da cotação do barril de petróleo

Tabela 27 - Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de preço de barril de petróleo

Valor presente líquido (VPL) em milhares						
Produção total (bbl)	Preços altos		Preços referência		Preços baixos	
4307	-R\$	1.029,09	-R\$	1.193,72	-R\$	1.248,49
10768	-R\$	577,15	-R\$	988,21	-R\$	1.124,80
21536	R\$	176,00	-R\$	646,11	-R\$	919,17
32304	R\$	929,16	-R\$	304,01	-R\$	713,60
40919	R\$	1.531,69	-R\$	30,33	-R\$	549,14
51687	R\$	2.284,84	R\$	311,77	-R\$	343,57
60301	R\$	2.887,37	R\$	585,45	-R\$	179,11
71069	R\$	3.640,53	R\$	927,55	R\$	26,46
79683	R\$	4.243,05	R\$	1.201,22	R\$	190,92
90451	R\$	4.996,21	R\$	1.543,32	R\$	396,49
99066	R\$	5.598,74	R\$	1.817,00	R\$	560,95
122756	R\$	7.255,68	R\$	2.569,62	R\$	1.013,21
139984	R\$	8.460,73	R\$	3.116,98	R\$	1.342,12
159367	R\$	9.816,42	R\$	3.732,76	R\$	1.712,15
183057	R\$	11.473,36	R\$	4.485,38	R\$	2.164,41
204593	R\$	12.979,68	R\$	5.169,58	R\$	2.575,56

Gráfico 21 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de preços de barril de petróleo

Nota-se que o VPL é muito sensível em função da variação do preço do barril de petróleo. No cenário de preços altos, praticamente para qualquer nível de produção o projeto é financeiramente viável e apresenta VPL positivo. Já com um cenário de preços baixos, o projeto somente seria viável a partir de uma produção total de 60 mil barris, que corresponde a uma

média de 16 barris diários. No cenário de preços de referência, o empreendimento é viável a partir de uma produção total de 51.000 barris, equivalente a 14 bbl/d.

5.3.2 Variação do VPL em relação a da cotação dólar

Tabela 28 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de cotação de dólar

Produção total (bbl)	Valor presente líquido (VPL) em milhares		
	Cotação de 1 dólar a R\$ 4,00	Cotação de 1 dólar a R\$ 3,00	Cotação de 1 dólar a R\$ 2,00
4307	-R\$ 994,08	-R\$ 1.371,19	-R\$ 2.125,60
10768	-R\$ 788,67	-R\$ 1.165,61	-R\$ 1.919,60
21536	-R\$ 446,57	-R\$ 823,49	-R\$ 1.577,33
32304	-R\$ 104,47	-R\$ 481,39	-R\$ 1.235,23
40919	R\$ 169,21	-R\$ 207,71	-R\$ 961,55
51687	R\$ 511,31	R\$ 134,39	-R\$ 619,45
60301	R\$ 784,99	R\$ 408,07	-R\$ 345,77
71069	R\$ 1.127,09	R\$ 750,17	-R\$ 3,67
79683	R\$ 1.400,77	R\$ 1.023,85	R\$ 270,01
90451	R\$ 1.742,87	R\$ 1.365,95	R\$ 612,11
99066	R\$ 2.016,55	R\$ 1.639,63	R\$ 885,79
122756	R\$ 2.769,17	R\$ 2.392,25	R\$ 1.638,40
139984	R\$ 3.316,53	R\$ 2.939,61	R\$ 2.185,76
159367	R\$ 3.932,31	R\$ 3.555,39	R\$ 2.801,54
183057	R\$ 4.684,93	R\$ 4.308,01	R\$ 3.554,16
204593	R\$ 5.369,13	R\$ 4.992,20	R\$ 4.238,36

Gráfico 22 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de cotação de dólar

Nota-se que o VPL varia bastante em função da cotação do preço de petróleo. Os resultados são lineares porque a cotação da moeda afeta apenas o faturamento bruto, não modificando a

curva de produção. Para valores de dólar a R\$ 2,00, o projeto de viabilidade de campo marginal se torna viável apenas com uma produção total de 80 mil barris, ou o equivalente a uma produção média de 22 barris ao dia. Com a cotação do dólar a R\$ 3,00, o empreendimento fica viável a partir de uma produção total de 51.000 barris, equivalente a 14 bbl/d.

5.3.3 Variação do VPL em relação a ao percentual de *royalties* cobrado pelo governo

Tabela 29 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três percentuais de *royalties* cobrados pelo governo

Valor presente líquido (VPL) em milhares				
Produção total (bbl)	Percentual de royalties = 5%		Percentual de royalties = 2%	
4307	-R\$	1.193,72	-R\$	1.187,29
10768	-R\$	988,21	-R\$	972,15
21536	-R\$	646,11	-R\$	613,99
32304	-R\$	304,01	-R\$	255,82
40919	-R\$	30,33	R\$	30,71
51687	R\$	311,77	R\$	388,87
60301	R\$	585,45	R\$	675,40
71069	R\$	927,55	R\$	1.033,56
79683	R\$	1.201,22	R\$	1.320,09
90451	R\$	1.543,32	R\$	1.678,25
99066	R\$	1.817,00	R\$	1.964,78
122756	R\$	2.569,62	R\$	2.752,74
139984	R\$	3.116,98	R\$	3.325,80
159367	R\$	3.732,76	R\$	3.970,49
183057	R\$	4.485,38	R\$	4.758,45
204593	R\$	5.169,58	R\$	5.474,77
			R\$	5.627,37

Gráfico 23 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três percentuais de *royalties* cobrados pelo governo

Nota-se que o VPL praticamente não varia em função do percentual de *royalty* cobrado. O cenário positivo é praticamente o mesmo, independentemente do percentual cobrado de *royalty*.

5.3.4 Variação do VPL em relação ao investimento inicial necessário

Tabela 30 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de investimentos

Produção total (bbl)	Valor presente líquido (VPL) em milhares					
	Investimento inicial médio		Investimento inicial alto		Investimento inicial baixo	
4307	-R\$	1.193,72	-R\$	3.942,38	-R\$	167,70
10768	-R\$	988,21	-R\$	3.736,88	R\$	37,81
21536	-R\$	646,11	-R\$	3.394,78	R\$	379,91
32304	-R\$	304,01	-R\$	3.052,68	R\$	722,01
40919	-R\$	30,33	-R\$	2.779,00	R\$	995,69
51687	R\$	311,77	-R\$	2.436,90	R\$	1.337,79
60301	R\$	585,45	-R\$	2.163,22	R\$	1.611,47
71069	R\$	927,55	-R\$	1.821,12	R\$	1.953,57
79683	R\$	1.201,22	-R\$	1.547,44	R\$	2.227,25
90451	R\$	1.543,32	-R\$	1.205,34	R\$	2.569,35
99066	R\$	1.817,00	-R\$	931,66	R\$	2.843,03
122756	R\$	2.569,62	-R\$	179,04	R\$	3.595,65
139984	R\$	3.116,98	R\$	368,32	R\$	4.143,00
159367	R\$	3.732,76	R\$	984,10	R\$	4.758,78
183057	R\$	4.485,38	R\$	1.736,71	R\$	5.511,40
204593	R\$	5.169,58	R\$	2.420,91	R\$	6.195,60

Gráfico 24 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de investimentos

Tendo como base para investimentos o PTI sugerido pela ANP, nota-se que nas rodadas de leilão de campos marginais, houveram lances com PTI variando entre R\$ 4 milhões e R 14,5 milhões. Como há uma grande variação nos valores investidos, esta sensibilidade nos mostra

que quanto maior o investimento inicial, é preciso que se tenha maior produção total de petróleo para se ter um projeto com VPL positivo. Tendo como referência a média dos PTIs ofertados, é preciso uma produção total próxima de 50 mil barris, ou 15 barris/d para se ter um projeto financeiramente viável. Já em casos onde não foram necessários grandes investimentos (aqui não leva em conta se o projeto neste caso será mais produtivo ou não, se limita ao valor inicial investido), o empreendimento apresenta VPL positivo a partir de 3 bbl/d. Quando é preciso grandes investimentos, na ordem de R\$ 15 milhões, o empreendimento somente possui VPL positivo com uma produção diária maior que 40 barris.

5.3.5 Variação do VPL em relação ao custo de produção

Tabela 31 – Valores de VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários de custo de produção

Valor presente líquido (VPL) em milhares						
Produção total (bbl)	Custo de produção de US\$ 8,00 / boe		Custo de produção de US\$ 5,50 / boe		Custo de produção de US\$ 3,00 / boe	
4307	-R\$	1.193,72	-R\$	1.186,54	-R\$	1.179,45
10768	-R\$	988,21	-R\$	970,28	-R\$	952,55
21536	-R\$	646,11	-R\$	610,24	-R\$	574,78
32304	-R\$	304,01	-R\$	250,20	-R\$	197,02
40919	-R\$	30,33	R\$	37,84	R\$	105,20
51687	R\$	311,77	R\$	397,87	R\$	482,96
60301	R\$	585,45	R\$	685,91	R\$	785,17
71069	R\$	927,55	R\$	1.045,94	R\$	1.162,94
79683	R\$	1.201,22	R\$	1.333,98	R\$	1.465,15
90451	R\$	1.543,32	R\$	1.694,01	R\$	1.842,92
99066	R\$	1.817,00	R\$	1.982,04	R\$	2.145,13
122756	R\$	2.569,62	R\$	2.774,13	R\$	2.976,21
139984	R\$	3.116,98	R\$	3.350,19	R\$	3.580,64
159367	R\$	3.732,76	R\$	3.998,26	R\$	4.260,61
183057	R\$	4.485,38	R\$	4.790,35	R\$	5.091,70
204593	R\$	5.169,58	R\$	5.510,42	R\$	5.847,23

Gráfico 25 - VPL em função da produção total de petróleo, considerando três cenários custos operacionais

Nota-se que o VPL praticamente não varia em função dos custos de produção. Isto deve-se ao fato que o custo de produção adotado foi em US\$/barril, ou seja, é um valor fixo em da produção. Quanto maior a produção, maior o faturamento e os custos diretos, mas não se altera muito o VPL do projeto.

5.4 RELAÇÃO ENTRE BARREIRAS QUALITATIVAS E RESULTADOS DAS ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

A partir das análises de sensibilidades, foi possível concluir que para que um projeto de produção em campo marginal tenha sucesso, é preciso que se tenha dois principais fatores:

- 1) Altos níveis de produção (mais de 15 barris/d)
- 2) Preços de barril de petróleo favoráveis

O volume de petróleo produzido e o preço do barril do petróleo são variáveis diretamente responsáveis pelo aumento do faturamento bruto, sendo grandes responsáveis pelo VPL positivo do empreendimento.

Fatores que são percentuais da produção, ou percentual do lucro, como impostos, *royalties*, parcela destinada a proprietários de terra, pouco influenciam o empreendimento, uma vez que se paga mais em função da produção.

Desta forma, as barreiras econômicas identificadas no capítulo 4.2, aquelas que são realmente relevantes são as que podem influenciar na quantidade de petróleo produzida, no preço e

consequentemente faturamento bruto e no investimento necessário, não sendo relevantes os percentuais das alíquotas das participações governamentais e de proprietários de terra.

5.5 ESTUDOS SEMELHANTES

Os resultados obtidos na presente pesquisa podem ser comparados com projetos de outros autores, com o intuito de verificar a validade das conclusões encontradas. Pesquisas com temas semelhantes foram levantadas objetivando a análise das sensibilidades e confronto dos dados calculados neste trabalho com os de outros estudos.

No estudo realizado por Novaes (2010), depois de definidos e justificados os cenários para realização das simulações de fluxo de caixa descontado para um campo no Recôncavo Baiano, analisou-se a influência da variação do preço do barril de petróleo e da taxa de desconto de capital no empreendimento. Os três patamares de preços de venda do petróleo adotados foram propostos a partir da média histórica das cotações Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010, situada em US\$ 70,21 o barril, seu quartil⁴⁰ superior situado em US\$ 87,76 o barril e seu quartil inferior, situado em US\$ 52,66 o barril. As taxas de desconto utilizadas, referentes ao custo do capital empregado foram de 6% ao ano e de 20% (NOVAES, 2010).

Em Senna (2011), depois de justificados as hipóteses para realização das simulações, os cenários apresentados usaram como parâmetros de sensibilidade o preço do barril de petróleo, o custo do tratamento de água produzida na extração e o volume de produção do poço. Foram realizados estudos com cenários de preço de barril do petróleo na faixa de US\$ 100,00 e US\$ 70,00 e os volumes de produção de petróleo estabelecidos foram de 2,0 m³/dia e 4,0 m³/dia.

Para a pesquisa realizada por Brauns, B. *et al* (2010), para as hipóteses serem justificadas, foram levantados dados para a realização do estudo de viabilidade de um campo marginal. Estabeleceu-se o preço do petróleo a US\$ 23,34 por barril e o volume de produção foi calculado através da interpolação dos dados históricos, disponibilizados pela ANP, da produção do campo de Ilha Pequena, SE.

Pela análise das sensibilidades dos parâmetros nos diferentes trabalhos vemos algumas semelhanças entre os modelos de cenários simulados. Pôde-se constatar que alguns fatores se mostraram de suma importância para indicar a viabilidade do empreendimento.

⁴⁰ Quartil é qualquer um dos três valores que divide o conjunto ordenado de dados em quatro partes iguais, e assim cada parte representa 1/4 da amostra ou população.

Para o trabalho de Novaes (2010), pode-se observar a viabilidade do empreendimento para as taxas de desconto de 6% ao ano nos cenários em que os preços de venda do barril de petróleo produzido estiveram iguais ou acima da média histórica calculada de US\$ 70,21. Nos casos que se utilizou taxas de 20% ao ano, apenas os valores de venda do quartil superior possibilitou a viabilidade.

Para Senna (2010) foi verificado que o empreendimento se mostra viável nas simulações que se adotou uma produção de 4,0m³/d (ou 25 bbl/d), independente dos valores de venda do barril de petróleo. Mas no caso em que o preço de venda do barril foi maior houve o maior VPL das simulações. Em compensação, incluindo o preço do tratamento de água, no cenário de preço menor, o projeto ficou no limite da viabilidade econômica, com uma TIR de 16,8%, bem próxima da TMA que é de 15%.

Ainda para o estudo de Senna (2010) verificou-se que, no caso da simulação do cenário com preço de venda do barril de petróleo em alta e baixa produção do campo, o empreendimento torna-se inviável.

A análise da sensibilidade dos resultados mostrados em Brauns, B. *et al* (2010) mostra que, variações de 25% no preço do barril de petróleo, na curva base de produção ou nos custos operacionais e investimentos ainda trazem ganhos aos investidores. A produção prevista traz um VPL de US\$ 0,72 milhões, verifica-se que a produção pode cair 60% que o VPL ainda se torna positivo e dobrando a produção se tem um VPL de US\$ 2,03 milhões, ou seja, 2,8 vezes maior que o previsto. Ainda é possível verificar que o empreendimento é viável até o preço de 12 US\$/barril, para a produção prevista.

As análises de sensibilidades mostram que apesar da magnitude desses projetos serem consideradas pequenas, eles apresentam algum grau de riscos, mas que podem ser suportados e esperados por pequenas e médias empresas. Nessa análise ainda foi possível concluir que um projeto de um campo de petróleo apresenta uma alta sensibilidade à variação do preço de venda do barril de petróleo e do volume de produção do campo.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo teve como objetivo mostrar a análise econômico-financeira para um projeto que tem como objetivo revitalização de um campo maduro de produção de petróleo, em particular no Rio Grande do Norte. Por meio do método de Fluxo de Caixa Descontado foi possível

realizar simulações de diferentes cenários, variando o volume de produção do campo e o preço de venda do barril, para verificação da viabilidade do empreendimento.

Foram simulados nove cenários diferentes, de acordo com a produção e o preço do barril. Os critérios de viabilidade adotados foram o VPL, a TIR e o *Payback*. Através da análise destes critérios, foi constatada a viabilidade ou inviabilidade dos empreendimentos simulados.

O empreendimento se mostrou viável para os casos de produção otimista com o preço de venda do barril igual ou superior ao preço de referência, sendo a cotação do barril em alta o maior VPL, maior TIR e menor *Payback* do estudo. No caso de produção média, o empreendimento é viável apenas no cenário que o preço de venda do barril está em alta. Para um campo com baixa produção, a viabilidade não pode ser comprovada em nenhum caso.

Posteriormente, foi realizada uma análise de sensibilidade em relação as premissas adotadas no modelo. Estas sensibilidades permitiram entender como são as variações do VPL quando se varia o preço da cotação do barril de petróleo, a cotação do dólar em relação ao real, o percentual de *royalties* cobrado pelo governo, o investimento inicial e o custo de produção.

Destaca-se a grande sensibilidade do Valor Presente Líquido:

- Ao preço da cotação do barril, preços altos aumentam o VPL;
- À cotação do dólar, uma cotação maior eleva o VPL; e
- Ao investimento inicial, um investimento inicial menor resulta em um VPL maior.

Por fim, foi consultado estudos semelhantes, em que foi possível verificar quais parâmetros foram decisivos para que a viabilidade das simulações fosse comprovada. Altos níveis de produção e preços favoráveis de venda do barril mostraram serem os principais fatores para o sucesso de um empreendimento de produção de petróleo em um campo maduro, corroborando com os resultados deste trabalho.

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação teve por objetivo entender de forma geral a dinâmica da produção de petróleo *onshore* e analisar as barreiras econômicas para exploração e produção de petróleo em campos maduros e áreas com acumulações marginais, em particular na Bacia Potiguar. Verificou-se que a atividade petrolífera pode representar um incremento da renda dos municípios produtores e este fato se correlaciona com o desenvolvimento local, permitindo o uso de recursos financeiros para promover melhores condições sociais para a respectiva população.

No desenvolvimento do trabalho, houve uma revisão dos conceitos que serviram de base para esta análise e revisão da bibliografia utilizada. Foram apresentadas, sob o ponto de vista de diversos autores, e discutidas as definições de campos maduros, de campos marginais e de pequenas e médias empresas.

O histórico brasileiro de licitações de campos marginais foi levantado. Observou-se que a ANP passou a realizar rodadas de licitações a fim de passar a concessão de exploração dos campos leiloados para as empresas que apresentassem as melhores ofertas. As pequenas e médias empresas passaram a mostrar interesse e ganhar maior espaço no setor, sendo objeto de medidas especiais nas rodadas para fortalecer seu papel na indústria. Contudo, nota-se que houveram apenas 3 rodadas de licitação, nos anos de 2005, 2006 e 2015.

Em campos maduros, o pico de produção já foi atingido e a produção se encontra em fase de declínio, grandes empresas já não são mais atraídas economicamente por esses poços produtores. Campos que atingem este estágio produtivo são os focos dos investimentos de pequenas e médias empresas, por possuírem uma estrutura mais enxuta. Para estes tipos de companhia se viu que existe a possibilidade de rentabilidade na reativação desses poços produtores, trazendo benefícios ao poder público por meio das arrecadações de taxas, impostos e *royalties*. A região produtora também é beneficiada pela criação de novos postos de trabalho e melhorias estruturais que beneficiam a população.

Os exemplos internacionais, como Estados Unidos e Canadá, nos mostram que é possível a inserção de empresas independentes de menor porte no setor de E&P ser um sucesso. Com a ajuda governamental, seja por meio de incentivos fiscais ou programas de crédito, pode ser muito vantajoso, como vemos nos EUA. Os Estados Unidos refletem números expressivos em que a produção vinda de poços marginais representa 75% de toda a produção dos pequenos produtores, 60% das empresas de médio porte e 20% dos grandes operadores.

A região da Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, possui muitos campos em fase de maturidade, ou declarado comercialmente não viável pela Petrobras. A região possui 15 municípios produtores de petróleo e conta com um histórico expressivo de produção em terra. A reabertura de poços inativos propiciaria uma maior arrecadação por parte dos municípios, melhorando a condição de vida e os indicadores sociais da população regional.

A partir da metodologia de fluxo de caixa descontado, foram simulados nove cenários diferentes, de acordo com a produção e o preço do barril. Os critérios para análise da viabilidade foram o VPL, a TIR e o *Payback*.

O empreendimento se mostrou viável para os casos de produção otimista com o preço de venda do barril igual ou superior ao preço de referência, sendo a cotação do barril em alta o maior VPL, maior TIR e menor *Payback* do estudo. No caso de produção média, o empreendimento é viável apenas no cenário que o preço de venda do barril está em alta. Para um campo com baixa produção, a viabilidade não pode ser comprovada em nenhum caso.

A sensibilidade das premissas adotadas no modelo permitiu entender como são as variações do VPL quando se varia o preço da cotação do barril de petróleo, a cotação do dólar em relação ao real, o percentual de *royalties* cobrado pelo governo, o investimento inicial e o custo de produção.

Destaca-se a grande sensibilidade do Valor Presente Líquido:

- Ao preço da cotação do barril, preços altos aumentam o VPL;
- À cotação do dólar, uma cotação maior eleva o VPL; e
- Ao investimento inicial necessário, pois com menores valores resulta em um VPL maior.

Os campos maduros mostraram ser uma possibilidade viável, atualmente sobre favoráveis circunstâncias de produção e de preço de venda do barril, no desenvolvimento industrial brasileiro para o setor de E&P para pequenas e médias empresas, fato que pode ser verificado com as análises de sensibilidade.

De acordo com os resultados, a principal sensibilidade encontrada nas análises foi em relação a fatores externos, ou seja, variáveis que estão fora do controle do empreendedor, como cotação do barril e do dólar. Desta forma, para se estimar a produção de petróleo e gás natural dos pequenos e médios produtores, é necessário criar políticas públicas que deem mais segurança ao empreendimento, de tal forma que os fatores externos sejam menos influenciáveis e o

empreendedor possa, no longo prazo, assumir riscos e obter resultados que traga uma remuneração justa ao nível de risco assumido.

A partir da análise de indicadores sociais dos municípios do estado do RN, mostrada no capítulo 3, é de se esperar que o estímulo da produção de campos maduros e marginais na região do RN pode possibilitar a melhoria de indicadores socioeconômicos da região. Contudo, mais uma vez, o agente público regulador deve criar uma regulamentação específica para que estas rendas petrolíferas possam retornar à população, seja gerando empregos locais, seja através de benefícios sociais do governo federal.

As principais dificuldades encontradas no desenvolvimento do trabalho foram encontrar dados que serviram de entrada para o modelo de fluxo de caixa. São raros os dados públicos sobre o custo de produção dos produtores, os investimentos realizados nos projetos de campos marginais e maduros. Os pontos colocados pelos entrevistados também foram difíceis de modelar, tais como a forte presença da Petrobras, a dificuldade de acesso a crédito, então tais fatores não entraram nos números dos cenários analisados no capítulo 5.

Sugere-se futuramente aprofundar as questões regulatórias e ambientais, para avaliar os impactos ambiental caso ocorra uma expansão da exploração *onshore*. Os maiores interessados no desenvolvimento da produção são a população local e as pequenas e médias empresas que possuem capacidade de exploração neste formato. As associações das empresas e das comunidades devem se unir para terem maior representatividade e possam incentivar os responsáveis pelas diretrizes políticas a dar mais atenção ao desenvolvimento dos campos marginais e maduros do RN.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABPIP. **Uma Proposta de Política para a Indústria de Petróleo e Gás para a Bahia**. [S.l.]. 2015.

ANP - SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO. 13ª Rodada - Sumário técnico-ambiental. **Brasil Round**, 2015. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_13AM/portugues_R13/seminarios.asp>. Acesso em: 17 jan. 2016.

ANP. 7ª Rodada de Licitações. **Brasil Rounds**, 2005. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round7/index.asp>>. Acesso em: 12 Março 2015.

ANP. Brasil-Rounds - 1ª Rodada de Acumulações Marginais. **Brasil-Rounds**, 2005. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round1am/index.asp>>. Acesso em: 21 jul. 2016.

ANP. Brasil-Rounds - 2ª Rodada de Acumulações Marginais (2006), 2006. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round2am/index.asp>>. Acesso em: 21 jul. 2016.

ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - Janeiro 2015**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. [S.l.]. 2015.

ANP. **Consolidação das Participações Governamentais e de Terceiros no ano de 2015**. [S.l.]. 2015.

ANP. Dados estatísticos mensais. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 09 jul. 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=1070>>. Acesso em: 31 jul. 2015.

ANP. **Banco de Dados de Exploração e Produção**, 2016. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/>>. Acesso em: 13 jul. 2016.

BEZERRA, L. C. **Mecanismo de aceleração para o licenciamento ambiental aplicado às fases de exploração e produção de petróleo e gás natural**. [S.l.]. 2008.

BOOZ&CO. **Panorama da Tributação Brasileira no Setor de Petróleo e Gás**. BNDES. Rio de Janeiro. 2012.

BP. **Statistical Review of World Energy**. [S.l.]. 2015.

BRAUNS, B. et al. Viabilidade técnica e econômica na exploração de petróleo em campos maduros. Uma porta para a indústria nacional. **VI Congresso nacional de excelência em gestão**, Niterói, 2010.

BRET-ROUZAUT, N.; JEAN-PIERRE, F.; SANTOS, E. M. D. **Petróleo e gás natural: como produzir e a que custo**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

CAAP. Canadian Economic Contribution. **Canadian Association of Petroleum Producers**. Disponível em: <<http://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/canadian-economic-contribution>>. Acesso em: 20 jun. 2016.

CADE. **Guia prático do Cade - A defesa da concorrência no Brasil**. [S.l.]. 2007.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e a modernização do setor**. Brasília. 2015.

COSTA, H. K. D. M. **O princípio da justiça intra e intergeracional como elemento na destinação das rendas de hidrocarbonetos: Temática e energética crítica na análise institucional brasileira.** Tese (Doutorado em energia) - Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 346. 2012.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset.** 3. ed. [S.l.]: Wiley, 2012.

DOS SANTOS JR, A. A. **Produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil. Uma visão pragmática.** Dissertação (Mestrado em regulação da indústria de energia - Universidade Salvador. 2006.

EIA. **Short-Term Energy Outlook (STEO).** EIA. [S.l.]. 2016.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE. **Região de Mossoró.** [S.l.]. 2013.

FERREIRA, D. F. **Produção de petróleo e gás em campos marginais.** Campinas. 2009.

FREITAS, P. S. D. **Rendas do Petróleo, questão federativa e instituição de fundo soberano.** Consultoria do Senado Federal. Brasília. 2009.

GUIMARÃES, M. D. S. **Metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção.** Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook.** [S.l.]: [s.n.], 2012.

IPAA. Oil Independents - About. **Independent Petroleum Association of America**, 2015. Disponível em: <<http://oilindependents.org/about/>>. Acesso em: 03 nov. 2015.

LUCZYNSKI, E. **Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 161,162. 2002.

MACHADO, G. V. **Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil: 1997-2002**. ANP. Rio de Janeiro. 2004.

MACIAL, F. Uma indústria nascendo. **Brasil Energia Petróleo**, p. 22-26, Julho 2016. ISSN 428.

MACIEL, F. Abpip relança pauta para a indústria onshore. **Revista Brasil energia**, n. 428, Julho 2016.

MATOS, F. L. D. **Aspectos jurídicos da inserção de pequenas e médias empresas na indústria do petróleo**. Natal: Edufrn, 2010.

MENNA, R. M. E. V. RN tem queda em petróleo e gás. **Tribuna do Norte**, 2014. Disponível em: <<http://tribunadonorte.com.br/noticia/rn-tem-queda-em-petroleo-e-gas/287131>>. Acesso em: 16 jan. 2016.

NETO, V. C. **Competências Organizacionais para o Desenvolvimento Estratégico do Negócio de Exploração de Petróleo em Campos Maduros: O Caso Petrorecôncavo S/A**. [S.l.]. 2005.

NOVAES, R. C. S. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano**. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 178. 2010.

PASSEGGI, A. V. B. S. **O princípio constitucional da redução das desigualdades regionais e os campos maduro-marginais de petróleo: aspectos regulatórios e fiscais**. Natal: Edufrn, 2010.

PNUD. **Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil**, 2015. Disponível em: <<http://www.atlasbrasil.org.br/>>. Acesso em: Julho 2015.

PRATES, J. P. Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás: Aspectos. **Fórum Continuado de Energia**, Rio de Janeiro, ago. 2004.

SENNA, B. D. D. **Estudo de viabilidade econômica em campos maduros**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p. 121. 2011.

SILVA, M. J. A. D. **Caminhos e descaminhos dos municípios produtores de petróleo: o papel dos royalties no desempenho das finanças públicas municipais no Estado do Rio Grande do Norte**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. 2007.

SIQUEIRA, M. D. **O fomento aos campos maduros de petróleo e o desenvolvimento: uma análise jurídico-constitucional**. Natal: Edufrn, 2010.

SOUZA, V. G. S. Extração é cada vez mais difícil no RN. **Campos Marginais de Petróleo**, 2012. Disponível em: <<http://camposmarginais.blogspot.com.br/2012/05/extracao-e-cada-vez-mais-dificil-no-rn.html>>. Acesso em: 27 jan. 2016.

TRIBUNA DO NORTE. As soluções para a produção em terra. **Tribuna do Norte**, 2014. Acesso em: 31 jan. 2016.

WOOLLEY, S. **Sources of Value**. [S.l.]: Cambridge, 2009.

YERGIN, D. **O Petróleo**. 1ª reimpressão. ed. [S.l.]: Paz e Terra, 2012.

ZAMITH, M. R. M. A. **A nova economia institucional e as atividades de exploração e produção onshore de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil**. Universidade de São Paulo. [S.l.]. 2005.

ZAMITH, R.; SANTOS, E. M. D. **Atividades onshore no Brasil**. [S.l.]: Annablume, 2007.

APÊNDICE A – Entrevistas

Foram realizadas entrevistas com pessoas que vivenciaram de perto a dinâmica do setor de produção de óleo e gás em bacias terrestres. Para os entrevistados, foram colocados os seguintes questionamentos:

Em relação a pequenas e médias empresas:

- 1 - Do ponto de vista de uma empresa pequena e média, como que elas veem o fato de estarem competindo com a Petrobras?
- 2 - Em relação aos aspectos econômicos, a Petrobras tem um enorme poder de mercado em relação ao mercado de trabalho e aos fornecedores, ao refino de petróleo. Tal fato atrapalha de alguma forma os demais concorrentes, ou seja, em relação aos diversos insumos é um aspecto ruim a presença da Petrobras?
- 3 - O poder da Petrobras local é muito grande. Os fornecedores podem priorizar como cliente a Petrobras. A presença da estatal pode causar um aumento dos custos para as outras empresas, ou seja, a presença da Petrobras é um encarecedor dos custos para os outros?

Em relação ao mercado verticalizado, concentrado na Petrobras:

- 1- Em relação ao o monopólio do refino do petróleo, as empresas devem vender toda produção para a Petrobras. Isto é realmente verdade? A produção pode ser exportada diretamente?
- 2 – É a Petrobras a única a comprar a produção? Na venda para a Petrobras, há alguma dificuldade, imposição por parte da estatal?
- 3 – As empresas privadas desenvolvem técnicas novas de produção, tem que ser criativas no processo de desenvolvimento da produção para conseguirem competir?
- 4 - A Petrobras encarece o custo e dificulta o acesso aos campos, mas como a estatal é uma empresa grande, ela investe muito em pesquisa e desenvolvimento (P&D). As pequenas empresas utilizam e podem se beneficiar deste desenvolvimento também ou nada chega aos pequenos produtores?
- 5 - Como que uma empresa grande como a Petrobras dificulta as atividades das outras?

O primeiro entrevistado foi o Sr. Marcos Cintra, diretor de relações institucionais da Petra Energia. Possui grande experiência no setor de óleo e gás, em especialmente relacionado aos aspectos regulatórios. Possui mestrado em políticas públicas com a dissertação "Atratividade do *Upstream* Brasileiro: uma percepção dos profissionais do setor de petróleo e gás natural".

P: Do ponto de vista de uma empresa pequena e média, como que elas veem o fato de estarem competindo com a Petrobras?

R: Realmente a Petrobras impõe uma série de dificuldades para empresas de pequeno e médio porte, como a Queiroz Galvão, que é considerada de médio porte. Todo mundo nessa cadeia sofre com as consequências do descaso da Petrobras, mas ao mesmo tempo é uma coisa contraditória porque para uma empresa como a Petrobras atuar como promotora do setor falta uma regulamentação que atue nessa relação, como por exemplo, a compra do óleo que envolve aquela taxa do óleo.

P: Como funciona exatamente essa compra do óleo, no caso a empresa é obrigada a vender para a Petrobras?

R: Funciona assim: você possui reserva em zonas remotas, então não faz sentido você acumular aquilo ali e colocar num caminhão para uma refinaria sendo que você só tem a opção de vender para a Petrobras. A Petrobras como já possui a própria carga, ela cobra de você um sobre preço em cima da produção de terceiros para tratar, taxa de aproximadamente 20 dólares por barril, taxa que já pesava quando o barril estava a 100 dólares e que, hoje, com o barril a 60 dólares é uma taxa que atrapalha muito essas empresas que produzem às vezes só 10 barris por dia. A Petrobras alega essa taxa como um favor, pois às vezes ela alega que não desejaria comprar. Então é uma relação que você não tem a quem recorrer.

P: E não tem como você exportar direto?

R: Não, pois os valores são pequenos. Até hoje houve uma tentativa, não sei se foi no Rio Grande do Norte, das pequenas empresas se unirem e montarem um centro de tratamento e compartilharem os custos, manutenção e tratar tudo nesse centro. Mas isso não vingou.

P: Ou seja, tudo é dependente da Petrobras, assim como insumos, fornecedores e parte do refino?

R: Sim, eles tentaram até refinar um pouco de óleo com uma refinaria pequena na Bahia, mas ela era muito distante e os caminhões cheios de óleo nas estradas tornava muito perigoso esse caminho.

Voltando ao assunto principal, uma das principais dificuldades é o fato que, esse tema é um tema difícil de abordar, todos esses funcionários da Petrobras que estão em Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte levam uma vida muito confortável pelos altos salários. Então o que acontece é que esse pessoal tem 25 anos de Petrobras ou até mais e possuem relações estabelecidas com a alta politicagem da região.

P: Como prefeitura e governantes?

R: Isso, além das prefeituras preferirem lidar com a Petrobras, pois ela acaba investindo na cidade com programas sociais, programas educacionais entre outros programas. Além da Petrobras não ficar regulando "mixaria" como um jantar ou uma diária de hotel.

P: A mão-de-obra é mais difícil de encontrar já que todos querem trabalhar na Petrobras?

R: Também isso, mas o que eu estou dizendo é que o sistema de pequenos produtores não é alimentado em decorrência de que esses caras da Petrobras que estão nesses estados não deixam vender esses campos marginais. Então uma empresa como a Petrobras que tem uma produção de 2 bilhões e 300 milhões de barris por dia não pode se dar ao luxo de ter uma equipe para gerenciar campo de 20, 50 ou 100 barris. Então não existe isso, portanto esses funcionários experientes deveriam ser realocados para onde a empresa realmente está precisando de mão de obra como as áreas do pré-sal e outras áreas novas.

P: No caso esses funcionários mais antigos possuem uma maior resistência?

R: Possuem uma resistência muito forte e um poder político dentro da Petrobras, não sei se você conhece muito bem como funciona lá, mas quando a pessoa entra no concurso tem um negócio chamado "turma de formação", uma espécie de corporativismo em defesa deles e ao longo do tempo cada um vai subindo de posição e ficam em posição de destaque e conseguem proteger um ao outro. Então, eu acho que o grande lance de o segmento ter dado errado é justamente essa dificuldade de retroalimentar o processo, você faz uma rodada de licitação, licita alguns

campos e depois não tem continuidade, não há futuro nisso aí. Essa é uma das grandes dificuldades.

P: A Petrobras encarece o custo e dificulta o acesso aos campos, mas como a estatal é uma empresa grande, ela investe muito em pesquisa e desenvolvimento (P&D). As pequenas empresas utilizam e podem se beneficiar deste desenvolvimento também ou nada chega aos pequenos produtores?

R: A minha ideia, não sei se procede ou não, não existe uma tecnologia própria da Petrobras nessas áreas marginais como existem técnicas próprias dela em locais do pré-sal. Todas outras pequenas e médias privadas possuem essa tecnologia de exploração nos locais que você comentou.

O segundo entrevistado foi o Sr. Anabal A. dos Santos Jr, secretário executivo da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás. Possui mestrado em regulação da indústria de energia, com a dissertação “Produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil - uma visão pragmática”.

P: Do ponto de vista de uma empresa pequena e média, como que elas veem o fato de estarem competindo com a Petrobras em áreas como, por exemplo, o Rio Grande do Norte?

R: Pois bem, esse tema é bastante rico. A competição, por exemplo, que ocorre na região do Rio Grande do Norte é a mesma que ocorre em qualquer outra região.

Basicamente, o problema dessa competição é que parece que o país não quer ter pequenas e médias empresas produtoras de petróleo. Você já deve conhecer essa história, houve aquela iniciativa de abrir o mercado, por volta de 2005, onde a ANP, durante a gestão do Haroldo Lima, realizou duas rodadas de licitações. Após a realização dessas rodadas se constituiu uma demanda muito grande nesse mercado com pequenas e médias empresas querendo entrar nas atividades, sendo elas de todos os tipos, como design gráfico, química e outras áreas. Devido ao sucesso da primeira rodada, a ANP se prontificou a realizar uma segunda rodada com os campos que a Petrobras não aceitou por ser economicamente ruim para ela. Para você ter uma

ideia do apetite do mercado para isso, vários empreendedores não tiveram oportunidade de investir, pois havia poucos campos e a ordem de investimento perdida é de aproximadamente 150 milhões de dólares, ou seja, era apetite do investidor que o Estado não conseguiu captar.

Pedro: Por causa da burocracia?

R: Não, porque não tinha campo. Todos que eles colocaram foram vendidos, ou seja, a burocracia em si, que na verdade não é muito complicada, é pequena. Essas empresas se habilitaram para investir, mas não havia mais campos, ou seja, se tivesse mais campo disponível mais recurso seria captado para investir nessa região do Nordeste, o que torna algo ruim, visto que é uma região que carece de investimento. Então surgiu esse mercado e começou a dificuldade, a partir desse momento que surgiram as associações como a APPOM e ABPIP, que eram para agregar essas empresas para conseguir mais força.

Portanto são inúmeras dificuldades, tais como sonda, mão-de-obra, fornecedor, insumo, licença ambiental e tantas outras dificuldades. Mesmo assim as empresas privadas foram superando isso, tudo aquilo que estava ao alcance das empresas, seja com maior ou com menor dificuldade, elas usaram para evoluir. Mas chegou um ponto em que as empresas começaram a produzir e necessitavam vender para alguém e nunca ninguém imaginou que vender petróleo fosse algo difícil. Ainda mais no Brasil, porque a Petrobras não diz isso, mas de fato ela não está disposta a ajudar as empresas pequenas.

P: Então toda produção tem que ser vendida pra Petrobras?

R: Não é que tem que ser vendida, mas ela tem o monopólio de fato do refino e o que torna tudo isso mais cruel é que é um monopólio alimentado pelo Estado, posto que o Estado pode ter o controle do combustível, ela inviabiliza qualquer investimento privado no refino, porque quando o petróleo sobe a Petrobras vende combustível mais barato do que vendia e as empresas concorrentes quebram. Existe um economista da Globo, Carlos Sardenberg que disse uma frase muito interessante: "A Petrobras é a única petroleira do mundo que torce pelo petróleo não subir, porque se subir ela quebra". Visto que o governo é controlador da Petrobras manipula o preço do combustível.

Existiram pequenas empresas de refino para pequenas produções que chegaram a operar, mas não duraram muito tempo. A verdade é que a Petrobras tem uma história que, nos últimos 5 anos, evoluiu do "Não" para o "Eu recebo, mas eu cobro 'tanto' para receber", e este "tanto para receber" varia, hoje em dia, entre 18 a 23 dólares. Esse absurdo não cabe na conta, pois você não tem para quem vender e a única pessoa que compra quer descontar 20 dólares. Quando era

20 dólares de 80 dólares do preço, ainda era plausível, mas hoje em dia descontar 20 dólares de 50 é complicado. Os argumentos de pessoas que as empresas não suportam o preço baixo do petróleo é falso. O que as empresas não suportam são os absurdos que a Petrobras faz com o preço do petróleo. Por que se a Petrobras cobrasse o que as outras empresas no mundo cobram, que varia entre 3 e 4 dólares, seria plausível.

O monopólio que a Petrobras exerce atualmente é perverso com país. Primeiro, concentram todos os esforços e todas as energias em um único agente. Quando ele tem uma situação complicada como agora, o país fica em situação difícil. O segmento em torno do GLP é ruim, como você deve estar acompanhando as diversas dificuldades que o setor de petróleo, especialmente o setor terrestre, anda vivendo. Por exemplo, em Mossoró, há um ano, fomos convidados para uma audiência pública por conta do desemprego, principalmente dos terceirizados, em que foram demitidos 4000 empregados. Isso foi tão dramático que mobilizou a câmara municipal da cidade e ocorreu uma audiência pública com presença até do ministro do estado. Houve pouco resultado prático. Posto que a Petrobras não possui mais recursos para colocar em todas as demandas que ela tem.

Recentemente teve outra audiência pública promovida pelo PT na Bahia, falando sobre preocupação do governo e sobre o que a Petrobras havia dito, através da Doutora Solange, da ANP, de não haver mais investimentos importantes a serem feitos em regiões como a Bahia e Rio Grande do Norte.

Essas operações terrestres, que é o portal de entrada de muitas empresas, receberão muito pouco investimento por parte da Petrobras, embora a Petrobras não libere essas áreas para licitação. Um dos principais motivos é que os empregados da Petrobras que trabalham nessa região não querem sair daqui para trabalhar em bacias como a de Santos e a de Campos.

P: O Sr. Marcos Cintra comentou exatamente isso. Comentou sobre a dificuldade de transferir esses empregados.

R: É mais do que isso, é visível isso. A maioria desses trabalhadores trabalha em cidades como Salvador, Natal, Fortaleza, Aracaju e Maceió. Os empregados saem cedo, não desejam trabalhar em turno. Nessas regiões eles têm cargos muito melhores em relação ao cargo que teriam embarcados nas bacias do pré-sal. O cerne da questão é esse, não existe alguém que tenha autoridade suficiente para libertar o Brasil desse grupo de aproximadamente 3 mil empregados.

Então o que acontece é que as empresas através dessas associações se mobilizaram para tentar conseguir áreas paradas, devido à concentração da Petrobras no pré-sal. E através do esforço

dessas associações foi aprovada a lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. No artigo 65 da lei, é definido que o poder executivo mandará uma política para o aumento da participação da pequena e média empresa no setor de petróleo e gás no prazo máximo de 120 dias. Isso ocorreu em dezembro de 2010 e até hoje não obteve resultado algum. A única coisa que ocorreu foi uma resolução de 2013 que dizia que deveria ocorrer, ao menos, uma licitação por ano para pequenas e médias empresas, algo que ainda não ocorreu até hoje. Eles incluíram às pressas 13 campos muito ruins que são saldo remanescentes de campos abdicados e a ANP colocará na décima terceira rodada, o qual nem possui edital pronto.

Então a dificuldade é essa, porque nós não temos a quem vender petróleo, visto que as autoridades brasileiras se omitem. Agora nós estamos com a iniciativa de exigir da ANP que ela cumpra o papel dela de mediar conflitos entre nós do setor privado e o setor público.

P: O poder da Petrobras é tão grande que aumento os custos para as outras empresas?

R: Esse é o menor problema. Porque o que ela quer realmente fazer é dificultar o crescimento do setor. Visto que ela acha que essas empresas são pequenas hoje, mas podem se tornar grandes amanhã.

A verdade é que o poder executivo não cumpre as leis. Posto que uma lei que foi promulgada pelo Congresso, sancionada pelo Presidente Lula, sobre a obrigação do poder executivo criar uma lei com prazo de 120 dias para a inserção das pequenas empresas no meio não foi cumprida é complicado achar outras soluções.

Além de ser espantoso a falta de planejamento do Ministério de Minas e Energia de um país que produz 2 milhões de barris por dia.

Eu acho, em minha opinião, em conversas que tive com sindicatos de trabalhadores da Petrobras, que eles estão se dando conta de que essa é a verdade. Por exemplo, nesse ano houve 1200 homologações de funcionários terceirizados para a Petrobras. Então eles estão começando a perceber que não há mais solução.

Houve uma audiência pública recentemente na Assembleia Legislativa em que havia até pessoas do próprio PT que diziam "Esses campos só produzem 20 barris", e é verdade, 20 barris, para quem tem dificuldade de estimar, são 3 mil litros, ou seja, menos que uma caixa d'água, enquanto os poços do pré-sal produzem 30 mil barris em média. Eu chamei a atenção desse fato dizendo "Vocês possuem 2 vacas, uma produz um litro de leite e a outra produz mil vezes mais. Qual das duas vai comer farelo?".

A ABPIP possui um estudo que demonstra a possibilidade de investimento e da redução de recursos perdidos se esses campos fossem para as mãos de empresas privadas. Só para citar dados, historicamente, os campos da Petrobras, que são os melhores campos da região, possuem um declínio de 6,8% ao ano. Você sabe que a curva de produção de petróleo é realmente horripilante, ela vai caindo naquela curva hiperbólica. Essa mesma curva deu um crescimento de 1,7% em mãos de empresas privadas. Comparando uma curva com a outra a diferença é de 8%, se você bota isso na curva atual de produção da Petrobras o Brasil deixou de produzir, em terra, 51 milhões de barris. Após essa conta você calcula os *Royalties* que o governo deixou de arrecadar, a oportunidade de empregado que não foi gerada. Hoje, se a Petrobras crescesse no mesmo ritmo das empresas privadas a Bahia, por exemplo, em vez de estarem produzindo 40 mil barris estariam produzindo quase 80 mil barris.

Então, são essas as verdades inquestionáveis. Por mais que nós do setor questionemos isso, este fato sempre cai no viés de que tudo isso depende do Presidente da República. Posto que atualmente a situação é complicada, eu não sei se ele terá disposição de colocar esse assunto em pauta. É claro que estamos tentando fazer um movimento de reunir as lideranças políticas, autoridades do setor para reforçar e tentar mostrar que, hoje, a resistência, inclusive, dentro da Petrobras é muito menor em relação ao passado. Ainda mais com os escândalos atuais.

Então eu acho que do ponto de vista da administração da Petrobras eles gostam disso e na base, eu estive recentemente com o conselheiro da Petrobras que é representante do sindicato dos empregados e ele se mostrou relativamente sensível com a situação. Portanto, se isso acontecer, o Brasil entrará numa segunda onda de desenvolvimento no Nordeste, visto que a capacidade de gerar emprego e benefício social é grande, pois não é apenas lucro para empresa, além do lucro é geração de trabalho.

P: A parte regulatória também é complicada?

R: A política regulatória do Brasil é muito injusta. Porque ela regula entes desiguais igualmente. Por exemplo, toda a burocracia que o campo de Lula lá no pré-sal necessita é a mesma de um campo que vai produzir 20 barris na terra. A ANP como não tem muito força com a Petrobras, bate em quem ela pode. Portanto a ANP usa toda sua força para regular, multar, penalizar e punir os pequenos usando como alvará as resoluções. Portanto a quantidade de multa que essas empresas pequenas recebem por coisas absolutamente injustificáveis é outra dificuldade. Essa dificuldade as empresas conseguem superar. Visto que faltam muito mais coisas como

investimento, legislação ambiental adequada, ou seja, tudo isso é reflexo do que ocorre em todos os setores do Brasil.

Agora, você não ter oportunidade para fazer investimento, e olhe que é em um setor que não tem contrapartida do Estado, ou seja, é diferente de uma fábrica de automóveis que tem isenção de IPI via medida provisória e a medida provisória tem prioridade para ser cumprida, então o governo vai lá e reduz em pouco tempo, além de empresas como essas quando vai ao nordeste exige porto, estrada, isenção de ICMS por longos períodos e energia. As empresas de petróleo não possuem nenhum desses benefícios, não exigem contrapartida e, além disso, constroem estradas, eletrificam ruralmente, posto que um poço distante que necessita de energia não pode esperar a concessionária colocar a energia, posto que demorasse muito tempo para isso ocorrer, portanto a empresa vai e realiza o investimento. Quando a empresa vai lá e realiza o investimento, como a colocação de energia elétrica, isso beneficia toda a microrregião em volta do poço.

Portanto, grosso modo esse é o resumo dos problemas.

APÊNDICE B – Fluxo de caixa dos cenários de estudo

Premissas iniciais

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Premissas	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Produção de óleo (bbl/ dia)											
Cenário 1 - Otimista	0.00	34.37	34.39	33.28	31.05	27.69	23.21	17.60	10.87	3.10	0.00
Cenário 2 - referência	0.00	15.64	11.59	8.58	6.36	4.71	3.49	2.59	1.92	1.42	1.05
Cenário 3 - Pessimista	0.00	4.68	3.05	2.37	1.93	1.60	1.33	1.11	0.93	0.76	0.61
Preços Petróleo (US\$/ bbl)											
Cenário 1 - Preços altos	0.00	135.00	140.00	143.19	146.40	148.61	152.69	156.47	160.33	164.92	169.25
Cenário 2 - referência	0.00	71.07	76.35	76.25	77.69	79.13	81.29	83.64	86.09	88.60	91.13
Cenário 3 - Preços baixos	0.00	51.57	51.93	53.08	55.55	57.70	59.32	61.00	62.04	62.98	64.22
Custos Operacionais (US\$/ bbl)											
Cenário 1 - Otimista	0.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Cenário 2 - referência	0.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Cenário 3 - Pessimista	0.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Despesas Operacionais (US\$ mil)											
Cenário 1 - Otimista	0.0	125.4	125.5	121.5	113.3	101.1	84.7	64.3	39.7	11.3	0.0
Cenário 2 - referência	0.0	558.1	413.5	306.3	226.9	168.2	124.6	92.3	68.3	50.5	37.4
Cenário 3 - Pessimista	0.0	17.1	11.1	8.7	7.0	5.8	4.9	4.1	3.4	2.8	2.2
Investimentos Consolidados (US\$ mil)											
Cenário 1 - Otimista	1,399					466					140
Cenário 2 - referência	1,119					373					112
Cenário 3 - Pessimista	700					233					70

Cenário 2 – preços altos e produção média

Fluxo de Caixa Real	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(US\$ mil) - método direto											
Entradas	0	892	958	926	881	800	689	537	342	100	0
Receitas	0	892	958	926	881	800	689	537	342	100	0
Saídas	-1,399	-335	-343	-332	-311	-746	-236	-181	-113	-32	-140
Impostos Diretos	0	-33	-35	-34	-32	-29	-25	-20	-12	-4	0
Royalties	0	-45	-48	-46	-44	-40	-34	-27	-17	-5	0
Proprietários da terra	0	-4	-5	-5	-4	-4	-3	-3	-2	-1	0
Custos de Produção	0	-101	-101	-98	-91	-81	-68	-52	-32	-9	0
Despesas Operacionais	0	-125	-126	-121	-113	-101	-85	-64	-40	-11	0
IR + CSLL	0	-27	-29	-28	-27	-24	-21	-16	-10	-3	0
Investimentos	-1,399	0	0	0	0	-466	0	0	0	0	-140
Caixa gerado no período	-1,399	556	615	595	569	54	452	356	229	68	-140
Saldo de caixa acumulado	-1,399	-843	-228	367	936	990	1,442	1,799	2,027	2,096	1,956

[illegible]

Cenário 3 – preços altos e produção pessimista

Fluxo de Caixa Real	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(US\$ mil) - método direto											
Entradas	0	647	652	645	630	583	503	392	246	71	0
Receitas	0	647	652	645	630	583	503	392	246	71	0
Saídas	-1,400	-305	-306	-297	-281	-719	-214	-163	-101	-29	-140
Impostos Diretos	0	-24	-24	-24	-23	-21	-18	-14	-9	-3	0
Royalties	0	-32	-33	-32	-31	-29	-25	-20	-12	-4	0
Proprietários da terra	0	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-2	-1	-0	0
Custos de Produção	0	-101	-101	-98	-91	-81	-68	-52	-32	-9	0
Despesas Operacionais	-1	-125	-126	-121	-113	-101	-85	-64	-40	-11	0
IR + CSLL	0	-20	-20	-19	-19	-17	-15	-12	-7	-2	0
Investimentos	-1,399	0	0	0	0	-466	0	0	0	0	-140
Caixa gerado no período	-1,400	342	346	347	349	-136	289	229	145	43	-140
Saldo de caixa acumulado	-1,400	-1,058	-713	-365	-16	-152	137	365	510	553	413

[illegible]

Cenário 5 – preços de referência e produção média

Fluxo de Caixa Real	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(US\$ mil) - método direto											
Entradas	0	406	323	239	180	136	104	79	60	46	35
Receitas	0	406	323	239	180	136	104	79	60	46	35
Saídas	-1,119	-152	-116	-85	-63	-420	-35	-26	-19	-14	-123
Impostos Diretos	0	-15	-12	-9	-7	-5	-4	-3	-2	-2	-1
Royalties	0	-20	-16	-12	-9	-7	-5	-4	-3	-2	-2
Proprietários da terra	0	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-0	-0	-0	-0
Custos de Produção	0	-46	-34	-25	-19	-14	-10	-8	-6	-4	-3
Despesas Operacionais	0	-57	-42	-31	-23	-17	-13	-9	-7	-5	-4
IR + CSLL	0	-12	-10	-7	-5	-4	-3	-2	-1	-1	-1
Investimentos	-1,119	0	0	0	0	-373	0	0	0	0	-112
Caixa gerado no período	-1,119	253	207	154	117	-284	68	53	41	32	-88
Saldo de caixa acumulado	-1,119	-866	-659	-505	-388	-672	-604	-551	-510	-479	-566

[illegible]

Cenário 6 – preços de referência e produção pessimista

Fluxo de Caixa Real	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(US\$ mil) - método direto											
Entradas	0	294	220	166	129	99	76	58	43	33	25
Receitas	0	294	220	166	129	99	76	58	43	33	25
Saídas	-1,119	-139	-103	-76	-57	-416	-32	-23	-17	-13	-121
Impostos Diretos	0	-11	-8	-6	-5	-4	-3	-2	-2	-1	-1
Royalties	0	-15	-11	-8	-6	-5	-4	-3	-2	-2	-1
Proprietários da terra	0	-1	-1	-1	-1	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Custos de Produção	0	-46	-34	-25	-19	-14	-10	-8	-6	-4	-3
Despesas Operacionais	0	-57	-42	-31	-23	-17	-13	-9	-7	-5	-4
IR + CSLL	0	-9	-7	-5	-3	-2	-2	-1	-1	-0	-0
Investimentos	-1,119	0	0	0	0	-373	0	0	0	0	-112
Caixa gerado no período	-1,119	156	117	90	72	-316	44	34	26	20	-97
Saldo de caixa acumulado	-1,119	-964	-847	-757	-685	-1,002	-958	-924	-898	-878	-974

[illegible]

Cenário 7 – preços baixos e produção otimista

Fluxo de Caixa Real	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(US\$ mil) - método direto											
Entradas	0	231	156	124	103	87	74	64	54	46	38
Receitas	0	231	156	124	103	87	74	64	54	46	38
Saídas	-701	-59	-39	-30	-25	-487	-17	-15	-12	-10	-148
Impostos Diretos	0	-8	-6	-5	-4	-3	-3	-2	-2	-2	-1
Royalties	0	-12	-8	-6	-5	-4	-4	-3	-3	-2	-2
Proprietários da terra	0	-1	-1	-1	-1	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Custos de Produção	0	-14	-9	-7	-6	-5	-4	-3	-3	-2	-2
Despesas Operacionais	-1	-17	-11	-9	-7	-6	-5	-4	-3	-3	-2
IR + CSLL	0	-7	-5	-3	-3	-2	-2	-1	-1	-1	-1
Investimentos	-700	0	0	0	0	-466	0	0	0	0	-140
Caixa gerado no período	-701	172	117	94	78	-400	57	49	42	36	-110
Saldo de caixa acumulado	-701	-529	-412	-318	-240	-640	-583	-534	-492	-456	-566

[illegible]

Cenário 8 – preços baixos e produção média

Fluxo de Caixa Real	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(US\$ mil) - método direto											
Entradas	0	122	85	66	55	46	40	34	29	25	20
Receitas	0	122	85	66	55	46	40	34	29	25	20
Saídas	-701	-46	-30	-23	-19	-389	-13	-11	-9	-7	-118
Impostos Diretos	0	-4	-3	-2	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1
Royalties	0	-6	-4	-3	-3	-2	-2	-2	-1	-1	-1
Proprietários da terra	0	-1	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Custos de Produção	0	-14	-9	-7	-6	-5	-4	-3	-3	-2	-2
Despesas Operacionais	-1	-17	-11	-9	-7	-6	-5	-4	-3	-3	-2
IR + CSLL	0	-4	-2	-1	-1	-1	-1	-0	-0	-0	-0
Investimentos	-700	0	0	0	0	-373	0	0	0	0	-112
Caixa gerado no período	-701	76	55	43	36	-343	27	23	20	17	-97
Saldo de caixa acumulado	-701	-625	-570	-527	-491	-834	-807	-784	-764	-747	-844

[illegible]

Cenário 9 – preços baixos e produção pessimista

Fluxo de Caixa Real	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(US\$ mil) - método direto											
Entradas	0	88	58	46	39	34	29	25	21	17	14
Receitas	0	88	58	46	39	34	29	25	21	17	14
Saídas	-701	-41	-27	-21	-17	-247	-12	-10	-8	-7	-75
Impostos Diretos	0	-3	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Royalties	0	-4	-3	-2	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1
Proprietários da terra	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Custos de Produção	0	-14	-9	-7	-6	-5	-4	-3	-3	-2	-2
Despesas Operacionais	-1	-17	-11	-9	-7	-6	-5	-4	-3	-3	-2
IR + CSLL	0	-3	-2	-1	-1	-0	-0	-0	-0	0	0
Investimentos	-700	0	0	0	0	-233	0	0	0	0	-70
Caixa gerado no período	-701	47	31	25	22	-214	17	15	13	11	-61
Saldo de caixa acumulado	-701	-654	-623	-598	-576	-789	-772	-757	-744	-733	-794

[illegible]

ANEXO A – Campos terrestres em produção no br

Campo	Concessionário
ACAUÃ	¹ Petrobras (100)
ALTO DO RODRIGUES	¹ Petrobras (100)
ANDORINHA	Petrobras (50) / ¹ Petrogal Brasil (50)
ANGICO	¹ Petrobras (100)
ARAÇARI	¹ Petrosynergy (100)
ASA BRANCA	¹ Petrobras (100)
BAIXA DO ALGODÃO	¹ Petrobras (100)
BAIXA DO JUAZEIRO	¹ Petrobras (100)
BARRINHA	¹ Petrobras (100)
BARRINHA LESTE	¹ Petrobras (100)
BARRINHA SUDOESTE	¹ Petrobras (100)
BENFICA	¹ Petrobras (100)
BOA ESPERANÇA	¹ Petrobras (100)
BOA VISTA	¹ Petrobras (100)
BREJINHO	¹ Petrobras (100)
CABOCLINHO	¹ UTC Óleo e Gás (100)
CACHOEIRINHA	¹ Petrobras (100)
CANTO DO AMARO	¹ Petrobras (100)
CARCARÁ	¹ Central Resources (100)
CARDEAL	Petrobras (50) / ¹ Partex Brasil (50)
CHAUÁ ²	¹ Allpetro (100)
COLIBRI	¹ Partex Brasil (50) / Petrobras (50)
CONCRIZ	¹ UTC Óleo e Gás (51) / Phoenix Petróleo (39) / Quantra (10)
ESTREITO	¹ Petrobras (100)
FAZENDA CANAAN	¹ Petrobras (100)
FAZENDA CURRAL	¹ Petrobras (100)
FAZENDA JUNCO	¹ Petrobras (100)
FAZENDA MALAQUIAS	¹ Petrobras (100)
FAZENDA POCINHO	¹ Petrobras (100)

Campo	Concessionário
GALO DE CAMPINA	¹ UTC Óleo e Gás (100)
GRAÚNA	¹ UTC Óleo e Gás (100)
GUAMARÉ	¹ Petrobras (100)
GUAMARÉ SUDESTE	¹ Petrobras (100)
IRAÚNA	¹ Petrobras (100)
IRERÊ	¹ Petrosynergy (100)
JAÇANÃ	¹ Petrobras (100)
JANDUÍ	¹ Petrobras (100)
JOÃO DE BARRO	Aurizônia Petróleo (50) / ¹ UTC Óleo e Gás (50)
JUAZEIRO	¹ Petrobras (100)
LAGOA AROEIRA	¹ Petrobras (100)
LESTE DE POÇO XAVIER	¹ Petrobras (100)
LIVRAMENTO	¹ Petrobras (100)
LORENA	¹ Petrobras (100)
MAÇARICO	¹ Petrobras (100)
MACAU	¹ Petrobras (100)
MONTE ALEGRE	¹ Petrobras (100)
MORRINHO	¹ Petrobras (100)
MOSSORÓ	¹ Petrobras (100)
NOROESTE DO MORRO	¹ Petrobras (100)
ROSADO	¹ Petrobras (100)
PAJEÚ	¹ Petrobras (100)
PARDAL	¹ Petrobras (100)
PATATIVA	¹ Petrobras (100)
PATURI	¹ Petrobras (100)
PEDRA SENTADA	¹ Petrobras (100)
PERIQUITO	¹ UTC Óleo e Gás (75) / Phoenix (25)
PINTASSILGO	¹ Petrobras (100)
PITIGUARI	¹ Petrosynergy (100)
POÇO VERDE	¹ Petrobras (100)
POÇO XAVIER	¹ Petrobras (100)
PONTA DO MEL	¹ Petrobras (100)

Campo	Concessionário
PORTO CARÃO	¹ Petrobras (100)
REDONDA	¹ Petrobras (100)
REDONDA PROFUNDO	¹ Petrobras (100)
RIACHO DA FORQUILHA	¹ Petrobras (100)
RIACHO VELHO ²	¹ Genesis 2000 (100)
RIO DO CARMO ²	¹ Proen (100)
RIO MOSSORÓ	¹ Petrobras (100)
ROLINHA	¹ UTC Óleo e Gás (100)
SABIÁ	¹ Petrobras (100)
SABIÁ BICO-DE-OSSO	Petrobras (70) / ¹ Sonangol Starfish (30)
SABIÁ DA MATA	Petrobras (70) / ¹ Sonangol Starfish (30)
SALINA CRISTAL	¹ Petrobras (100)
SANHAÇU	Petrogal Brasil (50) / ¹ Petrobras (50)
SÃO MANOEL ²	¹ Arclima (100)
SERRA DO MEL	¹ Petrobras (100)
SERRA VERMELHA	¹ Petrobras (100)
SERRARIA	¹ Petrobras (100)
TIZIU	¹ Petrobras (100)
TRÊS MARIAS	¹ Petrobras (100)
TRINCA FERRO	¹ Petrobras (100)
UPANEMA	¹ Petrobras (100)
VARGINHA	¹ Petrobras (100)

Fonte: ANP/SDP, 2015

¹Empresa operadora.

²Campos com acumulações marginais

³Cessão Onerosa

* Em processo de devolução.

ANEXO B – Índices dos municípios do RN

Lugar		% da população em PRODUTORDomicílios com água encanada (1991)	% da população em Domicílios com água encanada (2000)	% da população em Domicílios com água encanada (2010)	% da população em Domicílios com energia elétrica (1991)	% da população em Domicílios com energia elétrica (2000)	% da população em Domicílios com energia elétrica (2010)
Brasil	não	71.31	81.79	92.72	84.84	93.46	98.58
Acari (RN)	não	54.41	82.95	87.52	81.19	95.11	99.96
Açu (RN)	sim	40.04	54.72	88.83	83.33	93.45	98.65
Afonso Bezerra (RN)	não	28.23	47	76.2	73.29	96.79	99.45
Água Nova (RN)	não	29.41	22.37	86.49	45.9	85.2	99.14
Alexandria (RN)	não	39.91	58.78	84.87	62.91	88.04	98.68
Almino Afonso (RN)	não	32.2	43.76	73.19	65.01	82.1	99.47
Alto do Rodrigues (RN)	sim	23.39	74.71	85.87	91.22	95.54	99.45
Angicos (RN)	não	37.74	48.64	90.47	83.38	93.48	98.64
Antônio Martins (RN)	não	11.97	31.28	84.71	52.95	71.9	99.32
Apodi (RN)	sim	20.35	54.61	71.44	61.86	85.14	98.98
Areia Branca (RN)	sim	61.78	65.44	86.47	90.33	97.28	99.49
Arês (RN)	não	39.38	52.37	86.96	80.89	91.39	99.02
Augusto Severo (RN)	não	12.22	32.42	55.03	50.2	69.43	98.32
Baía Formosa (RN)	não	43.81	90.05	90.93	92.74	94.01	99.94
Baraúna (RN)	não	9.66	19.71	80.07	75.39	92.61	98.96
Barcelona (RN)	não	2.86	42.46	80.12	63.36	86.21	98.41
Bento Fernandes (RN)	não	0.41	36.46	75.37	77.97	93.22	99.68
Bodó (RN)	não	--	15.8	76.83	54.72	70.22	99.55
Bom Jesus (RN)	não	45.19	42.24	87.55	87.73	97.83	99.13
Brejinho (RN)	não	11.01	48.16	86.99	78.01	97.14	99.54

Lugar		% da população em PRODUTORDomicílios com água encanada (1991)	% da população em Domicílios com água encanada (2000)	% da população em Domicílios com água encanada (2010)	% da população em Domicílios com energia elétrica (1991)	% da população em Domicílios com energia elétrica (2000)	% da população em Domicílios com energia elétrica (2010)
Caiçara do Norte (RN)	não	17.87	48.36	92.22	84.94	95.33	97.7
Caiçara do Rio do Vento (RN)	não	34.08	49.78	89.46	65.09	90.67	98.96
Caicó (RN)	não	67.3	85.41	93.35	87.83	97.45	99.46
Campo Redondo (RN)	não	17.33	37.97	50.76	56.38	78.59	98.56
Canguaretama (RN)	não	26.3	47.53	92.07	87.67	95.25	98.13
Caraúbas (RN)	sim	22.41	38.77	78.57	58.36	83.25	98.61
Carnaúba dos Dantas (RN)	não	45.51	65.09	79.1	84.09	93.95	99.43
Carnaubais (RN)	sim	12.14	23.24	87.53	82.82	95.28	97.63
Ceará-Mirim (RN)	não	41.67	58.15	81.18	86.61	94.68	99.44
Cerro Corá (RN)	não	10.39	39.99	67.07	47.09	84.36	99.01
Coronel Ezequiel (RN)	não	11.65	23.39	51.3	32.25	62.8	99.22
Coronel João Pessoa (RN)	não	26.1	90.86	86.02	68.36	88.44	99.79
Cruzeta (RN)	não	55.34	71.03	85.01	77.11	95	99.48
Currais Novos (RN)	não	68.97	83.16	88.17	86.83	93.02	99.38
Doutor Severiano (RN)	não	15.19	39.18	90.91	56.93	93.5	99.39
Encanto (RN)	não	33.84	43.22	78.6	72.42	94.61	99.78
Equador (RN)	não	25.15	49.12	78.87	54.88	84.17	99.24
Espírito Santo (RN)	não	32.61	58.95	89.32	82.15	98.1	98.71
Extremoz (RN)	não	29.82	71.12	93.88	84.92	97.41	99.1
Felipe Guerra (RN)	sim	9.97	47.77	77.07	65.99	82.22	97.05
Fernando Pedroza (RN)	não	--	39.44	79.69	77.91	92.56	96.21
Florânia (RN)	não	26.66	54.53	83.2	71.63	88.85	99.9
Francisco Dantas (RN)	não	28.42	47.27	80	57.72	73.33	99.45
Frutuoso Gomes (RN)	não	27.16	56.91	81.24	78.35	95.98	100
Galinhas (RN)	não	1.99	14.9	74.01	88.75	97.75	99.3

Lugar		% da população em água encanada (1991)	% da população em água encanada (2000)	% da população em água encanada (2010)	% da população em energia elétrica (1991)	% da população em energia elétrica (2000)	% da população em energia elétrica (2010)
Goianinha (RN)	não	29.36	62.16	80.34	89.31	98.31	99.58
Governador Dix-Sept Rosado (RN)	sim	11.39	23.49	59.72	73.58	84.59	98.77
Grossos (RN)	não	29.6	40.84	87.02	90.96	95.67	98.79
Guamaré (RN)	sim	2.82	26.59	87.74	83.32	96.95	98.3
Ielmo Marinho (RN)	não	2.13	12.55	51.9	60.13	85.15	97.81
Ipanguaçu (RN)	não	23.81	41.02	74.92	84.56	93.99	98.26
Ipueira (RN)	não	48.51	2.3	94.38	75.94	96.72	99.92
Itajá (RN)	não	20.33	40.92	74.27	77.47	92.23	98.56
Itaú (RN)	não	52.62	78.92	89.11	73.48	93.27	99.66
Jaçanã (RN)	não	10.04	30.04	64.86	58.95	81.71	99.52
Jandaíra (RN)	não	6.55	31.47	71.66	89.49	91.46	98.2
Janduís (RN)	não	7.8	23.29	77.69	59.33	86.05	99.66
Januário Cicco (RN)	não	6.85	25.4	76.74	55.96	89.56	99.29
Japi (RN)	não	7.47	0.66	58.06	53.34	76.55	99.4
Jardim de Angicos (RN)	não	7.55	29.65	45.07	38.16	68	98.68
Jardim de Piranhas (RN)	não	24.84	59.34	82.65	69.7	96.94	99.61
Jardim do Seridó (RN)	não	60.04	76.49	91	78.76	93.42	98.9
João Câmara (RN)	não	38.27	51.34	78.63	78.81	90	99.4
João Dias (RN)	não	12.32	36.1	79.65	22.34	67.39	98.2
José da Penha (RN)	não	34.04	61.56	93.86	52.82	84.63	99.21
Jucurutu (RN)	não	20.2	72.22	86.85	64.84	85.52	98.52
Jundiá (RN)	não	3.08	37.86	71.23	70.16	95.83	99.82
Lagoa D'Anta (RN)	não	2.04	55.47	87.4	57.11	86.91	99.22
Lagoa de Pedras (RN)	não	0.95	33.04	62.67	67.07	91.26	99
Lagoa de Velhos (RN)	não	1.15	28.62	87.5	79.3	80.45	97.66

Lugar		% da população em água encanada (1991)	% da população em água encanada (2000)	% da população em água encanada (2010)	% da população em energia elétrica (1991)	% da população em energia elétrica (2000)	% da população em energia elétrica (2010)
Lagoa Nova (RN)	não	4.67	35.93	85.06	60.1	86.67	99.51
Lagoa Salgada (RN)	não	3.24	39.41	77.91	68.28	93.5	99.23
Lajes (RN)	não	46.22	49.1	78.74	78.56	87.44	98.8
Lajes Pintadas (RN)	não	8.41	28.01	68.65	52.55	78.28	99.82
Lucrécia (RN)	não	12.31	73.18	80.68	79.96	97.45	99.92
Luís Gomes (RN)	não	38.74	55.62	85	62.45	89.13	99.47
Macaíba (RN)	não	37.75	57.41	86.5	83.17	96.59	99.29
Macau (RN)	sim	65.47	75.3	90.17	95.83	97.13	98.34
Major Sales (RN)	não	5.95	78.22	98.8	78.12	92.74	100
Marcelino Vieira (RN)	não	35.08	56.79	88.63	50.26	79.01	99.25
Martins (RN)	não	43.13	54.33	76.2	75.48	95.86	99.55
Maxaranguape (RN)	não	21.47	55.75	95.99	71.74	97.63	99.03
Messias Targino (RN)	não	8.1	4.13	76.87	69.55	90.82	99.12
Montanhas (RN)	não	46.6	50.31	92.37	77.54	90.8	99.51
Monte Alegre (RN)	não	19.65	42.61	92.77	72.91	95.08	99.72
Monte das Gameleiras (RN)	não	14.04	0.17	74.31	53.94	69.73	98.14
Mossoró (RN)	sim	62.43	73.68	92.76	95.01	98.08	99.57
Natal (RN)	não	85.73	93.65	98.91	98.25	99.7	99.84
Nísia Floresta (RN)	não	40.52	65.29	85.22	88.84	93.89	99.28
Nova Cruz (RN)	não	29.36	53.13	81.96	70.64	86.36	99.75
Olho-D'Água do Borges (RN)	não	12.27	19.18	80.53	66.09	86.08	98.7
Ouro Branco (RN)	não	37.44	66.28	83.3	59.34	89.3	98.42
Paraná (RN)	não	3.23	59.23	88.95	61.64	91.65	99.69
Paraú (RN)	não	7.25	35.57	85	64.73	79.62	96.81
Parazinho (RN)	não	19.16	16.27	86.5	75.38	84.02	96.99

Lugar		% da população em domicílios com água encanada (1991)	% da população em domicílios com água encanada (2000)	% da população em domicílios com água encanada (2010)	% da população em domicílios com energia elétrica (1991)	% da população em domicílios com energia elétrica (2000)	% da população em domicílios com energia elétrica (2010)
Parelhas (RN)	não	61.17	67.7	90.72	83.07	92.48	98.94
Parnamirim (RN)	não	64.68	90.39	98.66	94.01	99.37	99.89
Passa E Fica (RN)	não	2.74	40.81	87.26	72.78	95.65	98.64
Passagem (RN)	não	41.79	13.76	75.92	63.11	90.57	99.6
Patu (RN)	não	23.76	7.82	62.71	75.75	86.78	97.83
Pau dos Ferros (RN)	não	78.01	86.81	96.88	90.13	98.03	99.8
Pedra Grande (RN)	não	2.04	24	67	78.81	93.74	98.79
Pedra Preta (RN)	não	--	19.17	41.54	35.97	71.52	99.7
Pedro Avelino (RN)	não	18.78	50.19	71.22	58.7	85.39	98.11
Pedro Velho (RN)	não	37.42	56.56	96.7	85.47	95.8	99.31
Pendências (RN)	sim	25.77	53.75	91.99	92.9	95.22	99.83
Pilões (RN)	não	12.06	68.89	88.65	64.72	83.75	99.44
Poço Branco (RN)	não	19.26	39.94	91.49	86.89	94.59	99.35
Portalegre (RN)	não	13.53	35.32	62.07	49.39	95.21	99
Porto do Mangue (RN)	sim	0.56	4.85	58.43	75.6	85.21	94.88
Presidente Juscelino (RN)	não	1.18	35.15	85.23	65.51	86.4	99.46
Pureza (RN)	não	10.94	45.17	57.74	78.19	95.11	97.9
Rafael Fernandes (RN)	não	37.96	42.18	51	54.96	86.16	99.24
Rafael Godeiro (RN)	não	4.48	21.65	72.75	51.28	88.09	99.8
Riacho da Cruz (RN)	não	26.01	56.72	87.82	76.07	88.54	100
Riacho de Santana (RN)	não	17.03	53.23	78.94	60.91	94.02	99.85
Riachuelo (RN)	não	11.25	37.84	80.72	75.64	94.35	99.62
Rio do Fogo (RN)	não	17.04	55.04	95.91	83.43	91.48	98.27
Rodolfo Fernandes (RN)	não	11.6	60.77	88.43	63.72	89.52	98.7
Ruy Barbosa (RN)	não	0.66	29.19	57.59	36.5	54.98	97.99

Lugar		% da população em domicílios com água encanada (1991)	% da população em domicílios com água encanada (2000)	% da população em domicílios com água encanada (2010)	% da população em domicílios com energia elétrica (1991)	% da população em domicílios com energia elétrica (2000)	% da população em domicílios com energia elétrica (2010)
Santa Cruz (RN)	não	54.04	70.63	86.96	73.97	84.1	98.55
Santa Maria (RN)	não	4.51	67.75	72.64	64.76	94.81	99.45
Santana do Matos (RN)	não	21.41	31.55	65.75	44.35	70.16	99.01
Santana do Seridó (RN)	não	50.94	72.7	82.57	58.15	91.68	100
Santo Antônio (RN)	não	21.35	41.74	80.55	69.18	90.68	98.78
São Bento do Norte (RN)	não	20.62	17.37	78.09	82.58	90.49	99.5
São Bento do Trairí (RN)	não	1.25	39.14	71.08	26.76	67.94	99.28
São Fernando (RN)	não	31.16	48.38	82.95	55.12	90.59	100
São Francisco do Oeste (RN)	não	11.34	79.76	92.24	71.14	92.35	100
São Gonçalo do Amarante (RN)	não	53.8	74.62	97	92.78	98.33	99.63
São João do Sabugi (RN)	não	37.5	72.75	84.23	69.6	90.24	99.83
São José de Mipibu (RN)	não	34.39	60.4	77.09	91.54	97.25	98.93
São José do Campestre (RN)	não	5.62	62.08	84.14	70.43	88.01	99.52
São José do Seridó (RN)	não	45.49	67.03	92.65	66.59	96.8	99.35
São Miguel (RN)	não	31.58	39.92	89.68	61.51	94.76	99.64
São Miguel do Gostoso (RN)	não	1.7	26.18	88.21	90.33	87.32	99.84
São Paulo do Potengi (RN)	não	41.65	65.1	84.56	74.34	94.42	99.96
São Pedro (RN)	não	3.42	46.47	66.34	65.49	94.75	99.12
São Rafael (RN)	não	45.49	60.9	82.95	63.1	87.5	95.72
São Tomé (RN)	não	21.6	36.13	63.4	48.71	66.86	97.32
São Vicente (RN)	não	17.43	51.7	93.93	66.56	90.94	99.27
Senador Elói de Souza (RN)	não	0.86	21.54	83.74	55.01	82.6	98.3
Senador Georgino Avelino (RN)	não	23.68	59.57	92.61	92.18	95.95	99.28
Serra de São Bento (RN)	não	0.4	2.11	61.87	57.83	84.43	99.72
Serra do Mel (RN)	sim	3.67	23.01	83.29	90.96	97.05	98.3

Lugar	PRODUTOR		% da população em domicílios com água encanada (1991)	% da população em domicílios com água encanada (2000)	% da população em domicílios com água encanada (2010)	% da população em domicílios com energia elétrica (1991)	% da população em domicílios com energia elétrica (2000)	% da população em domicílios com energia elétrica (2010)
			(1991)	(2000)	(2010)	elétrica (1991)	elétrica (2000)	elétrica (2010)
Serra Negra do Norte (RN)	não		34.79	53.3	74.11	69.51	94.16	99.75
Serrinha (RN)	não		16.27	21.39	56.45	63.07	83.36	98.85
Serrinha dos Pintos (RN)	não		12.84	37.93	93.51	49.17	86.58	99.75
Severiano Melo (RN)	não		8.12	49.57	69.51	55.15	84.85	98.94
Sítio Novo (RN)	não		15.12	1.36	72.25	43.4	70.92	99.61
Taboleiro Grande (RN)	não		13.22	30.95	59.57	63.41	89.36	98.25
Taipu (RN)	não		11.16	30.74	76.98	74.71	92.14	99.08
Tangará (RN)	não		28.97	66.63	88.89	68.64	80.54	99.5
Tenente Ananias (RN)	não		39.44	58.73	73.71	57.01	85.18	99.08
Tenente Laurentino Cruz (RN)	não		1.05	3.68	93.64	58.31	95.65	99.22
Tibau (RN)	não		38.59	65.69	88.82	74.4	98.08	98.78
Tibau do Sul (RN)	não		14.12	59.57	89.66	88.13	96.86	98.84
Timbaúba dos Batistas (RN)	não		27.19	79.74	88.59	70.41	95.72	99.87
Touros (RN)	não		19.39	65.74	81.76	81.65	94.09	98.43
Triunfo Potiguar (RN)	não		1.56	14.79	80.81	50.97	65.87	96.69
Umarizal (RN)	não		24.11	52.13	90.33	82.14	91.65	99.02
Upanema (RN)	sim		13.9	31.05	72.46	55.64	76.79	98.58
Várzea (RN)	não		51.19	73.39	87.84	78.56	93.59	99.81
Venha-Ver (RN)	não		0.58	17.7	94.84	20.14	51.79	98.74
Vera Cruz (RN)	não		33.01	48.05	85.21	85.34	97.11	99.53
Viçosa (RN)	não		4.83	30.36	91.27	79.84	90	99.55
Vila Flor (RN)	não		10.56	53.03	97.96	90.33	94.37	97.24

Lugar	PRODUTOR	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	IDH-M (2010)	Renda per capita (1991)	Renda per capita (2000)	Renda per capita (2010)
Brasil	não	0.493	0.612	0.727	447.56	592.46	793.87
Acari (RN)	não	0.43	0.557	0.679	179.82	258.99	410.61
Açu (RN)	sim	0.399	0.536	0.661	195.46	279.08	432.38
Afonso Bezerra (RN)	não	0.343	0.456	0.585	106.02	188.57	261.3
Água Nova (RN)	não	0.309	0.411	0.616	123.58	101.84	212.82
Alexandria (RN)	não	0.33	0.467	0.606	143.22	157.76	296.5
Almino Afonso (RN)	não	0.387	0.493	0.624	123.1	169.67	291.3
Alto do Rodrigues (RN)	sim	0.373	0.513	0.672	132.02	292.59	447.67
Angicos (RN)	não	0.401	0.528	0.624	129.47	234.2	347.65
Antônio Martins (RN)	não	0.294	0.435	0.578	94.59	126.42	251.04
Apodi (RN)	sim	0.357	0.502	0.639	133.8	176.32	358.66
Areia Branca (RN)	sim	0.415	0.55	0.682	195.35	292.34	449.02
Arês (RN)	não	0.329	0.463	0.606	123.54	189.39	309.04
Augusto Severo (RN)	não	0.263	0.452	0.621	95.44	192.88	388.39
Baía Formosa (RN)	não	0.37	0.46	0.609	130.77	173.37	315.25
Baraúna (RN)	não	0.285	0.414	0.574	119.37	188.08	263.68
Barcelona (RN)	não	0.25	0.413	0.566	91.93	149.2	266.71
Bento Fernandes (RN)	não	0.255	0.371	0.582	76.87	104.66	233.48
Bodó (RN)	não	0.136	0.417	0.629	61.8	147.9	277.16
Bom Jesus (RN)	não	0.356	0.425	0.584	117.81	164.57	300.38
Brejinho (RN)	não	0.337	0.434	0.592	114.68	189.12	304.8
Caiçara do Norte (RN)	não	0.326	0.424	0.574	97.76	132.08	280.53
Caiçara do Rio do Vento (RN)	não	0.274	0.428	0.587	75.81	153.85	250.07
Caicó (RN)	não	0.499	0.613	0.71	272.98	409.68	637.13
Campo Redondo (RN)	não	0.345	0.479	0.626	111.74	170.89	251.73

Lugar	PRODUTOR	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	IDH-M (2010)	Renda per capita (1991)	Renda per capita (2000)	Renda per capita (2010)
Canguaretama (RN)	não	0.306	0.418	0.579	113.99	148.79	256.22
Caraúbas (RN)	sim	0.328	0.46	0.638	108.69	173.83	321.99
Carnaúba dos Dantas (RN)	não	0.439	0.59	0.659	162.42	321.89	387.8
Carnaubais (RN)	sim	0.352	0.481	0.589	143.78	258.54	300.27
Ceará-Mirim (RN)	não	0.355	0.477	0.616	146.85	207.45	332.89
Cerro Corá (RN)	não	0.308	0.433	0.607	91.45	139.45	282.84
Coronel Ezequiel (RN)	não	0.329	0.416	0.587	79.25	126.52	238.25
Coronel João Pessoa (RN)	não	0.263	0.408	0.578	66.81	121.31	243.22
Cruzeta (RN)	não	0.412	0.56	0.654	189.52	337.69	339.38
Currais Novos (RN)	não	0.47	0.572	0.691	235.86	341.37	526.96
Doutor Severiano (RN)	não	0.33	0.433	0.621	80.89	118.87	272.21
Encanto (RN)	não	0.333	0.453	0.629	88.25	144.65	312.34
Equador (RN)	não	0.35	0.494	0.623	119.1	194.96	292.55
Espírito Santo (RN)	não	0.273	0.402	0.558	91.61	141.8	243.23
Extremoz (RN)	não	0.379	0.528	0.66	159.08	271.6	428.65
Felipe Guerra (RN)	sim	0.336	0.478	0.636	155.8	169.58	298.6
Fernando Pedroza (RN)	não	0.31	0.476	0.597	72.24	212.16	269.67
Florânia (RN)	não	0.351	0.492	0.642	111.6	204.3	359
Francisco Dantas (RN)	não	0.341	0.47	0.606	98.5	176.83	298.43
Frutuoso Gomes (RN)	não	0.358	0.461	0.597	91.73	147.91	269.48
Galinhos (RN)	não	0.303	0.417	0.564	111.81	142.51	291.78
Goianinha (RN)	não	0.32	0.476	0.638	144.86	217.22	377.59
Governador Dix-Sept Rosado (RN)	sim	0.337	0.45	0.592	134.73	159.79	267.12
Grossos (RN)	não	0.33	0.495	0.664	137.2	212.26	410.84
Guamaré (RN)	sim	0.344	0.444	0.626	157.72	181.41	407.49
Ielmo Marinho (RN)	não	0.246	0.381	0.55	105.3	131.99	204.5

Lugar	PRODUTOR	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	IDH-M (2010)	Renda per capita (1991)	Renda per capita (2000)	Renda per capita (2010)
Ipanguaçu (RN)	não	0.307	0.452	0.603	96.4	167.82	273.8
Ipueira (RN)	não	0.429	0.51	0.679	175.97	205.64	395.09
Itajá (RN)	não	0.3	0.454	0.624	103.82	173.9	306
Itaú (RN)	não	0.408	0.517	0.614	161.52	194.8	310.63
Jaçanã (RN)	não	0.341	0.458	0.604	90.92	202.11	259.77
Jandaíra (RN)	não	0.272	0.413	0.569	94.46	155.21	261.85
Janduís (RN)	não	0.339	0.471	0.615	107.26	165.99	272.39
Januário Cicco (RN)	não	0.31	0.424	0.574	110.51	126.33	192.34
Japi (RN)	não	0.301	0.395	0.569	89.76	85.31	214.04
Jardim de Angicos (RN)	não	0.303	0.422	0.565	111.3	121	255.49
Jardim de Piranhas (RN)	não	0.387	0.46	0.603	197.95	226.75	314.6
Jardim do Seridó (RN)	não	0.416	0.571	0.663	185.51	304.69	447.53
João Câmara (RN)	não	0.34	0.457	0.595	136.35	207.49	335.64
João Dias (RN)	não	0.234	0.358	0.53	84.23	98.02	174.39
José da Penha (RN)	não	0.309	0.445	0.608	84.05	167.3	301.09
Jucurutu (RN)	não	0.303	0.449	0.601	134.37	210.83	301.94
Jundiá (RN)	não	0.233	0.404	0.595	82.36	114.45	248.13
Lagoa D'Anta (RN)	não	0.3	0.416	0.601	93.19	155.63	295.37
Lagoa de Pedras (RN)	não	0.236	0.366	0.553	80.13	108.22	214.84
Lagoa de Velhos (RN)	não	0.321	0.472	0.589	114.86	161.47	270.76
Lagoa Nova (RN)	não	0.302	0.444	0.585	87.44	142.72	233.77
Lagoa Salgada (RN)	não	0.29	0.357	0.582	99.7	127.63	247.22
Lajes (RN)	não	0.351	0.486	0.624	134.98	200.56	292.5
Lajes Pintadas (RN)	não	0.34	0.499	0.625	89.02	188.06	258.98
Lucrecia (RN)	não	0.4	0.507	0.646	120.84	174.96	388.31
Luís Gomes (RN)	não	0.319	0.425	0.608	98.74	140.79	237.26

Lugar	PRODUTOR	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	IDH-M (2010)	Renda per capita (1991)	Renda per capita (2000)	Renda per capita (2010)
Macaíba (RN)	não	0.368	0.508	0.64	156.26	230.39	363.97
Macau (RN)	sim	0.405	0.556	0.665	209.69	270.15	457.22
Major Sales (RN)	não	0.299	0.462	0.617	75.82	137.04	282.48
Marcelino Vieira (RN)	não	0.261	0.425	0.609	77.64	148.78	279.42
Martins (RN)	não	0.371	0.516	0.622	121.31	193.98	295.35
Maxaranguape (RN)	não	0.323	0.425	0.608	149.12	133.8	298.87
Messias Targino (RN)	não	0.377	0.472	0.644	105.86	168.81	350.8
Montanhas (RN)	não	0.294	0.408	0.557	125.52	149.68	249.75
Monte Alegre (RN)	não	0.327	0.465	0.609	113.82	160.22	292.15
Monte das Gameleiras (RN)	não	0.322	0.433	0.598	96.81	114.56	261.41
Mossoró (RN)	sim	0.47	0.596	0.72	258.72	359.78	600.28
Natal (RN)	não	0.572	0.664	0.763	496.15	673.38	950.34
Nísia Floresta (RN)	não	0.362	0.484	0.622	206.79	253.44	337.75
Nova Cruz (RN)	não	0.327	0.465	0.629	133.72	168.55	313.34
Olho-D'Água do Borges (RN)	não	0.347	0.477	0.585	112.12	175.3	290.17
Ouro Branco (RN)	não	0.394	0.542	0.645	145.7	230.97	355.71
Paraná (RN)	não	0.317	0.427	0.589	87.2	117.11	219.34
Paraú (RN)	não	0.332	0.486	0.603	121.41	212.79	298.75
Parazinho (RN)	não	0.238	0.385	0.549	83.78	149.33	234.75
Parelhas (RN)	não	0.431	0.54	0.676	157.35	240.61	390.54
Parnamirim (RN)	não	0.472	0.629	0.766	292.35	520.96	850.44
Passa E Fica (RN)	não	0.336	0.445	0.606	102.39	165.73	269.09
Passagem (RN)	não	0.368	0.464	0.589	92.63	136.36	241.15
Patu (RN)	não	0.388	0.515	0.618	144.38	302.24	331.98
Pau dos Ferros (RN)	não	0.447	0.584	0.678	265.43	338.63	504.82
Pedra Grande (RN)	não	0.268	0.419	0.559	99.99	144.71	210.52

Lugar	PRODUTOR	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	IDH-M (2010)	Renda per capita (1991)	Renda per capita (2000)	Renda per capita (2010)
Pedra Preta (RN)	não	0.279	0.388	0.558	112.46	98.18	216.3
Pedro Avelino (RN)	não	0.289	0.469	0.583	107.68	233.26	289.53
Pedro Velho (RN)	não	0.299	0.427	0.568	127.31	184.26	263.8
Pendências (RN)	sim	0.377	0.493	0.631	144.94	203.39	412.01
Pilões (RN)	não	0.332	0.443	0.614	142.98	150.61	270.87
Poço Branco (RN)	não	0.295	0.426	0.587	105.15	134.19	263.9
Portalegre (RN)	não	0.326	0.452	0.621	89.49	166.71	296.9
Porto do Mangue (RN)	sim	0.236	0.395	0.59	127.87	133.95	257.49
Presidente Juscelino (RN)	não	0.305	0.444	0.563	109.56	241.8	247.77
Pureza (RN)	não	0.286	0.431	0.567	88.15	131.26	198.93
Rafael Fernandes (RN)	não	0.405	0.489	0.608	118.31	160.72	311.04
Rafael Godeiro (RN)	não	0.375	0.501	0.654	95.24	171.32	300.88
Riacho da Cruz (RN)	não	0.321	0.443	0.584	102.96	160.67	237.37
Riacho de Santana (RN)	não	0.303	0.441	0.591	57.73	109.48	237.37
Riachuelo (RN)	não	0.309	0.459	0.592	82.92	178.29	262.85
Rio do Fogo (RN)	não	0.275	0.398	0.569	129.46	137.68	239.1
Rodolfo Fernandes (RN)	não	0.33	0.496	0.604	87.29	202.35	263.32
Ruy Barbosa (RN)	não	0.208	0.41	0.605	56.94	130.32	241.96
Santa Cruz (RN)	não	0.394	0.513	0.635	144.57	216.51	327.61
Santa Maria (RN)	não	0.237	0.408	0.59	84.78	164.08	251.9
Santana do Matos (RN)	não	0.275	0.431	0.591	76.33	139.03	258.64
Santana do Seridó (RN)	não	0.366	0.526	0.642	113.01	180.98	325.16
Santo Antônio (RN)	não	0.356	0.483	0.62	146.33	211.01	323.81
São Bento do Norte (RN)	não	0.327	0.458	0.555	110.13	189.5	231.17
São Bento do Trairi (RN)	não	0.34	0.445	0.595	90.42	127.55	210.78
São Fernando (RN)	não	0.35	0.498	0.608	142.79	192.97	316.21

Lugar	PRODUTOR	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	IDH-M (2010)	Renda per capita (1991)	Renda per capita (2000)	Renda per capita (2010)
São Francisco do Oeste (RN)	não	0.333	0.484	0.628	136.55	174.86	298.15
São Gonçalo do Amarante (RN)	não	0.395	0.524	0.661	165.07	234.24	377.16
São João do Sabugi (RN)	não	0.417	0.533	0.655	183.88	227.63	379.2
São José de Mipibu (RN)	não	0.363	0.494	0.611	153.66	207.65	331.85
São José do Campestre (RN)	não	0.321	0.448	0.615	125.58	174.45	267.55
São José do Seridó (RN)	não	0.435	0.588	0.694	179.89	332.12	414.22
São Miguel (RN)	não	0.31	0.451	0.606	116.78	152.25	285.2
São Miguel do Gostoso (RN)	não	0.218	0.403	0.591	73.31	117.2	257.1
São Paulo do Potengi (RN)	não	0.341	0.475	0.622	124.4	213.26	303.74
São Pedro (RN)	não	0.323	0.392	0.589	107.82	134.79	285.21
São Rafael (RN)	não	0.311	0.469	0.611	110.31	212.51	309.77
São Tomé (RN)	não	0.315	0.432	0.585	102.34	157.64	268.71
São Vicente (RN)	não	0.377	0.492	0.642	122.87	182.42	346.89
Senador Elói de Souza (RN)	não	0.309	0.434	0.583	78.59	136.79	207.76
Senador Georgino Avelino (RN)	não	0.31	0.486	0.57	124.83	198.8	234.85
Serra de São Bento (RN)	não	0.291	0.417	0.582	58.34	103.86	247.06
Serra do Mel (RN)	sim	0.282	0.463	0.614	98.32	171.39	284.48
Serra Negra do Norte (RN)	não	0.332	0.454	0.597	160.18	209.6	292.16
Serrinha (RN)	não	0.257	0.402	0.592	67.74	138.72	240.51
Serrinha dos Pintos (RN)	não	0.309	0.46	0.598	71.23	187.55	252.46
Severiano Melo (RN)	não	0.322	0.469	0.604	102.28	148.36	293.49
Sítio Novo (RN)	não	0.261	0.410	0.572	74.78	113.76	214.04
Taboleiro Grande (RN)	não	0.373	0.491	0.612	124.88	180.01	277.54
Taipu (RN)	não	0.257	0.396	0.569	91.03	146.74	235.78
Tangará (RN)	não	0.322	0.454	0.608	127.56	149.45	270.47
Tenente Ananias (RN)	não	0.299	0.405	0.592	84.38	119.19	276.94

Lugar	PRODUTOR	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	IDH-M (2010)	Renda per capita (1991)	Renda per capita (2000)	Renda per capita (2010)
Tenente Laurentino Cruz (RN)	não	0.287	0.462	0.623	65.75	175.65	259.72
Tibau (RN)	não	0.316	0.503	0.635	102.01	229.53	396.51
Tibau do Sul (RN)	não	0.342	0.511	0.645	123.67	259.97	523.75
Timbaúba dos Batistas (RN)	não	0.431	0.546	0.64	202.24	345.31	365.42
Touros (RN)	não	0.285	0.404	0.572	112.2	168.07	264.4
Triunfo Potiguar (RN)	não	0.241	0.393	0.602	77.6	154.61	294.09
Umarizal (RN)	não	0.396	0.482	0.618	151.23	199.02	313.6
Upanema (RN)	sim	0.327	0.416	0.596	112.57	131.16	233.97
Várzea (RN)	não	0.342	0.437	0.626	127.81	167.23	289.33
Venha-Ver (RN)	não	0.202	0.334	0.555	83.04	85.42	180.53
Vera Cruz (RN)	não	0.28	0.466	0.587	132.82	230.53	258.12
Viçosa (RN)	não	0.323	0.468	0.592	80.58	124.16	247.9
Vila Flor (RN)	não	0.32	0.418	0.576	119.12	299.32	262.96

Lugar	PRODUTOR	% de pobres (1991)	% de pobres (2000)	% de pobres (2010)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (1991)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2000)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2010)
Brasil	não	38.16	27.9	15.2	84.26	76.55	74.32
Acari (RN)	não	61.71	37.48	20.79	81.34	71.87	64.22
Açu (RN)	sim	62.6	48.66	22.16	85.99	77.12	71.21
Afonso Bezerra (RN)	não	80.78	56.92	40	84.29	65.97	56.02
Água Nova (RN)	não	72.51	72.47	42.81	87.11	43.11	55.65
Alexandria (RN)	não	75.78	59.91	39.4	85.36	58.02	53.93
Almino Afonso (RN)	não	77.23	62.88	34.52	84.79	53.2	52.94
Alto do Rodrigues (RN)	sim	69.83	37.09	16.86	75.89	68.06	74.14
Angicos (RN)	não	74.82	52.76	29.17	83.3	68.54	63.07
Antônio Martins (RN)	não	88	69.21	42.55	86.4	47.38	46.46
Apodi (RN)	sim	74.89	56.23	31.03	83.98	60.88	67.22
Areia Branca (RN)	sim	55.84	36.74	19.46	62.16	57.07	67.6
Arês (RN)	não	72.58	58.59	36.12	79	63.96	57.16
Augusto Severo (RN)	não	84.39	64.43	41.22	77.49	61.9	38.17
Baía Formosa (RN)	não	72.76	60.73	28.35	85.05	58.42	69.88
Baraúna (RN)	não	78.41	60.89	27.97	89.69	71.14	67.28
Barcelona (RN)	não	85.23	61.98	37.89	73.88	54.89	51.49
Bento Fernandes (RN)	não	86.92	79.82	41.72	81.67	52.56	54.87
Bodó (RN)	não	91.77	76.5	40.52	79.33	58.94	63.71
Bom Jesus (RN)	não	75.16	64.04	38.16	69.29	58.45	61.65
Brejinho (RN)	não	76.62	58.45	33.96	75.7	65.02	60
Caiçara do Norte (RN)	não	84.39	60.55	43.31	78.65	67.53	56.39
Caiçara do Rio do Vento (RN)	não	86.42	66.41	41.66	77.65	54.93	57.55
Caicó (RN)	não	44.98	28.4	12.1	85.09	71.51	72.58

Lugar	PRODUTOR	% de pobres (1991)	% de pobres (2000)	% de pobres (2010)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (1991)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2000)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2010)
Campo Redondo (RN)	não	79.36	56.63	43.34	79.56	58.69	46.1
Canguaretama (RN)	não	76.46	67.02	39.54	81.47	65.34	66.99
Caraúbas (RN)	sim	78.11	59.01	35.25	79.7	61.18	59.18
Carnaúba dos Dantas (RN)	não	58	31.33	15.98	76.95	73.8	69.12
Carnaubais (RN)	sim	71.61	64.17	33.1	81	72.2	64.08
Ceará-Mirim (RN)	não	68.73	56.76	31.29	82.83	66.72	67.5
Cerro Corá (RN)	não	81.93	65.3	41.08	81.53	54.12	52.12
Coronel Ezequiel (RN)	não	86.23	72.1	46.48	82.68	46.33	46.45
Coronel João Pessoa (RN)	não	89.31	69.41	43.15	82.49	39.28	45.46
Cruzeta (RN)	não	60.27	41.98	20.57	74.11	66.41	62.05
Currais Novos (RN)	não	58.84	39.4	22.64	82.92	70.83	65.68
Doutor Severiano (RN)	não	84.79	71.97	37.37	83.53	43.69	54.52
Encanto (RN)	não	82.06	61.51	31.52	75.33	48.23	56.25
Equador (RN)	não	77.62	52.18	34.24	84.11	70.74	58.78
Espírito Santo (RN)	não	85.64	69.71	46.01	75.34	59.16	54.71
Extremoz (RN)	não	64.29	46.21	23.67	77.7	62.57	59.77
Felipe Guerra (RN)	sim	73.09	55.42	32.1	74.88	57.97	59.35
Fernando Pedroza (RN)	não	87.15	57.71	39.83	74.99	66.38	61.33
Florânia (RN)	não	76.8	52.84	26.34	75.32	61.8	58.37
Francisco Dantas (RN)	não	78.1	55.59	33.49	82.93	60.78	55.78
Frutuoso Gomes (RN)	não	81.54	62.45	35.42	83.25	47.7	48.57
Galinhos (RN)	não	74.94	66.65	39.6	77.92	74.6	68.81
Goianinha (RN)	não	69.62	59.24	29.09	84.97	71.56	72.33
Governador Dix-Sept Rosado (RN)	sim	74.34	60.86	36.91	87.44	65.99	56.43
Grossos (RN)	não	71.74	45.09	19.85	72.72	62.17	67.92
Guamaré (RN)	sim	64.63	56.89	23.79	71.42	70.8	74.19

Lugar	PRODUTOR	% de pobres (1991)	% de pobres (2000)	% de pobres (2010)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (1991)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2000)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2010)
Ielmo Marinho (RN)	não	82.47	73	46.4	88.75	66.2	56.14
Ipanguaçu (RN)	não	83.08	61.57	34.99	86.39	70.71	69.81
Ipueira (RN)	não	67.97	51.46	15.35	82.88	66.66	61.78
Itajá (RN)	não	81.11	58.72	24.86	82.92	77.46	70.62
Itaú (RN)	não	70.51	53.51	30.66	75.75	66.14	56.52
Jaçanã (RN)	não	84.06	52.49	39.31	77.27	60.1	47.29
Jandaíra (RN)	não	82.32	65.99	41.64	86.28	69.62	64.49
Janduís (RN)	não	82.84	62.54	36.84	80.67	59.48	51.48
Januário Cicco (RN)	não	81.33	67.57	55.65	79.54	60.42	45.98
Japi (RN)	não	86.08	77.04	48.65	82.1	51.38	48.88
Jardim de Angicos (RN)	não	80.38	67.88	43.62	77.17	52.62	53.24
Jardim de Piranhas (RN)	não	50.58	45.29	22.22	87.65	77.05	70.98
Jardim do Seridó (RN)	não	57.33	36.09	17.42	82	73.29	60.15
João Câmara (RN)	não	69.92	58.29	35.99	86.83	72.61	69.49
João Dias (RN)	não	87.3	73.78	56.29	90	32.86	36.83
José da Penha (RN)	não	82.54	64.74	31.13	64.99	54.56	41.43
Jucurutu (RN)	não	75.87	57.02	29.48	83.61	69.77	57.08
Jundiá (RN)	não	82.57	74.29	36.66	86.35	60.39	54.52
Lagoa D'Anta (RN)	não	84.88	63.38	41.93	86.2	69.82	58.52
Lagoa de Pedras (RN)	não	87.25	73.91	49.61	73.24	49.24	51.9
Lagoa de Velhos (RN)	não	79.65	66.88	33.11	77.18	59.71	56.79
Lagoa Nova (RN)	não	83.51	69.9	44.26	85.35	62.74	55.92
Lagoa Salgada (RN)	não	80.98	68.74	43.02	86	60.58	58.77
Lajes (RN)	não	76.91	50.4	33.77	79.1	63.58	60.28
Lajes Pintadas (RN)	não	83.01	58.33	36.87	76.78	43.14	47.59
Lucrécia (RN)	não	80.8	60.97	37.17	75.83	60.73	59.58

Lugar	PRODUTOR	% de pobres (1991)	% de pobres (2000)	% de pobres (2010)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (1991)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2000)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2010)
Luís Gomes (RN)	não	81.61	62.68	46.87	71.8	57.34	46.53
Macaíba (RN)	não	63.22	50.97	26.57	80.73	74.44	68.79
Macau (RN)	sim	59.49	37.6	18.75	75.46	61.83	74.2
Major Sales (RN)	não	87.82	59.4	37.65	76.11	38.34	44.03
Marcelino Vieira (RN)	não	88.11	65.91	38.87	77.61	52.59	54.36
Martins (RN)	não	82.22	59.17	34.34	73.77	50.3	46.44
Maxaranguape (RN)	não	68.83	64.43	38.32	85.85	64.39	66.06
Messias Targino (RN)	não	84.27	58.81	22.22	88.26	70.07	59.97
Montanhas (RN)	não	80.01	62.23	44.68	79.82	59.61	56.89
Monte Alegre (RN)	não	79.28	62.27	38.34	73.75	55.73	63.21
Monte das Gameleiras (RN)	não	82.82	69.01	37.98	84.31	58.61	55.89
Mossoró (RN)	sim	52.51	34.39	12.81	86.68	76.08	79.4
Natal (RN)	não	30.51	24.1	10.5	78.84	70.69	71.63
Nísia Floresta (RN)	não	68.95	50.52	34.43	88.02	61.17	69.92
Nova Cruz (RN)	não	77.72	62.02	35.8	77	58.32	61
Olho-D'Água do Borges (RN)	não	73.94	53.81	32.31	82.97	56.45	52.01
Ouro Branco (RN)	não	70.36	44.15	22.67	79.47	51.57	57.64
Paraná (RN)	não	82.82	75.45	43.95	79.96	60.99	41.8
Paraú (RN)	não	78.37	57.86	29.79	80.14	63.59	50.36
Parazinho (RN)	não	86.92	66.33	47.58	82.11	63.49	55.53
Parelhas (RN)	não	63.2	45.21	17.84	84.87	68.75	69.83
Parnamirim (RN)	não	38.89	26.34	10.91	83.21	77.68	78.76
Passa E Fica (RN)	não	78.1	62.53	41.09	87.52	52.14	54.5
Passagem (RN)	não	79.71	69.81	32.8	75.71	56.48	55.94
Patu (RN)	não	72.22	50.85	32.52	81.83	69.32	53.92
Pau dos Ferros (RN)	não	51.09	37.63	19.54	86.5	74.78	67.82

Lugar	PRODUTOR	% de pobres (1991)	% de pobres (2000)	% de pobres (2010)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (1991)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2000)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2010)
Pedra Grande (RN)	não	84.7	67.53	47.63	80.36	66.69	57.23
Pedra Preta (RN)	não	81.91	75.44	52.53	71.03	44.92	53.77
Pedro Avelino (RN)	não	79.43	57.83	35.73	84.47	64.59	55.1
Pedro Velho (RN)	não	77.35	65.81	40.74	82.91	57.64	52.59
Pendências (RN)	sim	72.69	48.06	25.5	73.51	66.82	62.84
Pilões (RN)	não	77.37	55.11	35.11	73.59	50.18	51.04
Poço Branco (RN)	não	85.37	70.96	44.06	80.27	52.26	58.28
Portalegre (RN)	não	83.61	62.9	36.04	67.74	57.02	54.54
Porto do Mangue (RN)	sim	78.01	69.66	47.11	82.2	75.04	63.4
Presidente Juscelino (RN)	não	83.89	68.38	44.94	68.56	73.57	58.6
Pureza (RN)	não	85.14	66.38	54.16	79.05	62.68	52.83
Rafael Fernandes (RN)	não	74.48	59.29	29.99	87.32	59.93	54.21
Rafael Godeiro (RN)	não	80.03	58.52	34.67	81.13	54.34	51.85
Riacho da Cruz (RN)	não	76.32	65.85	39.06	86.98	47.05	54.79
Riacho de Santana (RN)	não	86	70.36	42.55	78.1	40.38	41.4
Riachuelo (RN)	não	86.75	69.21	44.06	82.31	64.15	56.09
Rio do Fogo (RN)	não	72.46	69.67	46.86	79.29	58.29	61.06
Rodolfo Fernandes (RN)	não	84.62	58.33	38.54	78.15	60.58	49.38
Ruy Barbosa (RN)	não	93.16	64.03	45.02	69	63.15	54.83
Santa Cruz (RN)	não	71.55	57.7	34.56	85.77	64.66	65.89
Santa Maria (RN)	não	85.56	61.31	36.95	79.37	64.65	65.25
Santana do Matos (RN)	não	86.23	66.25	43.45	80.05	56.9	51.4
Santana do Seridó (RN)	não	77.7	53.58	24.2	87.89	62.97	57.84
Santo Antônio (RN)	não	74.4	60.37	38.2	80.95	63.28	62.21
São Bento do Norte (RN)	não	78.4	66.65	49.87	88.51	76.55	48.6
São Bento do Trairi (RN)	não	87.18	70.43	47.25	77.32	60.84	49.36

Lugar	PRODUTOR	% de pobres (1991)	% de pobres (2000)	% de pobres (2010)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (1991)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2000)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2010)
São Fernando (RN)	não	68.89	46.92	24.88	83.92	68.54	54.96
São Francisco do Oeste (RN)	não	67.32	61.64	25.45	87.33	68.26	56.74
São Gonçalo do Amarante (RN)	não	58.66	43.92	18.83	85.26	74.82	74.93
São João do Sabugi (RN)	não	54.98	44.39	24.26	84.28	59.33	49.8
São José de Mipibu (RN)	não	67.7	56.88	37.28	79.55	67.54	63.93
São José do Campestre (RN)	não	78.23	59.56	39.43	79.87	56.05	54.83
São José do Seridó (RN)	não	65.62	31.61	16.28	88.41	82.8	71.49
São Miguel (RN)	não	79.72	63.41	38.55	83.75	54.57	55.07
São Miguel do Gostoso (RN)	não	89.31	69.8	42.01	87.33	63.52	60.83
São Paulo do Potengi (RN)	não	76.21	54.09	32.43	81.64	68.64	63.28
São Pedro (RN)	não	85.96	64	39.67	80.82	60.35	54.78
São Rafael (RN)	não	81.14	50.98	33.38	67.71	60.31	40.85
São Tomé (RN)	não	81.89	60.5	36.86	76.09	60.08	51.74
São Vicente (RN)	não	71.82	56.09	29.46	81.5	53.81	55.77
Senador Elói de Souza (RN)	não	87.17	66.76	48.58	79.76	56.55	51.48
Senador Georgino Avelino (RN)	não	76.23	56.78	39.67	72.67	77.86	68.92
Serra de São Bento (RN)	não	92.63	72.42	43.8	73.39	52.43	49.5
Serra do Mel (RN)	sim	84.23	53.56	33.57	90.56	75.36	68.29
Serra Negra do Norte (RN)	não	70.63	50.58	27.78	71.17	68.3	59.43
Serrinha (RN)	não	90.85	75.04	44.27	78.91	68.79	50.94
Serrinha dos Pintos (RN)	não	89.06	55.67	38.39	60.58	42.77	42.75
Severiano Melo (RN)	não	80.01	70.54	40.01	84.04	68.65	48.23
Sítio Novo (RN)	não	90.18	71.95	44.04	79.82	50.43	47.11
Taboleiro Grande (RN)	não	78.24	44.86	37.62	87.91	59.89	60.73
Taipu (RN)	não	87.98	72.99	41.08	84.34	49.19	55.43
Tangará (RN)	não	77.9	63.37	40.15	85.71	61	57.66

Lugar	PRODUTOR	% de pobres (1991)	% de pobres (2000)	% de pobres (2010)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (1991)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2000)	% da renda proveniente de rendimentos do trabalho (2010)
Tenente Ananias (RN)	não	87.99	72.51	30.98	71.35	53.37	58.49
Tenente Laurentino Cruz (RN)	não	90.57	59.55	38.97	84.77	73.28	58.37
Tibau (RN)	não	80.6	46.64	25.79	80.38	76.99	67.28
Tibau do Sul (RN)	não	77.33	48.87	25.13	67.68	72.77	78.26
Timbaúba dos Batistas (RN)	não	49.77	40.52	11.76	85.4	74.5	59.6
Touros (RN)	não	83.78	65.84	43.37	77.12	69.68	64.58
Triunfo Potiguar (RN)	não	88.64	73.28	35.84	70.34	60.66	56.43
Umarizal (RN)	não	73.82	56.91	33.29	85.15	65.68	55.35
Upanema (RN)	sim	81.01	66.18	45.63	80.5	59.78	54.24
Várzea (RN)	não	70.46	59.08	33.25	78.51	53.13	49.74
Venha-Ver (RN)	não	88.48	82.62	48.98	91.55	54.04	41.79
Vera Cruz (RN)	não	71.4	53.02	31.47	82.3	76.47	63.04
Viçosa (RN)	não	88.28	68.98	36.19	91.15	49.57	57.07
Vila Flor (RN)	não	73.46	64.46	30.15	83.66	89.26	64.79

Fonte: (PNUD, 2015)