



METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE
ROYALTIES DE GÁS NATURAL
PROVENIENTE DO CAMPO LESTE DO
URUCU

Irina dos Santos Correia
Leandro Saraiva Valim
Letícia Pedretti Ferreira

PROJETO FINAL DE CURSO

Orientadores:

Professora Maria José de Oliveira C. Guimarães, D.Sc.
(Escola de Química/UFRJ)
Luiz Henrique de Oliveira Bispo, M.Sc.
(Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-
ANP)

Janeiro de 2012

METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE *ROYALTIES* DE GÁS NATURAL PROVENIENTE DO CAMPO LESTE DO URUCU

Irina dos Santos Correia
Leandro Saraiva Valim
Leticia Pedretti Ferreira

Projeto Final de Curso submetido ao corpo docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenharia Química.

Aprovado por:

Ana Lúcia Nazareth da Silva, D.Sc.
(IMA/UFRJ)

Estevão Freire, D.Sc.
(EQ/UFRJ)

Maria Elizabeth F. Garcia, D.Sc.
(COPPE/UFRJ)

Orientado por:

Maria José de Oliveira C. Guimarães, D.Sc.
(EQ/UFRJ)

Luiz Henrique de Oliveira Bispo, M.Sc.
(ANP)

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Janeiro, 2012

Correia, Irina dos Santos.

Valim, Leandro Saraiva.

Ferreira, Leticia Pedretti.

Metodologias de cálculo de *royalties* de gás natural proveniente do campo Leste do Urucu/ Irina dos Santos Correia, Leandro Saraiva Valim, Leticia Pedretti Ferreira. -- Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2012.

xv, 104 p.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2012.

Orientadores: Maria José de O. C. Guimarães e Luiz Henrique de Oliveira Bispo.

1. *Royalties* de gás natural. 2. Metodologias de cálculo. 3. Leste do Urucu. 4. Monografia (Graduação - UFRJ/EQ). 5. Maria José de O. C. Guimarães e Luiz Henrique de Oliveira Bispo I. Título.

*“How do you know I’m mad? Said Alice
You must be, said the cat, or you wouldn’t have come here.”
Alice’s adventure in wonderland, Lewis Carrol*

AGRADECIMENTOS

Eu, Irina, agradeço

- A Deus, pelas oportunidades que me foram concedidas;
- Aos meus pais e a minha tia Josita, pelo amor, apoio, compreensão e confiança que depositaram em mim ao longo destes anos;
- A minha família, sobretudo ao meu tio Esaú, já falecido, pelo incentivo e carinho;
- Aos meus amigos, em especial a Ana Paula, Leticia, Mylene, Leandro, Leonardo, Janaina e João, pela companhia, auxílio e principalmente pelos felizes momentos que passamos juntos durante a faculdade;
- À professora Maria José, ao orientador Luiz Henrique Bispo e aos meus companheiros de grupo que tornaram este trabalho possível.

Eu, Leandro, agradeço

- Primeiramente a Deus por me dar forças;
- Aos meus pais que sempre acreditaram em mim e me ensinaram lições muito valiosas. Não há como descrever em palavras o quanto sou agradecido;
- Aos orientadores Maria José e Luiz Henrique Bispo pela amizade, confiança e orientação;
- A toda minha família, em especial, minha tia Nely e meu tio Irineu que sempre me apoiaram e incentivaram minhas escolhas;
- Aos meus padrinhos, já falecidos, Maria Gelita e José Marques pelos momentos bons em minha infância;

- Às minhas companheiras de projeto, Irina Correia e Letícia Pedretti, pela amizade e confiança;
- A Janaina Izabel da Silva de Aguiar por estar presente em minha vida desde o primeiro período, sendo minha amiga, orientadora e conselheira;
- Aos meus amigos Ana Paula, João Victor, Leonardo Teixeira, Mylene Fernandes, Nélio Rocha, Rafael Santos e Renan Magalhães que desde o início da faculdade estiveram presentes na minha vida como bons amigos.

Eu, Letícia, agradeço

- A Deus, por todas as conquistas e experiências que tem me proporcionado até aqui.
- À minha mãe Nelma, pelo apoio, força, dedicação e amor em todos os momentos de minha vida, sendo indispensável para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.
- À minha avó Maria Nazareth, já falecida, que esteve ao meu lado por toda a minha vida, me dando seu carinho e suporte até o fim de sua vida.
- A toda a minha família, pelo incentivo e por acreditarem no meu potencial. E para Maria Lúcia, pessoa de extrema importância na minha vida e grande responsável pela minha educação.
- Aos meus amigos da faculdade, pelo companheirismo e amizade que dispensaram a mim e por todos os momentos que compartilhamos. Agradeço, especialmente, a Leandro Valim, Irina Correia, Janaina Aguiar, Thaissa Pereira, Rafael dos Santos e os que hoje estão longe, Rafael Ferreira e Julia Retamero decisivos durante todos os acontecimentos da minha vida.
- A Lorenzo Ribeiro, meu namorado. Por acreditar no meu potencial. Pelo conforto, conselhos e alegrias que me deu nos momentos mais difíceis da reta final de mais essa etapa acadêmica.
- Aos orientadores Maria José e Luiz Henrique Bispo pela dedicação e orientação neste trabalho.

Resumo do Projeto Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para conclusão do curso de Engenharia Química

METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE *ROYALTIES* DE GÁS NATURAL PROVENIENTE DO CAMPO LESTE DO URUCU

Irina dos Santos Correia

Leandro Saraiva Valim

Letícia Pedretti Ferreira

Orientadores: Prof. Maria José de O.C. Guimarães, D.Sc

Luiz Henrique de Oliveira Bispo, M.Sc.

O petróleo e o gás natural são recursos naturais não renováveis. Assim, a exploração destes energéticos hoje pode levar à escassez e até mesmo à ausência para as gerações futuras. Neste contexto, os *royalties* se inserem como uma forma de compensar financeiramente as próximas gerações através de um pagamento mensal feito pelo explorador. Vale ressaltar que esta compensação está inserida nos aspectos éticos da exploração de petróleo e gás natural e está diretamente relacionada ao conceito de sustentabilidade. Além disso, a riqueza criada, por meio da utilização desses recursos, se transforma em progresso econômico e desenvolvimento que poderão ser apreciados pelas gerações futuras, dando subsídios para que estas possam sustentar-se. No Brasil, o controle dos *royalties* e da sua distribuição é encargo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Sua função é estabelecer os preços de referência utilizados para o pagamento dos *royalties* do petróleo e do gás natural. No presente trabalho, três abordagens foram utilizadas para calcular os *royalties*, empregando dados do campo Leste do Urucu. A primeira é a imposta pela Resolução ANP nº40/2009 que utiliza o cálculo do preço de referência do gás natural produzido no Brasil. A segunda é uma metodologia alternativa de cálculo de *royalties* elaborada por BISPO, 2011, considerando as diferentes composições do gás produzido e injetado. E, finalmente, a Resolução da ANP RD 983/ 2011 que utiliza o cálculo do preço do gás injetado, considerando este como o preço do gás processado. Ao realizar o cálculo dos *royalties* através das metodologias propostas por BISPO, 2011, e pela ANP (Resolução nº 40/2009 e RD nº 983/2011), os resultados mostraram-se semelhantes entre si, sendo que a metodologia proposta pela Resolução nº 40/2009 foi a que mais se diferenciou das demais.

ÍNDICE

Capítulo I – Introdução e Objetivos	1
1.1 – Introdução	1
1.2 – Objetivos	2
1.2.1 – Objetivos Gerais	2
1.2.2 – Objetivos Específicos	2
1.3 – Estrutura do Trabalho	3
Capítulo II – Histórico do Petróleo e Gás Natural	4
2.1 – O Petróleo	4
2.1.1 – No Mundo	4
2.1.2 – No Brasil	5
2.2 – O Gás Natural	6
2.2.1 – No Mundo	7
2.2.2 – No Brasil	8
2.2.3 – O Contexto Atual da Indústria de Gás Natural no Brasil	8
Capítulo III – A Indústria do Petróleo e Gás Natural	10
3.1 – A Indústria de Petróleo e Gás Natural no Mundo	10
3.1.1 – Reservas	10
3.1.2 – Produção e Consumo	15
3.1.2.1 – Petróleo	15
3.1.2.2 – Gás Natural	18
3.1.3 – Capacidade de Refino	21
3.1.4 – Preços	22
3.2 – A Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil	24
3.2.1 – Reservas	24
3.2.2 – Produção e Consumo	27
3.2.2.1 – Petróleo	27
3.2.2.2 – Gás Natural	28
3.2.3 – Capacidade de Refino	29
3.2.4 – Processamento de Gás Natural	30
Capítulo IV – Evolução Legal da Exploração do Petróleo e Gás Natural	32

4.1 – Evolução Constitucional da Propriedade do Solo	32
4.2 – Principais Órgãos Reguladores da Indústria do Petróleo	33
4.2.1 – União	33
4.2.2 – Ministério de Minas e Energia – MME	34
4.2.3 – Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM	35
4.2.4 – Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	36
4.2.5 – Agência Nacional do Petróleo – ANP	37
4.2.6 – Superintendência de Controle das Participações Governamentais – SCPG	39
4.2.7 – Superintendência de Desenvolvimento e Produção –SDP	39
4.2.8 – Núcleo de Fiscalização da Mediação da Produção de Petróleo e Gás Natural – NFP	39
4.2.9 – Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA	40
Capítulo V – Os <i>Royalties</i> de Gás Natural	41
5.1 – As Participações Governamentais	41
5.2 – Os <i>Royalties</i>	41
5.2.1 – Definição	41
5.2.2 – Vantagens e Desvantagens dos <i>Royalties</i>	42
5.2.3 – Evolução Histórica dos <i>Royalties</i> no Brasil	43
5.3 – O Decreto nº 2.705/98	45
Capítulo VI – O Gás Natural	49
6.1 – Definição	49
6.2 – Gás Natural Associado e Não-Associado	50
6.3 – Constituintes	51
6.4 – Poder Calorífico Superior do Gás Natural	52
6.5 – Aplicações do Gás Natural	53
6.6 – Cadeia Produtiva	55
6.7 – Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN)	56
Capítulo VII – A Província Petrolífera de Urucu	58
7.1 – Histórico da Província Petrolífera de Urucu	58
7.2 – Localização e Infra-estrutura	59
7.3 – A Produção	62

7.4 – Metodologia de Cálculo dos Volumes Produzidos de Gás Natural em Leste de Urucu	64
7.4.1 – Instalações de Processamento e Tratamento do Pólo Arara	64
7.4.2 – A Injeção de Gás Natural em Leste Urucu	67
7.4.3 – Volume Produzido para o Pagamento dos <i>Royalties</i>	68
7.5 – Preço do Gás Natural Produzido em Leste Urucu	70
7.6 – Determinação da Fração Volumétrica dos Componentes do Gás Natural Produzido em Leste Urucu	71
7.7 – Aplicação da Resolução ANP nº 40/2009 na concessão de Leste Urucu	72
Capítulo VIII – Metodologia	74
8.1 – Etapas Experimentais	74
8.1.1 – Coleta das Amostras	75
8.1.2 – Análises Cromatográficas	75
8.1.3 – Densidade das Frações do Gás Natural	75
8.1.4 – Poder Calorífico Superior (PCS)	77
8.2 – Preço do Gás Natural	77
8.2.1 – Taxa de Câmbio	78
8.2.2 – Preços das Frações do Gás Natural	78
8.2.3 – Periodicidade de Cálculo do Preço do Gás Natural	79
8.3 – Aplicação da Resolução ANP nº 40/2009 associada à RD – 983/2011	80
8.4 – Metodologia Aplicada por BISPO, 2011	80
8.4.1 – Avaliação do Impacto da Metodologia de Cálculo de <i>Royalties</i> Proposta na Arrecadação dos Mesmos Frente à Produção da Concessão de Leste do Urucu	81
Capítulo IX – Resultados e Discussão	82
9.1 – Análises Cromatográficas	82
9.1.1 – Gás Natural Produzido	82
9.1.2 – Gás Natural Injetado	83
9.2 – Frações Volumétricas do Gás Natural	85
9.3 – Densidade do Gás Natural	86
9.4 – Poder Calorífico Superior	86
9.5 – Preços do Gás Natural	85

9.5.1 – Taxa de Câmbio	86
9.5.2 – Índices PLATT's	87
9.5.3 – Preço das Frações do Gás Natural	88
9.5.4 – Preço do Gás Natural Produzido e Injetado	89
9.6 – Cálculo de <i>Royalties</i>	90
9.6.1 – Volumes de Gás Natural	90
9.6.2 – Pela Resolução nº 40/2009	90
9.6.3 – Pela Metodologia Proposta por BISPO, 2011	91
9.6.4 – Pela RD nº 986/2011	92
9.6.5 – Comparação entre as Abordagens	93
Capítulo X – Considerações Finais	96
Capítulo XI – Referências Bibliográficas	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Foto de Getúlio Vargas assinando a lei nº 2004, criando a Petrobras	5
Figura 2.2	Jornais da época relatando a assinatura da Lei 9.478/97	6
Figura 3.1	Reservas provadas de petróleo em bilhões de barris – 2010	12
Figura 3.2	Evolução das reservas provadas de petróleo entre os anos de 2001 e 2010	13
Figura 3.3	Reservas provadas de gás natural em trilhões de m ³ – 2010	14
Figura 3.4	Evolução das reservas provadas de gás natural entre os anos de 2001 e 2010	15
Figura 3.5	Evolução da produção e do consumo de petróleo entre os anos de 2001 e 2010	16
Figura 3.6	Evolução da produção de petróleo entre os anos de 2001 e 2010	17
Figura 3.7	Evolução do consumo de petróleo entre os anos de 2001 e 2010	17
Figura 3.8	Evolução da produção e do consumo de gás natural entre os anos de 2001 e 2010	19
Figura 3.9	Evolução da produção de gás natural entre os anos de 2001 e 2010	19
Figura 3.10	Evolução do consumo de gás natural entre os anos de 2001 e 2010	20
Figura 3.11	Capacidade de Refino (milhões de barris/dia) – 2010	22
Figura 3.12	Evolução dos preços médios anuais no mercado spot dos petróleos tipo Brent e WTI	23
Figura 3.13	Evolução dos preços médios mensais no mercado spot dos petróleos tipo Brent e WTI	23
Figura 3.14	Evolução das reservas provadas de petróleo entre os anos de 2001 e 2010	24
Figura 3.15	Distribuição percentual das reservas provadas de petróleo ao final do ano de 2010	25
Figura 3.16	Evolução das reservas provadas de gás natural no Brasil entre os anos de 2001 e 2010	26
Figura 3.17	Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural ao final do ano de 2010	27

Figura 3.18	Evolução do consumo aparente de petróleo e seus derivados entre os anos de 2001 e 2010	28
Figura 3.19	Evolução da produção e do consumo de gás natural entre os anos de 2001 e 2010	29
Figura 3.20	Volume de petróleo refinado e capacidade de refino em 2010	30
Figura 3.21	Volume de gás natural processado e capacidade de processamento em 2010	31
Figura 6.1	Gás Natural Associado	50
Figura 6.2	Gás Natural não-associado	51
Figura 7.1	Localização da Província de Urucu	59
Figura 7.2	Infra-estrutura da Província de Urucu	60
Figura 7.3	Diagrama esquemático da produção na Província Petrolífera de Urucu	61
Figura 7.4	REMAN Manaus	62
Figura 7.5	Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Leste do Urucu	63
Figura 7.6	Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Rio Urucu	63
Figura 7.7	Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Sudoeste Urucu	64
Figura 7.8	Processamento e medição da e gás produção de petróleo natural dos campos de Rio Urucu e Sudoeste Urucu	65
Figura 7.9	Processamento e medição da produção de petróleo e gás natural do campo de Leste do Urucu	66
Figura 7.10	Produção e injeção de gás natural do campo de Leste do Urucu	69
Figura 7.11	Gás natural produzido e gás natural efetivo para pagamento de royalties de Leste do Urucu	70
Figura 7.12	Evolução dos preços de petróleo e gás natural em Leste Urucu	71
Figura 7.13	Evolução dos preços de petróleo e gás natural do campo de Leste Urucu no período de abril de 2010 a julho de 2011	73
Figura 8.1	Diagrama do método de análise correspondente às etapas experimentais	74
Figura 8.2	Diagrama das etapas para cálculo de preço	78

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1	Saldo de petróleo das diferentes regiões geográficas	18
Tabela 3.2	Saldo de gás natural das diferentes regiões geográficas	21
Tabela 6.1	Comparação entre as composições típicas de gás natural (% volumétrica)	52
Tabela 9.1	Composição cromatográfica do gás natural produzido no ano de 2011	83
Tabela 9.2	Composição cromatográfica do gás natural injetado no ano de 2010	84
Tabela 9.3	Composição média do gás natural injetado no ano de 2010	85
Tabela 9.4	Frações volumétricas do gás produzido e injetado	85
Tabela 9.5	Densidade do gás produzido e injetado (valores em kg/m ³)	86
Tabela 9.6	Poder calorífico superior do gás produzido e injetado (valores em kJ/m ³)	86
Tabela 9.7	Taxas de câmbio médias mensais em 2011 (valores em R\$/US\$)	87
Tabela 9.8	Índices PLATT's	88
Tabela 9.9	Preço das frações do gás natural produzido e injetado no ano de 2011 (valores em R\$/ m ³)	88
Tabela 9.10	Preço do gás natural produzido e injetado no ano de 2011 (valores em R\$/m ³)	89
Tabela 9.11	Volumes empregados no cálculo de <i>royalties</i> (Valores em Mm ³ /dia)	90
Tabela 9.12	Valores de <i>royalties</i> de gás natural gerados pela Resolução nº 40/2009 (valores em R\$)	91
Tabela 9.13	Valores de <i>royalties</i> de gás natural gerados pela metodologia de BISPO, 2011 (valores em R\$)	92
Tabela 9.14	Valores de <i>royalties</i> de gás natural gerados considerando P _{GP} do gás produzido (valores em R\$)	93
Tabela 9.15	Valores de <i>royalties</i> de gás natural gerados considerando P _{GP} do gás injetado (valores em R\$)	93

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 6.1	Vantagens da utilização de gás natural	54
------------	--	----

Capítulo I

Introdução e Objetivos

1.1 Introdução

Um estudo da demanda mundial de energia a partir do ano de 1973 mostra um aumento significativo desta até o ano de 2009, de 6.115 para 12.510 Mtoe (milhões de toneladas de óleo equivalente). A produção de petróleo, no ano de 2009, supria apenas 3.973 Mtoe dessa demanda enquanto o volume produzido de gás natural foi 3.282 bilhões de metros cúbicos (IEA, 2011). Frente à necessidade de atender à demanda de energia novas fontes alternativas se pronunciam na matriz energética mundial, porém o petróleo e o gás natural mantêm certa hegemonia devido a sua grande influência política e sócio-econômica.

O petróleo e o gás natural são recursos naturais exauríveis, e uma tentativa de compensar as próximas gerações pela escassez ou até mesmo ausência desses recursos é o pagamento de *royalties* (CAVALHO, 2008). O *royalty* é uma compensação financeira pela exploração de recursos, pago pelo empreendedor ao proprietário do recurso pelo direito de produzi-lo e comercializá-lo.

Esta compensação está inserida nos aspectos éticos da exploração de petróleo e gás natural e está diretamente relacionada ao conceito de sustentabilidade. Além disso, a riqueza criada, por meio da utilização desses recursos, se transforma em progresso econômico e desenvolvimento que poderão ser apreciados pelas gerações futuras, dando subsídios para que estas possam sustentar-se.

No Brasil, os recursos naturais em geral são de responsabilidade do Estado. Assim a União é incumbida de arrecadar os *royalties* em benefício público. É sua função também gerenciar e fiscalizar a regularidade do recolhimento além de estabelecer padrões de cálculo dessa taxa.

Existem três sistemas básicos para cálculos de *royalties* que são: com base na quantidade ou peso, com base no valor ou percentual da receita e com base no lucro (LIMA, 2007). No Brasil esse valor é calculado a partir do percentual do valor comercial do recurso. Dessa forma, é necessário avaliar o volume total produzido de petróleo e gás para que se possa determinar o valor correto a ser recompensado.

A partir do ano de 1953 foram estabelecidas diversas leis e decretos no decorrer dos anos para regulamentar o pagamento de *royalties* no setor petrolífero. Finalmente, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, determinou como 10% o valor da alíquota básica dos *royalties*, podendo contudo ser reduzida pela ANP, até um mínimo de 5%, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores.

A fiscalização do pagamento dos *royalties* e a sua distribuição é encargo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). É então sua função estabelecer os preços de referência para o pagamento dos *royalties* do petróleo e do gás natural no Brasil.

Referente ao Gás Natural, a Resolução ANP nº40/2009 estabelece os critérios de fixação do preço de referência do gás natural (PRGN) produzido a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Esse preço de referência do gás natural (PRGN) deve ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Esse trabalho teve como objetivo comparar diferentes metodologias para o cálculo de *royalties* na produção de Gás Natural no Campo de Leste Urucu, localizado na bacia de Solimões, com o intuito de obter uma forma mais justa e razoável tanto do ponto de vista do produtor quanto do Estado.

1.2.2 Objetivos Específicos

- I. Analisar a metodologia imposta na Resolução ANP nº40/2009 para cálculo do preço de referência do gás natural produzido no Brasil;
- II. Avaliar a influência da nova Resolução de Diretoria da ANP nº 983/2011 no cálculo do preço do gás injetado, considerando este como o preço do gás processado e calculando-o de duas maneiras: a partir das frações volumétricas do gás produzido e do gás injetado;

- III. Empregar uma metodologia alternativa elaborada por BISPO, 2011 de cálculo de *royalties* para o caso da concessão de Leste do Urucu, considerando as diferentes composições do gás produzido e injetado.

1.3 Estrutura do Trabalho

A estrutura deste trabalho é composta de onze capítulos. O capítulo 1 traz uma introdução ao assunto a ser desenvolvido no decorrer dos seguintes capítulos, servindo para contextualizar o tema além de definir os objetivos propostos.

O capítulo 2 trará um breve histórico e a situação atual da indústria do petróleo e gás natural no Brasil. O capítulo 3 retratará os níveis de produção, consumo e reservas de petróleo e gás. Além de dar enfoque a importância da mesma para a sociedade.

O capítulo 4 apresentará uma descrição da estrutura legal que concerne a exploração e produção da indústria petrolífera brasileira; à Agência de petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e às unidades organizacionais responsáveis por esse ramo de atividades.

No capítulo 5 será abordado o conceito de *royalties* e a descrição de como este é calculado e cobrado no setor da indústria petrolífera brasileira. No capítulo 6 será retratado o conceito de gás natural: características, propriedades e processamento. Já o capítulo 7 descreverá o campo de Leste de Urucu e seus pontos de medição e análise do gás natural.

O capítulo 8 tem a função de explicitar a metodologia de desenvolvimento do trabalho. O capítulo 9 apresentará os resultados e discussões. A conclusão estará presente no capítulo 10 e, por fim, o capítulo 11 apresentará uma relação das referências bibliográficas que serviram de base para a elaboração deste trabalho.

Capítulo II

Histórico do Petróleo e Gás Natural

Este capítulo traz um breve histórico da indústria de petróleo e gás natural, no Brasil e no mundo como forma de introduzir o contexto no qual esta se desenvolveu e por fim apresenta um panorama atual da indústria de gás natural no Brasil, principal enfoque do trabalho.

2.1 O Petróleo

O petróleo é um líquido oleoso e inflamável, cuja cor varia segundo a origem, oscilando do negro ao âmbar. É composto fundamentalmente de carbono, hidrogênio e quase sempre enxofre, sob a forma de hidrocarbonetos. É a principal fonte de energia do mundo, portanto, é um bem estratégico, de grande importância para a economia e para o desenvolvimento dos países em termos gerais (MONTES, 2000).

2.1.1 No Mundo

O Petróleo é conhecido desde os primórdios da civilização. Contudo, só no século XVIII teve início a sua comercialização com a finalidade de atender à indústria farmacêutica e gerar iluminação. Como medicamento, serviu de tônico cardíaco e remédio para cálculos renais, enquanto seu uso externo combatia dores.

Somente a partir da metade do século XIX realizaram-se as primeiras tentativas de perfuração de poços petrolíferos. Estas aconteceram nos Estados Unidos, com Edwin L. Drake. Foi então encontrado o Petróleo no ano de 1859 (GeoBau, 2011).

Ao longo do tempo, o Petróleo foi demonstrando ser uma fonte de energia eficaz. Hoje com o advento da petroquímica, seus derivados possuem uma gama de utilidades, gerando diversos produtos, muitos deles diariamente utilizados, como os plásticos, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivos, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos, cosméticos, etc. Sendo assim, além de produzir combustível e energia, o petróleo é fonte de matéria prima necessária a produção de produtos imprescindíveis para a sociedade atual.

2.1.2 No Brasil

Até o ano de 1938 as explorações ocorriam sob o regime da livre iniciativa. O País ganha uma nova Constituição em 1946 e também tem início a campanha nacionalista em defesa da soberania brasileira sobre o recurso natural, com o chamamento “O Petróleo é Nosso!” (campanha de duração 1946-1953). A partir de então, foi realizada a nacionalização das riquezas do nosso subsolo pelo Governo, com a criação do Conselho Nacional do Petróleo.

Durante o Governo do Presidente Getúlio Vargas que, em 3 de outubro de 1953, promulgou a Lei nº 2004, criando a Petrobrás, estabelecendo o monopólio estatal.



Fonte: <http://marcosbau.com/geobrasil-2/historico-do-petroleo-foco-no-brasil/>

Figura 2.1 – Foto de Getúlio Vargas assinando a Lei nº 2004, criando a Petrobras.

Em 1963 o monopólio foi ampliado, abrangendo também as atividades de importação e exportação de petróleo e seus derivados.

No período militar (1964-1985) o crescimento foi baseado em investimentos estrangeiros, principalmente na extração de minerais metálicos (projetos Carajás e Trombetas no Pará). Em 1969, a Petrobras descobriu o primeiro campo offshore, em Sergipe, entretanto, foi em Campos/RJ (1974), no litoral fluminense, que a Petrobras encontrou a bacia que se tornou a maior produtora de petróleo do país.

O monopólio petrolífero acabou em 97, com a aprovação da lei que regulamentou a Emenda Constitucional nº9/95 e criou a ANP – Agência Nacional do Petróleo.



Fonte: <http://marcosbau.com/geobrasil-2/historico-do-petroleo-foco-no-brasil/>

Figura 2.2 – Jornais da época relatando a assinatura da Lei 9.478/97.

Em 31 de maio de 1999 foi criada a Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP). Esta é uma instituição nacional, não governamental, de direito privado e sem fins lucrativos, que engloba todos os segmentos de atuação no setor de Petróleo e Gás. Tem como objetivo principal atuar como fórum de articulação e cooperação entre as companhias de exploração, produção, refino, processamento, transporte e distribuição de petróleo e derivados, empresas fornecedoras de bens e serviços do setor petrolífero, organismos governamentais e agências de fomento, de forma a contribuir para o aumento da competitividade global do setor (ONIP, 2011).

Em setembro de 2008, o navio-plataforma P-34 extraiu o primeiro óleo da camada do Pré-Sal, no Campo de Jubarte, na Bacia de Campos (RJ). Em maio de 2009, iniciou-se à produção de petróleo na descoberta de Tupi, por meio do Teste de Longa Duração (TLD). Com a descoberta do Pré-Sal existe uma estimativa de que o Brasil se tornará exportador de petróleo a partir de 2013 (GeoBau, 2011).

2.2 O Gás Natural

O Gás Natural do Petróleo, composto basicamente por metano, pode ser amplamente utilizado em diversos setores como: na siderurgia, como combustível veicular (GNV) e como matéria-prima para as indústrias petroquímica e de fertilizantes (SEBRAE, 2011). É um combustível barato, pouco poluente, seguro e não tem enxofre, o que torna bastante interessante o seu consumo.

2.2.1 No Mundo

Os primeiros registros encontrados acerca do Gás Natural são do período de 6000 a 2000 AC, no Irã e na Pérsia, onde utilizavam o combustível para manter aceso o "fogo eterno", adorado por seitas locais. Apesar de já ter sido descoberto na China desde 900AC, foi em 211 AC que o país começou a extraí-lo com o objetivo de secar pedras de sal. Utilizando varas de bambu, conseguiam retirar o gás natural de poços com profundidade aproximada de 1000 metros. (Portal gasNatural, 2011)

Na Europa, o gás natural só foi descoberto em 1659. Em um primeiro momento sua utilização não despertou interesse devido ao fato de já haver um vasto consumo do gás resultante do carvão carbonizado, na época empregado na iluminação de casas e ruas.

Em 1821 um poço aberto por Willian Hart na cidade de Fredonia, Nova York, Estados Unidos, produziu gás natural que foi canalizado para as cidades em torno do mesmo com a finalidade de iluminar casas e ruas e preparar de alimentos (MONTES, 2000).

Na Europa, final do século XIX, foi inventado por Robert Bunsen o queimador Bunsen, que misturava ar ao gás natural. Além disso, foi criado um gasoduto à prova de vazamentos em 1890, o que possibilitou um aumento do uso desta matéria-prima. Porém, os gasodutos construídos nessa época não possuíam grandes extensões devido ao pouco conhecimento técnico, o que impedia o transporte a longas distâncias. Esse fato contribuiu para a supremacia do óleo e do carvão no desenvolvimento industrial em detrimento do Gás Natural.

Até a Segunda Guerra Mundial, o consumo industrial do gás natural era relativamente pequeno. Entretanto, no final de 1930, os avanços na tecnologia de construção de gasodutos passaram a viabilizar o transporte do Gás Natural em longos percursos (SEBRAE, 2011). A descoberta de vastas reservas também contribuiu para o aumento do seu consumo, reduzindo o preço do gás natural, tornando-o uma opção mais atraente.

O grande número de construções no pós-guerra foi responsável pela instalação de milhares de quilômetros de dutos, proporcionado pelos avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos. A partir daí, o gás natural passou a ser

utilizado em grande escala por vários países, devido às inúmeras vantagens econômicas e ambientais que este oferecia.

2.2.2 No Brasil

No Brasil, o Gás Natural somente passou a ser produzido na década de 60 com as descobertas de Petróleo na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano.

Na década de 80, o gás natural foi finalmente disponibilizado para consumo residencial e industrial na região Sudeste. Isso ocorreu devido ao aumento da produção nacional de Petróleo e à construção da rede de gasodutos que ligam a Bacia de Campos ao Rio de Janeiro e São Paulo. Hoje, existem por todo território brasileiro, diversos gasodutos responsáveis pelo transporte do gás natural. No Nordeste do país, por exemplo, o Nordesteão, gasoduto que liga Guamaré (RN) a Cabo (PE) e operado pela Transperito, transporta gás natural processado aos Estados: Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco, com pontos de entrega em 11 municípios (GASNET, 2011).

Ainda assim, as reservas e a produção brasileira sempre foram pequenas frente ao consumo total de energia primária do país. Foi então assinado um acordo Bolívia Brasil, na década de 90, o que gerou a construção do gasoduto para Belo Horizonte e em seguida a construção do Gasoduto ligando Rio Grande na Bolívia a Campinas no Brasil e posteriormente Porto Alegre. No Nordeste a rede de gasodutos foi ampliada e atualmente atravessa os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceara. (SEBRAE, 2011)

Há poucos anos, foi encontrada uma enorme bacia de gás natural no litoral paulista. O Bloco na Bacia de Santos está localizado no megacampo de Mexilhão e em suas proximidades. Desde 2007 a Petrobras descobriu importantes acumulações de petróleo e gás natural em águas profundas e abaixo de uma espessa camada de sal. Estas descobertas estão em fase de avaliação exploratória (GeoBau, 2011).

2.2.3 O Contexto Atual da Indústria de Gás Natural no Brasil

Nos últimos anos, o país vem passando por uma transição do sistema estatal, onde o governo federal, responsável pela produção e transporte, e o governo estadual

responsável pela distribuição, eram operadores exclusivos, para um sistema misto, onde o setor privado e o estatal concorrem sob as normas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A importação de gás da Bolívia é realizada pela Gaspetro, subsidiária da Petrobras, e o transporte do mesmo são realizados pela Transpetro, também subsidiária da Petrobras ou pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), cuja maior parte das ações pertence a Gaspetro.

Capítulo III

A Indústria do Petróleo e Gás Natural

O objetivo do presente capítulo é apresentar, de forma sucinta, um panorama sobre a indústria de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo. Para ambos os casos, dados relativos a reservas, produção e consumo são expostos aliados a uma breve discussão sobre o comportamento de tal indústria ao longo dos últimos 10 anos. Igualmente, é feito um levantamento sobre a capacidade de refino ao final do ano de 2010 e um histórico dos preços dos petróleos referência Brent e WTI durante este mesmo período.

3.1 A indústria de Petróleo e Gás Natural no Mundo

3.1.1 Reservas

A necessidade de se estimar de forma correta a quantidade de petróleo presente em um reserva possui grande importância para determinados agentes/instituições ligados a bancos, governos, economistas e indústrias em geral. Para tanto é necessário adotar metodologias e nomenclaturas consistentes baseadas em informações de mapas geológicos, sondagens, testemunhos, dados de produção, taxas econômicas, entre outros, ou seja, adotar uma abordagem multidisciplinar que leve a resultados confiáveis (NOVAES; SUSLICK, 2003).

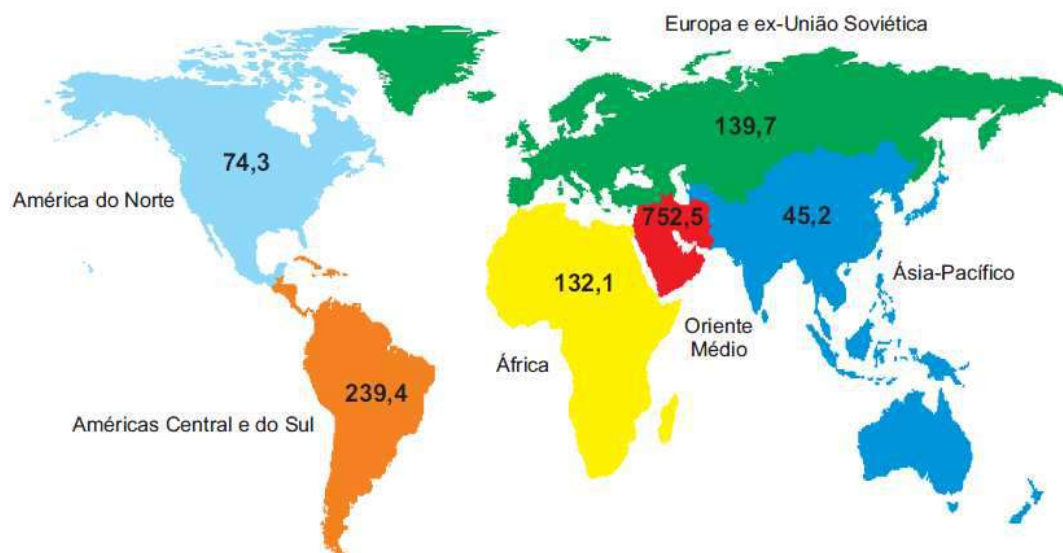
Em fevereiro do ano 2000, as associações AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*), SPE (*Society Petroleum Engineers*) e WPC (*World Petroleum Congress*) elaboraram o trabalho “*Petroleum Resources Classification and Definitions*” que expunha um sistema de classificação para as reservas existentes fundamentado no desenvolvimento do projeto e no número de informações existentes. Tal sistema, contudo, não foi compulsório, mas devido à credibilidade de tais associações, é amplamente utilizado até os dias atuais (NOVAES; SUSLICK, 2003).

Antevendo a esta necessidade, a ANP, através da Portaria nº 9, de 21/1/2000, estabeleceu as seguintes classificações com relação às reservas:

- 1) *Reservas provadas são aquelas reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolíferas e tributárias brasileiras.*
- 2) *Reservas Prováveis são reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.*
- 3) *Reservas Possíveis são aquelas reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.*
- 4) *Reservas totais são a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.*

Vale ressaltar que no presente trabalho tais definições serão adotadas, caso não se diga o contrário.

Através da Figura 3.1, pode-se observar que as reservas de petróleo provadas no mundo totalizaram um valor de 1,38 trilhões de barris ao final do ano de 2010. Percebe-se também que o Oriente Médio foi a região que concentrou a maior parte das reservas, com 752,5 bilhões de barris, ou seja, 54,4% do total. Ademais, as Américas Central e do Sul ficaram na segunda posição nesta classificação. Isto se fundamenta no fato de que na região se encontra a Venezuela, país que possuía a segunda maior reserva de petróleo provado ao final do ano de 2010 (ANP, 2011).

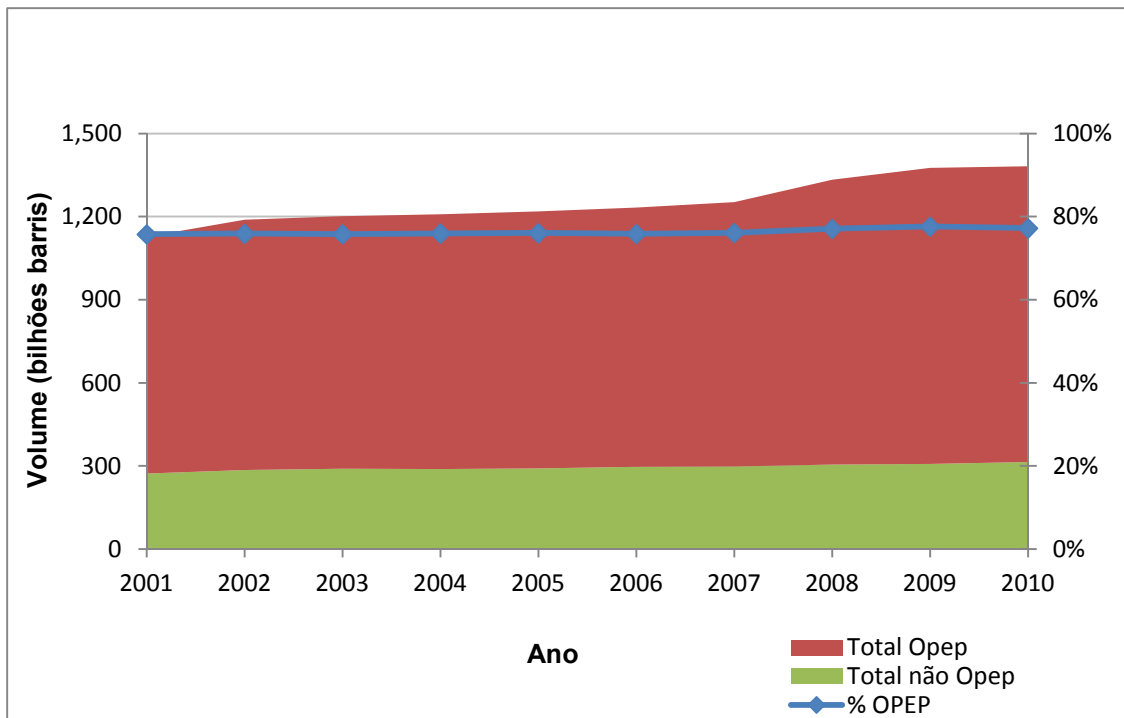


Fonte: ANP, 2011

Figura 3.1 – Reservas provadas de petróleo em bilhões de barris – 2010.

Constata-se, pela análise da Figura 3.2, que entre os anos de 2001 e 2010 houve um crescimento tanto das reservas provadas de petróleo no grupo de países integrantes da OPEP¹ quanto a dos não integrantes. Todavia, a porcentagem de petróleo provado pelos países da OPEP permaneceu praticamente estável ao longo destes anos, em torno de 78%.

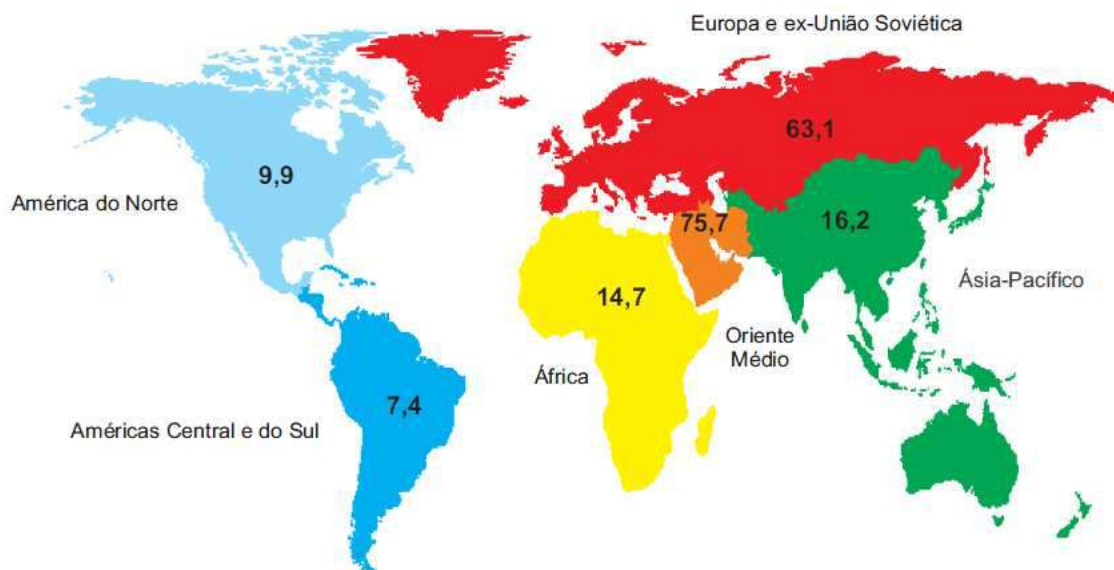
¹ Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) é uma “organização mundial estabelecida em 1960, com a função de coordenar as políticas de petróleo dos países-membros. É formada pelos seguintes países-membros: Angola, Argélia, Líbia, Nigéria, Indonésia, Irã, Iraque, Cote de Marivão, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Venezuela e Equador.” (ANP, 2011)



Fonte: ANP, 2011

Figura 3.2 – Evolução das reservas provadas de petróleo entre os anos de 2001 e 2010.

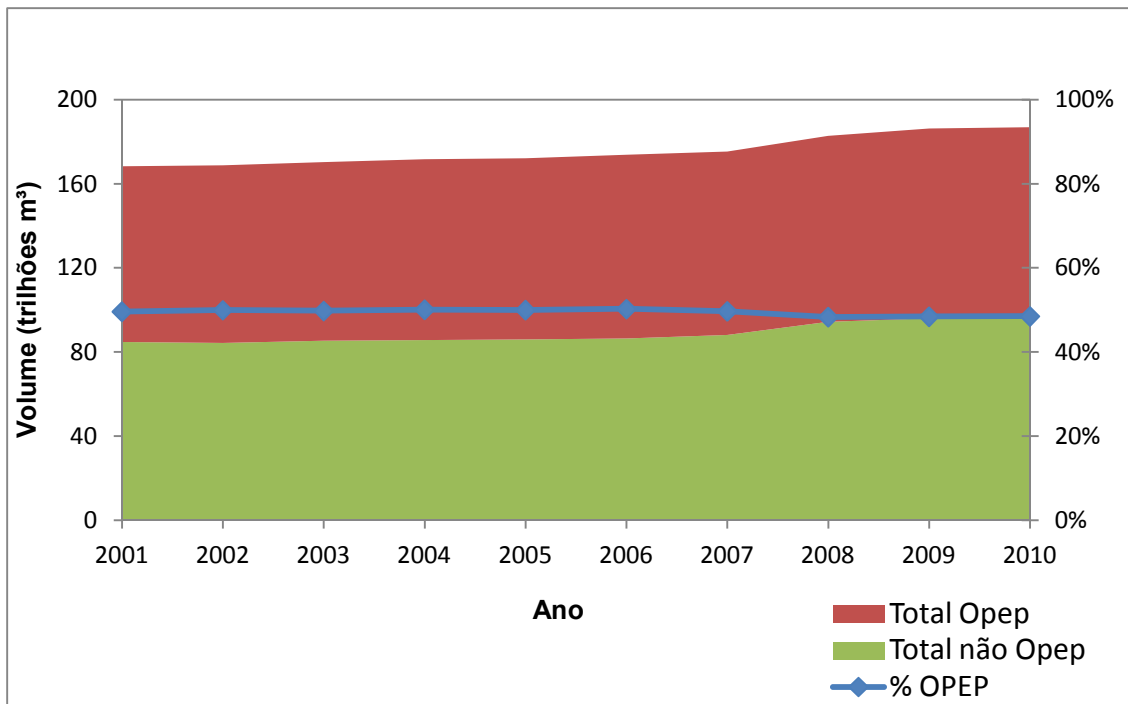
Em relação ao gás natural, a Figura 3.3 mostra que as reservas provadas de gás natural mundial chegaram ao patamar de 187 trilhões de m³ ao final do ano de 2010. Similarmente ao caso do petróleo provado, o Oriente Médio foi a região que possuía a maior reserva com 75,7 trilhões de m³. Entretanto, neste caso, a região da Europa e ex-União Soviética se encontrava na segunda posição. Vale ressaltar que 71% das reservas desta região geográfica se situavam na Rússia, sendo que todos os outros países somavam, apenas, 29% do valor total (ANP, 2011).



Fonte: ANP, 2011

Figura 3.3 – Reservas provadas de gás natural em trilhões de m³ – 2010.

Acompanhando-se a evolução das reservas provadas de gás natural entre os anos se 2001 e 2010, conforme está presente na Figura 3.4, verifica-se que até o final do ano de 2007 o crescimento das reservas, tanto nos países integrantes da OPEP quanto a dos não integrantes, era pequeno. Porém, ao final do ano de 2007, houve um salto das reservas provadas em ambos os grupos e, novamente, o crescimento se estabilizou. Constata-se também uma ligeira diminuição da parcela referente aos países integrantes deste grupo, atingindo um valor de 48,5% ao final de 2010.



Fonte: ANP, 2011

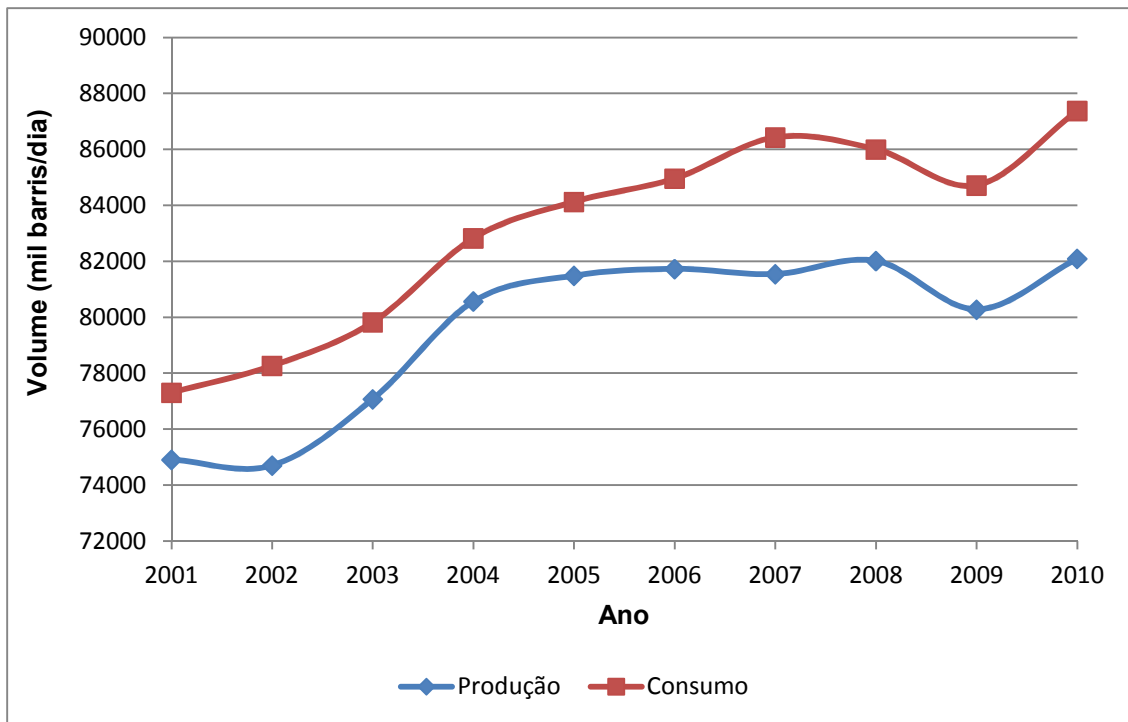
Figura 3.4 – Evolução das reservas provadas de gás natural entre os anos de 2001 e 2010.

3.1.2 Produção e Consumo

3.1.2.1 Petróleo

Analisando-se a última década, percebe-se, claramente, que o crescimento da oferta de petróleo não foi capaz de suprir a crescente demanda, conforme dados expostos na Figura 3.5. Observa-se que o déficit deste produto subiu de 2400 mil barris/dia no ano 2001 para a marca de 5300 mil barris/dia ao final do ano de 2010. Isto denota, em parte, uma política da OPEP que visa manter o preço do barril a valores elevados através da não produção em sua capacidade máxima.

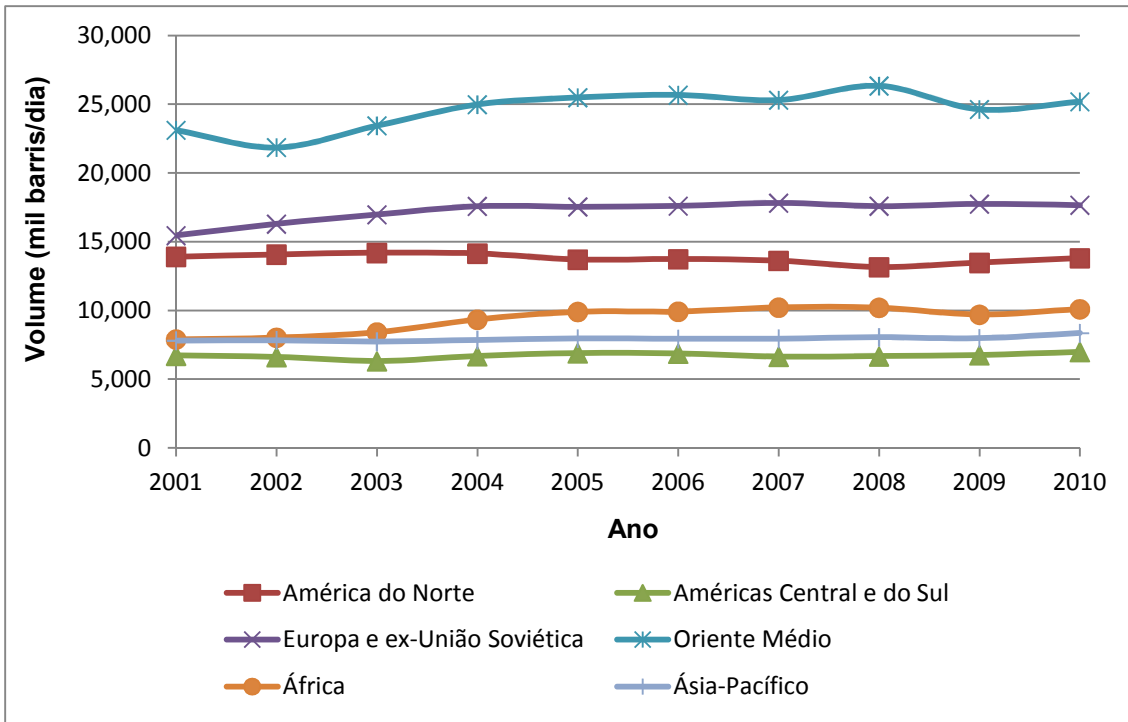
Revelam-se também os efeitos da crise imobiliária americana que freou o crescimento da economia mundial entre os anos de 2008 e 2009 através da queda significativa na demanda deste bem. Contudo, a retomada do crescimento econômico mundial pode ser vislumbrada, com a elevação do consumo desta commodity, no ano de 2010.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

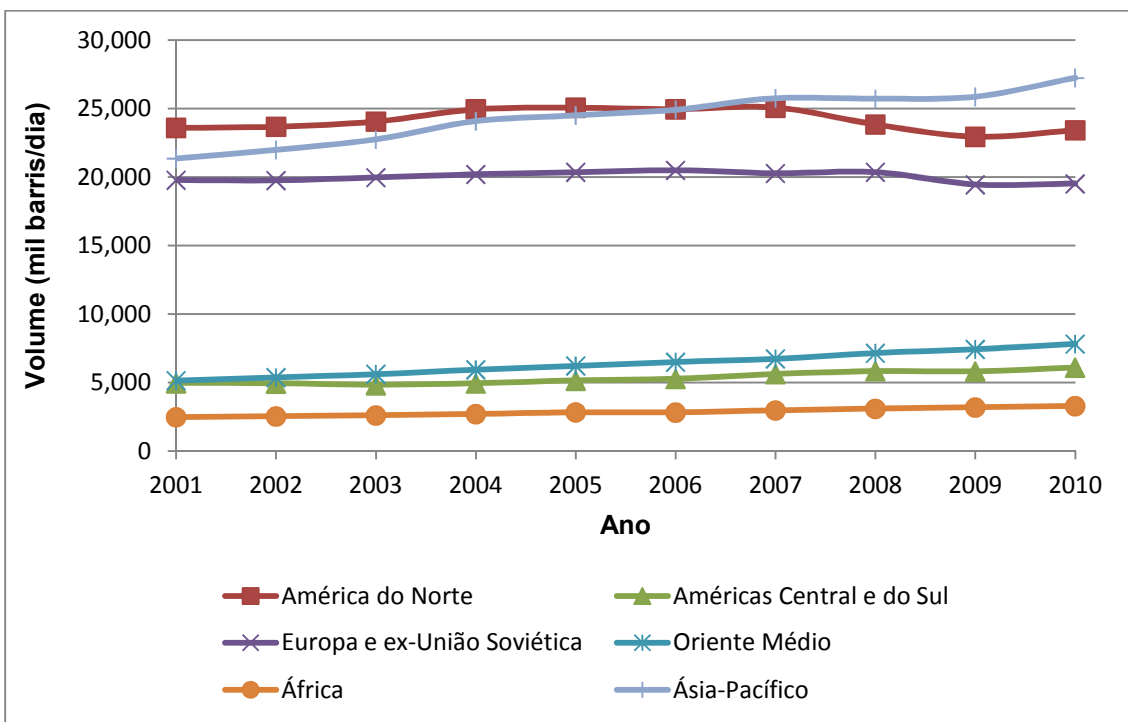
Figura 3.5 – Evolução da produção e do consumo de petróleo entre os anos de 2001 e 2010.

Analisando-se individualmente a produção e o consumo das diferentes regiões geográficas dados pelas Figuras 3.6 e 3.7, constata-se que o Oriente Médio foi a região que se manteve como líder na produção de petróleo no período analisado, seguida da Europa e ex-União Soviética e da América do Norte. Em relação ao consumo, percebe-se que houve uma troca na liderança. A região Ásia-Pacífico ultrapassou a América do Norte no ano de 2007 e se tornou a região com maior consumo deste recurso natural. Isto reflete os seguidos anos de crescimento acelerado da economia chinesa e, por conseguinte, a necessidade crescente de se obter energia. Nesta classificação, a região da Europa e ex-União Soviética permaneceu em terceiro lugar no consumo, com uma diferença significativa das regiões restantes.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 3.6 – Evolução da produção de petróleo entre os anos de 2001 e 2010.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 3.7 – Evolução do consumo de petróleo entre os anos de 2001 e 2010.

Aprofundando a análise entre as diferentes regiões geográficas, verifica-se, através da Tabela 3.1, que Ásia-Pacífico foi a região geográfica que possuía o maior déficit consumo/produção ao longo dos últimos 10 anos, seguido da América do Norte. A região da Europa e ex-União Soviética também apresentou déficit. Constata-se que o maior superávit se encontrava no Oriente Médio, região com maior produção e, relativo, baixo consumo.

Tabela 3.1 – Saldo de petróleo² das diferentes regiões geográficas.

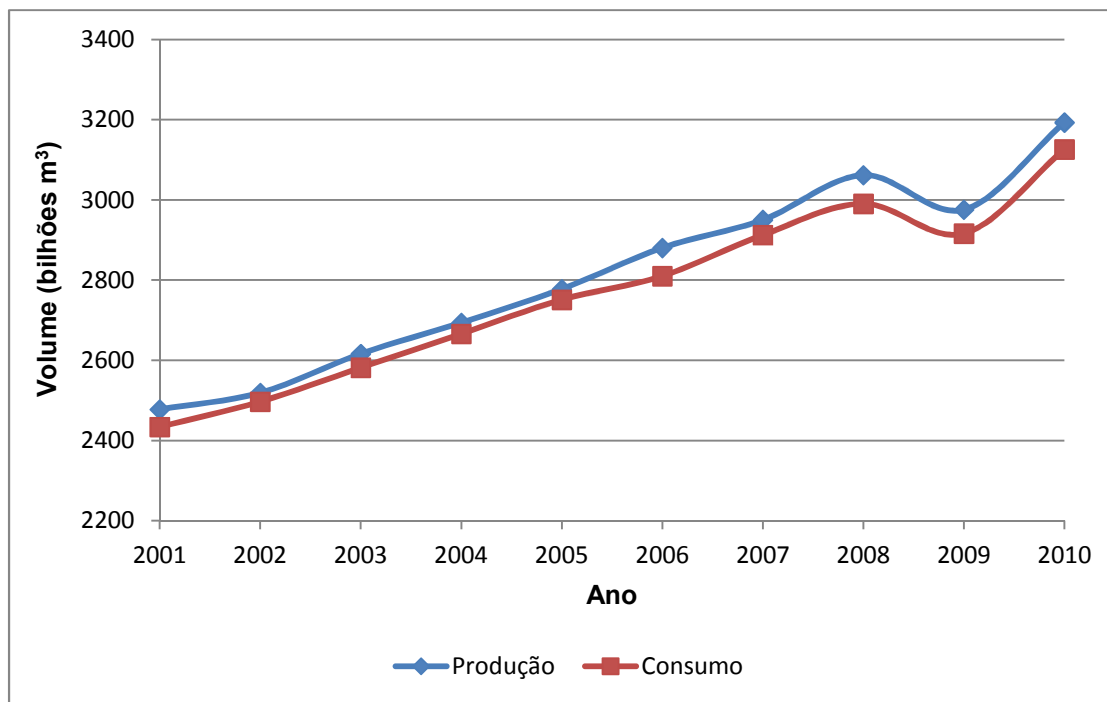
Região/ Ano	Saldo (mil barris/dia)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
América do Norte	(9.689)	(9.607)	(9.865)	(10.810)	(11.368)	(11.223)	(11.458)	(10.689)	(9.472)	(9.611)
Américas Central e do Sul	1.766	1.678	1.490	1.734	1.753	1.593	1.013	841	925	885
Europa e ex-União Soviética	(4.319)	(3.461)	(2.993)	(2.618)	(2.814)	(2.899)	(2.455)	(2.767)	(1.702)	(1.848)
Oriente Médio	17.972	16.484	17.827	19.035	19.263	19.178	18.574	19.185	17.197	17.367
África	5.416	5.488	5.800	6.628	7.067	7.095	7.244	7.107	6.504	6.807
Ásia-Pacífico	(13.543)	(14.149)	(15.008)	(16.227)	(16.543)	(16.973)	(17.802)	(17.661)	(17.888)	(18.888)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANP, 2011

3.1.2.2 Gás Natural

Diferentemente do que ocorre com o petróleo, nota-se, segundo a Figura 3.8, que na última década a produção de gás natural sempre foi superior ao consumo, chegando ao valor de 67,2 bilhões de m³ ao final de 2010. Constata-se também que no auge na crise, em 2008, o excedente de produção foi 71,4 bilhões de m³, o maior dos últimos anos (ANP, 2011).

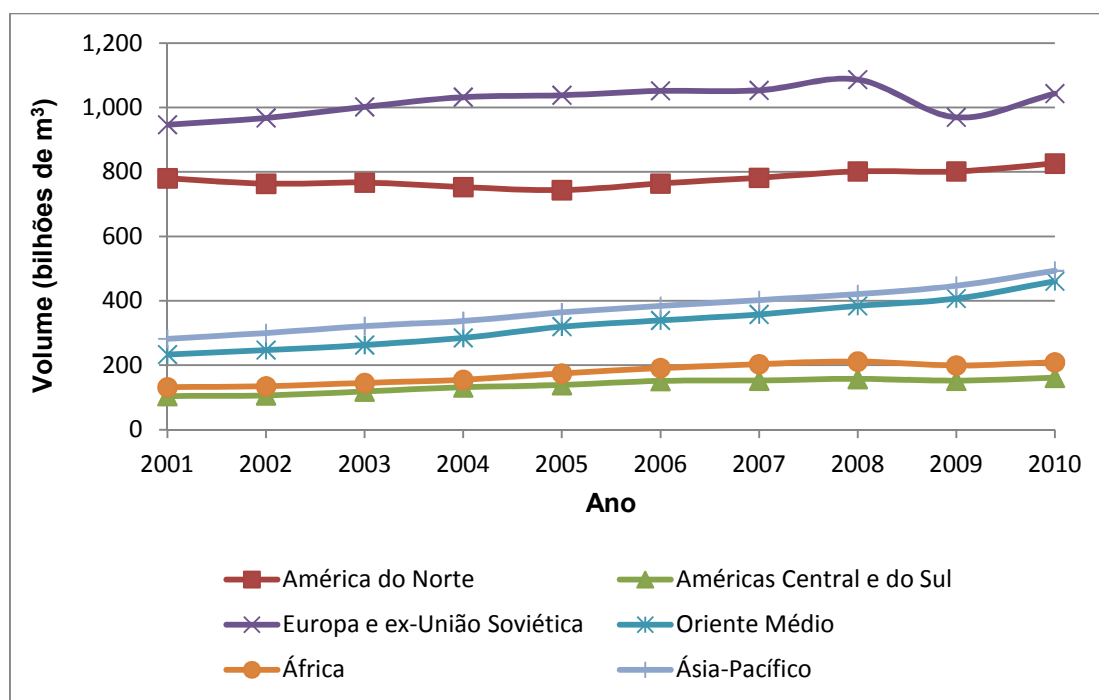
² O termo saldo de petróleo foi definido como sendo a diferença entre a quantidade de petróleo que uma região geográfica produz e a quantidade de petróleo que consome em um período de 1 (um) ano.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

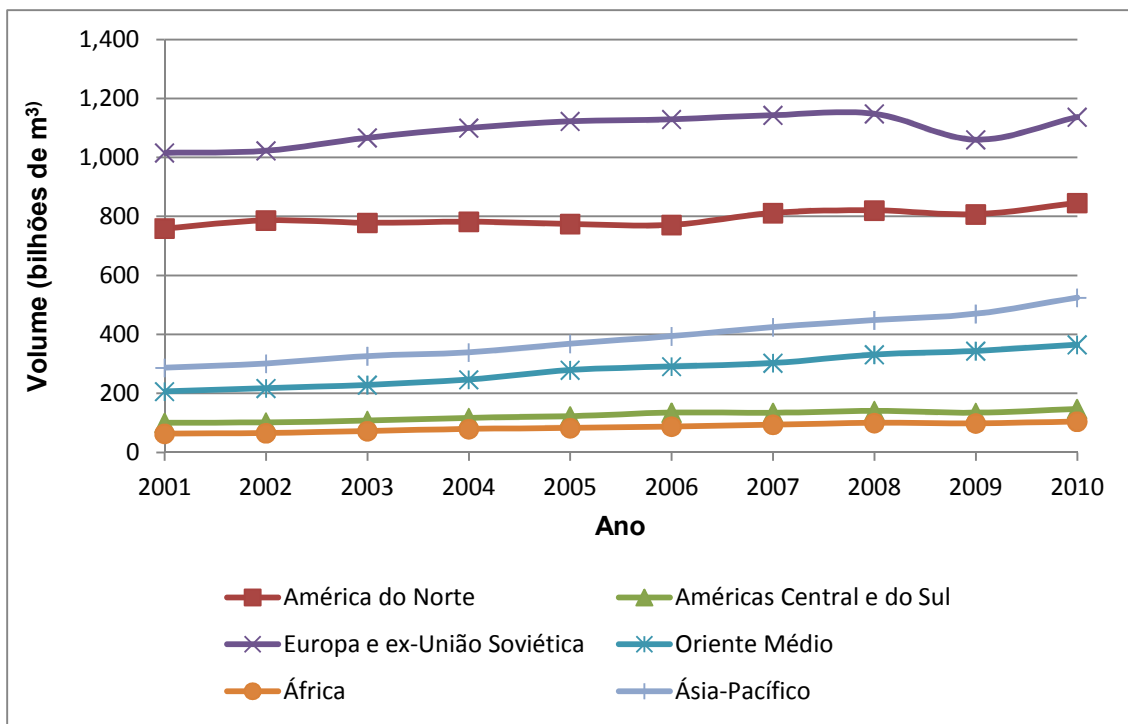
Figura 3.8 – Evolução da produção e do consumo de gás natural entre os anos de 2001 e 2010.

As Figuras 3.9 e 3.10 mostram a produção e o consumo das diferentes regiões geográficas.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 3.9 – Evolução da produção de gás natural entre os anos de 2001 e 2010.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 3.10 – Evolução do consumo de gás natural entre os anos de 2001 e 2010

Observa-se que a referente à Europa e ex-União Soviética foi a que possuía a maior produção. Esta liderança deveu-se, sobretudo, à Rússia, país que sempre produziu mais do que a metade do volume total da região ao longo dos últimos 10 anos (ANP, 2011). A América do Norte se encontrava em segundo lugar e, com produções próximas, a Ásia-Pacífico e o Oriente Médio, respectivamente. Com relação ao consumo, observa-se a mesma ordem de produção, levando-se em conta, somente, estas quatro regiões.

Tabela 3.2 – Saldo de gás natural³ das diferentes regiões geográficas.

Saldo (mil barris/dia)										
Região / Ano	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
América do Norte	21	(24)	(12)	(30)	(32)	(8)	(30)	(19)	(6)	(20)
Américas Central e do Sul	4	5	11	14	16	16	18	16	17	14
Europa e ex-União Soviética	(69)	(56)	(65)	(68)	(85)	(78)	(90)	(62)	(91)	(94)
Oriente Médio	26	30	34	38	41	48	55	52	63	95
África	68	69	72	75	91	103	109	111	100	104
Ásia-Pacífico	(5)	(1)	(5)	(2)	(5)	(10)	(23)	(28)	(24)	(31)

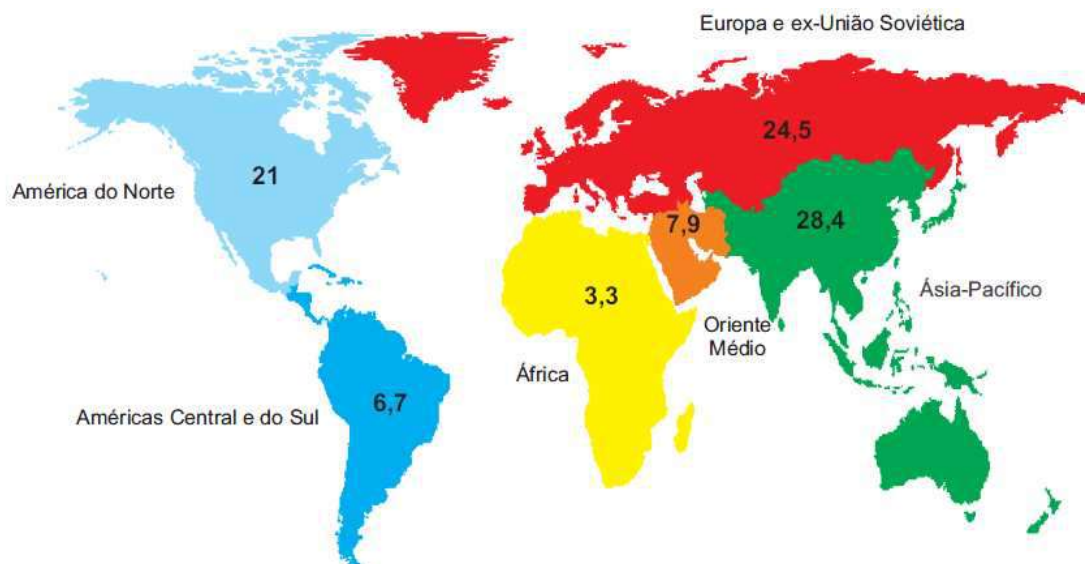
Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANP, 2011

Aprofundando a análise entre as regiões geográficas, percebe-se, através da Tabela 3.2, que a Europa e ex-Soviética é a região que possuía o maior déficit em todo o período analisado. A América do Norte e a Ásia-Pacífico também apresentaram sucessivos déficits ao longo destes últimos anos, alternado a segunda posição.

3.1.3 Capacidade de Refino

No tocante à capacidade de refino, a Figura 3.11 mostra que ao final de 2010 a capacidade instalada no mundo era de 91,8 milhões de barris/dia. Ademais, a maior capacidade estava instalada na região da Ásia-Pacífico, seguida da Europa e ex-União Soviética e América do Norte.

³ O termo saldo de gás natural foi definido como sendo a diferença entre a quantidade de gás natural que uma região geográfica produz e a quantidade de gás natural que consome em um período de 1 (um) ano.



Fonte: ANP, 2011

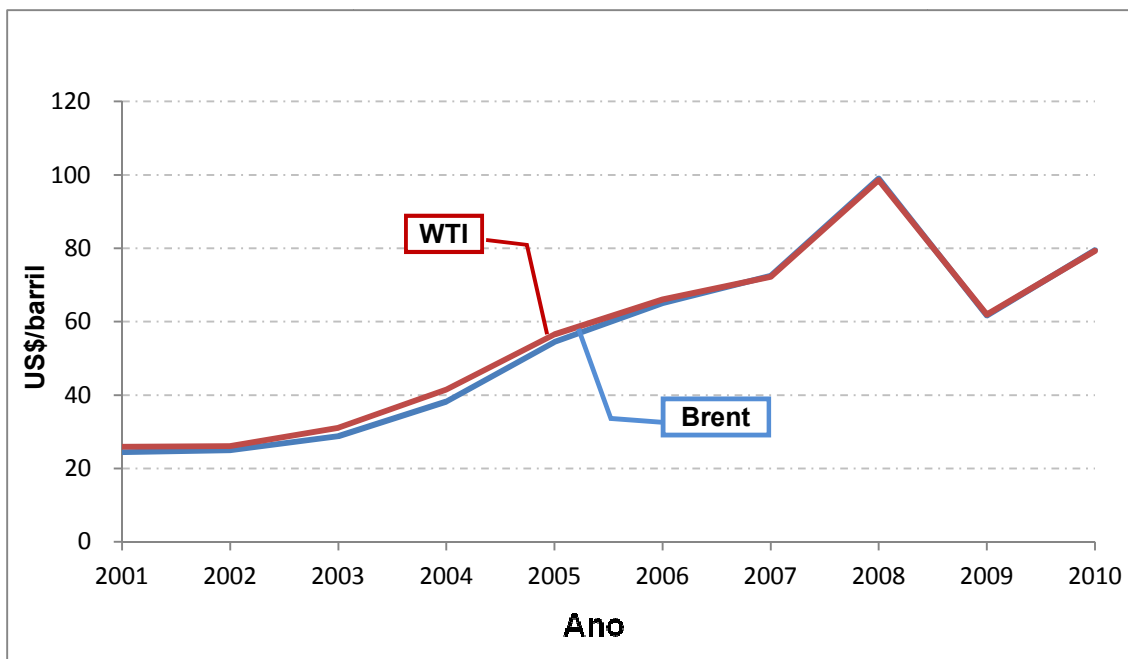
Figura 3.11 – Capacidade de Refino (milhões de barris/dia) – 2010.

3.1.4 Preços

Nos últimos 10 anos, observa-se uma clara elevação nos preços dos petróleos referência Brent⁴ e WTI⁵, com um crescimento anual em torno de 14% para ambos (ANP, 2011), conforme expõe a Figura 3.12.

⁴ Brent: “Mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian, com grau API de 39,4 e teor de enxofre de 0,34%.” (ANP, 2011)

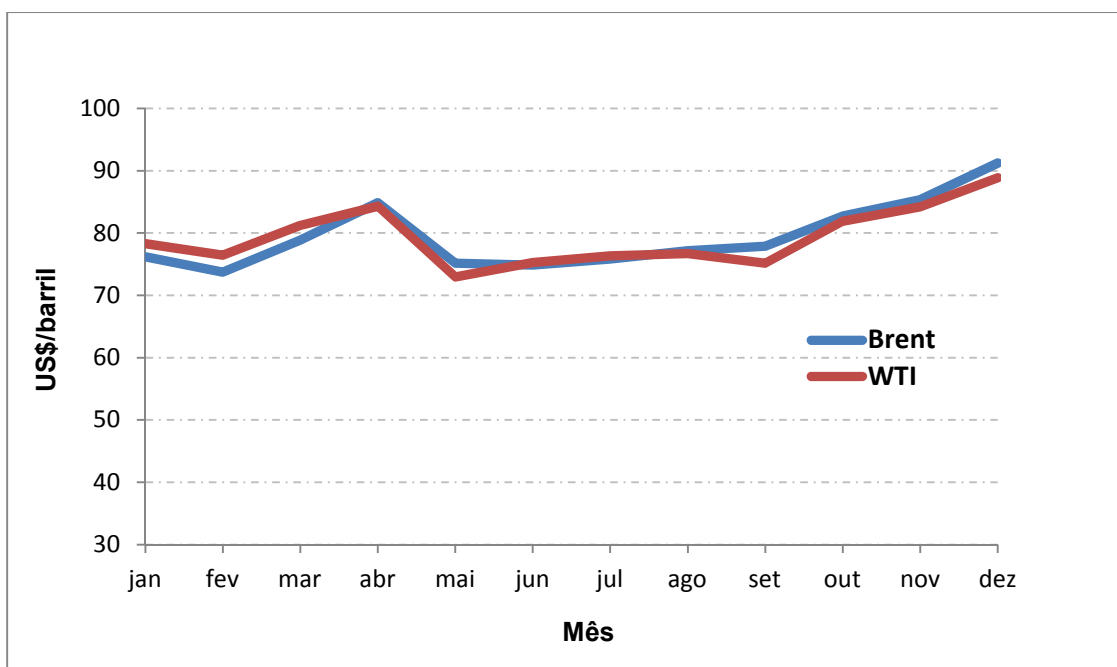
⁵ West Texas Intermediate (WTI): “petróleo com grau API entre 38 e 40 e aproximadamente 0,3% em peso de enxofre, cuja cotação diária no mercado spot reflete o preço dos barris entregues em Cushing, Oklahoma, nos EUA.” (ANP,2011)



Fonte: ANP, 2011

Figura 3.12 – Evolução dos preços médios anuais no mercado spot dos petróleos tipo Brent e WTI.

Analisando especificamente o ano de 2010, a Figura 3.13 exibe que, ao final de todos os meses, o preço de petróleo foi superior a 70 US\$/barrel. Ademais, verifica-se um contínuo crescimento nos dois últimos bimestres do ano.



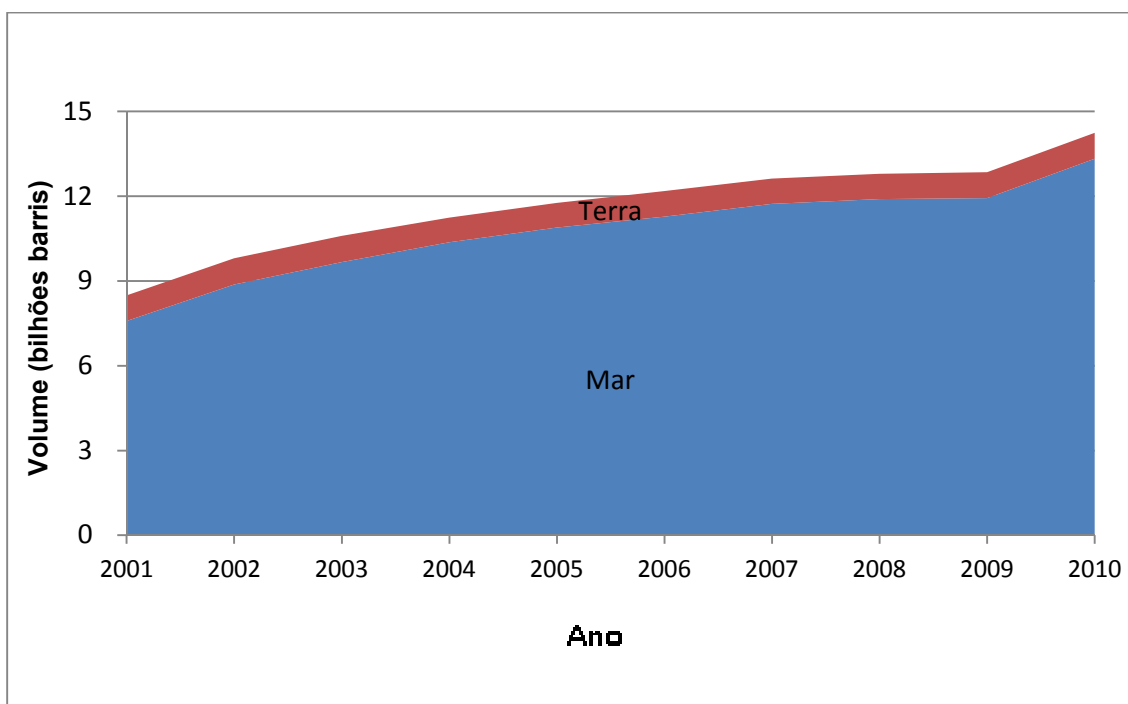
Fonte: ANP, 2011

Figura 3.13 – Evolução dos preços médios mensais no mercado spot dos petróleos tipo Brent e WTI.

3.2 A Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil

3.2.1 Reservas

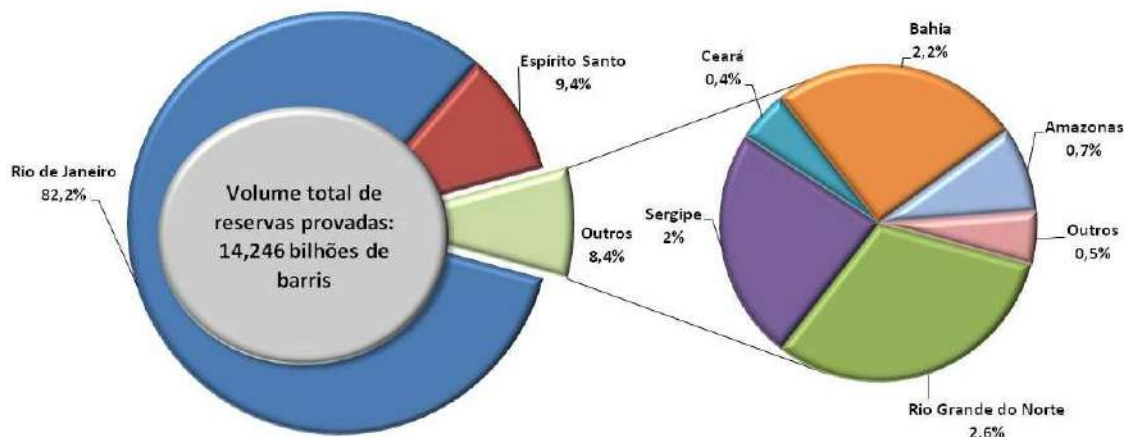
No final do ano de 2010, as reservas totais de petróleo no Brasil atingiram a marca de 14,2 bilhões de barris conforme dados da Figura 3.14.



Fonte: ANP, 2011

Figura 3.14 – Evolução das reservas provadas de petróleo entre os anos de 2001 e 2010.

Das reservas provadas, observa-se que, majoritariamente, elas se localizavam no mar. Além disso, é notório o crescimento ao longo do período analisado, com destaque para o ano de 2010. Vale ressaltar que, neste último ano, foram incluídos dados sobre o pré-sal, logo se explica, em parte, tal crescimento acentuado. Ademais, tais descobertas nesta região podem alavancar o país a um cenário privilegiado, podendo colocá-lo no grupo de países com maiores reservas provadas dentro de poucos anos.

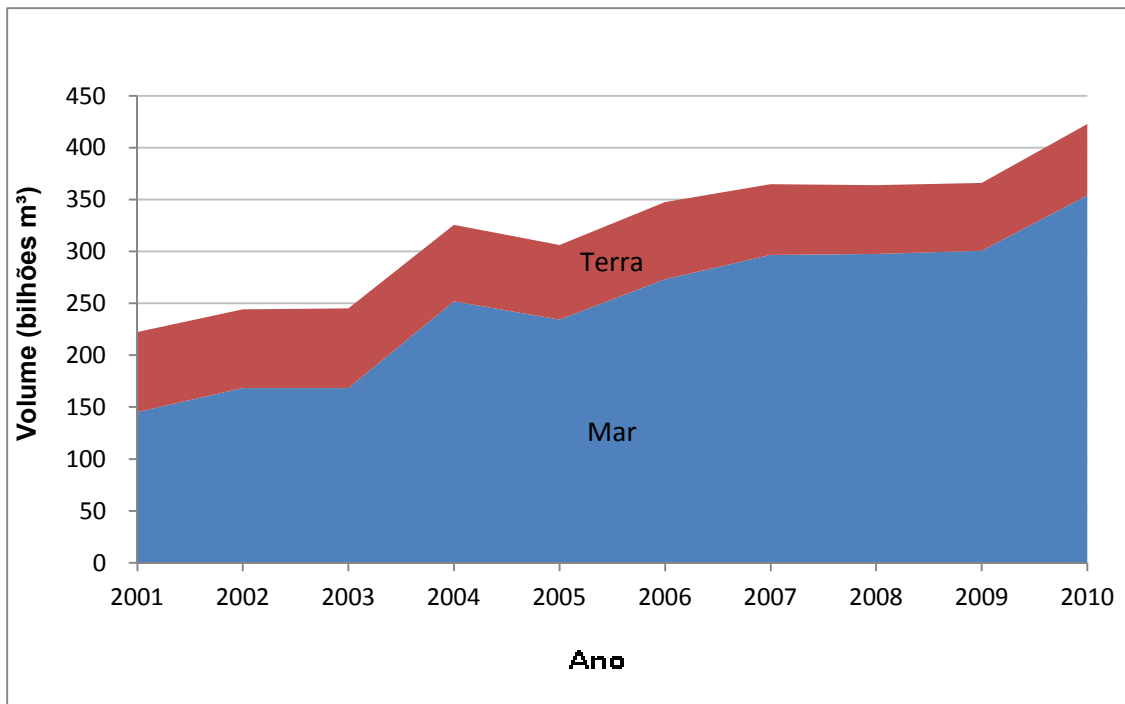


Fonte: ANP, 2011

Figura 3.15 – Distribuição percentual das reservas provadas de petróleo ao final do ano de 2010.

No tocante à localização das reservas, a Figura 3.15 expõe que 82,2% do volume total de petróleo provado se localizava no Rio de Janeiro. O Espírito Santo está na segunda posição com apenas 9,4%. Os demais estados brasileiros dividem os outros 8,4%.

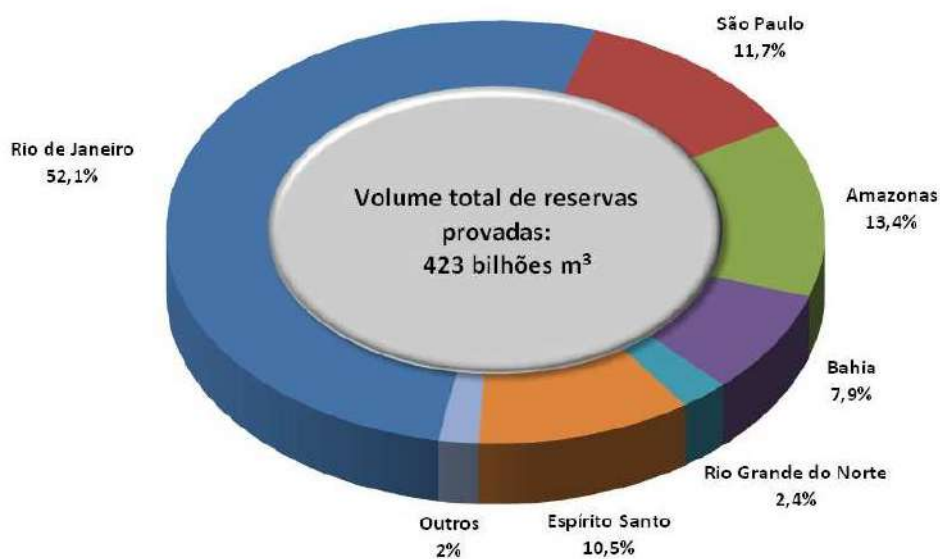
Em relação ao gás natural, as reservas provadas atingiram a marca de 423 bilhões de m³ ao final do ano de 2010, um aumento de aproximadamente 92% em relação a 2001. Similarmente com o que ocorre com o petróleo, a maior parte das reservas se encontrava no mar. Esta análise pode ser feita através da Figura 3.16.



Fonte: ANP, 2011

Figura 3.16 – Evolução das reservas provadas de gás natural entre os anos de 2001 e 2010.

No caso do gás natural, novamente, o Rio de Janeiro é o estado com maior participação no volume provado. Entretanto, neste caso, a distribuição entre os estados é um pouco mais igualitária conforme mostra a Figura 3.17. O Rio de Janeiro participa com 52,1% do volume total das reservas provadas. O estado do Amazonas aparece em segundo lugar com 13,4%, seguido por São Paulo, 11,7% e Espírito Santo, 10,5%.



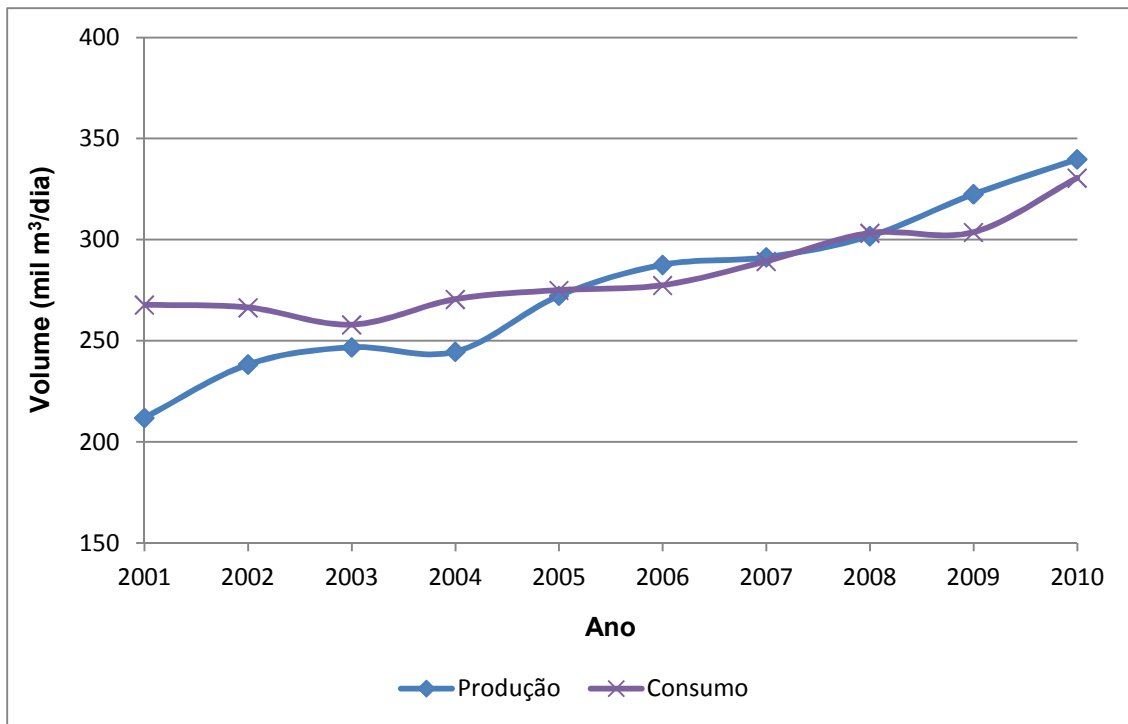
Fonte: ANP, 2011

Figura 3.17 – Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural ao final do ano de 2010.

3.2.2 Produção e Consumo

3.2.2.1 Petróleo

Ao final do ano de 2010, a produção nacional diária de petróleo atingiu a marca de 339,8 mil m³/dia, alavancando o país à 12^o posição entre os produtores de petróleo (ANP, 2011). Observa-se também que o país alcançou a auto-suficiência com relação à produção deste bem nesta última década, como pode ser observado na Figura 3.18.

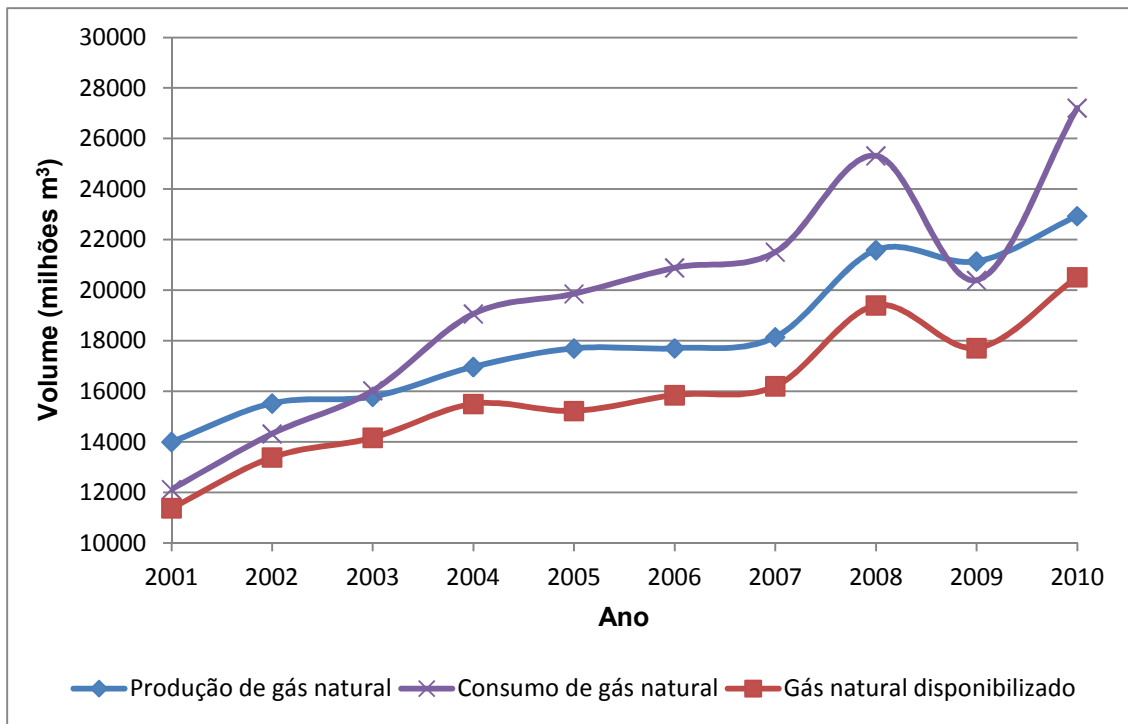


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 3.18 – Evolução do consumo aparente de petróleo e seus derivados entre os anos de 2001 e 2010.

3.2.2.2 Gás Natural

Como nem todo gás natural produzido é disponibilizado para o consumo, a produção disponibilizada é necessariamente menor que a produzida. Esta diferença é oriunda da reinjeção no poço, da queima ou perdas durante o processamento (ANP, 2011). A Figura 3.19 demonstra esta situação. Observa-se também que o consumo de gás foi superior ao disponibilizado em todo o período analisado. Isto reflete a necessidade de se importar gás natural de outros países, sobretudo, da Bolívia e de se melhor aproveitar o gás produzido a fim de diminuir a parcela queimada, aumentando, assim, a parcela disponibilizada.

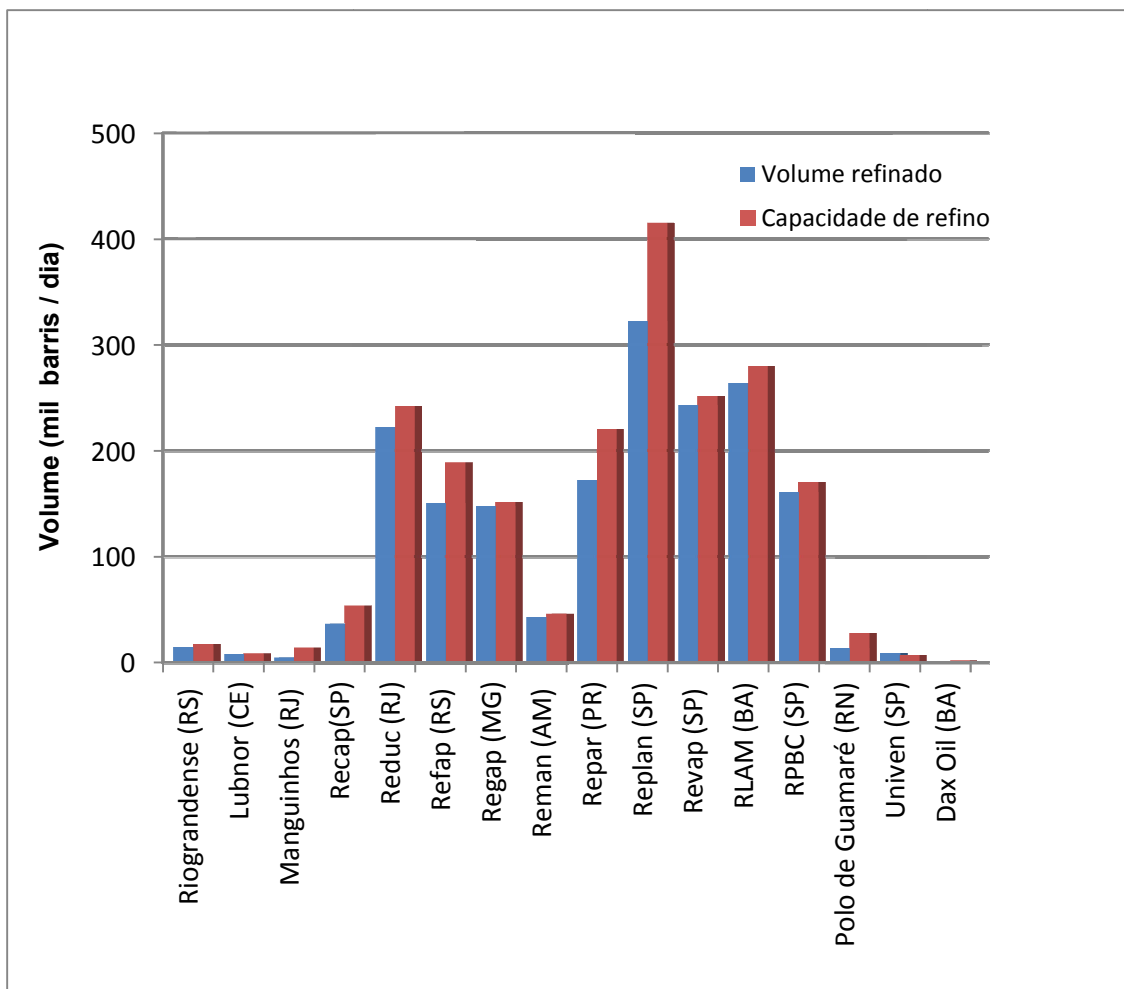


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 3.19 – Evolução da produção e do consumo de gás natural entre os anos de 2001 e 2010.

3.2.3 Capacidade de Refino

Ao final do ano de 2010, as 16 refinarias nacionais somaram uma capacidade de refino de 332,7 mil m³/dia. A Replan foi a que possuía a maior capacidade instalada com 66 mil m³/dia. No ano de 2010, elas processaram um volume de 1,8 milhão de barris/dia (ANP, 2011). Esta análise pode ser desenvolvida através da Figura 3.20.



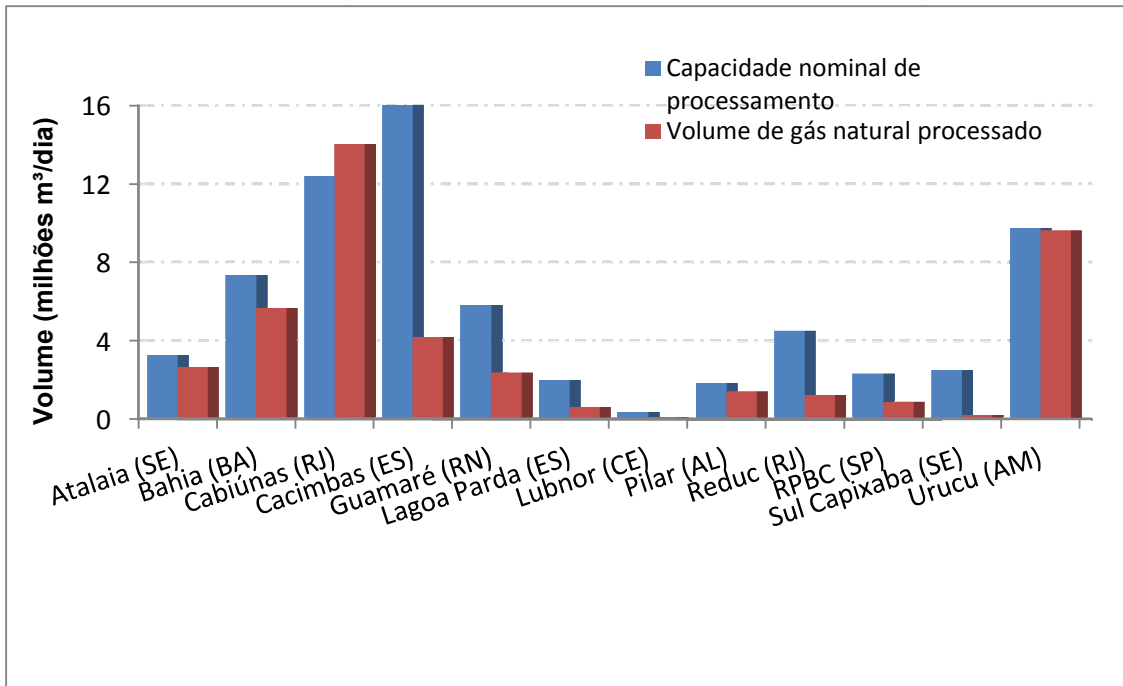
Fonte: ANP, 2011

Figura 3.20 – Volume de petróleo refinado e capacidade de refino em 2010.

3.2.4 Processamento de Gás Natural

Em 2010, o processamento de gás natural foi realizado por 36 unidades que juntas somaram 73,8 m³/dia de capacidade nominal. O volume processado no final do ano foi 42,7 milhões m³/dia, o que corresponde a 57,8% da capacidade total (ANP, 2011).

Segundo a Figura 3.21, as unidades de Urucu, no Amazonas, concentraram 9,7 milhões de m³/dia ou 13,1% da capacidade nacional instalada e responderam por 3,5 bilhões de m³ ou 22,5% do volume total de gás natural processado no País em 2010.



Fonte: ANP, 2011

Figura 3.21 – Volume de gás natural processado e capacidade de processamento em 2010.

Capítulo IV

Evolução Legal da Exploração do Petróleo e Gás Natural

A exploração dos recursos minerais no Brasil constitui monopólio estatal, regulado por órgãos submetidos ao governo. Porém, até alcançar este modelo, a propriedade do solo passou por grandes mudanças. Este capítulo trata da evolução histórica do segmento de exploração do petróleo e gás natural bem como dos órgãos que o regulam.

4.1 Evolução Constitucional da Propriedade do Solo

A primeira ruptura no regime jurídico da propriedade do solo e dos bens minerais nela contidos ocorreu através da Constituição de 1891.

No período colonial, os recursos minerais eram propriedade da Coroa Portuguesa, e, por consequência, após a Proclamação da Independência, passaram a pertencer ao Governo Imperial. Contudo, a promulgação da Constituição de 1891 garantiu o direito de propriedade em toda a sua plenitude, a única ressalva admitida era a da desapropriação por necessidade pública mediante indenização prévia. Ao proprietário do solo pertenciam os recursos contidos no subsolo que se encontravam sob a propriedade superficiária (BRASIL, 2011).

O conceito de propriedade do solo foi novamente modificado através da Constituição de 1934, que desvinculou a propriedade do subsolo ao solo e determinou que o aproveitamento industrial das jazidas minerais bem como das águas e da energia hidráulica, dependeria de autorização ou concessão federal, na forma que a lei viesse a estabelecer. Além disso, estabeleceu uma nacionalização progressiva das minas, jazidas minerais e quedas de água ou outras fontes de energia hidráulica julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica e militar do país (BRASIL, 2011).

Ainda em 1934, o Decreto nº 24.642, estipulou que as jazidas de petróleo e gás natural presentes no território brasileiro são propriedades da União (BISPO, 2011). No entanto, era prevista autorização para a pesquisa e lavra do petróleo desde que fosse considerado o disposto neste código (BRASIL, 2011).

A Constituição de 1937 estabeleceu em seu artigo 143, parágrafo 1º, que o aproveitamento das jazidas minerais somente poderia ser autorizado a brasileiros ou a empresas constituídas por brasileiros. Este decreto apontou uma tendência à nacionalização da propriedade do solo e exploração de recursos minerais.

Em 1953, a empresa Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) foi criada pelo então presidente Getúlio Vargas. Seu principal objetivo foi executar o monopólio da União sobre a exploração petrolífera no Brasil, previsto na lei de número 2.004 do mesmo ano.

A consolidação do monopólio estatal sobre a pesquisa e lavra de petróleo passou a ser exigência constitucional em 1967, através promulgação de uma nova Constituição. Em seu artigo 162, a Constituição consolidou o monopólio da União sobre a pesquisa e lavra de petróleo além de outorgar à União competência privativa para legislar sobre jazidas, minas e outros recursos minerais.

A Constituição seguinte, de 1988, em vigor atualmente no país, reafirmou o domínio da União sobre os recursos minerais presentes no território nacional em seu artigo 177 além de proibir a concessão de qualquer tipo de participação nas atividades de exploração de jazidas de petróleo e gás natural.

Apenas em 9 de novembro de 1995, o artigo 177 foi modificado pela ementa nº 9, o que permitiu a contratação de empresas estatais e privadas para a realização das atividades da indústria do petróleo junto a União. Esta modificação representou a quebra do monopólio estatal da União, executado até então pela Petrobras.

4.2 Principais Órgãos Reguladores da Indústria do Petróleo

A indústria do petróleo possui órgãos legais responsáveis pela fiscalização, regulação e determinação das diretrizes a serem seguidas neste setor. Abaixo, estão dispostos alguns destes órgãos e suas atribuições.

4.2.1 União

A União é a detentora dos recursos minerais brasileiros e a responsável pela sua administração. Possui autoridade para conceder o direito à exploração além de legislar privativamente sobre a matéria e assegurar a participação dos demais entes federados nos resultados da exploração (MINEROPAR, 2004).

Entre suas competências, estabelecidas pela Constituição de 1988, podem ser citadas:

- a) A propriedade dos recursos minerais e o aproveitamento econômico dos monopólios do petróleo e do urânio (art. 20º, IX; art. 177º, I, V, parágrafo 1º e art. 21º, XXIII);
- b) Autorizar ou conceder a pesquisa e a lavra de recursos minerais (art. 176º, parágrafo 1º);
- c) Organizar e manter os serviços oficiais de estatística, geografia, geologia e cartografia, de âmbito nacional (art.21º, XV);
- d) Instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir critérios de direitos de seu uso (art. 21º, XIX);
- e) Estabelecer as áreas e as condições para o exercício da atividade de garimpagem em forma associativa (art. 21º, XXV);
- f) Legislar privativamente sobre água, energia, jazidas, minas, outros recursos minerais, metalurgia, sistema estatístico, cartográfico e de geologia nacionais (art. 22º, IV, XII e XVIII);
- g) Assegurar participação no resultado da exploração de recursos minerais em favor dos estados, Distrito Federal e dos municípios nos respectivos territórios (art. 20º, parágrafo 1º).

4.2.2 Ministério de Minas e Energia – MME

O Ministério de Minas e Energia foi criado em 22 de julho de 1960, pela Lei nº 3.782. Anteriormente a sua criação, o Ministério da Agricultura era o responsável pelo setor de minas e energia.

O MME trata da parte política da exploração e aproveitamento dos recursos minerais e energéticos do país. As áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica estão entre suas competências. Este órgão também tem como função estabelecer as principais diretrizes da política nacional de mineração, elaborando os planos plurianuais de mineração, de recursos hídricos e dos minerais energéticos.

A estrutura do Ministério foi regulamentada pelo Decreto nº 5.267, de dezembro de 2004, que criou as secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético; de

Energia Elétrica; de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; e Geologia, Mineração e Transformação Mineral.

4.2.3 Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM

O DNPM é uma autarquia federal, criada em 1994 pela lei 8.876, com autonomia patrimonial, administrativa e financeira. Tem sede e foro em Brasília, porém possui circunscrição em todo território nacional. Está vinculado ao MME, e tem como finalidade fomentar o planejamento e a exploração e aproveitamento dos recursos minerais, superintender as pesquisas geológicas, minerais e de tecnologia mineral, bem como assegurar, controlar e fiscalizar o exercício das atividades de mineração em todo o território nacional na forma que dispõe o Código de Mineração, o Código de Águas Minerais e os respectivos regulamentos e a legislação que os complementam.

Compete ao DNPM, em especial:

- I - promover a outorga, ou propô-la à autoridade competente, quando for o caso, dos títulos minerários relativos à exploração e ao aproveitamento dos recursos minerais e expedir os demais atos referentes à execução da legislação minerária;
- II - coordenar, sistematizar e integrar os dados geológicos dos depósitos minerais, promovendo a elaboração de textos, cartas e mapas geológicos para divulgação;
- III - acompanhar, analisar e divulgar o desempenho da economia mineral brasileira e internacional, mantendo serviços de estatística da produção e do comércio de bens minerais;
- IV - formular e propor diretrizes para a orientação da política mineral;
- V - fomentar a produção mineral e estimular o uso racional e eficiente dos recursos minerais;
- VI - fiscalizar a pesquisa, a lavra, o beneficiamento e a comercialização dos bens minerais, podendo realizar vistorias, autuar infratores e impor as sanções cabíveis, na conformidade do disposto na legislação minerária;
- VII - baixar normas, em caráter complementar, e exercer a fiscalização sobre o controle ambiental, a higiene e a segurança das atividades de mineração, atuando em articulação com os demais órgãos responsáveis pelo meio ambiente, segurança, higiene e saúde ocupacional dos trabalhadores;

VIII - implantar e gerenciar bancos de dados para subsidiar as ações de política mineral, necessárias ao planejamento governamental;

IX - baixar normas, promover a arrecadação e a distribuição das quotas-partes, bem como exercer fiscalização sobre a arrecadação da compensação financeira pela exploração de recursos minerais, de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição e das demais receitas da autarquia;

X - fomentar a pequena empresa de mineração;

XI - estabelecer as áreas e as condições para o exercício da garimpagem em forma individual ou associativa; e

XII - autorizar e fiscalizar a extração de espécimes fósseis, nos termos do art. 1º do Decreto-Lei no 4.146, de 4 de março de 1942 (BRASIL, 2011).

4.2.4 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Criado em 6 de agosto de 1997 pela Lei nº 9.478, o CNPE é um órgão vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia.

Sua função é formular políticas e diretrizes de energia destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os princípios:

a) preservação do interesse nacional;

b) promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;

c) proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

d) proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia;

e) garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do artigo 177 da Constituição Federal;

f) incremento da utilização do gás natural;

g) identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;

h) utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;

i) promoção da livre concorrência;

- j) atração de investimento na produção de energia;
- k) ampliação da competitividade do País no mercado internacional;

II – assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do artigo 73 da Lei n.º 9.478, de 1997;

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

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

V – estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seu derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991 (BRASIL, 2010).

4.2.5 Agência Nacional de Petróleo – ANP

A ANP foi criada pela Lei nº 9.478 em 1997, porém apenas no ano seguinte foi implementada através do Decreto nº 2.455. Tem como fim promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe, sobretudo:

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

- b) regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;
- c) elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;
- d) autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;
- e) fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;
- f) fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;
- g) especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis.

Para o desempenho de suas atribuições a ANP desenvolve suas atividades por meio de 11 superintendências, a seguir descritas:

- a) Superintendência Gestão e Obtenção de Dados Técnicos;
- b) Superintendência de Definição de Blocos;
- c) Superintendência de Promoção de Licitações;
- d) Superintendência de Exploração;
- e) Superintendência de Desenvolvimento e Produção;
- f) Superintendência de Controle das Participações Governamentais;
- g) Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural;
- h) Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural;
- i) Superintendência de Abastecimento;
- j) Superintendência de Fiscalização do Abastecimento;
- l) Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos.

4.2.6 Superintendência de Controle das Participações Governamentais – SCPG

O SCPG é um regimento interno da ANP, estabelecido pela Portaria ANP nº 69 de abril de 2011. Sua principal atribuição é controlar as participações governamentais estabelecidas na lei e nos contratos de concessão, realizando todas as atividades conexas para tanto necessárias.

Deste modo, este setor é o responsável por calcular os preços de referência para o petróleo e gás natural, sendo ainda o setor que estabelece o pagamento dos *royalties*, foco deste trabalho.

4.2.7 Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP

Cabe a este regimento interno da ANP a regulação da produção, a gestão dos contratos de concessão e a fiscalização das atividades diretamente ligadas às etapas de desenvolvimento e produção desses contratos. Outra importante atribuição é a emissão de relatórios referentes aos planos de desenvolvimento, aos programas anuais de trabalho, orçamento e produção e a análise e processamento das informações remetidas pelos concessionários. Estes dados são emitidos mensalmente e podem ser encontrados no sítio eletrônico da ANP.

4.2.8 Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural – NFP

A fiscalização da medição da produção está a cargo da SDP, a qual está vinculado o Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural (NFP). Este regimento interno tem como função fiscalizar os sistemas de medição nas instalações e petróleo e gás natural bem como a movimentação dos mesmos no embarque e desembarque das estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência; propor a regulamentação técnica, os procedimentos e as diretrizes relativos à medição da produção de petróleo e gás natural e verificar a integridade dos dados de produção fornecidos pelos concessionários.

4.2.9 Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA

O CREA é uma autarquia federal instituída pelo Decreto 23.569 de 1933. Sua função é fiscalizar o exercício de profissionais e aplicar resoluções e decisões normativas emanadas pelo setor federal.

Capítulo V

Os *Royalties* de Gás Natural

O capítulo 5 tem como objetivo descrever o que são *royalties*, apresentar suas vantagens e desvantagens além da legislação envolvida na sua cobrança.

5.1 As Participações Governamentais

A seção VI do Capítulo V da Lei nº 9.478 aborda, nos artigos 45 a 51, as participações governamentais, que devem ser pagas ao Estado por todas as empresas que possuem contrato com a Agência Nacional de Petróleo (ANP) para realizar suas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (SANTOS, 2003).

São estabelecidos quatro tipos de remuneração ao concedente pela concessão contratada: bônus de assinatura, participação especial, pagamento pela ocupação ou retenção de área e *royalties* (SCHECHTMAN, 2000). No presente texto, será abordado o último tipo de remuneração.

5.2 Os *Royalties*

5.2.1 Definição

O termo *royalties* é comumente utilizado para indicar o fluxo de pagamentos ao proprietário de um ativo não renovável (material ou imaterial) que o cede para ser explorado, usado ou comercializado por outras empresas ou indivíduos. Um exemplo comum à qual o termo está associado é a do inventor ou proprietário de patente de produto ou de processo de produção que tem direito a receber *royalties* durante o período de tempo de vigência da patente (LEAL, 2002).

Os *royalties* do petróleo e gás natural podem ser definidos como uma compensação financeira paga ao titular das reservas pela extração dos referidos bens (SANTOS, 2003). No Brasil, a União é a proprietária das reservas e, ao permitir a exploração das mesmas, tem uma diminuição do seu patrimônio. Portanto, o pagamento

de uma "indenização" é prevista em Lei e obrigatória a todos os concessionários que estejam produzindo petróleo e gás natural em território nacional.

Pode-se afirmar, em última instância, que os *royalties* constituem uma apropriação da sociedade de uma parcela da renda gerada pela exploração do petróleo e gás natural, recursos naturais escassos e não renováveis (PACHECO, 2003).

5.2.2 Vantagens e Desvantagens dos *Royalties*

No Brasil, cerca de 90% das concessões em vigor apresentam alíquotas de *royalties* que variam entre 9,1% e 10% sobre o valor da produção de petróleo. Deste modo, os *royalties*, de uma maneira convencional, não estão relacionados à lucratividade ou rentabilidade econômica da exploração.

Para NAVARRO (2003), os *royalties* oferecem as seguintes vantagens:

- Os *royalties* são mais fáceis de monitorar e controlar do que o pagamento de impostos.
- Os *royalties* independem da lucratividade da produção.
- Os *royalties* são pagos desde o início da produção.

No entanto, possuem as seguintes desvantagens:

- Por não serem equiparados a impostos, os *royalties*, para as companhias de petróleo em geral, não constituem créditos para fins de imposto de renda.
- Por serem regressivos, os *royalties* não estimulam a descoberta de campos economicamente marginais, e provocam o abandono prematuro de poços que apresentam queda de produção.

Portanto, os *royalties* não são sempre vantajosos para os países detentores de reservas, haja vista que o principal estímulo à continuidade e às novas explorações reside na atratividade dos resultados econômicos que pode ser inibida diante de uma taxa inflexível ou excessiva.

No Brasil, o atual modelo de contratos de concessão, regulamentado pela ANP, estabelece uma alíquota de *royalties* para cada campo definida na concessão, cuja metodologia de cálculo será descrita posteriormente. Não obstante, todas as companhias

de petróleo operando no país deverão pagar, além das participações governamentais, os impostos federais, estaduais e municipais previstos na legislação em vigor.

5.2.3 Evolução Histórica dos *Royalties* no Brasil

A primeira forma de compensação financeira remota a 1921, estabelecida pelo Decreto n° 4.265. Neste texto legal, os atuais *royalties* eram denominados “pagamento anual sobre a produção”, e de acordo com a norma, o valor a ser pago consistia em 10% sobre a produção (COELHO, 2006).

O pagamento de *royalties* propriamente dito foi inicialmente estabelecido em 3 de outubro de 1953 pela Lei n.º 2.004, a mesma que criou a Petrobras. Segundo esta Lei, todo óleo, xisto ou gás extraído gerava a obrigatoriedade de pagamento uma indenização ao Estado, a qual era cobrada trimestralmente da Petrobras e de suas subsidiárias (SANTOS, 2003). Deveriam ser pagos aos Estados 4% sobre o valor da produção terrestre de petróleo e gás e 1% aos Municípios em cujo território se realizasse a lavra de petróleo e gás natural. Além disso, os recursos provindos deste pagamento deveriam ser preferencialmente aplicados na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.

Em 1985, com o início da produção offshore, a Lei n° 7.453 considerou o petróleo e o gás natural extraídos da plataforma continental também sujeitos a *royalties*, no mesmo percentual de 5%. Este percentual foi distribuído da seguinte forma:

- 1,5% aos Estados confrontantes com poços produtores;
- 1,5% aos Municípios confrontantes com estes poços e àqueles pertencentes às suas respectivas áreas geoeconômicas;
- 1% ao Ministério da Marinha, a fim de atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas marítimas produtoras;
- 1% para constituir um Fundo Especial a ser rateado entre todos Estados e Municípios da Federação (PACHECO, 2003).

Posteriormente, a distribuição dos *royalties* foi novamente alterada com a Lei n.º 7.990 de 1989. Esta incluiu como beneficiários dos *royalties*, os Municípios onde se localizavam as instalações de embarque ou desembarque de petróleo ou de gás natural.

Já o pagamento dos *royalties*, antes realizado trimestralmente, passou a ser feito mensalmente.

Por fim, em 1997, a Lei do petróleo (Lei nº 9.478/97) modificou a porcentagem que servia como referencial e sua distribuição. Segundo o novo texto legal, a alíquota básica dos *royalties* seria aumentada para 10% da produção de petróleo ou gás natural, mas esta porcentagem poderia ser reduzida em até 5%, desde que a ANP previsse tal possibilidade no edital de licitação, considerando os riscos geológicos e as expectativas de produção na atividade.

A distribuição de 5% da alíquota deveria ser realizada da seguinte forma:

- 70% aos Estados produtores;
- 20% aos Municípios produtores;
- 10% aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

No caso de royalties oriundos de exploração na plataforma continental:

- 1,5% aos estados e Distrito Federal;
- 0,5% aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural operadas pela Petrobrás;
- 1,5% aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas;
- 1,0% ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas;
- 0,5% para constituir um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados e Municípios.

Por outro lado, a parcela excedente aos 5% da produção deveria ser distribuída na seguinte proporção:

a) Lavra em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

- 52,5% aos Estados produtores;
- 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia (para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados na indústria petrolífera);

- 15% aos Municípios produtores;
- 7,5% aos Municípios que sejam afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;

b) Lavra em *plataforma continental*:

- 22,5% aos Estados confrontantes com campos;
- 22,5% aos Municípios confrontantes com campos;
- 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia;
- 15% ao Comando da Marinha;
- 7,5% aos Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural;
- 7,5% para o Fundo Especial (estados e municípios).

O artigo 47 instituiu outro importante ponto. Segundo o texto, os valores monetários relativos ao pagamento das parcelas dos *royalties* deveriam ser calculados em relação aos preços praticados no mercado internacional e às especificações do produto e da localização do campo de produção (COELHO, 2006).

5.3 O Decreto nº 2.705/98

O Decreto nº 2.705 regulamentou os artigos 45 a 51 da Lei do Petróleo e estabeleceu os critérios para os cálculos dos valores dos *royalties* e das participações especiais. Esta norma definiu “critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural” (QUINTELLA, 2000).

Para o cálculo dos *royalties*, cada campo de petróleo e gás natural é tratado como uma unidade de negócio em separado, ou seja, a cada campo corresponde uma alíquota de *royalties* e preços próprios para petróleo e gás natural. Os preços são utilizados para valorar a produção do campo e a alíquota é aplicada sobre o valor da produção, para cálculo dos *royalties* (ANP, 2001).

As fórmulas seguintes são utilizadas para o cálculo:

$$\text{Royalty} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção}$$

$$\text{Valor da produção} = (V_{\text{petróleo}}) \times (\text{PR}_{\text{petróleo}}) + (V_{\text{gás natural}}) \times (\text{PR}_{\text{gás natural}})$$

Onde:

Royalty é o valor dos royalties decorrentes da produção do campo no mês, em R\$;

Alíquota é o percentual que pode variar de um mínimo de 5% a um máximo de 10%;

V_{petróleo} é o volume da produção de petróleo do campo no mês, em m³;

V_{gás natural} é o volume da produção de gás natural do campo no mês, em m³;

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

PR_{gás natural} é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/m³.

Alíquota

A alíquota é definida no contrato de concessão e, conforme já mencionado, seu percentual pode variar de 5 a 10%.

Volume produzido

O *royalty* incide sobre os seguintes volumes totais produzidos de petróleo e gás natural:

- Medidos no(s) ponto(s) de medição fiscal;
- Consumidos nas operações do campo;

Os seguintes volumes de gás natural estão excluídos da incidência de *royalty*:

- O gás circulado para elevação artificial do petróleo (gas lift);
- O gás reinjetado no mesmo campo;
- Gás reinjetado em outro campo está sujeito a *royalty*, mas o operador do campo receptor pode deduzir tal volume da sua base de cálculo;
- O gás queimado em flares ou ventilado no meio ambiente por razões de segurança ou comprovada necessidade operacional.

Preço de referência do petróleo

Os preços do petróleo e do gás natural utilizados para cálculo dos royalties são denominados *preços de referência* e estão definidos no Capítulo IV, artigos 7º e 8º, do Decreto das Participações Governamentais.

O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo será igual à média ponderada dos seus preços de venda, em condições de mercado, praticados pelo concessionário; ou a seu preço mínimo, estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

O preço de venda é aquele correspondente ao petróleo embarcado na saída da área de concessão (FOB). Este preço exclui os custos de transporte do petróleo incorridos fora da área de concessão, ainda que o serviço de transporte seja prestado por uma empresa vinculada, desde que a transação esteja documentada e em condições de mercado. Todavia, o preço de venda não exclui os custos de transferência dentro da concessão, ou seja, os custos de transporte em oleodutos de propriedade do produtor.

Este preço também é livre dos impostos e das contribuições sociais incidentes sobre a venda, tais quais: o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e a contribuição para o Programa de Integração Social do trabalhador (PIS).

Caso os preços estejam em moeda estrangeira, deverão ser convertidos para a moeda nacional pela taxa média de câmbio vigente no mês em que ocorrer a venda.

Preço de Referência do Gás Natural

Ao contrário do petróleo, não existe Preço Mínimo para o gás natural. O preço de referência do gás natural leva em conta a existência ou não da operação de venda. Da mesma forma que para o petróleo, o preço de venda do gás natural tem que atender às condições de mercado.

Se houver venda a preço de mercado

O preço de referência do gás natural é a média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário no mês.

O preço de venda refere-se ao gás natural na saída da concessão. Este preço exclui os custos de transporte do gás natural, incorridos fora da área de concessão.

Todavia, o preço de venda não exclui os custos de transferência dentro da concessão, ou seja, os custos de transporte em gasodutos de propriedade do produtor.

O preço de venda considerado é livre dos impostos e das contribuições sociais incidentes sobre a venda.

Se não houver venda ou a venda não refletir as condições de mercado

O preço de referência do gás natural foi estabelecido pela Portaria ANP nº 45, de 15 de março de 2000, como sendo o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte (**PGT**), fixado pela Portaria Interministerial (Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda) nº 3, de 17 de fevereiro de 2000.

Este preço de referência é aplicado não apenas no caso de inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, mas também na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informados não refletem as condições normais do mercado nacional.

Capítulo VI

O Gás Natural

Este capítulo tem o gás natural como ponto central. Serão apresentados definições deste energético presentes na literatura, classificações quanto à sua forma de produção, seus principais constituintes, algumas propriedades e aplicações. Além disso, este capítulo resumirá sua cadeia produtiva e abordará a unidade processamento do gás natural (UPGN) de forma sucinta.

6.1 Definição

Inúmeras definições quanto ao gás natural estão presentes na literatura. Algumas destas o definem como sendo, apenas, uma mistura de hidrocarbonetos leves que se encontra no estado gasoso em temperatura ambiente e pressão atmosférica, outras restringem a definição alegando que é somente o gás associado ao petróleo.

Para BRITTO, 2002, o gás natural é um hidrocarboneto originado da decomposição anaeróbia de matérias orgânicas e é composto predominantemente de metano e outros hidrocarbonetos em menores proporções, como o etano, propano e butano, além de gases ácidos como H_2S e CO_2 e gases inertes, N_2 .

O gás natural pode ser definido também como uma mistura de hidrocarbonetos leves que, sendo constituída em sua maior parte de metano, permanece no estado gasoso à temperatura ambiente e pressão atmosférica (CONPET, 2000 apud PRAÇA, 2003, p. 11).

Segundo SPEIGHT, 1998 (apud BISPO, 2011, p. 36) o gás natural é, somente, o gás associado ao petróleo no reservatório, sendo constituído majoritariamente de metano e outros hidrocarboneto combustíveis. Além disso, contém certa percentagem de compostos não hidrocarbônicos, como o SO_2 .

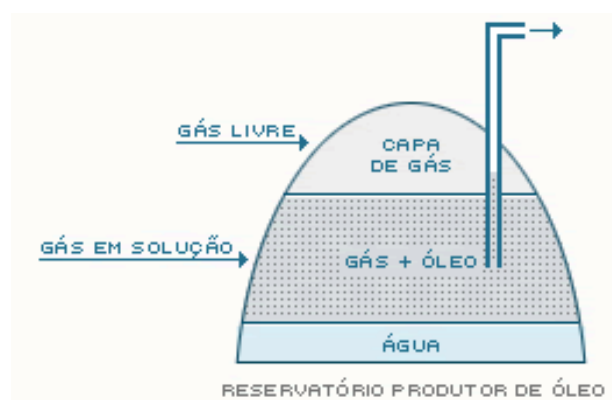
A fim de restringir o leque interpretativo, a lei nº 9478/1997 definiu o gás natural no Brasil como se segue (BRASIL, 2011):

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

6.2 Gás Natural Associado e Não-Associado

Uma das formas existentes para classificar o gás natural existente em um reservatório se baseia em sua associação ou não ao petróleo durante o processo de extração.

Segundo MELO; MEDINA, 2005, o gás natural associado é aquele que, no reservatório, se encontra dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Diz-se associado, pois sua produção é diretamente relacionada à produção de óleo no poço, ou seja, durante o processo de produção do óleo, o gás natural é separado, tornando-se um co-produto. Este caso é retratado na Figura 6.1.



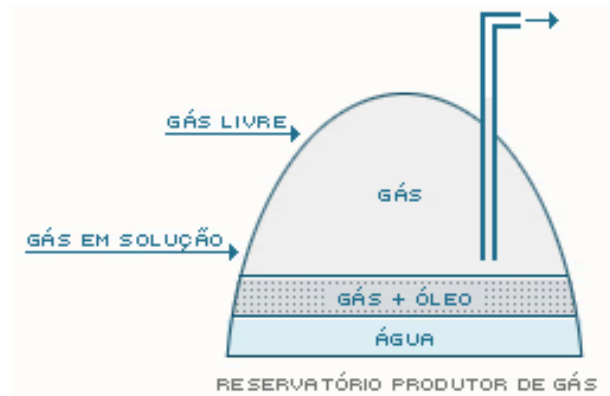
Fonte: MELO; MEDINA, 2005

Figura 6.1 – Gás Natural Associado.

Nesta situação, caso a localização do poço não permita uma exploração efetiva deste gás, por questões técnicas ou mercadológicas, reinjeta-se parte do gás advindo da produção de óleo na própria jazida a fim de aumentar o fator de recuperação⁶ do campo e a outra parte é queimada em dispositivos conhecidos como *flares*.

⁶ Fator de recuperação é a razão entre o volume de petróleo e gás natural produzido pelo volume de petróleo e gás natural presentes no reservatório (BISPO, 2011).

Define-se como gás natural não associado ao petróleo aquele que está livre ou junto a pequenas quantidades de óleos no reservatório. Neste caso, a produção de gás é o negócio principal do poço, e o óleo, um co-produto (MELO; MEDINA, 2005). A Figura 6.2 retrata este segundo caso.



Fonte: MELO; MEDINA, 2005

Figura 6.2 – Gás Natural não-associado.

6.3 Constituintes

Através de dados presentes na Tabela 6.1, constata-se que a composição química do gás natural varia de acordo com sua origem, ou seja, se a produção é associada ou não ao petróleo. Contudo, em linhas gerais, pode-se afirmar que ele é constituído predominantemente de hidrocarbonetos parafínicos leves e de pequenas frações de compostos inorgânicos como o CO_2 e o N_2 .

Nesta mesma tabela, observa-se que, geralmente, a composição de componentes leves no gás natural é menor nos campos de produção de gás associado do que nos campos de produção não-associados.

Além disso, verifica-se que a presença de enxofre é maior, estando presente na forma de gás sulfídrico, nos campos de gás associado na maior parte dos casos. Isto acarreta em uma dificuldade maior de se especificar o gás para o uso em processos posteriores.

Tabela 6.1 – Comparação entre as composições típicas de gás natural (% volumétrica).

Componente	Campos de gás não associado	Campos de gás associado
Metano	70-98	45-92
Etano	1-10	4-21
Propano	traços-5	1-15
Butano	traços-2	0,5-2
Pentano	traços-1	traços-3
Hexano	traços-0,5	traços-2
Heptano e maiores	traços-0,5	traços-1,5
Nitrogênio	traços-15	traços-10
Dióxido de Carbono	traços-4	traços-4
Gás Sulfídrico	traços-3	traços-6
Hélio	traços-0,5	traços-1,5

Fonte: THOMAS et al., 1998 apud BISPO, 2011, p. 41

Convém ressaltar que diversos métodos podem ser usados na determinação composicional do gás natural. Todavia, talvez, o mais utilizado seja a análise cromatográfica gasosa por ser uma técnica relativamente rápida e confiável.

6.4 Poder Calorífico Superior do Gás Natural

O poder calorífico de um combustível pode ser definido como sendo a quantidade de energia liberada sob a forma de calor pela combustão completa de uma unidade de massa de um determinado combustível, ou seja, quanto maior for este índice, maior é a energia do combustível (BONOMETO, 2009).

Pode ainda ser subdividido em poder calorífico inferior (PCI) e poder calorífico superior (PCS). A diferença básica entre os dois índices é que no PCI a água formada

durante o processo de combustão se encontra sob a forma de vapor enquanto que, no PCS, a mesma se encontra na fase líquida. Logo, a diferença dentre os dois valores expressa a quantidade de calor necessária para evaporar a água oriunda do processo de combustão (PERES et al., 2011).

No tocante à análise do PCS, a reação de combustão deve ser conduzida a uma taxa de reação constante, pressão p_1 , temperatura t_1 , e com todos os produtos da reação sendo considerados na temperatura t_1 , com exceção da água formada que é condensada a t_1 . Logo, desse modo, como fora dito, o calor de condensação entra no cálculo do PCS (ULBIG; HOBURG, 2002 apud BISPO, 2011, p. 40). Vale ressaltar que o Decreto nº 2.705/1998 estabelece que tal análise deve ser conduzida a 0,101325 MPa (p_1) e 20°C (t_1).

No Brasil, a norma NBR 15213 estabelece que o cálculo do PCS deve ser realizado segundo a equação 6.1.

$$PCS_m = \sum_{i=1}^n x_i \cdot PCS_i \quad (6.1)$$

Sendo:

x_i : fração volumétrica molar do componente i ;

PCS_i : poder calorífico superior do componente i

6.5 Aplicações do Gás Natural

O gás natural possui a particularidade de ser altamente versátil quanto a sua aplicação. A sua amplitude de uso faz com que ele possa ser empregado tanto como combustível para a geração de calor e eletricidade quanto como matéria-prima nas indústrias de siderurgia e química. Além disso, é um competidor ao uso de óleo diesel e gasolina no setor de transportes uma vez que proporciona inúmeras vantagens ambientais.

Contudo, de forma igualmente singular, a literatura não relata uma aplicação na qual seu uso seja indispensável, sempre existindo, assim, concorrentes. Logo, este produto em questão está fadado a enfrentar as forças de concorrência em todas as linhas de aplicação (PRAÇA, 2003).

No âmbito do uso como matéria-prima, SANTOS (2002 apud PRAÇA, 2003, p. 19) informa que, aproximadamente, 6 % da demanda mundial desse energético se destina para tal uso. Dentre as principais aplicações estão incluídas as sínteses de amônia, uréia e metanol.

Em relação a sua aplicação energética, o gás natural, por apresentar presença menor teor de contaminantes quando comparado a outras fontes energéticas, proporciona vantagens ambientais. BERMANN (2002 apud PRAÇA 2003, p. 16) informa que o gás natural é o combustível fóssil que emite a menor quantidade de CO₂, CH₄ e N₂O quando sofre combustão, considerando o atual estágio tecnológico. Além disso, o mesmo autor ressalta que sua combustão proporciona a baixa geração de SO₂ e materiais particulados.

Outro segmento que apresenta alto consumo de gás natural é a própria indústria gasífera. Durante a extração de petróleo, parte do gás produzido é reinjetado no reservatório a fim de equilibrar sua pressão e aumentar a eficiência de recuperação do óleo. Além disso, a indústria petrolífera utiliza parte do gás produzido para suprir as necessidades energéticas e na geração de hidrogênio, composto altamente consumido em várias fases do processo de refino (ANP, 2011).

O quadro 6.1 sintetiza algumas vantagens de se utilizar o gás natural.

Quadro 6.1 – Vantagens da utilização de gás natural.

<p>Vantagens macroeconômicas</p> <ul style="list-style-type: none">• Diversificação da matriz energética• Redução do uso do transporte rodo-ferro-hidroviário• Disponibilidade ampla, crescente e dispersa• Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo <p>Vantagens ambientais</p> <ul style="list-style-type: none">• Baixíssima presença de contaminantes• Não-emissão de particulados• Rápida dispersão em caso de vazamento• Emprego em veículos automotivos diminuindo a poluição urbana <p>Vantagens para o usuário</p> <ul style="list-style-type: none">• Menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção• Menor custo das instalações• Combustão facilmente regulável• Elevado rendimento energético

Fonte: Adaptado de PRAÇA, 2003

6.6 Cadeia Produtiva

Em linhas gerais, pode-se dizer que a cadeia produtiva de gás natural é constituída de cinco etapas interligadas e distintas: exploração, produção, processamento, transporte e distribuição (PRAÇA, 2003). Contudo, há autores que apresentam a cadeia produtiva de forma diferente, modificando os nomes das etapas a fim de destacar um processo. BRITTO, 2002, por exemplo, junta as etapas de produção e processamento e destaca o transporte, separando-o em armazenagem e distribuição. Vale ressaltar que neste trabalho se utilizará a divisão proposta por PRAÇA, 2003.

A etapa de exploração é o primeiro nível desta cadeia e diz respeito ao estudo das formações propícias ao acúmulo petróleo/gás natural. Estão incluídas a análise de dados geofísicos, sondagens eletromagnéticas e perfuração de poços exploradores para comprovação da qualidade dos hidrocarbonetos. Caso haja viabilidade econômica, o próximo passo passa a ser a instalação de toda a logística necessária para sua extração e transporte (BRITTO, 2002).

Em seguida se tem a etapa de produção. Nesta fase o gás natural passa por separadores com intuito de separar os hidrocarbonetos e a água. Além disso, o gás sofre o primeiro tratamento a fim de remover elementos indesejáveis, como o enxofre.

Na etapa de processamento, o gás natural é fracionado em unidades de processamento de gás natural (UPGN), formando correntes ricas nos componentes de interesse. A UPGN pode, por exemplo, separá-lo em duas correntes, uma com altos índices de metano e etano, e outra com os demais hidrocarbonetos. Isto é feito quando não há interesse de separar correntes de etano e propano e se objetiva a queima do gás natural. Pode-se também separar as correntes de etano e propano, quando há o interesse de produzir eteno e propileno em uma unidade petroquímica. Assim, verifica-se que a demanda local determina as correntes de produto.

Em seguida, tem-se o transporte dos produtos das áreas produtoras até os mercados consumidores. Ele pode ser realizado basicamente de duas formas: no estado líquido e vapor. Tradicionalmente, dutos são utilizados para o transporte quando ele está presente no estado gasoso. A grande vantagem de se transportar no estado líquido é a redução de volume, facilitando o armazenamento e a possibilidade de se transportar em trens. Vale ressaltar que existem inúmeros estudos nesta área, como por exemplo,

aqueles que tentam separar as frações do gás em membrana ou em cilindros a alta pressão.

A última fase, a distribuição, pode ser considerada uma das etapas mais críticas do processo. Nela, este energético chega aos consumidores finais e deve atender os padrões exigidos de especificação, estando praticamente isento de contaminantes para que não provoque problemas nos equipamentos onde será queimado ou utilizado como matéria-prima (PRAÇA, 2003).

6.7 Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN)

De forma geral, uma UPGN é composta pelas etapas de liquefação, fracionamento e especificação do gás natural. No fracionamento, produtos de interesse são separados e, posteriormente, especificados para a venda na etapa de especificação.

Na primeira etapa, o gás natural sofre redução de temperatura até se liquefazer. Pode-se dizer que esta etapa é a mais crítica, pois, caso aja algum erro operacional, o rendimento do processo diminuirá, aumentando os custos do processo. Esta redução pode ser feita através de quatro processos distintos de acordo com a composição e o interesse.

O primeiro processo é a refrigeração simples. Através do uso de um fluido refrigerante, a redução da temperatura e a condensação de hidrocarbonetos mais pesados ocorrem (PACHECO, 2008). As unidades que a utilizam visam especificar o gás processado, sem ter que maximizar a produção de líquidos e nem garantir a sua especificação (BISPO, 2011).

Outro processo que pode ser utilizado é a absorção refrigerada. Ela se fundamenta na combinação da refrigeração com a absorção da fração de pesados por um solvente adequado. Esse processo garante a especificação do gás processado e ao mesmo tempo possui alto rendimento na recuperação de propano (BISPO, 2011).

Além disso, tem-se, também, o processo de turbo-expansão. O abaixamento da temperatura se dá através da expansão do gás em uma turbina, condensando os hidrocarbonetos mais pesado. Atualmente, é o processo mais eficiente termodinamicamente utilizado e apresenta alta recuperação de propano (PACHECO, 2008).

O último processo é o Joule-Thomson. Este processo é indicado quando a composição do gás natural está próxima da composição almejada e não se tem interesse em recuperar o propano. Ele se fundamenta termodinamicamente na queda de temperatura gerada pela expansão isentálpica do gás ao passar por uma válvula de controle de pressão (BISPO, 2011).

Capítulo VII

A Província Petrolífera de Urucu

Neste capítulo será apresentado um histórico, a organização estrutural, uma descrição dos campos produtores. Além disso, mostrará a metodologia utilizada para calcular os volumes de gás natural produzidos.

7.1 Histórico da Província Petrolífera de Urucu

Antes de sua descoberta, a Província Petrolífera de Urucu consistia em um campo onde eram desenvolvidos estudos, pesquisas e tentativas de exploração de petróleo na região Amazônica. Primeiramente, foi realizado um estudo demográfico e territorial, cujos resultados mostraram-se positivos na exploração de petróleo naquela região.

A partir de 1978, ano da descoberta de gás na província do Juruá, a pesquisa de petróleo na Bacia do Solimões tomou grandes proporções. Com o prosseguimento da atividade exploratória, novas descobertas foram feitas como campos de gás que foram confirmados, ao longo do lineamento do Juruá, entre 1980 e 1984 (EIRAS et. al., 1994).

Em 1986, ocorreu a descoberta de óleo e gás na província do Urucu, no município de Coari. Depois de algumas tentativas como a primeira perfuração RUC-1 (Rio Urucu número 1), que seguiu de balsa durante dez dias pelo rio Solimões houve êxito, enfim, com a descoberta de petróleo em Leste do Urucu – LUC (1987), Sudoeste do Urucu - SUC (1988), Carapanaúba - CRP e Capiúba – CUP (1989). O conjunto desses campos tornou-se conhecido como Província Petrolífera de Urucu. Mais tarde, no ano de 1990, o campo de extensão de Igarapé Marta foi anexado ao campo de Leste Urucu. (SILVA, 2005).

A partir de então, o óleo passou a ser escoado por balsas, através do rio homônimo, até a refinaria de Manaus, a 680 km de distância. Somente dez anos mais tarde, com a construção do poliduto interligando Urucu ao Terminal do Solimões, no município de Coari/AM, a produção petrolífera teve escoamento economicamente eficiente (SILVA, 2005).

Companhias estrangeiras, sob contrato de risco, também participaram dessa campanha exploratória. No final dos anos 80, um consórcio formado pelas empresas Pecten, Elf e Idemitsu executou um programa sísmico de reflexão de 1.988 km na região do rio Coari, a cerca de 120 km a nordeste da província do Urucu, e perfurou um poço pioneiro com 2.124 m de profundidade, mas sem sucesso.

Desde 1988 a província de Urucu, sofreu um importante impacto da Petrobras na produção de petróleo e gás natural. Desde então, a estatal desenvolve atividades na exploração dessas duas fontes ricas econômicas no coração do Brasil, na Amazônia. Tal atividade vem mudando a vida dos moradores da região e da economia do estado e do Brasil.

7.2 Localização e Infra-estrutura

Após a descoberta dos campos na província de Urucu foi implantada uma infra-estrutura completa de exploração dentro da floresta, a Base de Operações Geólogo Pedro de Moura – BOGPM. A Figura 7.1 mostra a localização da província de Urucu.



Fonte: UN-AM, 2007

Figura 7.1 - Localização da Província de Urucu.

Em Urucu, 740 Km de dutos (600 terrestres e 140 submersos) ligam os poços até o Pólo Arara (planta industrial da BOGPM), onde é efetuado o processamento do petróleo – para colocá-lo dentro das especificações para os clientes – e do gás natural – para a produção de GLP (gás de cozinha). A Figura 7.2 mostra um esquema da infraestrutura da Província de Urucu.

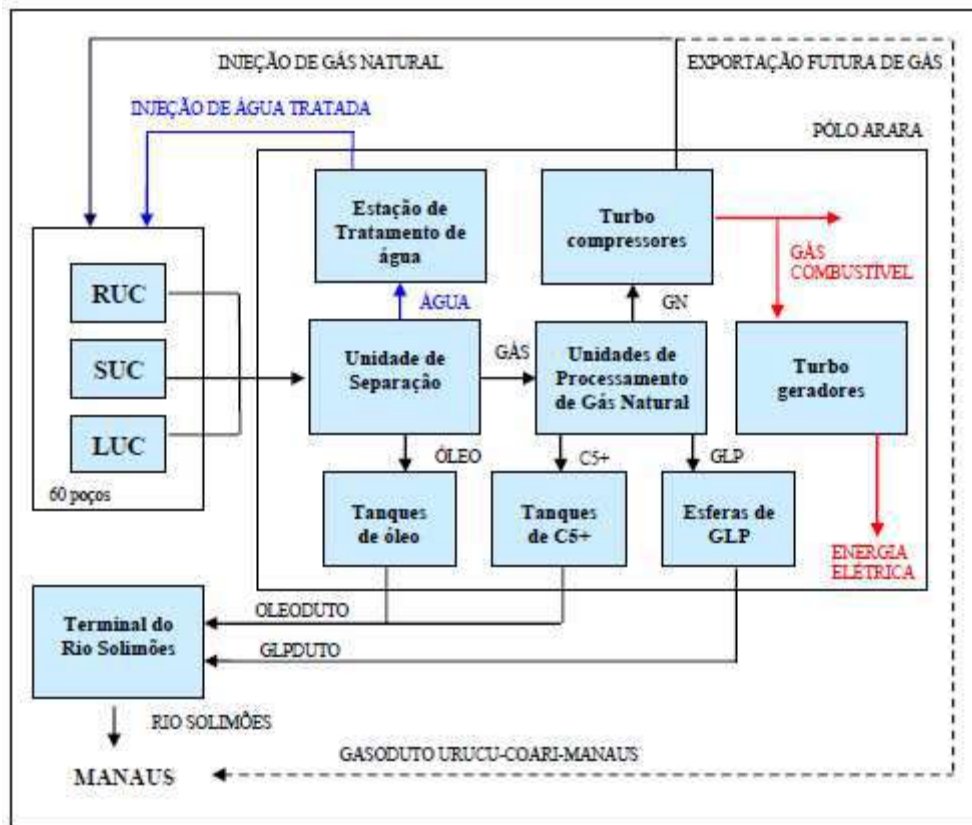


Fonte: Adaptado de SUFRAMA

Figura 7.2 – Infra-estrutura da Província de Urucu.

O gás natural é processado nas três UPGNs, que produzem gás liquefeito de petróleo (GLP) e líquido de gás natural (LGN ou C5+). Esse gás natural processado é utilizado como combustível para atender a demanda energética da planta e da base de operações. Além disso, o gás, após comprimido, é transportado através de um gasoduto, o Garsol, até Manaus (Coari), onde é comercializado. O gás excedente é queimado em tocha, mantendo-se assim a segurança operacional das instalações (LEYEN, 2008).

A Figura 7.3 apresenta o esquema de produção da Província Petrolífera de Urucu.



Fonte: LEYEN, 2008

Figura 7.3: Diagrama esquemático da produção na Província Petrolífera de Urucu.

O petróleo e o GLP processados seguem ao longo de 285 quilômetros de dutos, da área de produção em Urucu até o Terminal de Solimões, a 16 quilômetros da sede do município de Coari. Nesse terminal, às margens do Rio Solimões, o óleo e o GLP são embarcados em navios até a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), em Manaus, e para outros pontos das regiões Norte e Nordeste do país, Figura 7.4.



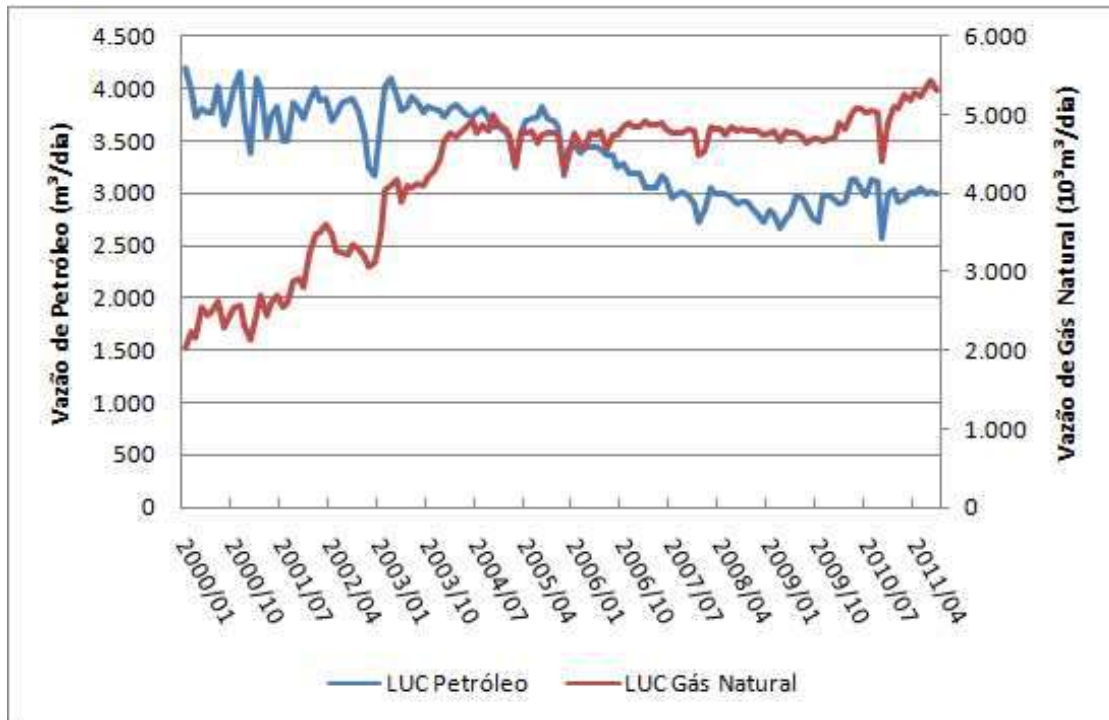
Fonte: Petrobras, 2011

Figura 7.4 - REMAN Manaus.

7.3 A Produção

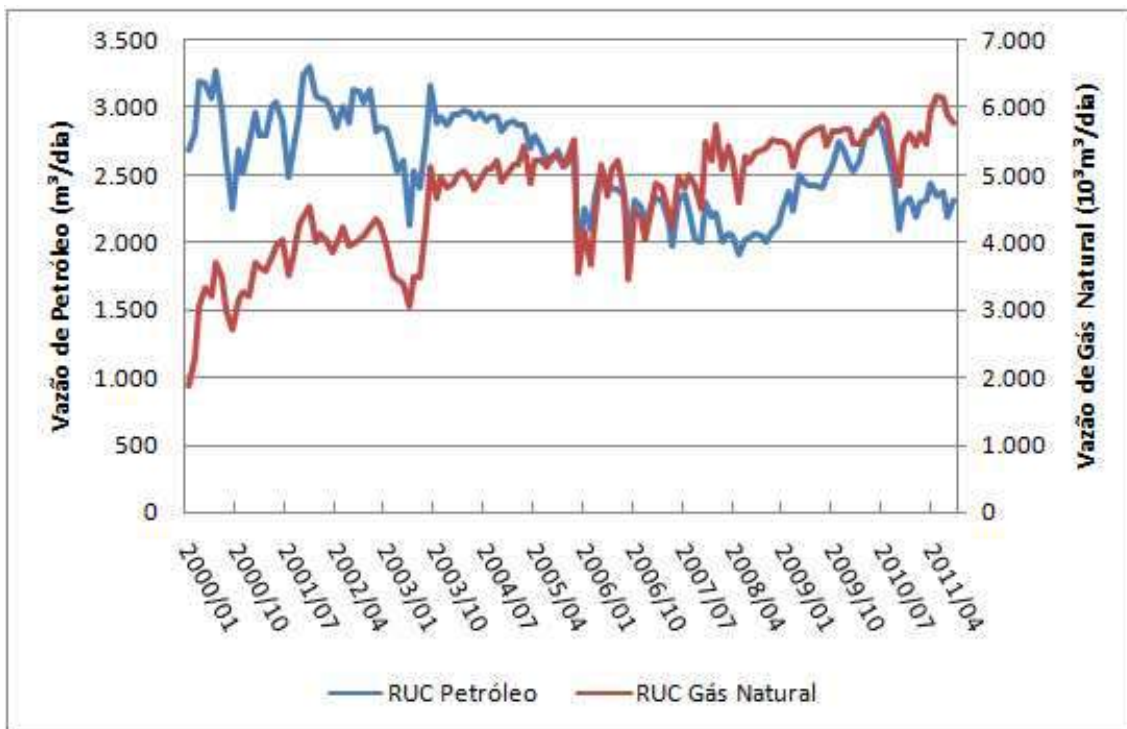
Atualmente, todo o petróleo produzido na Bacia do Solimões provém da província petrolífera do Urucu. A produção da Província Petrolífera de Urucu é obtida a partir de poços localizados nos campos de Rio Urucu, Sudoeste de Urucu e Leste de Urucu, pois os campos de Cupiúba e Carapanaúba ainda não produzem (ANP, 2011).

Pode ser observado nas Figuras 7.5 a 7.7 (ANP, 2011) que a produção de petróleo e gás natural do campo de Sudoeste Urucu é bem menor comparado a produção dos campos de Rio Urucu e Leste do Urucu. O campo de Sudoeste Urucu possui apenas dois poços produtores desta concessão. Rio Urucu, por sua vez, possui vinte e oito poços produtores e oito injetores, já Leste do Urucu possui trinta poços produtores e doze injetores (ANP, 2011), por isso os campos de Rio Urucu e Leste do Urucu são classificados como de grande produção.



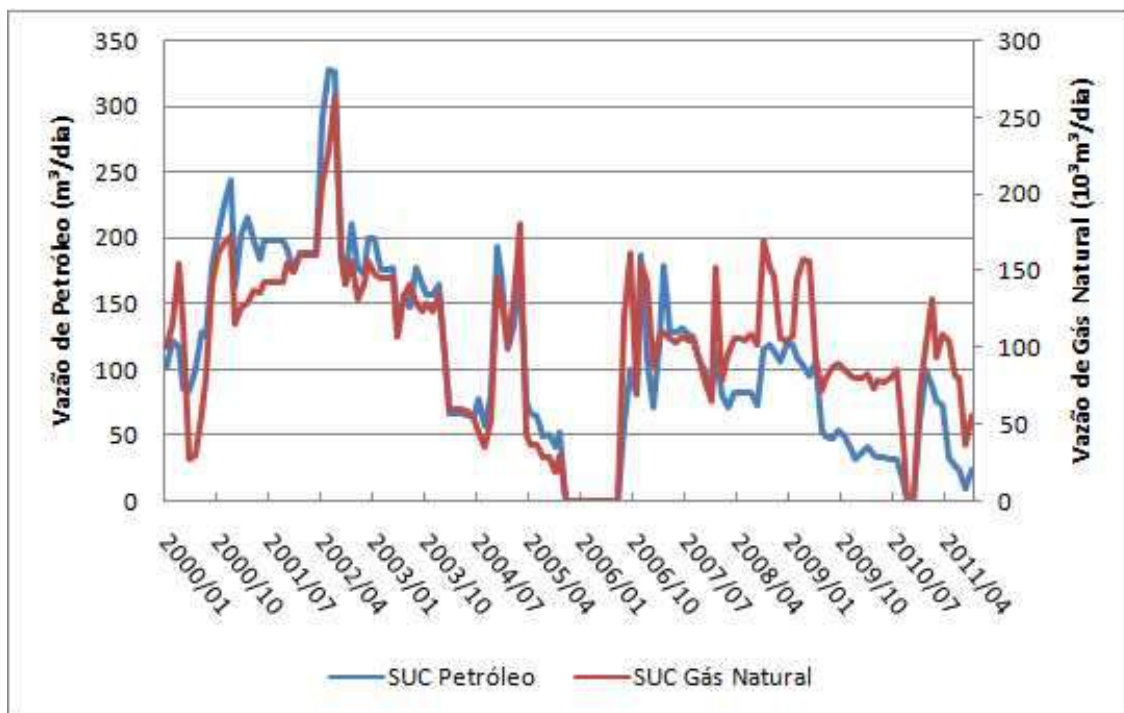
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 7.5 - Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Leste do Urucu.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011.

Figura 7.6: Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Rio Urucu.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

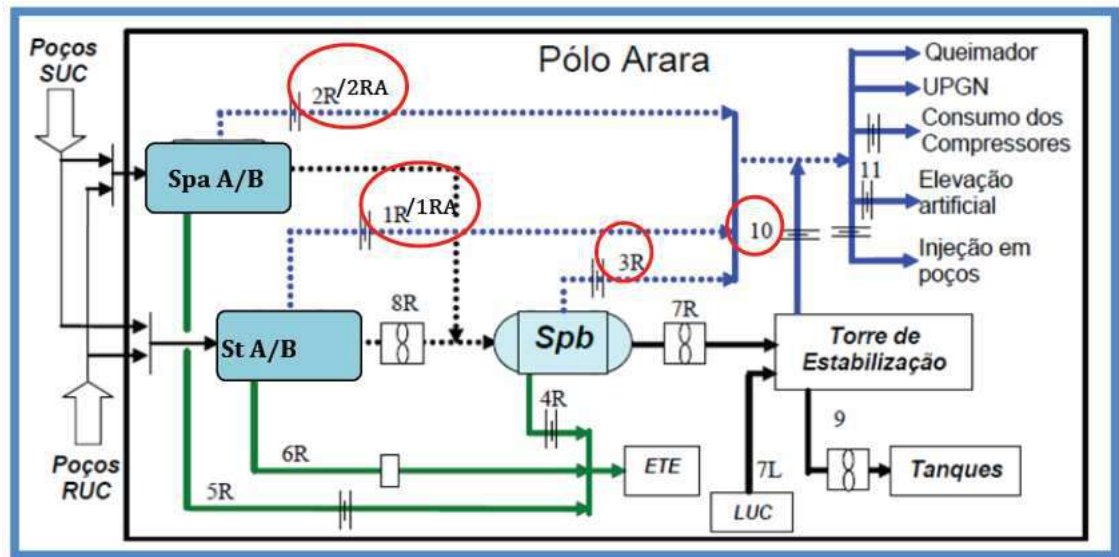
Figura 7.7 - Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Sudoeste Urucu.

7.4 Metodologia de Cálculo dos Volumes Produzidos de Gás Natural em Leste de Urucu

Inicialmente, uma introdução às etapas de processamento e tratamento do Pólo Arara para a produção dos poços do campo de Leste do Urucu será apresentada para facilitar o entendimento da metodologia de cálculo dos volumes de gás natural produzido.

7.4.1 Instalações de Processamento e Tratamento do Pólo Arara

O petróleo e o gás natural provenientes dos poços do campo de Rio Urucu e de Sudoeste Urucu são coletados em dutos multifásicos e transportados até a estação do Pólo Arara (BISPO, 2011), Figura 7.8.



Fonte: BISPO, 2011

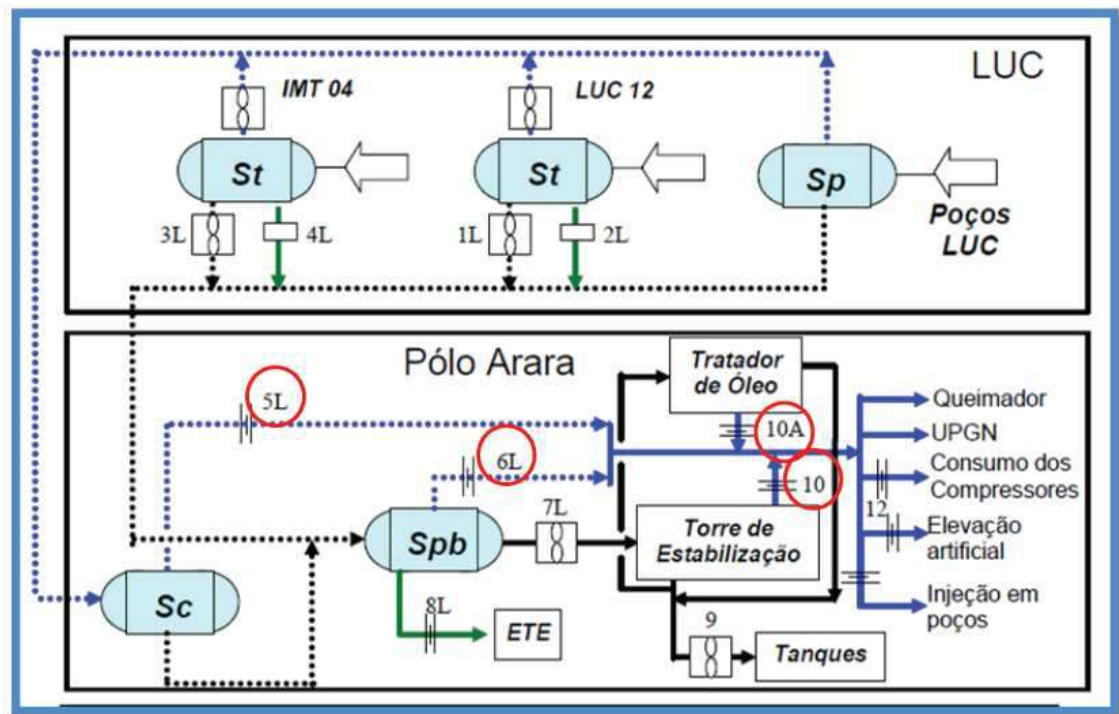
Figura 7.8 - Processamento e medição da produção de petróleo e gás natural dos campos de Rio Urucu e Sudoeste Urucu.

Chegando ao Pólo Arara, a produção dos poços de Rio Urucu e Sudoeste Urucu, são direcionados aos dois separadores de produção de alta pressão (Spa), dedicados a essas duas concessões. Nestes começa a separação do petróleo e gás natural, originando as correntes 2R e 2RA, estes são pontos de medição fiscal de gás natural, Figura 7.8.

Quando os poços estão sendo testados, os fluidos são direcionados aos dois separadores de teste (St), dedicados as concessões de Rio Urucu e Sudoeste Urucu, originando as correntes de gás natural 1R e 1RA, pontos de medição fiscal de gás natural, Figura 7.8.

As correntes de petróleo que saem dos separadores de produção de alta pressão e dos separadores de teste são enviadas para o separador de produção de baixa pressão (Spb). A corrente de gás natural na saída deste separador, 3R, constitui também um ponto de medição fiscal, Figura 7.8.

O sistema de escoamento do campo de Leste do Urucu é composto por seis sistemas de separação para produção e de dois sistemas de separação para testes, oleoduto e gasoduto de coleta como mostra a Figura 7.9.



Fonte: BISPO, 2011

Figura 7.9 - Processamento e medição da produção de petróleo e gás natural do campo de Leste do Urucu.

A produção dos poços de Leste do Urucu escoam para um dos seis sistemas de separação primária (Sp). Cada um desses sistemas de separação é composto por um vaso separador trifásico e um conjunto de bombas centrífugas, sendo que em dois desses sistemas, há também uma unidade de teste (St).

Os sistemas de separação fazem parte do primeiro estágio de separação óleo, gás natural e água produzida no campo. O petróleo e o gás natural proveniente dos separadores são levados para o Pólo Arara.

O gás natural proveniente dos separadores primários é recebido no Pólo Arara no vaso pulmão chamado de *Slug Catcher* (Sc), cuja função é a de absorver oscilações na produção dos poços onde é separado do condensado formado durante o trajeto entre o separador primário e o Pólo Arara.

A corrente de gás natural que sai do *Slug Catcher* constitui um ponto de medição fiscal, 5L, como pode ser observado na Figura 7.9.

O petróleo que sai do *Slug Catcher* (Sc) e a corrente de petróleo que sai dos separadores primários (Sp) seguem para o separador de baixa pressão. A corrente de gás natural desse vaso, 6L (Figura 7.9), representa mais um ponto de medição fiscal.

Os volumes de petróleo do separador de baixa pressão dedicado ao campo de Leste do Urucu, representado pelo ponto 7L (Figura 7.9) em conjunto com a corrente de petróleo da saída do separador de produção de baixa pressão (Spb) dedicado aos campos de Rio Urucu e Sudoeste Urucu são encaminhados para a torre de estabilização e o tratador de óleo. Ali são originadas as correntes de gás natural 10 e 10A, que também são pontos de medição fiscal de gás natural.

O gás natural total produzido pelos campos Rio Urucu, Leste do Urucu e Sudoeste Urucu é obtido através do somatório dos volumes das correntes: 1R, 1RA, 2R, 2RA, 3R, 5L, 6L, 10 e 10A, como mostra a Equação 7.1.

$$V_{GNP}^{RUC-LUC-SUC} = V_{1R} + V_{1RA} + V_{2R} + V_{2RA} + V_{3R} + V_{5L} + V_{6L} + V_{10} + V_{10A} \quad (7.1)$$

As regras de apropriação da produção definidas no Regulamento Técnico de Medição definem a apropriação da produção de gás natural nas concessões. Através dos testes de poços realizados, é determinado um coeficiente de alocação da produção, calculado pela Equação 7.2, para o campo de Leste do Urucu. A constante k é o fator de alocação da produção do campo de Leste Urucu.

$$V_{GNP}^{LUC} = k * V_{GNP}^{RUC-LUC-SUC} \quad (7.2)$$

O gás natural produzido pelas concessões de Rio Urucu, Leste do Urucu e Sudoeste Urucu, calculado pela Equação 7.1, então segue para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).

O pólo Arara possui três UPGN, a URUCU I, que utiliza o processo de absorção refrigerada, a URUCU II e a URUCU III com estas últimas usando o processo de turbo-expansão (BISPO, 2011).

7.4.2 A Injeção de Gás Natural em Leste Urucu

O gás produzido na concessão de Leste do Urucu é um gás associado ao petróleo e, portanto dissolvido neste. Devido à elevada razão gás-óleo da produção e frente à alta

demanda e do petróleo, o volume de gás produzido é, conseqüentemente, grande também.

Os campos da província de Urucu são capazes de fornecer grandes volumes de gás natural, porém sua demanda na região é pequena, ao contrário do que ocorre na região sul-sudeste.

Atualmente não existe interligação entre os gasodutos das regiões norte e nordeste e nordeste-sudeste, portanto a solução adotada pela Petrobras, operadora destes campos, foi a de injetar a maior parte do gás natural produzido no próprio reservatório do campo, colaborando no processo de exploração do petróleo (BISPO, 2011). Por ainda não ser comercializado na época, o volume reinjetado nos campos de Urucu chegou, em 2005 a 6,2 milhões de metros cúbicos/dia de um total de 7,5 milhões de metros cúbicos/dia produzidos (LIMA, 2005).

Pelo fato da concessão de Leste Urucu reinjetar grande parte do gás natural produzido, pela equação de cálculo dos *royalties* utilizada tem-se o desconto volumétrico dos volumes injetados dos volumes produzidos. Esse gás possui a mesma composição em todos os pontos de injeção nos poços da concessão, logo, este é caracterizado nas saídas das UPGN's do Pólo Arara, onde estão presentes pontos de medição fiscal de gás natural (BISPO, 2011).

7.4.3 Volume Produzido para o Pagamento dos Royalties

Do volume total produzido de gás natural deve ser excluídos do pagamento de royalties o volume utilizado para reinjeção, como estabelecido no Decreto nº 2.705/1998 (GOMES, 2009). O cálculo do volume de gás natural produzido a ser considerado no pagamento de *royalties* é então dado pela Equação 7.3.

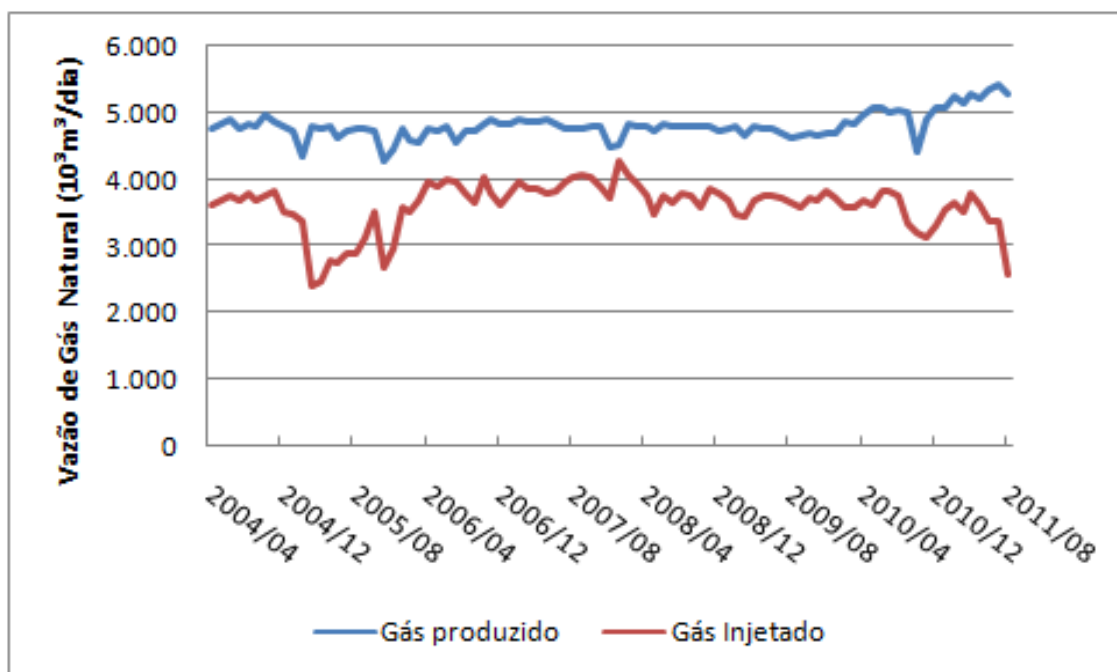
$$V_{GNR}^{LUC} = V_{GNP}^{LUC} - V_{GNI}^{LUC} - V_{Queima\ de\ segurança} - V_{Gás-Elevação\ Artificial} \quad (7.3)$$

Onde:

$V_{Queima\ de\ segurança}$ é o volume de gás queimado por questões de segurança operacional; e

$V_{Gás-Elevação\ Artificial}$ é o volume de gás utilizado para elevação artificial dos poços.

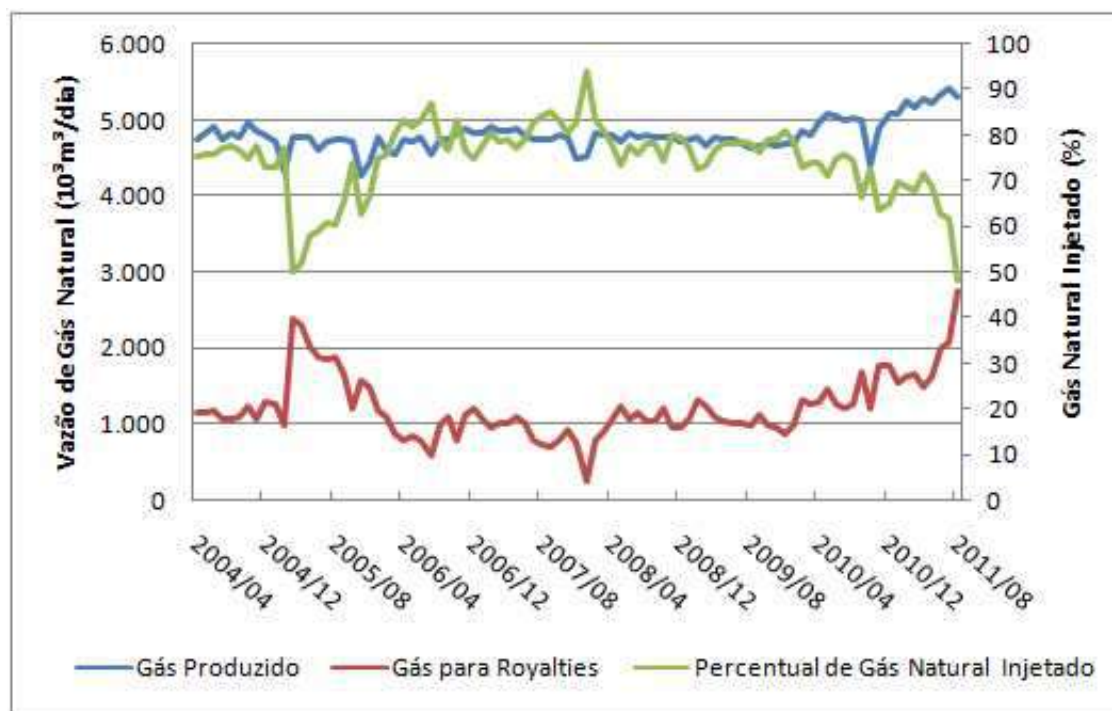
O volume de gás natural produzido e injetado na concessão de Leste do Urucu é mostrado na Figura 7.10.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 7.10 - Produção e injeção de gás natural do campo de Leste do Urucu.

Na Figura 7.11 pode-se observar que o volume de gás natural para o pagamento de *royalties* é consideravelmente menor que o volume de gás natural produzido devido à reinjeção. Nota-se que no período de abril de 2004 a agosto de 2011 a média do percentual de gás natural injetado foi cerca de 75% do volume total produzido. Assim, apesar do volume produzido representar um valor próximo a 5 milhões de metros cúbicos por dia nesse período, apenas um valor em torno de 1.200.000 de metros cúbicos por dia é avaliado para cálculo de *royalties*.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 7.11 - Gás natural produzido e gás natural efetivo para pagamento de *royalties* do campo de Leste do Urucu.

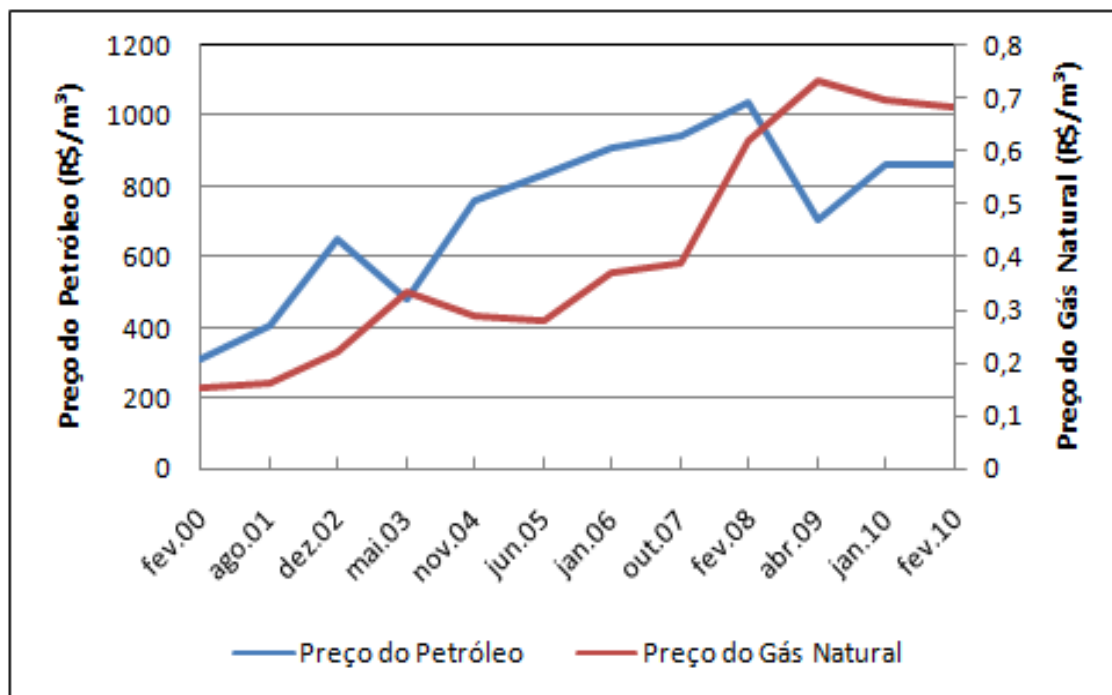
Os *royalties* incidem sobre a produção mensal do campo produtor, isto é, os *royalties* correspondem a uma alíquota sobre o valor da produção. A alíquota para pagamento de *royalties* definida no contrato de concessão para Leste Urucu é igual a 10%. Assim tem-se a Equação 7.4.

$$Royalty^{LUC} = V_{GNR}^{LUC} * P_{GNP} * 0,1 \quad (7.4)$$

7.5 Preço do Gás Natural Produzido em Leste Urucu

Até a publicação da Resolução ANP no 40/2009, o preço do gás natural era calculado a partir do preço de óleos combustíveis. Assim, a variação do preço do gás natural seguia a variação do preço do óleo combustível corrigido pelo poder calorífico superior do gás (BISPO, 2011).

Desde a criação da ANP, observa-se que o preço do gás natural segue a mesma tendência do preço do petróleo no decorrer dos anos, de forma geral. A Figura 7.12 mostra a evolução dos preços do petróleo e do gás natural antes de aplicada a Resolução ANP n° 40/2009.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 7.12 - Evolução dos preços de petróleo e gás natural do campo de Leste Urucu.

7.6 Determinação da Fração Volumétrica dos Componentes do Gás Natural Produzido em Leste Urucu

Como já foi visto neste trabalho, em diversos pontos da cadeia produtiva do gás natural este é medido e caracterizado. As composições dos pontos de medição, que são diferentes, devem então ser ponderadas resultando em uma única composição que represente o campo.

Dessa forma, a fração volumétrica de cada componente do gás natural do campo de Leste Urucu é obtida por meio da Equação 7.5, que calcula a ponderação pelo volume medido nos respectivos pontos fiscais de gás natural (BISPO, 2011).

$$X_i^{LUC} = \frac{X_i^{5L} * Q_g^{5L} + X_i^{6L} * Q_g^{6L} + (X_i^{10} * Q_g^{10} + X_i^{10A} * Q_g^{10A}) * \left(\frac{Q_o^{LUC}}{Q_o^t}\right)}{Q_g^{5L} + Q_g^{6L} + (Q_g^{10} + Q_g^{10A}) * \left(\frac{Q_o^{LUC}}{Q_o^t}\right)} \quad (7.5)$$

Onde:

X_i é a fração molar do componente i, determinada por cromatografia;

$Q_g^{corrente j}$ é a vazão volumétrica de gás natural no ponto de medição da corrente j;

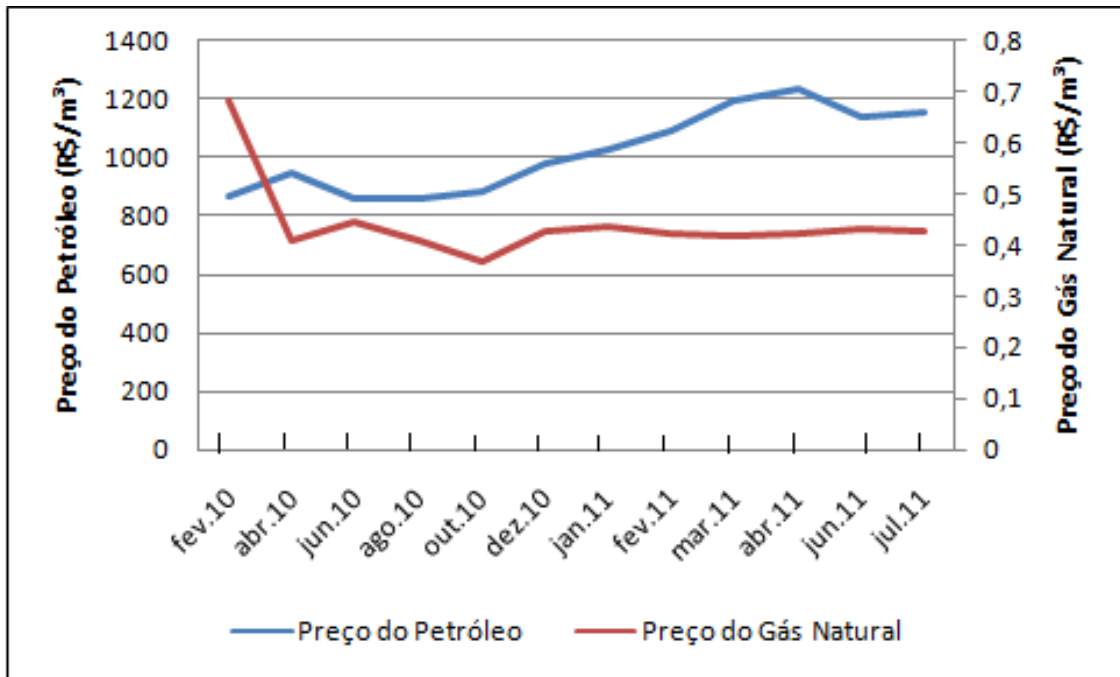
Q_o^{LUC} é a vazão de petróleo do campo de Leste Urucu;

Q_o^t é a vazão total de petróleo, dos campos de Rio Urucu, Sudoeste Urucu e Leste do Urucu.

7.7 Aplicação da Resolução ANP nº 40/2009 na concessão de Rio Urucu

A partir da aplicação da Resolução ANP no 40/2009 em março de 2010, as variações de preço do gás natural não mais acompanharam a variação do preço petróleo.

No período de abril de 2010 a julho de 2011 o preço do petróleo teve uma variação de 22,1%, chegando a valer de R\$ 945 a R\$ 1154,48 por metro cúbico, enquanto que o gás natural teve uma variação de preço de aproximadamente 4,3%, oscilando entre R\$ 0,4068 e R\$ 0,4245 por metro cúbico, como mostra a Figura 7.13.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Figura 7.13 - Evolução dos preços de petróleo e gás natural do campo de Leste Urucu no período de abril de 2010 a julho de 2011.

Capítulo VIII

Metodologia

Este capítulo apresentará a metodologia empregada no desenvolvimento deste trabalho.

8.1 Etapas Experimentais

Um diagrama contendo o método de caracterização das amostras analisadas está descrito na Figura 8.1. As análises foram realizadas no laboratório da Petrobras, que detém a concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural no campo de Leste do Urucu.

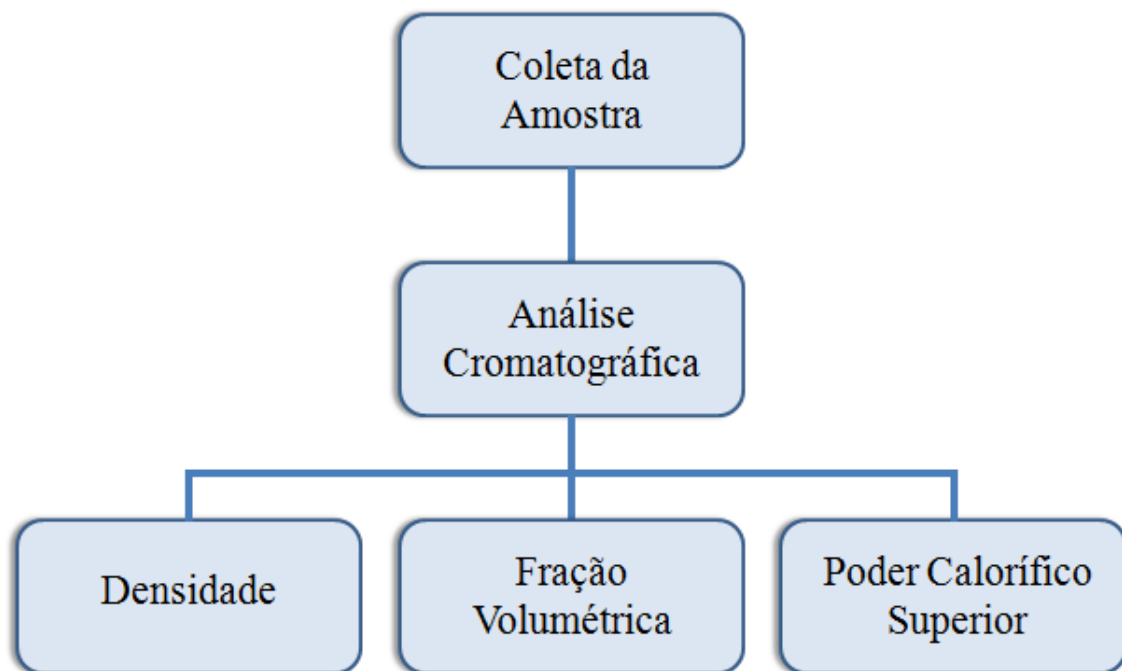


Figura 8.1 - Diagrama do método de análise correspondente às etapas experimentais.

8.1.1 Coleta das Amostras

A coleta das amostras de gás natural foi realizada mensalmente, de acordo com a Norma API MPMS Chapter 14.1. Esta incluiu todos os pontos de medição fiscal do campo de Leste do urucu, de acordo com a determinação do regulamento Técnico de Medição. Uma vez coletadas, as amostras foram conduzidas ao laboratório de análise, localizado dentro do Pólo Arara.

8.1.2 Análises Cromatográficas

A caracterização das amostras foi executada de modo a seguir a Norma NBR 14903 – Gás Natural – Determinação da Composição Química por Cromatografia em fase Gasosa de acordo com a Resolução ANP n° 40/2009, utilizando um cromatógrafo modelo HP 6890 Series GC System.

8.1.3 Densidade das Frações do Gás Natural

A partir das equações 8.1 a 8.4, estabelecidas na Resolução ANP n° 40/2009, foi possível calcular as densidades das frações de gás natural obtidas no seu processamento.

$$\rho_{C_5^+gás}^0 = 2,99 \quad (8.1)$$

$$\rho_{C_5^+líq}^0 = 630,00 \quad (8.2)$$

$$\rho_{GLP\ gás}^0 = \frac{1}{0,02406} \left[\left(\frac{V_{C_3} - 0,02 \cdot V_{C_3}}{V_{GLP}} \right) \cdot 0,04410 + \left(\frac{V_{C_4}}{V_{GLP}} \right) \cdot 0,05812 + \left(\frac{0,01 \cdot V_{C_5^+}}{V_{GLP}} \right) \cdot 0,07215 \right] \quad (8.3)$$

$$\rho_{GLP\ líq}^0 = \left[\left(\frac{V_{C_3} - 0,02 \cdot V_{C_3}}{V_{GLP}} \right) \cdot 508,0 + \left(\frac{V_{C_4}}{V_{GLP}} \right) \cdot 578,0 + \left(\frac{0,01 \cdot V_{C_5^+}}{V_{GLP}} \right) \cdot 628,0 \right] \quad (8.4)$$

Onde:

$\rho_{C_5^+gás}^0$ é a média das densidades do n-pentano e iso-pentano extrapolada para a condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de gás;

$\rho_{C_5^+liq}^0$ é a média das densidades do n-pentano e iso-pentano na condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de líquido;

$\rho_{GLP\ gás}^0$ é a densidade do gás liquefeito de petróleo na condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de gás; e

$\rho_{GLP\ liq}^0$ é a densidade do gás liquefeito de petróleo extrapolada para a condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de líquido.

As frações volumétricas empregadas nas equações de cálculo de densidade foram determinadas através das equações 8.5 a 8.7.

$$V_{GLP} = V_{C_3} - 0,02.V_{C_3} + V_{C_4} + 0,01.V_{C_5^+} \quad (8.5)$$

$$V_{CGN} = V_{C_5^+} - 0,01.V_{C_5^+} \quad (8.6)$$

$$V_{GP} = 1 - V_{CGN} - V_{GLP} \quad (8.7)$$

Onde:

V_{GLP} é a fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como gás liquefeito de petróleo (GLP);

V_{CGN} é a fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como condensado de gás natural (CGN);

V_{GP} é a fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como gás processado (GP);

V_{C_3} é a fração volumétrica do componente com 3 (três) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural;

V_{C_4} é a fração volumétrica dos componentes com 4 (quatro) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural; e

$V_{C_5^+}$ é a fração volumétrica dos componentes com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural.

8.1.4 Poder Calorífico Superior (PCS)

O Poder Calorífico da fração do gás natural processado foi calculado de acordo com a Norma NBR 15213 – Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e Índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição. Utilizou-se a Equação 8.8 para obtenção do PCS (kJ/m³), seguindo a Resolução ANP n° 40/2009.

$$PCS_{GP} = \left[\left(\frac{V_{C_1}}{V_{GP}} \right) \cdot 9006 + \left(\frac{V_{C_2}}{V_{GP}} \right) \cdot 15780 + \left(\frac{0,02 \cdot V_{C_3}}{V_{GP}} \right) \cdot 22436 \right] \cdot 4,1868 \quad (8.8)$$

Onde,

V_{C_1} é a fração volumétrica do componente com 1 (um) átomo de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural; e

V_{C_2} é a fração volumétrica do componente com 2 (dois) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural.

8.2 Preço do Gás Natural

O cálculo do preço do metro cúbico de gás natural foi efetuado de acordo com a Equação 8.9 definida na Resolução ANP n° 40/2009.

$$PRGN = (V_{CGN} \cdot P_{CGN}) + (V_{GLP} \cdot P_{GLP}) + (V_{GP} \cdot P_{GP}) \quad (8.9)$$

As etapas do cálculo do preço do gás natural estão apresentadas na Figura 8.2.

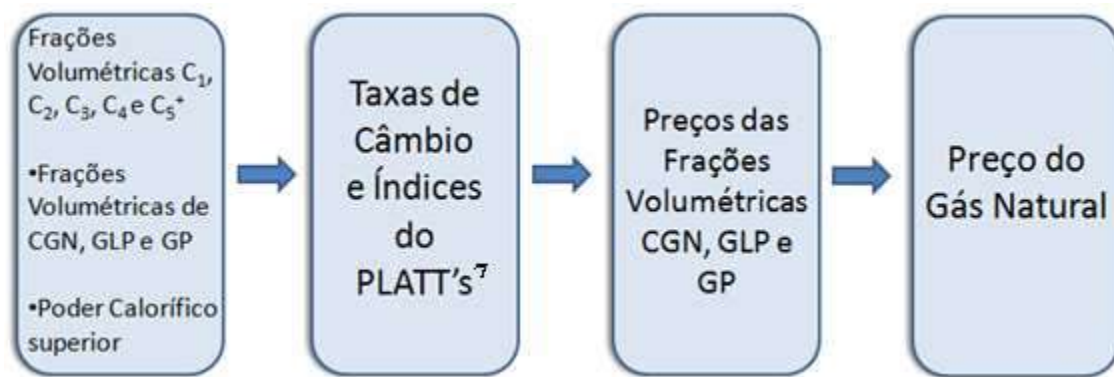


Figura 8.2 - Diagrama das etapas para cálculo de preço.⁷

8.2.1 Taxa de Câmbio

A taxa de câmbio média mensal foi determinada a partir dos valores diários de compra do dólar americano no período analisado, valores estes divulgados pelo Banco Central do Brasil (Banco Central do Brasil, 2011).

8.2.2 Preços das Frações do Gás Natural

O cálculo dos preços das frações do gás natural, P_{CGN} , P_{GLP} e P_{GP} , foram realizados através das Equações 8.10 a 8.12, como determina a Resolução ANP n° 40/2009.

$$P_{CGN} = \$_{CGN}^{ref} \cdot \left(\frac{1}{0,0037854} \right) \cdot \left(\frac{\rho_{C_5^{+}gás}^0}{\rho_{C_5^{+}liq}^0} \right) \cdot TC_d \quad (8.10)$$

$$P_{GLP} = \left(\frac{\$_{C_3}^{ref} + \$_{C_4}^{ref}}{2} \right) \cdot \left(\frac{1}{0,0037854} \right) \cdot \left(\frac{\rho_{GLP gás}^0}{\rho_{GLP liq}^0} \right) \cdot TC_d \quad (8.11)$$

$$P_{GP} = \$_{GP}^{ref} \cdot 0,0373 \cdot \left(\frac{PCS_{GP}}{39355,92} \right) \cdot TC_d \quad (8.12)$$

⁷ PLATT'S – Provedor global de informações sobre energia, uma das principais fontes de avaliações de preços de referência nos mercados de energia física. Apresenta informações e insights que influenciam na tomada de decisão de diversas empresas.

Onde:

P_{CGN} é o preço do metro cúbico do condensado de gás natural;

P_{GLP} é o preço do metro cúbico do gás liquefeito de petróleo;

P_{GP} é o preço do metro cúbico do gás processado;

$\$_{CGN}^{ref}$ é a média mensal calculada a partir dos valores close cotados diariamente pelo PLATT'S, referentes ao preço CIF⁸ da Natural Gasoline LDH⁹, em dólares americano por galão;

$\$_{C_3}^{ref}$ é a média mensal calculada a partir dos valores close cotados diariamente pelo PLATT'S, referentes ao preço CIF do Propane LDH MtBelv, em dólares americano por galão;

$\$_{C_4}^{ref}$ é a média mensal calculada a partir dos valores close cotados diariamente pelo PLATT'S, referentes ao preço CIF do Butane LDH MtBelv, em dólares americano por galão;

$\$_{GP}^{ref}$ é a média mensal calculada a partir dos valores close cotados diariamente pelo PLATT'S, referentes ao preço CIF do Henry Hub FDT com, em dólares americano por milhão de BTU; e

TC_d é a média mensal da taxa de câmbio diária de compra do dólar americano divulgada pelo sistema de informações do Banco Central, em reais por dólar americano.

Os preços de referência do gás natural produzido na concessão de Leste do Urucu foram obtidos através do sítio eletrônico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP.

8.2.3 Periodicidade de Cálculo do Preço do Gás Natural

De acordo com a Resolução ANP n° 40/2009, o cálculo do preço do gás natural deve ser refeito quando o poder calorífico superior exceder a variação de 5% do valor que está sendo considerado pela ANP para cálculo.

⁸ CIF (Cost Insurance Freight) é o preço referente ao custo, seguro e frete.

⁹ LDH – LDH Energia é um dos maiores comerciantes na América do Norte de líquidos de gás natural (Exemplo: etano, propano, butano e gasolina natural) do mercado.

8.3 Aplicação da Resolução ANP nº 40/2009 associada à RD – 983/2011

A Diretoria Colegiada da ANP promoveu uma modificação no cálculo de royalties do gás natural através da Resolução de Diretoria ANP nº – 983/2011, que diz:

“A Diretoria da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, com base na Proposta de Ação nº 914, de 31 de outubro de 2011, decidiu pelo acatamento do pleito do Estado do Amazonas, no sentido de valorar o gás processado reinjetado com o preço do gás processado (PGP) definido no =A76º do art. 2º da Resolução ANP 40/2009, para fins de apuração dos royalties e participação especial, com efeitos retroativos, nos termos da alínea b, item 26, do Parecer nº 55/2011/PF-ANP/PGF/AGU.”

Esse novo método propõe ainda utilizando a Resolução nº 40/2009 para cálculo dos preços das diversas frações (P_{GP} , P_{GLP} e P_{CGN}), que se considere como o preço do gás injetado somente o P_{GP} , referente ao gás processado e constituído pelas frações V_{C1} e V_{C2} . Usa-se para tal os valores de fração volumétrica (V_{C1} e V_{C2}) relativos ao gás natural produzido.

Decidiu-se também calcular, para fins de comparação, o valor de P_{GP} a partir das frações volumétricas V_{C1} e V_{C2} obtidos a partir do gás natural injetado.

8.4 Metodologia Aplicada por BISPO, 2011

Este trabalho compara diferentes metodologias de cálculo de royalties para a produção de gás natural na concessão de Leste do Urucu, aplicando a Resolução ANP nº 40/2009 e usando diferentes interpretações para a Resolução de Diretoria ANP nº 983/2011.

A partir dos preços do gás natural produzido e injetado e dos volumes de cada um são calculados os royalties, como mostra a Equação 8.13.

Royalties =

$$\left(P_{GNP} * V_{GNP}^{LUC} - P_{GNI} * (V_{GNI}^{LUC} + V_{Queima\ de\ Seguran\ ca} + V_{Eleva\ c\ ao\ Artificial}) \right) *$$

Aliquota

(8.13)

Onde:

P_{GNP} é o preço do gás natural produzido, calculado a partir da Resolução ANP n° 40/2009;

P_{GNI} é o preço do gás natural injetado, calculado a partir da Resolução ANP n° 40/2009;

V_{GNP}^{LUC} é o volume do gás natural produzido no campo de Leste do Urucu; e

V_{GNI}^{LUC} é o volume do gás natural injetado no campo de Leste do Urucu.

8.4.1 Avaliação do Impacto da Metodologia de Cálculo de *Royalties* Proposta na Arrecadação dos Mesmos Frente à Produção da Concessão de Leste do Urucu

Na avaliação o impacto da metodologia proposta na arrecadação de royalties a partir do gás natural, amostras foram coletadas e posteriormente analisadas, utilizando a cromatografia para obter as frações volumétricas do gás natural produzido e injetado, assim como os valores de densidade e poder calorífico das mesmas. Esse estudo foi aplicado à concessão de Leste do Urucu, localizado na Bacia de Solimões no Estado do Amazonas.

A metodologia apresentada foi composta da descrição das etapas que constituem o cálculo de royalties, desde a coleta até a obtenção dos preços de referência do gás natural passando pela caracterização das frações volumétricas e pelas equações utilizadas no cálculo.

No próximo capítulo os resultados obtidos serão apresentados e acompanhados da discussão dos mesmos.

Capítulo IX

Resultados e Discussão

Inicialmente, os dados relativos à composição de retirada e de injeção do gás natural no campo Leste do Urucu serão apresentados neste capítulo. Em seguida, utilizando a metodologia estabelecida pela ANP através da Resolução ANP nº 40/2009 e disposta no capítulo VIII, se calcularão a densidade das frações de gás natural, o poder calorífico superior deste energético e os preços tanto das frações quanto do gás natural como um todo. Paralelamente, serão expostos a taxa de câmbio e os índices PLATT's do período. Por fim, se calculará o valor referente aos *royalties* sob a luz de três metodologias distintas: a dada originalmente por esta mesma Resolução; a proposta por BISPO, 2011; e a dada pela retificação da Resolução ANP nº 40/2009 associada à RD nº 983/2011.

9.1 Análises Cromatográficas

9.1.1 Gás Natural Produzido

As análises cromatográficas do gás natural produzido entre os períodos de janeiro a setembro de 2011 se encontram na Tabela 9.1.

Nota-se que a composição de todas as frações deste energético permaneceu inalterada durante o período de análise. Além disso, percebe-se que a soma das frações hidrocarbônicas vale 0,8427, ou seja, inferior a 1. Isto possivelmente decorre da presença de gases inorgânicos, como o N₂ e o CO₂, junto à fração de gás natural produzido.

Tabela 9.1 – Composição cromatográfica do gás natural produzido no ano de 2011.

Fração componente do gás natural					
Mês	C₁	C₂	C₃	C₄	C₅⁺
Janeiro	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Fevereiro	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Março	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Abril	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Mai	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Junho	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Julho	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Agosto	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120
Setembro	0,6564	0,1137	0,0449	0,0157	0,0120

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANP, 2011

Vale ressaltar que, segundo VAZ et al, 2008, o gás natural pode ser classificado como sendo um gás rico ou pobre de acordo com o percentual de frações de hidrocarbonetos com três ou mais átomos de carbono em relação a totalidade. Nesta classificação, um gás é dito como pobre se o teor de C₃⁺ for inferior a 7% e rico se for superior a este valor. Assim, com base nesta definição, o gás natural produzido no campo Leste Urucu no período analisado pode ser dito como sendo um gás rico.

9.1.2 Gás Natural Injetado

Com base na metodologia proposta por BISPO, 2011, o cálculo de *royalties* para um determinado período deve englobar tanto o volume e o preço do gás natural produzido quanto do gás natural injetado, pois assim se considerará as distintas composições que porventura os gases possam vir a ter, caso, por exemplo, o gás produzido seja processado antes de ser injetado.

Neste trabalho, inicialmente, compara-se os valores de *royalties* dados pelos métodos de BISPO, 2011, pela Resolução original da ANP nº 40/2009 e pela Resolução retificada nº 983/2011 entre os períodos de janeiro a setembro de 2011. Entretanto, até o presente momento em que se conclui este trabalho, a ANP não disponibilizou a composição do gás injetado no período analisado.

Todavia, ao analisar os dados utilizados por BISPO, 2011, referentes ao período entre março a outubro de 2010, percebe-se que as composições praticamente não se alteraram. O autor constatou que a variação do percentual do metano foi inferior a 2% e que a variação da fração C_3^+ ficou abaixo de 1% caso seja descartado o mês de setembro - mês anômalo no qual houve algum tipo de problema operacional em uma das UPGNs.

Portanto, os valores de composição do gás natural injetado para o período entre janeiro a setembro de 2011 podem ser inferidos através das composições presentes em BISPO, 2011. Contudo, convém ressaltar que os valores de *royalties* não serão corretamente calculados pelas metodologias propostas por BISPO, 2011 e a dada pela Resolução ANP nº 40/2009 associada à RD – 983/2011, visto que não se tem os valores exatos de composição de injeção. A composição cromatográfica do gás natural injetado no período entre março a outubro de 2010 se encontra na Tabela 9.2.

Tabela 9.2 – Composição cromatográfica do gás natural injetado no ano de 2010.

Fração componente do gás natural					
Mês	C₁	C₂	C₃	C₄	C₅⁺
Março	0,7515	0,1141	0,0002	0	0
Abril	0,7486	0,1111	0,0044	0,00137	0,00086
Maió	0,7397	0,1146	0,0078	0,0024	0,00106
Junho	0,7368	0,1230	0,0045	0,00123	0,00054
Julho	0,7350	0,1198	0,0002	0	0
Agosto	0,7426	0,1199	0,0007	0	0
Outubro	0,7462	0,1167	0,0035	0,00007	0,00022

Fonte: Adaptado de BISPO, 2011

Assim, quando necessário, se assumirá que a composição relativa ao período de janeiro a setembro de 2011, pode ser aproximada como sendo a média dos valores entre março e outubro de 2011, com exceção do mês de setembro. Este resultado se encontra na Tabela 9.3.

Tabela 9.3 – Composição média do gás natural injetado no ano de 2010.

Fração componente do gás natural					
	C₁	C₂	C₃	C₄	C₅⁺
Média	0,7429	0,1170	0,0031	0,0007	0,0004

Fonte: Adaptado de BISPO, 2011

Percebe-se também que o gás natural injetado neste período pode ser considerado como um gás pobre, pois a percentagem de C₃⁺ foi, aproximadamente, 0,4%, muito abaixo de 7%, segundo classificação de VAZ et al, 2008.

9.2 Frações Volumétricas do Gás Natural

Conforme fora evidenciado no capítulo VIII, o gás natural pode ser dividido em três grandes frações: o gás liquefeito de petróleo (GLP), o condensado de gás natural (CGN) e o gás processado (GP). Estas frações podem ser obtidas através das equações 8.5, 8.6 e 8.7 e se encontram na Tabela 9.4. Vale ressaltar que como as composições do gás produzido são as mesmas em todos os meses em análise, suas frações volumétricas também serão iguais. Além disso, no caso do gás injetado, se considerou a média dos valores de composição dados pela Tabela 9.2, conforme apresentado na Tabela 9.3.

Tabela 9.4 – Frações volumétricas do gás produzido e injetado.

Gás Produzido			Gás Injetado		
V_{GLP}	V_{CGN}	V_{GP}	V_{GLP}	V_{CGN}	V_{GP}
0,0598	0,0119	0,9283	0,0037	0,0004	0,9959

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2011

A Tabela 9.4 evidencia a diferença na composição entre o gás produzido e o injetado. Percebe-se que as frações GLP e CGN produzidas são, aproximadamente, 16 e 30, respectivamente, vezes maiores do que a do gás injetado.

9.3 Densidade do Gás Natural

Através das equações 8.3 e 8.4, foram calculadas as densidades da fração GLP nas fases gasosa ($\rho^0_{\text{GLP gás}}$) e líquida ($\rho^0_{\text{GLP líq}}$). Estes resultados podem ser visualizados na Tabela 9.5. Nota-se que eles são próximos, com discordância de, aproximadamente, 2% e 1%, respectivamente.

Tabela 9.5 – Densidade do gás produzido e injetado (valores em kg/m³).

Gás Produzido		Gás Injetado	
$\rho^0_{\text{GLP gás}}$	$\rho^0_{\text{GLP líq}}$	$\rho^0_{\text{GLP gás}}$	$\rho^0_{\text{GLP líq}}$
1,99	526,61	1,95	521,74

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2011

9.4 Poder Calorífico Superior

O poder calorífico superior (PCS) do gás natural produzido e injetado pôde ser calculado através da equação 8.8 e se encontra na Tabela 9.6.

Tabela 9.6 – Poder calorífico superior do gás produzido e injetado (valores em kJ/m³).

Gás Produzido	Gás Injetado
34845,15	35896,15

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2011

9.5 Preços do Gás Natural

9.5.1 Taxa de Câmbio

As taxas médias mensais de câmbio estão apresentadas na Tabela 9.7.

Tabela 9.7 – Taxas de câmbio médias mensais no ano de 2011 (valores em R\$/US\$).

Mês	Valor
Janeiro	1,6741
Fevereiro	1,6672
Março	1,6583
Abril	1,5856
Mai	1,6127
Junho	1,5862
Julho	1,5631
Agosto	1,5962
Setembro	1,7490

Fonte: Banco Central do Brasil, 2011

Analisando esta Tabela, percebe-se o período de relativa estabilidade financeira pela qual passa o país, apesar da turbulência pela qual passa a economia internacional, com dólar flutuando entre 1,56 e 1,75. Além disso, convém aqui mencionar que a Resolução da ANP nº 40/2009 estabelece que o preço pago pelo gás natural seja relacionado a certas frações, cujos preços são cotados internacionalmente. Assim, percebe-se que, para uma mesma cotação em dólar, quanto maior a valorização do real, menor será o preço do gás natural no país.

9.5.2 Índice do PLATT's

Os índices Natural Gasoline, Propane LDH, Butane LHH e Henry Hub, cotado pelo PLATT's, são necessários a fim de que se obtenha os preços do gás natural produzido, de acordo com a Resolução ANP nº 40/2009. Estes índices são cotados diariamente, porém, para o cálculo do preço das frações de gás natural é necessário que se faça uma média mensal dos valores diários. Tais valores se encontram na Tabela 9.8.

Tabela 9.8 – Índices PLATT's.

Índices				
Mês	Natural Gasoline (US\$/Galão)	Propane LDH (US\$/Galão)	Butane LDH (US\$/Galão)	Henry Hub (US\$/MMBtu)
Janeiro	2,1571	1,3469	1,6600	4,4873
Fevereiro	2,2506	1,4012	1,7044	4,1189
Março	2,4691	1,3996	1,7065	3,9554
Abril	2,6117	1,4484	1,7932	4,2278
Mai	2,6051	1,5161	1,7697	4,3064
Junho	2,4561	1,5205	1,7137	4,5525
Julho	2,4863	1,5269	1,7876	4,4243
Agosto	2,3209	1,5269	1,7908	4,0670
Setembro	2,4050	1,5573	1,8875	3,9093

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2011

9.5.3 Preço das Frações do Gás Natural

Utilizando as equações 8.10, 8.11 e 8.12, os preços das frações de gás natural produzido e injetado foram calculados e estão presentes na Tabela 9.9.

Tabela 9.9 – Preço das frações do gás natural produzido e injetado no ano de 2011 (valores em R\$/ m³).

Mês	Gás Produzido			Gás Injetado		
	P_{CGN}	P_{GLP}	P_{GP}	P_{CGN}	P_{GLP}	P_{GP}
Janeiro	4,53	2,51	0,25	4,53	2,48	0,26
Fevereiro	4,70	2,58	0,23	4,70	2,55	0,23
Março	5,16	2,58	0,22	5,13	2,54	0,22
Abril	5,19	2,56	0,22	5,19	2,53	0,23
Mai	5,27	2,64	0,23	5,27	2,61	0,24
Junho	4,88	2,56	0,24	4,88	2,53	0,25
Julho	4,87	2,58	0,23	4,87	2,55	0,24
Agosto	4,64	2,64	0,21	4,64	2,61	0,22
Setembro	5,27	3,00	0,23	4,64	2,61	0,22

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2011

A partir dos dados da tabela é possível constatar que o preço do condensado de gás natural proveniente do gás produzido e do gás injetado são iguais, pois o preço desta fração leva em consideração, somente, o preço da gasolina natural e da taxa de câmbio, visto que as densidades do n-pentano e iso-pentano são fixadas pela Resolução ANP nº 40/2009.

Ademais, verifica-se que o preço do gás processado é praticamente igual para os gases produzidos e injetados em um determinado mês. Isto decorre do fato de que os valores referentes ao poder calorífico superior estarem próximos. Logo, como o preço desta fração é altamente influenciado por esta propriedade e a mesma variou pouco entre o produzido e o injetado, tem-se esta grande similaridade.

Por fim, constata-se que o grande diferencial entre os preços está na fração do gás liquefeito do petróleo, o qual é altamente influenciado pela densidade que por sua vez está intrinsecamente ligado a fração C_3^+ , na qual foi verificada, através das Tabelas 9.1 e 9.3, grande distinção.

9.5.4 Preço do Gás Natural Produzido e Injetado

Com base na metodologia da Resolução ANP nº 40/2009, pode-se calcular o preço do gás natural produzido e injetado. Os resultados se encontram na Tabela 9.10.

Tabela 9.10 – Preço do gás natural produzido e injetado no ano de 2011 (valores em R\$/m³).

Mês	Gás Produzido	Gás Injetado	Diferença entre preços
Janeiro	0,4342	0,2654	0,1688
Fevereiro	0,4208	0,2439	0,1769
Março	0,4157	0,2336	0,1821
Abril	0,4205	0,2385	0,182
Mai	0,4335	0,2470	0,1865
Junho	0,4324	0,2559	0,1765
Julho	0,4244	0,2456	0,1788
Agosto	0,4121	0,2314	0,1807
Setembro	0,4520	0,2314	0,2206

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2011

Esta tabela mostra que, sob linhas gerais, o gás processado possui maior valor do que o gás injetado devido ao fato de que o primeiro está mais rico na fração C_3^+ , fração que possui maior valor agregado. Além disto, verifica-se que a diferença entre os preços está na ordem de 40%, o que certamente influenciará no cálculo de *royalties*, caso esta diferença seja levada em consideração.

9.6 Cálculo de *Royalties*

9.6.1 Volumes de Gás Natural

A Tabela 9.11 mostra os volumes de gás natural produzido e injetado além dos volumes de queima de segurança e de elevação artificial utilizados para cálculo de *royalties* no campo de Leste do Urucu.

Tabela 9.11 – Volumes empregados no cálculo de *royalties* (valores em Mm^3 /dia).

Mês	Volume Produzido	Volume Injetado	Volume de Queima	Volume de gás de elevação artificial
Janeiro	5083,0244	3543,9999	1,5	0
Fevereiro	5260,9265	3639,8884	1,5	0
Março	5166,5009	3522,0484	1,5	0
Abril	5278,9648	3791,5262	1,5	0
Mai	5226,3172	3602,8164	1,5	0
Junho	5348,9395	3356,1618	1,5	0
Julho	5433,0397	3374,7896	1,5	0
Agosto	5308,2386	2567,2105	1,5	0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2011

9.6.2 Pela Resolução nº 40/2009

Conforme fora exposto no capítulo V, o Decreto nº 2.705/1998 estabelece que o volume de gás natural utilizado para o cálculo de *royalties* é o volume do gás natural

produzido menos o somatório dos volumes do gás natural injetado, queimado por razões de segurança e utilizado para a elevação artificial dos poços. Daí, calcula-se o valor de *royalties* referentes ao gás natural multiplicando este volume pelo preço do gás natural produzido e pela alíquota para o pagamento definida em contrato.

Assim, utilizando-se as equações 7.1 e 7.4, obtêm-se os valores dos *royalties* apresentados na Tabela 9.12:

Tabela 9.12 – Valores de *royalties* de gás natural gerados pela Resolução nº 40/2009 (valores em R\$).

Mês	<i>Royalties</i>
Janeiro	2.069.538,73
Fevereiro	1.908.204,57
Março	2.117.223,60
Abril	1.874.511,54
Mai	2.179.725,78
Junho	2.583.085,43
Julho	2.705.942,70
Agosto	3.499.774,54

9.6.3 Pela Metodologia Proposta por BISPO, 2011

O diferencial da abordagem elaborada por BISPO, 2011 é que esta considera as distintas composições do gás natural produzido e injetado no cálculo do pagamento de *royalties*. Nas abordagens anteriores, esta diferença era ignorada no momento em que multiplicava o volume efetivo para o pagamento desta compensação financeira pelo preço do gás produzido, não levando em conta, assim, os diferentes preços e composições.

Assim, esta abordagem considera a remoção de frações com maior valor agregado, como o GLP e, conseqüentemente, a diluição das frações ricas que haverá no poço ao longo dos anos ao se injetar somente frações mais pobres.

Utilizando-se a equação 8.13, obtêm-se a Tabela 9.13.

Tabela 9.13 – Valores de *royalties* de gás natural gerados pela metodologia de BISPO, 2011 (valores em R\$).

Mês	<i>Royalties</i>
Janeiro	3.924.827,92
Fevereiro	3.711.857,07
Março	4.106.301,91
Abril	3.945.503,85
Maiο	4.263.561,30
Junho	4.360.967,36
Julho	4.577.352,50
Agosto	4.938.689,10

9.6.4 Pela RD nº 983/2011

A fim de valorar o gás processado reinjetado no estado do Amazonas, a ANP, através da RD nº 983/2011, aprovou nova metodologia de cálculo do preço de referência para o gás natural no Amazonas.

Entretanto, o texto desta RD não deixa claro como deve ser calculado o preço do gás injetado, podendo, assim, haver duas interpretações distintas: na primeira, o preço do gás injetado é somente o preço referente ao P_{GP} do gás injetado; na segunda, o preço do gás injetado é somente o preço referente ao P_{GP} do gás produzido.

Assim, decidiu-se abordar as duas interpretações possíveis e os valores de *royalties* se encontram nas Tabelas 9.14 e 9.15.

Tabela 9.14 – Valores de *royalties* de gás natural gerados considerando P_{GP} do gás produzido (valores em R\$).

Mês	<i>Royalties</i>
Janeiro	4.115.093,59
Fevereiro	3.886.382,63
Março	4.291.796,09
Abril	4.140.251,28
Maiο	4.460.710,84
Junho	4.536.455,33
Julho	4.757.506,72
Agosto	5.074.147,55

Tabela 9.15 – Valores de *royalties* de gás natural gerados considerando P_{GP} do gás injetado (valores em R\$).

Mês	<i>Royalties</i>
Janeiro	4.032.848,78
Fevereiro	3.816.640,23
Março	4.220.428,95
Abril	4.064.268,00
Maiο	4.383.415,12
Junho	4.464.000,23
Julho	4.685.406,67
Agosto	5.022.655,38

9.6.5 Comparação entre as Abordagens

Para melhor comparar os valores de *royalties* encontrados nas diferentes metodologias, produziu-se a Figura 9.1.

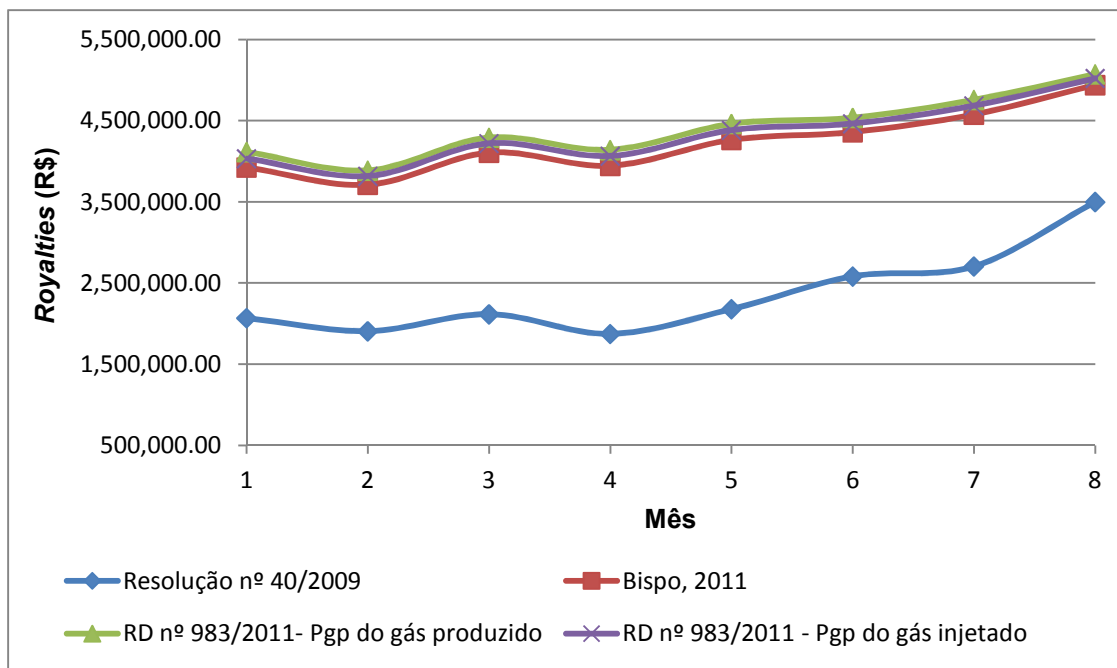


Figura 9.1 – Comparação entre as metodologias.

Analisando-se a referida Figura, observou-se que a RD nº 983/2011 forneceu os maiores valores de *royalties* em todo período analisado. Além disso, no caso no qual se utilizou o preço do gás injetado como sendo o P_{GP} do gás produzido, foram obtidos valores ligeiramente maiores ao caso no qual se utilizou o preço do gás injetado como sendo o P_{GP} do gás injetado. Esta diferença flutuou entre os patamares de 1,02 % (mês de Agosto) e 2,04 % (mês de Janeiro).

No tocante à metodologia proposta por BISPO, 2011, observou-se que esta metodologia forneceu valores ligeiramente menores do que a RD nº 983/2011. Contudo, neste caso, a menor diferença foi encontrada no mês de Agosto e a maior no mês de Abril, sendo que ao se comparar os valores dados pela RD nº 983/2011, utilizando o P_{GP} do gás produzido com os valores dados por BISPO, 2011, a variação percentual flutuou entre 2,74 e 4,93, e ao se comparar os valores dados pela RD nº 983/2011, utilizando o P_{GP} do gás injetado com os valores dados por BISPO, 2011, a variação percentual flutuou entre 1,70 e 3,01.

Entretanto, o mais notório foi a discrepância entre os valores gerados pela Resolução nº 40/2009 e os dados pelas demais metodologias. Novamente, esta diferença foi menor em Agosto e maior em Abril. Comparando os valores dados pela RD nº 983/2011, utilizando-se P_{GP} do gás produzido com os dados por esta Resolução, observou-se discordância que variou entre 44,98 e 120,87 %. No caso de se considerar

P_{GP} do gás injetado, esta diferença variou entre 43,51 e 116,82%. E, finalmente, ao se comparar com BISPO, 2011, esta diferença situou-se entre os limites de 41,11 e 110,48%.

Capítulo X

Considerações Finais

Durante a última década, foi possível perceber de modo claro que o crescimento da oferta de petróleo não foi capaz de suprir a crescente demanda. Embora o mesmo não tenha ocorrido com o gás natural, cuja produção sempre se manteve superior ao consumo, sabe-se que ambos são recursos naturais exauríveis, e possivelmente gerações futuras sofrerão com sua escassez. Uma tentativa de compensá-las é através do pagamento de *royalties*, recurso utilizado para gerar o progresso econômico e desenvolvimento apreciáveis pelas próximas gerações, dando subsídios para que estas possam sustentar-se.

No presente trabalho, três abordagens foram utilizadas para calcular os *royalties*. A primeira é a imposta pela Resolução ANP nº40/2009 que utiliza o cálculo do preço de referência do gás natural produzido no Brasil. A segunda é uma metodologia alternativa de cálculo de *royalties* elaborada por BISPO, 2011, considerando as diferentes composições do gás produzido e injetado. Por fim, aplicou-se a nova Resolução da ANP RD 983/ 2011 que utiliza o cálculo do preço do gás injetado, considerando este como o preço do gás processado.

Para efetuar os cálculos, era necessário conhecer a composição do gás injetado. Entretanto, a composição no período analisado neste trabalho não foi divulgada pela ANP até o dia de conclusão do mesmo. Ainda assim, foi possível inferir os valores através das composições presentes em BISPO, 2011 e então aplicar as diferentes metodologias.

Inicialmente, ao avaliar os preços das frações do gás natural, observou-se que o preço do condensado de gás natural proveniente do gás produzido e do gás injetado eram iguais, pois o preço desta fração considera, somente, o preço da gasolina natural e da taxa de câmbio. Já o preço do gás processado foi praticamente igual para os dois tipos de gases em um determinado mês devido a proximidade entre os valores referentes ao poder calorífico superior. Por outro lado, verificou-se uma diferença maior entre os preços relativos ao gás liquefeito do petróleo, o qual é altamente influenciado pela densidade que por sua vez está intrinsecamente ligado a fração C_3^+ .

O cálculo do preço do gás natural produzido e injetado segundo a metodologia ANP nº 40/2009 mostrou que o gás processado possui maior valor do que o gás injetado devido ao fato de que o primeiro é mais rico na fração de maior valor agregado C_3^+ .

Ao realizar o cálculo dos *royalties* através das metodologias propostas por BISPO, 2011, e pela ANP (Resolução nº 40/2009 e RD nº 983/2011), os resultados mostraram-se semelhantes entre si, com exceção da metodologia proposta pela Resolução nº 40/2009, a qual diferiu de modo significativo das demais. A metodologia proposta por BISPO, 2011 gerou valores de *royalties* maiores do que os obtidos pela Resolução nº 40/2009. Entretanto, as duas interpretações da RD nº 983/2011 resultaram nos valores mais elevados.

Estima-se que a arrecadação de *royalties*, por representar uma fonte de recursos importante para o Estado, continuará a ter enorme relevância para a indústria de petróleo e gás bem como para a sociedade. Logo, novas metodologias, tais quais as apresentadas neste trabalho, que se mostram mais apropriadas aos objetivos em que se fundamentam a arrecadação dos *royalties*, são imprescindíveis, especialmente em um país como o Brasil, no qual a indústria petrolífera encontra-se em plena expansão.

Capítulo XI

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=56346>>. Acesso em: 31 de Agosto de 2011.

_____. Guia dos royalties do petróleo e do gás natural. Superintendência de Controle das Participações Governamentais. Rio de Janeiro, 2001.

_____. Participações Governamentais e de Terceiros – Preços de Referência para Efeito de Participações Governamentais. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=518>>. Acesso em: 10 de Outubro de 2011.

_____. Planejamento Estratégico 2011/2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Resolução nº 40, de 40 de dezembro de 2009. Estabelece os critérios de fixação do preço de referência do gás natural na hipótese prevista no §4º do art. 8º do Decreto 2.705/1998. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2010.

Banco Central do Brasil. 2011. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpeq.asp?id=txcotacao>>. Acesso em: 18 de novembro de 2011.

BISPO, L. H. O. **Análise Composicional, Poder Calorífico e Metodologia de Cálculo de Royalties do Gás Natural Produzido no Campo de Rio Urucu no Amazonas**. 2011. 154 f. Tese (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

BONOMETO, R. P. **Análise Energética do Processo experimental de Produção de Biodiesel a partir de Óleo de Frango**. 2009. 45 f. Tese (Mestrado em Agronomia) – Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2009.

BRANDÃO, M. GeoBrasil – Histórico do Petróleo: Foco no Brasil. Disponível em: <<http://marcosbau.com/geobrasil-2/historico-do-petroleo-foco-no-brasil/>>. Acesso em: 20 de Agosto de 2011.

BRASIL. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1891. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao91.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1934. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao34.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1937. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao37.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1946. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao46.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1967. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao67.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto n° 15.211/1921. Disponível em: <http://www6.senado.gov.br/legislacao/ListaNormas.action?numero=15211&tipo_norma=DEC&data=19211228&link=s>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto n° 24.642/1934. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1930-1949/D24642.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto-Lei n° 366/1938. Disponível em:
<<http://www.planalto.gov.br/ccivil/decreto-lei/1965-1988/De10366.htm>>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto-Lei n° 395/1938. Disponível em:
<http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/decretos_leis/1938/declei%20395%20-%201938.xml>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto-Lei n° 1.288/1973. Disponível em:
<<http://www.planalto.gov.br/ccivil/Decreto-Lei/1965-1988/De11288.htm>>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto n° 1/1991. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D0001.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto n° 2.455/1998. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2455.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Decreto n° 2.705/1998. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Emenda Constitucional n°. 9/1995. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm#art1>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Lei Federal n° 2.004/1953. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L2004.htm>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

_____. Lei Federal n° 9478/1997. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em: 14 de Setembro de 2011.

_____. Portaria nº 9, de 21 de janeiro de 2000. Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 31 de Agosto de 2011.

BRITTO, M. T. P. **Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil: Estratégia Empresarial e seus Desafios**. 2002. 111 f. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

CARVALHO, F. C. L.. **Aspectos Éticos da Exploração do Petróleo: Os Royalties e A Questão Intergeracional**. 2008. 158 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Planejamento Energético, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

COELHO, A.S.: As participações governamentais e o impacto dos royalties sobre a economia do Estado do Rio de Janeiro. Universidade Cândido Mendes – UCAM. Rio de Janeiro, 2006.

Comentários à Constituição de 1967, São Paulo, Ed. RT, 1968, pp. 273-4.

Comentários à Constituição de 1988, Rio de Janeiro, Ed. Forense, 1990, vol. III, p. 1.255.

EIRAS, J. F., BECKER, C. R., SOUZA, E. M., GONZAGA, F. G., SILVA J. G. F., DANIEL, L. M. F., MATSUDA, N. S., FEIJÓ, F. J. **Bacia do Solimões. Boletim de Geociências Petrobras**. 1994. v. 8, n. 1, p. 17-45.

GASNET, 2011. **Mapas de gasodutos: Gasodutos em operação**. 2011. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/novo_gasoduto/operacao.asp>. Acesso em: dezembro de 2011.

GEOBAU, 2011. **Histórico do petróleo – Foco no Brasil**. Disponível em: <<http://marcosbau.com/geobrasil-2/historico-do-petroleo-foco-no-brasil>>. Acesso em: dezembro de 2011.

GOMES, C. J. V. **O Marco Regulatório da Prospeção de Petróleo no Brasil: O Regime de Concessão e o Contrato de Partilha de Produção**. 2009. 67 f. Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal. Brasília, 2009. Textos para discussão

disponível em: <http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm> Acesso: 15 de setembro de 2011.

IEA. World Energy Outlook: 2011. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf>. Acesso em: 10 de outubro de 2011.

_____. World Energy Outlook: 2009. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf>. Acesso em: 20 de agosto de 2011.

_____. World Energy Outlook: 2008. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf>. Acesso em: 20 de agosto de 2011.

LEAL, J. A. A.; SERRA, R.V. Notas sobre os Fundamentos Econômicos da Distribuição Espacial dos Royalties Petrolíferos no Brasil. In: Anais do XXX Encontro Nacional da ANPEC. Nova Friburgo (RJ), 2002.

LEYEN, B. C. **Eco-Eficiência na Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Regiões de Florestas Tropicais Úmidas: O Caso da Petrobras na Amazônia.** 2008. 219 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Planejamento Energético, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

LIMA, P. C. R.. **A Compensação Financeira pela Exploração Mineral no Brasil e no Mundo.** Brasília: Câmara Dos Deputados, 2007.

MELO, M. S. M.; MEDINA P. L. N. **Gás Natural: Uma análise econômica da demanda focada no setor industrial.** 2005. 118 f. Projeto de Final de Curso (Engenharia de Produção) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

MINEROPAR, Plano diretor de mineração para a região metropolitana de Curitiba. Paraná, 2004.

MONTES, P. M. F. **O Potencial do Consumo de Gás Natural pelo Setor Industrial no Brasil**. 2000. 382 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Planejamento Energético, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2000.

NOVAES, K; Suslick, S. B. Sistema de Classificação de Reservas de Petróleo, utilizando geotecnologias. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, 2.,2003, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro, 2003.

PACHECO, C.A.G.: A aplicação e o impacto dos royalties do petróleo no desenvolvimento econômico dos municípios confrontantes da bacia de campos. Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003.

PACHECO, G. L. **A Indústria de Gás Natural no Brasil: Sua Importância e a Diversidade na Matriz Energética Nacional**. 2008. 98 f. Tese (Mestrado em Administração) – Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais, Rio de Janeiro, 2008.

PERES et al. Caracterização e Determinação do Poder Calorífico e do Número de Cetano de Vários Tipos de Biodiesel Através de Cromatografia. Disponível em: <<http://www.biodiesel.gov.br/docs/congresso2007/caracterizacao/11.pdf>>. Acesso: 14 de Setembro de 2011.

PETROBRAS. 2011. Principais Operações. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem%2Dsomos/principais%2Doperacoes/>>. Acesso em: 20 de Agosto de 2011.

Portal Gás natural. História – Gás Natural no Brasil e no Mundo. Disponível em: <<http://portal.gasnatural.com>>. Acesso em: 20 de Agosto de 2011.

PRAÇA, E. R. **Distribuição de Gás Natural no Brasil: um enfoque crítico e de minimização de custos**. 2003. 159 f. Tese (Mestrado em Engenharia de Transportes) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2003.

QUINTELLA, Sérgio F. Os Royalties do Petróleo e a Economia do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro-RJ: Parecer, 2000.

SANTOS, F.C.: Royalties do petróleo e gás natural: legislação, forma de distribuição e propostas de modificação. Universidade Cândido Mendes – UCAM. Rio de Janeiro, 2003.

SCHECHTMAN, R., BARBOSA, D.H.; GUTMAN, J.; GALLIER, C.A.J.: Participações governamentais na nova lei do petróleo. Brazilian Petroleum Institute – IBP. Rio de Janeiro, 2000.

SEBRAE. 2011. A Indústria do Petróleo. Disponível em: <[http://www.biblioteca.sebrae.com.br/bds/bds.nsf/8760602B214695CA832573BE004E6135/\\$File/Ind%C3%BAstria_do_Petr%C3%B3leo.pdf](http://www.biblioteca.sebrae.com.br/bds/bds.nsf/8760602B214695CA832573BE004E6135/$File/Ind%C3%BAstria_do_Petr%C3%B3leo.pdf)>. Acesso em: agosto de 2011.

SILVA, P. A. S.. **Programa de Automação Inteligente Aplicado ao Gerenciamento e Fiscalização da Produção de Poços de Petróleo e Gás Natural (Parte da Tese)**. 2005. 186 f. Tese (Doutorado - Defesa Fechada) - Universidade Federal do Pará, Belém, 2005.

SUFRAMA, 2003. **Questão Energética na Amazônia – O Papel do Gás Natural na Matriz Energética e o seu Impacto no Desenvolvimento Sustentável na Amazônia**. II Fórum de debates da Amazônia Ocidental. 2003. Apresentação em Power Point disponível em: <http://www.suframa.gov.br/publicacoes/2_palestra_petrobras.pdf>. Acesso em: 10 de Setembro de 2011.

UN-AM. 2007. **A Petrobras na Amazônia**. Apresentação em Power Point, Petrobras - UN-AM/DEEC - Desempenho Empresarial e Estratégia Corporativa. Manaus, Amazonas, dezembro de 2007.

VAZ, C. E. M.; MAIA, J. L. M.; SANTOS, W. G.. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. 1º edição São Paulo: Blucher, 2008. 416 p.