Universidade Federal do Rio de Janeiro

Escola de Química

Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos

Análise Composicional, Poder Calorífico Superior e Metodologia de Cálculo de *Royalties* do Gás Natural Produzido no Campo de Rio Urucu no Amazonas

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Dissertação de Mestrado

Orientadores:

Profª. Maria José de Oliveira C. Guimarães, D.Sc.
Prof. Peter Rudolf Seidl, PhD.

Fevereiro de 2011

Análise Composicional, Poder Calorífico Superior e Metodologia de Cálculo de *Royalties* do Gás Natural Produzido no Campo de Rio Urucu no Amazonas

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências.

Aprovado por:

Paulo Alexandre Souza da Silva, D.Sc.
(ANP)

Ana Lucia Nazareth da Silva, D.Sc.
(CENPES)

Estevão Freire, D.Sc.
(EQ/UFRJ)

Orientadores:

Profª. Maria José O. C. Guimarães, D.Sc.

Prof. Peter R. Seidl, PhD

Fevereiro de 2011

Bispo, Luiz Henrique de Oliveira

Análise Composicional, Poder Calorífico Superior e Metodologia de Cálculo de Royalties do Gás Natural Produzido no Campo de Rio Urucu no Amazonas. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2011

xvi,154f; 29,7 cm.

Orientadora: Maria José de Oliveira C. Guimarães.

Orientador: Peter Rodolf Seidl.

Dissertação (mestrado) – UFRJ / Escola de Química. Programa de Pós graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, 2011.

Referências Bibliográficas: f.111-117.

1. Análise Composicional. 2. Poder Calorífico Superior. 3. Cálculo de Royalties.

Guimarães, Maria José de Oliveira C. II. Seidl, Peter Rudolf. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola de Química. IV. Título.

*Dedico este trabalho a minha mãe **Luzinete**,*

por sempre ter acreditado,

e também porque, muitas vezes sozinha, teve que tomar decisões difíceis

para tornar possível este momento.

Nada que eu faça poderá retribuir tudo o que fez por mim.

Serei eternamente grato.

Agradecimentos

À Deus, por fazer meu coração repleto de esperança e pela certeza de que tenho um caminho traçado pela sua vontade.

À Professora Maria José, que direcionou a minha caminhada, por ter acreditado e por todo o apoio que recebi neste trabalho, com suas palavras de incentivo, com sua experiência e competência. Muito obrigado por tudo.

Ao Professor Peter Seidl pela valiosa orientação dispensada para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao empenho, as idéias e a ajuda dos grandes amigos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, principalmente a Paulo Alexandre, o grande incentivador deste trabalho.

A Marcos José Soares Lessa, e toda a equipe de trabalho do Pólo Arara, por todo o apoio e atenção dispensados.

As minhas tias e tios, especialmente a Nena, Leda e Vane, pelo exemplo e tudo que vocês fizeram por mim. Obrigado por também serem responsáveis pela pessoa que sou hoje. Cada uma de vocês contribuiu, da sua maneira, para que este trabalho fosse realizado.

À Vilma Netto por sua disponibilidade e conhecimento compartilhado.

A Elio Vaz, por ser quem é, e tudo aquilo que representa.

"Que Deus conserve sempre a minha lucidez e

humildade, para que eu sempre tenha

em mente que minha instrução nunca será completa"

(Maria Antonieta Peixoto Gimenes Couto)

Resumo da Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências.

Análise Composicional, Poder Calorífico Superior e Metodologia de Cálculo de *Royalties* do Gás Natural Produzido no Campo de Rio Urucu no Amazonas

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Fevereiro de 2011

Orientadores: Profª. Maria José O. C. Guimarães, D.Sc.
Prof. Peter R. Seidl, PhD.

O petróleo e o gás natural extraídos do subsolo são recursos naturais finitos. Para compensar as gerações futuras com a sua exploração, dentre outros objetivos, foi criado o *royalty*. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão responsável por estabelecer os preços de referência para o pagamento dos *royalties* do petróleo e do gás natural no Brasil. Com a vigência da Resolução ANP nº 40/2009, o preço de referência do gás natural passou a ser calculado tendo por base as frações possíveis de serem obtidas no processamento do gás e a sua atualização é em função da variação do poder calorífico superior do gás produzido. O campo produtor de Rio Urucu, no Amazonas, reinjeta a maior parte do gás produzido após o seu processamento, por não haver mercado consumidor local para o gás e malha de escoamento até os grandes centros consumidores do país. O cálculo do volume produzido, definido em decreto presidencial, prevê o desconto do volume reinjetado no campo do volume produzido. Neste trabalho foi analisado o modelo de cálculo dos *royalties* na produção de gás natural aplicado ao campo de Rio Urucu. A partir das análises composicionais realizadas no gás produzido e injetado, foi proposta uma metodologia de cálculo dos *royalties* para a concessão de Rio Urucu considerando-se as diferentes composições do gás produzido e injetado. O gás produzido possui elevado percentual de frações com três átomos de carbono ou mais (C_3^+), em média 7%, ao contrário do gás injetado que após o processamento apresenta percentual de frações C_3^+ abaixo de 1%. A aplicação da metodologia de cálculo de *royalties* proposta nesta dissertação para a concessão de Rio Urucu, se mostrou mais próxima do objetivo dos *royalties*, o de garantir o bem estar das gerações que não possuirão o recurso explorado, uma vez que avaliou qualitativamente o gas natural recebido.

Abstract of Dissertation presented to Curso de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science.

Compositional Analysis, Higher Heating Value and Methodology for Royalties Calculations of the Natural Gas Produced in the Rio Urucu Field in Amazonas

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

February 2011

Supervisiors: Profª. Maria José O. C. Guimarães, D.Sc.
Prof. Peter R. Seidl, PhD.

Oil and natural gas extracted from the subsoil are nonrenewable resources. In order to compensate future generations for their exploitation, royalties to the government for drilling rights were set. The Brazilian National of Petroleum, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP) is the organism in charge of establishing the reference prices for the oil and natural gas royalties in Brazil. After ANP Resolution 40/2009 came into effect, the reference price for natural gas in Brazil began to be based on the fractions than can be obtained from processing this gas and consequently updated according to the variation of the higther heating value of the gas that is produced. The Rio Urucu gas field, in Amazonas, injects gas back into the reservoirs because there are neither local consumer markets nor the means to transport it to large consumer markets. Estimates of the natural gas volume produced, as established by a presidential decree, allow for the deduction of the volume that is re-injected estimating the royalties. This dissertation proposes a methodology for calculating the royalties on the gas produced and injected into the Rio Urucu gas field, based on the composition of the gas. The gas produced shows a high percentage (7% on average) of fractions made up of three or more carbon atoms (C_3^+), whereas the gas injected, after processing, presents a percentage of (C_3^+) fractions lower than 1%. Since the proposed method assessed the quality of the gas, it is more in line with objective of the royalty payments, which is to ensure the well-being of future generations, who will not to be able to rely on natural gas resources.

Lista de Figuras

Figura 2.1 Evolução da demanda mundial de energia primária e a dependência do petróleo.

Figura 2.2 Produção e consumo de petróleo no mundo.

Figura 2.3 Produção de petróleo em bilhões de barris.

Figura 2.4 Consumo de petróleo em bilhões de barris.

Figura 2.5 Reservas provadas de petróleo em bilhões de barris.

Figura 2.6 Evolução da demanda mundial de energia primária e a dependência de gás natural.

Figura 2.7 Produção e consumo de gás natural no mundo.

Figura 2.8 Produção de gás natural em bilhões de m^3.

Figura 2.9 Consumo de gás natural em bilhões de m^3.

Figura 2.10 Reservas provadas de gás natural em bilhões de m^3.

Figura 2.11 Produção e consumo de petróleo no Brasil.

Figura 2.12 Reservas provadas de petróleo segundo Unidades da Federação.

Figura 2.13 Produção e consumo de gás natural no Brasil.

Figura 2.14 Disponibilização e o consumo de gás natural no Brasil.

Figura 2.15 Reservas provadas de gás natural segundo Unidades da Federação.

Figura 5.1 Evolução da movimentação de gás natural no Brasil.

Figura 5.2 Evolução da produção de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.

Figura 5.3 Evolução da reinjeção de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.

Figura 5.4 Evolução do consumo de gás natural nas instalações de produção no Brasil e na Bacia de Solimões.

Figura 5.5 Evolução da queima de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.

Figura 5.6 Evolução da disponibilização de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.

Figura 6.1 Área dos campos de Rio Urucu, Leste do Urucu, Sudoeste Urucu, Cupiúba e Carapanaúba - Província Petrolífera de Urucu.

Figura 6.2 Base de Operações Geólogo Pedro de Moura (BOGPM).

Figura 6.3 Evolução da produção de petróleo e gás natural do Campo de Leste do Urucu.

Figura 6.4 Evolução da produção de petróleo e gás natural do Campo de Sudoeste Urucu.

Figura 6.5 Evolução da produção de petróleo e gás natural do Campo de Rio Urucu.

Figura 6.6 Escoamento, tratamento e medição da produção de petróleo e gás natural dos Campos de Rio Urucu e Sudoeste Urucu.

Figura 6.7 Escoamento, tratamento e medição da produção de petróleo e gás natural do Campo de Leste do Urucu.

Figura 6.8 Produção e injeção de gás natural do campo de Rio Urucu.

Figura 6.9 Gás natural produzido e gás natural efetivo para pagamento de royalties do campo de Rio Urucu.

Figura 6.10 Evolução dos preços de petróleo e gás natural do campo de Rio Urucu.

Figura 6.11 Evolução dos preços de petróleo e gás natural do campo de Rio Urucu em 2010.

Figura 7.1 Diagrama das etapas experimentais.

Figura 7.2 Diagrama das etapas de cálculo dos preços.

Figura 8.1 Variação da composição do gás natural injetado no campo de Rio Urucu.

Figura 8.2 Variação da fração C_3^+do gás natural injetado no campo de Rio Urucu.

Figura 8.3 Variação da composição do gás natural injetado, excluído o mês de setembro de 2010, no campo de Rio Urucu.

Figura 8.4 Variação da fração C_3^+ do gás natural injetado, excluído o mês de setembro de 2010, no campo de Rio Urucu.

Figura 8.5 Variação da composição do gás natural produzido no campo de Rio Urucu.

Figura 8.6 Variação da fração C_3^+do gás natural produzido e injetado no campo de Rio Urucu.

Figura 8.7 Variação do PCS do gás natural produzido no campo de Rio Urucu.

Figura 8.8 Variação do preço dos índices no período de março a outubro de 2010.

Figura 8.9 Variação do preço do GLP para o gás natural produzido e injetado.

Figura 8.10 Variação do preço do gás natural produzido calculado e injetado.

Figura 8.11 Variação do preço do gás natural produzido praticado pela ANP e o calculado.

Figura 8.12 Preço do gás natural produzido e gás natural injetado no campo de Rio Urucu.

Figura 8.13 Vazões de gás natural produzido, injetado e gás para *royalties* no campo de Rio Urucu.

Lista de Tabelas

Tabela 5.1 Composição generalizada do gás natural.

Tabela 5.2 Riqueza do gás natural.

Tabela 5.3 Composição típica do gás natural de diferentes reservatórios.

Tabela 8.1 Análises cromatográficas do gás natural realizadas nas amostras dos pontos de medição fiscais.

Tabela 8.2 Composição média do gás natural injetado obtida através de tratamento estatístico.

Tabela 8.3 Percentual de volume utilizado para a ponderação do gás natural.

Tabela 8.4 Resultado das ponderações das análises cromatográficas realizadas para o gás natural produzido.

Tabela 8.5 Frações volumétricas do gás natural produzido e injetado.

Tabela 8.6 Densidade das frações do gás natural produzido e injetado.

Tabela 8.7 Poder calorífico superior do gás natural produzido.

Tabela 8.8 Poder calorífico superior do gás processado para o cálculo do preço de referência do gás natural produzido e injetado.

Tabela 8.9 Taxas de câmbio do período de março a outubro de 2010.

Tabela 8.10 Médias mensais dos preços dos índices de março a outubro de 2010.

Tabela 8.11 Preço das frações de gás natural para o gás produzido e injetado.

Tabela 8.12 Frações volumétricas do gás natural produzido em Rio Urucu.

Tabela 8.13 Preços do gás natural produzido e injetado em Rio Urucu.

Tabela 8.14 Volumes do gás natural produzido, utilizado como queima de segurança, elevação artificial (gas-lift) e injetado em Rio Urucu.

Tabela 8.15 Valores dos Royalties calculados de acordo como Decreto e pela Eq. Proposta.

Sumário

Capítulo I – Introdução e Objetivos **1**

1.1 Introdução 1

1.2 Objetivos 2

1.2.1 Objetivo Geral 2

1.2.2 Objetivos Específicos 2

1.3 Estrutura da Dissertação 2

Capítulo II – Indústria do Petróleo e Gás Natural **4**

2.1 Panorama da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Mundo 4

2.2 Panorama da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Brasil 11

Capítulo III – Arcabouço Legal da Exploração do Petróleo e Gás Natural **17**

3.1 Período Pré-Conselho Nacional do Petróleo 17

3.1.1 Constituição de 1891 e o Decreto n° 15.211/1921 17

3.1.2 Início da Nacionalização das Atividades de Exploração dos Recursos Minerais 18

3.1.3 A Constituição de 1937 e a Criação do Conselho Nacional do Petróleo 18

3.2 O Monopólio Estatal e a Criação da Petróleo Brasileiro S. A. – Petrobras 19

3.3 A Constitucionalização do Monopólio Estatal 20

3.4 A "Quebra" do Monopólio Estatal 21

3.5 A Lei n° 9.487/1997 e o Conselho Nacional de Política Energética 22

3.5.1 O Conselho Nacional de Política Energética 22

3.6 A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP 23

3.6.1 Superintendência de Controle das Participações Governamentais 24

3.6.2 Superintendência de Desenvolvimento e Produção 25

3.6.3 Núcleo de Fiscalização da Medição de Produção de Petróleo e Gás Natural 26

3.7 A Lei nº 12.276/2010 – Cessão Onerosa 26

3.8 A Lei n° 12.351/2010 – Partilha de Produção 26

Capítulo IV – Os *Royalties* **28**

4.1 O que são *royalties*? 28

4.2 Para que servem os *royalties*? 28

4.3 Arcabouço legal dos Royalties no Brasil 29

4.3.1 A Lei n° 2.004/1953 e suas modificações 29

4.3.2 A legislação atual – Lei n° 9.487/1997 30

4.3.3 Legislação do Cálculo dos Volumes de Produção de Petróleo e Gás Natural 32

4.3.4 Legislação do Cálculo dos Preços do Gás Natural 33

4.3.4 A Lei nº 12.276/2010 – Cessão Onerosa 35

4.3.5 A Lei n° 12.351/2010 – Partilha de Produção 35

Capítulo V – Propriedades, Processamento e Movimentação de Gás Natural **36**

5.1 O Gás Natural 36

5.1.1 Definições de Gás Natural 36

5.1.2 Constituintes do Gás Natural 37

5.1.3 Composição do Gás Natural 37

5.1.4 Análise do Gás Natural 38

5.1.5 Riqueza do Gás Natural 38

5.1.6 Poder Calorífico Superior do Gás Natural 39

5.2 Gás Natural Associado e Não-Associado 40

5.2.1 Gás Natural Associado 41

5.2.2Gás Natural Não-Associado 41

5.3 Processamento do Gás Natural 41

5.3.1 Condicionamento do Gás Natural Produzido 42

5.3.2 Etapas do Processamento do Gás Natural 42

5.3.3 Unidades de Processamento de Gás Natural (UPNG) 42

5.3.3.1 Processo Joule-Thomson 43

5.3.3.2 Processo de Refrigeração Simples 43

5.3.3.3 Processo de Absorção Refrigerada 43

5.3.3.4 Processo de Turbo-Expansão 44

5.4 Movimentação do Gás Natural 44

5.4.1 Movimentação do Gás Natural no Brasil 44

5.4.2 Movimentação do Gás Natural na Bacia de Solimões 46

Capítulo VI – Província Petrolífera de Urucu 50

6.1 Histórico da Província Petrolífera de Urucu 50

6.2 Localização e Produção da Província Petrolífera de Urucu 51

6.3 Metodologia de Cálculo dos Volumes Produzidos de Gás Natural de Rio Urucu 54

6.3.1 Instalações de Processamento e Tratamento do Pólo Arara 54

6.3.2 A Injeção de Gás Natural em Rio Urucu 58

6.3.3 Volume Produzido para o Pagamento de *Royalties* 58

6.4 Preço do Gás Natural Produzido em Rio Urucu 60

6.5 Determinação da Fração Volumétrica dos Componentes do Gás Natural Produzido em Rio Urucu 61

6.6 A Aplicação da Resolução ANP n° 40/2009 na concessão de Rio Urucu 62

Capítulo VII – Metodologia 63

7.1 Procedimento Experimental 64

7.1.1 Coleta de Amostras 64

7.1.2 Análises Cromatográficas 64

7.1.3 Densidade das Frações do Gás Natural 64

7.1.4 Poder Calorífico Superior (PCS) 66

7.2 Preço do Gás Natural 64

7.2.1 Taxa de Câmbio 67

7.2.2 Preços das Frações do Gás Natural 67

7.2.3 Periodicidade de Cálculo do Preço do Gás Natural 68

7.3 Metodologia Aplicada 69

7.3.1 A Análise da Resolução ANP n° 40/2009 69

7.3.2 Avaliação do Impacto na Arrecadação dos *Royalties* da Concessão de Rio Urucu 69

Capítulo VIII – Resultados e Discussão 70

8.1 Resultados Experimentais 70

8.1.1 Coleta das Amostras 70

8.1.2 Análises Cromatográficas 70

8.1.2.1 Gás Natural Injetado 72

8.1.2.2 Gás Natural Produzido 75

8.1.3 Frações Volumétricas do Gás Natural 77

8.1.4 Densidade das Frações do Gás Natural 78

8.1.5 Poder Calorífica Superior (PCS) 78

8.1.5.1 Poder Calorífico Superior do Gás Natural Produzido 78

8.1.5.2 Poder Calorífico Superior do Gás Processado 79

8.2 Preços do Gás Natural 80

8.2.1 Taxa de Câmbio 80

8.2.2 Índices do PLATT's 81

8.2.3 Preço das Frações do Gás Natural 83

8.2.4 Preço do Gás Natural Produzido e Injetado 83

8.3 A aplicação da Resolução ANP n° 40/2009 na concessão de Rio Urucu 84

8.4 Proposta de Metodologia de Cálculo de *Royalties* na Concessão de Rio Urucu 85

Capítulo IX – Considerações Finais 90

Capítulo X – Sugestões 93

Capítulo XI – Referências Bibliográficas **94**

Anexos **101**

Anexo A – Tratamento Estatístico das Composições do Gás Natural Produzido e Injetado 102

Anexo B – Resolução ANP n° 40/2009 128

Capítulo I

Introdução e Objetivos

1.1 Introdução

A demanda mundial por energia tem aumentado gradativamente, chegando a 12.267 Mtoe[1] em 2008, desse total 33,2% correspondem à demanda por petróleo e 21,1%, à de gás natural (IEA, 2010). No período analisado, de 2002 a 2008, apesar desta dependência por petróleo e gás natural estar em declínio, devido à entrada de novas fontes de energia na matriz energética mundial, a exploração desses recursos ainda é muito importante econômica e socialmente, além de também ser lucrativa.

O petróleo e o gás natural extraídos do subsolo são recursos naturais finitos, deste modo, a sua exploração levou à discussão de questões éticas, resultando na criação do *royalty*, uma compensação financeira para as gerações futuras que não terão o recurso. Esta deve ser aplicada de modo que as futuras gerações possam sustentar-se quando não houver mais o recurso (CARVALHO, 2008).

Na maioria dos países, inclusive no Brasil, os recursos naturais são propriedades da União, ficando esta responsável pela cobrança dos *royalties* em benefício dos cidadãos. Desta forma, a União deve estabelecer os critérios de cálculo desses *royalties* e fiscalizar o seu correto recolhimento.

Este cálculo pode ser baseado na quantidade ou peso, no valor ou percentual de receita ou, ainda, no lucro obtido (LIMA, 2007). No Brasil, os *royalties* são calculados baseando-se em um percentual da receita gerada pela comercialização do recurso. Assim sendo, é necessária a obtenção do valor do petróleo e gás natural produzidos.

A arrecadação dos *royalties* no Brasil representou no período entre 2000 e 2009 um valor superior a 49,6 bilhões de reais (ANP, 2010), sendo este um importante recurso para o Estado, compreendido pelos Estados, Municípios, Distrito Federal bem como órgãos da Administração Direta da União.

[1]Mtoe – Milhões de Toneladas de Óleo Equivalente. Aproximadamente 42 milhões de GJ.

O Brasil optou, por meio das Leis n° 7.990/89 e 9.487/97, pelo cálculo dos *royalties* da indústria petrolífera tendo por base um percentual que pode variar de 5 a 10% da receita bruta da produção (BRASIL, 2010).

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a partir do sancionamento da Lei nº 9.487/97, é o órgão responsável, em nome da União, por estabelecer os preços de referência para o pagamento dos *royalties* do petróleo e do gás natural no Brasil, e fiscalizar o seu recolhimento.

Quanto ao gás natural, historicamente no Brasil, o preço de referência para pagamento das Participações Governamentais era estabelecido com base no preço de uma composição de óleos combustíveis. Contudo, a Resolução ANP n° 40/2009, considerada um marco na sua precificação, estabeleceu que o seu cálculo deve ser feito em função dos produtos passíveis de serem obtidos a partir do seu processamento.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Face ao exposto, esta dissertação tem como objetivo geral analisar o modelo atualmente usado no Brasil para o cálculo dos *royalties* na produção de gás natural em um campo de produção na Bacia de Solimões.

1.2.2 Objetivos Específicos

1º) Analisar a metodologia de precificação do gás natural implantada no Brasil a partir da Resolução ANP n° 40/2009.

2º) Propor uma metodologia de cálculo de *royalties* para a concessão de Rio Urucu.

1.3 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho está estruturado em onze capítulos, o Capítulo I contextualizou a importância e apresentou os objetivos do estudo.

O Capítulo II apresentará o panorama da indústria do petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, os níveis de produção, consumo e reservas, destacando sua importância para a sociedade mundial.

No Capítulo III, será realizada uma breve descrição do arcabouço legal das atividades de Exploração e Produção da indústria petrolífera no Brasil, da Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), das unidades organizacionais responsáveis pelas atividades abordadas neste trabalho.

Uma descrição mais detalhada sobre os *royalties*, incluindo como é realizada a cobrança dos *royalties* nas atividades de Exploração e Produção da indústria petrolífera brasileira, será apresentada no Capítulo IV. No Capítulo V será abordado o gás natural, suas características, propriedades e sua movimentação. No Capítulo VI será mostrada a descrição da província petrolífera de Urucu com seus pontos fiscais de medição de gás natural.

No Capítulo VII será descrita a metodologia utilizada para o desenvolvimento desta dissertação. O Capítulo VIII apresentará os resultados e a discussão do trabalho. As considerações finais e as sugestões para futuros trabalhos a serem desenvolvidos dentro do tema serão mostradas no Capítulo IX e X, e finalmente no Capítulo XI serão encontradas as referências utilizadas na elaboração da presente dissertação.

Capítulo II

Indústria do Petróleo e Gás Natural

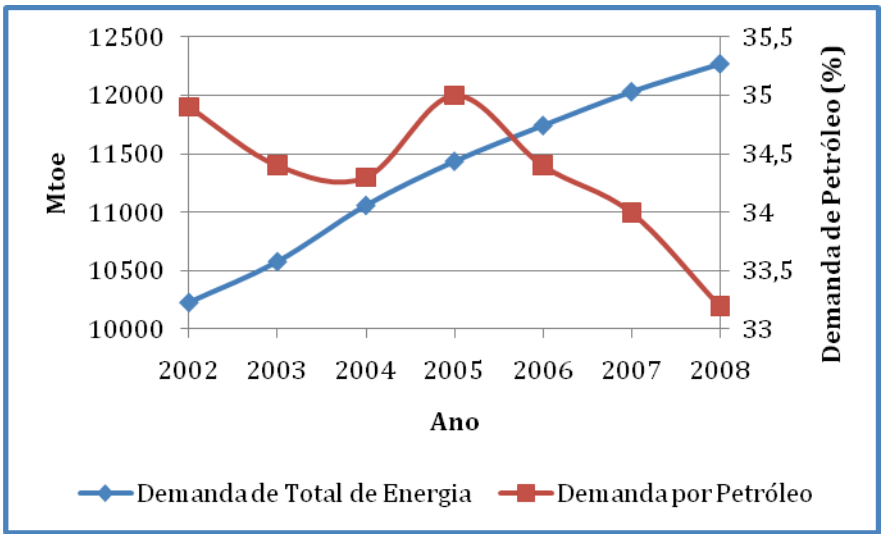
Este capítulo aborda sucintamente a história da indústria do petróleo, os níveis de produção mundial e do Brasil, as reservas e os centros consumidores, descrevendo sua importância como fonte de energia.

2.1 Panorama da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Mundo

Desde os tempos bíblicos o petróleo participa da vida do homem. Na Babilônia, os tijolos eram assentados e o betume era utilizado pelos fenícios na vedação de embarcações. O povo egípcio também o usava para pavimentar as estradas, para embalsamar os mortos e para construir pirâmides. Os gregos e romanos o utilizavam com finalidade bélica e os índios pré-colombianos, utilizavam o petróleo como impermeabilizador de cerâmicas (THOMAS et al, 2004).

O primeiro caso de sucesso da atividade de exploração para descoberta de acumulações de petróleo data de 1859, na localidade de Titusville, Pensilvânia, nos Estados Unidos, em poço de 20 metros de profundidade perfurado sob o comando do americano Edwin Drake. O poço produziu 2 metros cúbicos por dia de óleo. Este sucesso é o marco inicial da Era do Petróleo (THOMAS et al, 2004).

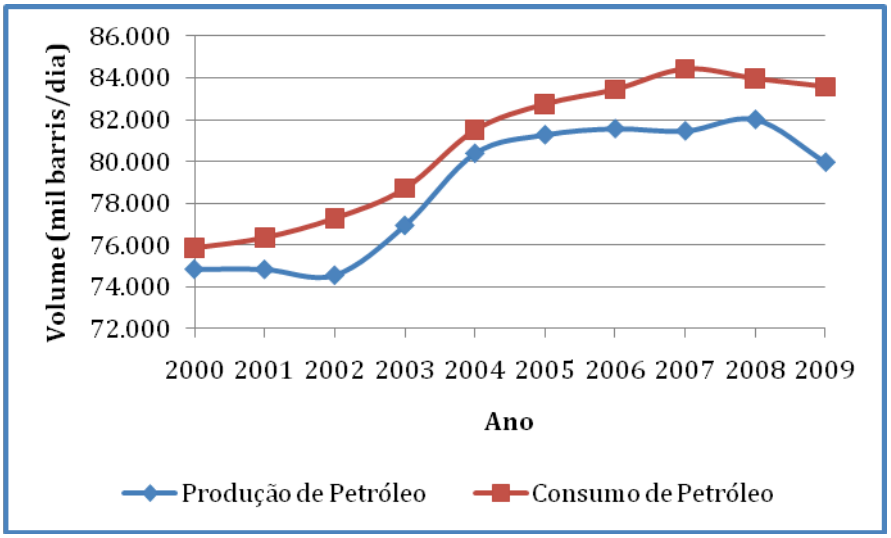
A demanda mundial por energia é crescente e em 2008 era de 12.276 Mtoe (IEA, 2010). No período analisado, de 2002 a 2008, a dependência do mundo em relação ao petróleo como fonte primária de energia está diminuindo, conforme mostra a Figura 2.1. Apesar da dependência percentual de petróleo como fonte primária de energia estar diminuindo, como a demanda mundial por energia é crescente o consumo de petróleo acaba por se manter em crescimento.



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da IEA, 2010

Figura 2.1 - Evolução da demanda mundial de energia primária e a dependência do petróleo.

O consumo mundial de petróleo em 2009 foi de 83,6 milhões de barris por dia (ANP, 2010). Na Figura 2.2, observa-se que o consumo mundial de petróleo é superior à produção, no período de 2000 a 2009 (ANP, 2010). Tal panorama justifica a preocupação mundial em buscar novas fontes de energia primária, comprovados pela queda gradual da dependência mundial do petróleo, conforme constata-se no período de 2000 a 2009 demonstrado na Figura 2.2.

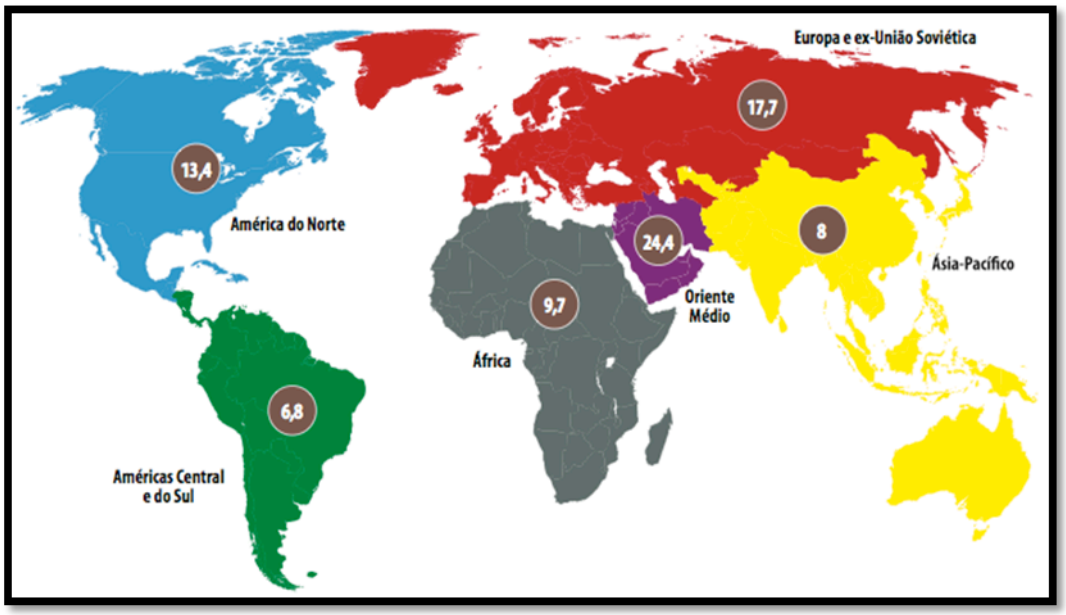


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 2.2 - Produção e consumo de petróleo no mundo.

A produção mundial de petróleo sofreu declínio, cerca de 2,5% correspondendo a aproximadamente 2 milhões de barris por dia, no biênio 2008-2009, principalmente devido a crise que teve inicio em 2008, quando o preço do barril de petróleo atingiu o patamar de 120 dólares, aumentando praticamente 100% em um intervalo de seis meses.

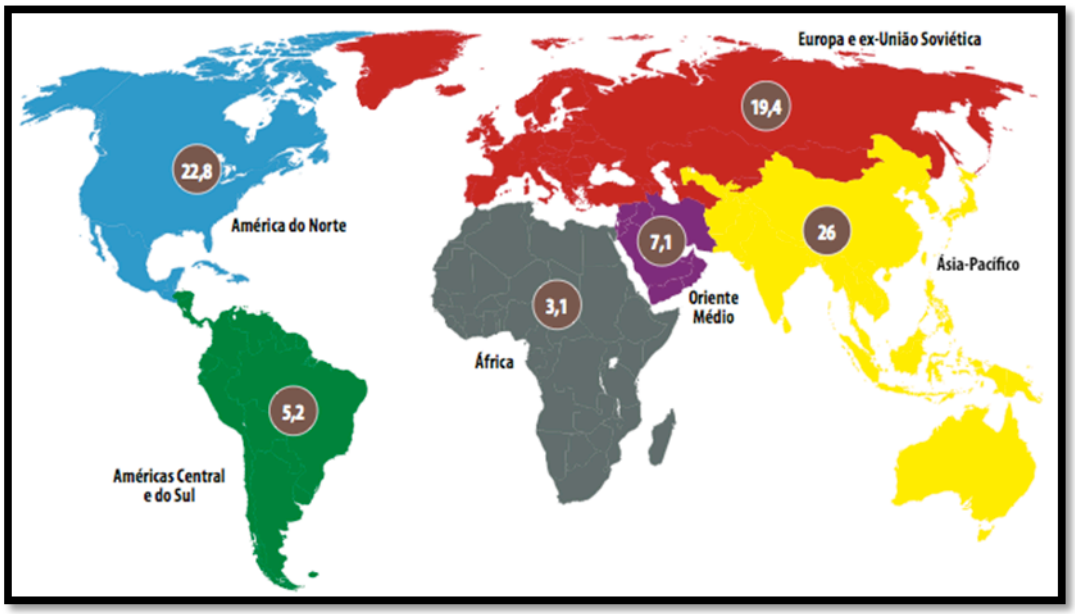
Na Figura 2.3, observa-se a produção de petróleo em diferentes regiões do mundo. Fica evidente a grande participação do Oriente Médio na produção mundial, seguidos da Europa, com os países da Ex-União Soviética, onde a Rússia é a principal produtora. Os países membros da OPEP correspondem a cerca de 40% da produção de petróleo (ANP, 2010).



Fonte: ANP, 2010

Figura 2.3 - Produção de petróleo em bilhões de barris.

A América do Norte respondeu por 27,3% do consumo mundial de petróleo em 2009, sendo os Estados Unidos o maior consumidor mundial. A seguir, tem-se a Figura 2.4, como consumo de petróleo nas diferentes regiões no mundo.

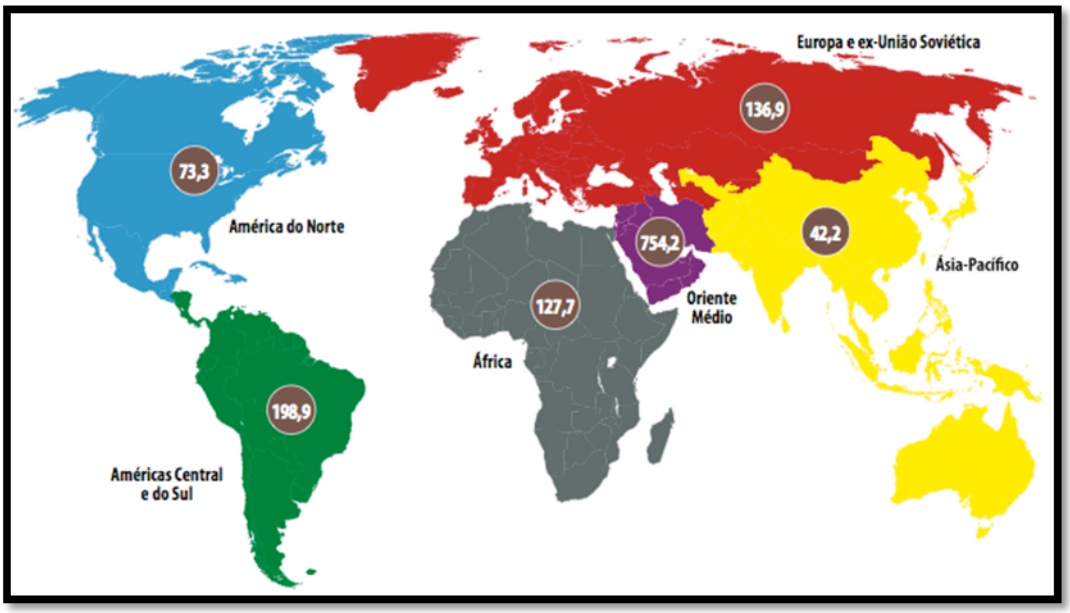


Fonte: ANP, 2010

Figura 2.4 - Consumo de petróleo em bilhões de barris.

Na Figura 2.5 visualizam-se as reservas provadas em diferentes regiões do mundo. As reservas provadas[2] de petróleo no mundo corresponderam, em 2009, ao valor de 1.331,1 bilhões de barris de petróleo. A maior concentração está na região do Oriente Médio, que possui reserva provada de mais de 750 bilhões de barris de petróleo, confirmando a participação extremamente significativa desses países no mercado de petróleo (ANP, 2010).

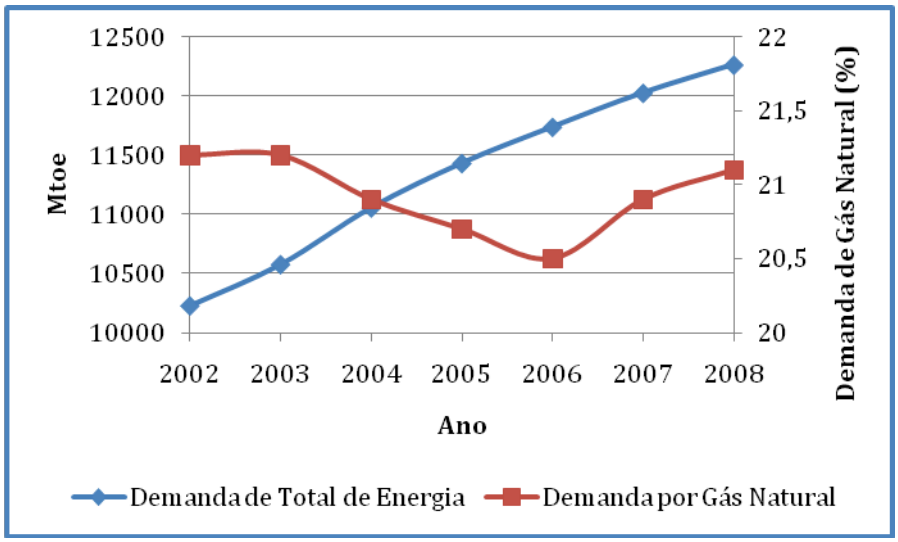
[2] Reservas provadas – no Brasil são reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pela legislação petrolífera e tributária brasileiras (ANP, 2010).



Fonte: ANP, 2010.

Figura 2.5 - Reservas provadas de petróleo em bilhões de barris.

A dependência do mundial em relação ao gás natural como fonte primária de energia permaneceu praticamente constante no período de 2002 a 2009, registrando-se um pequeno aumento após o ano de 2006, de acordo com a Figura 2.6.

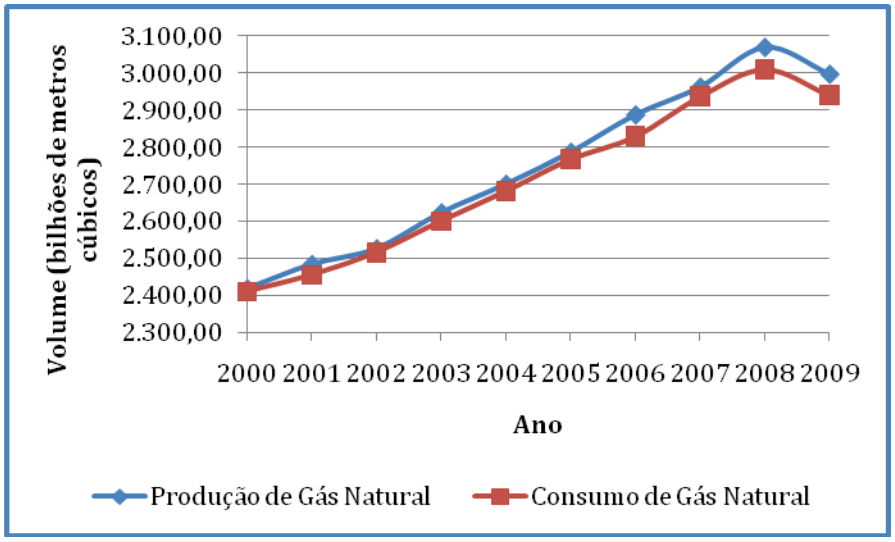


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da IEA, 2010

Figura 2.6 - Evolução da demanda mundial de energia primária e a dependência de gás natural.

No ano de 2009, o consumo de gás natural foi de 2,9 trilhões de m^3, conforme se verifica na Figura 2.7. Observa-se que o consumo mundial de gás natural, como fonte primária de energia, é um pouco inferior à produção, no período de 2000 a 2009. Entretanto,

deve ser destacado que nem todo o gás natural produzido é disponibilizado para o consumo, sendo parte da produção queimada ou ventilada durante o processo de produção, ou, ainda, reinjetada nos reservatórios como método de recuperação secundaria. Deste modo, a disponibilidade de gás natural provavelmente é inferior ao consumo exatamente como acontece com o petróleo (ANP, 2010).

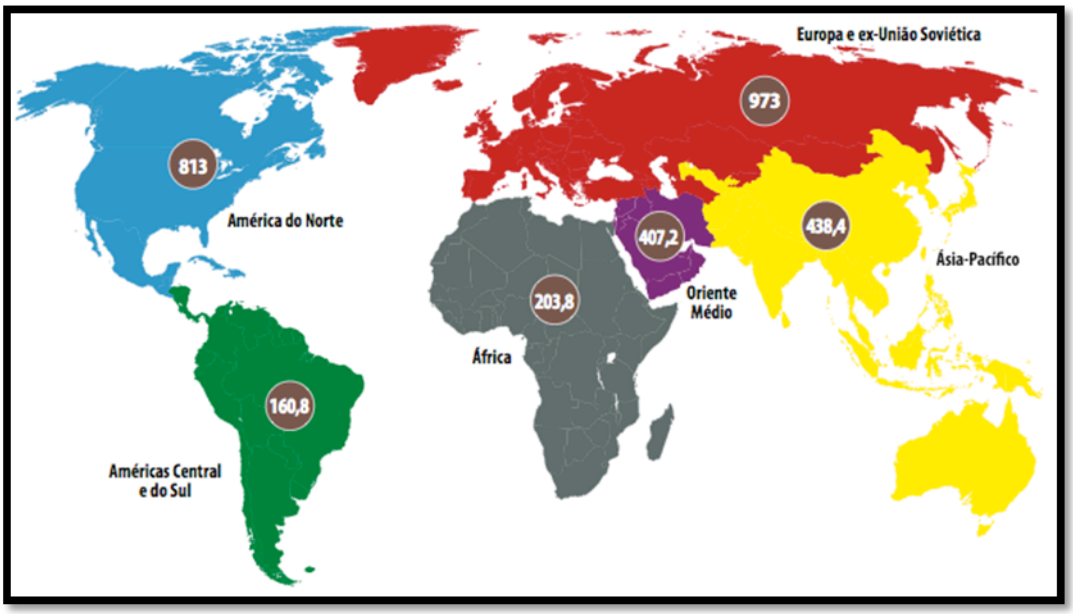


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 2.7 - Produção e consumo de gás natural no mundo.

A produção mundial de gás natural sofreu declínio, cerca de 2,4% correspondendo a aproximadamente 72 bilhões de m^3 por dia, no biênio 2008-2009, principalmente em conseqüência da crise que ocorreu no inicio de 2008, que diminuiu a produção de petróleo; e como grande parte da produção de gás natural é associada à produção de óleo, observa-se quase o mesmo declínio na produção de petróleo e de gás natural (ANP, 2010).

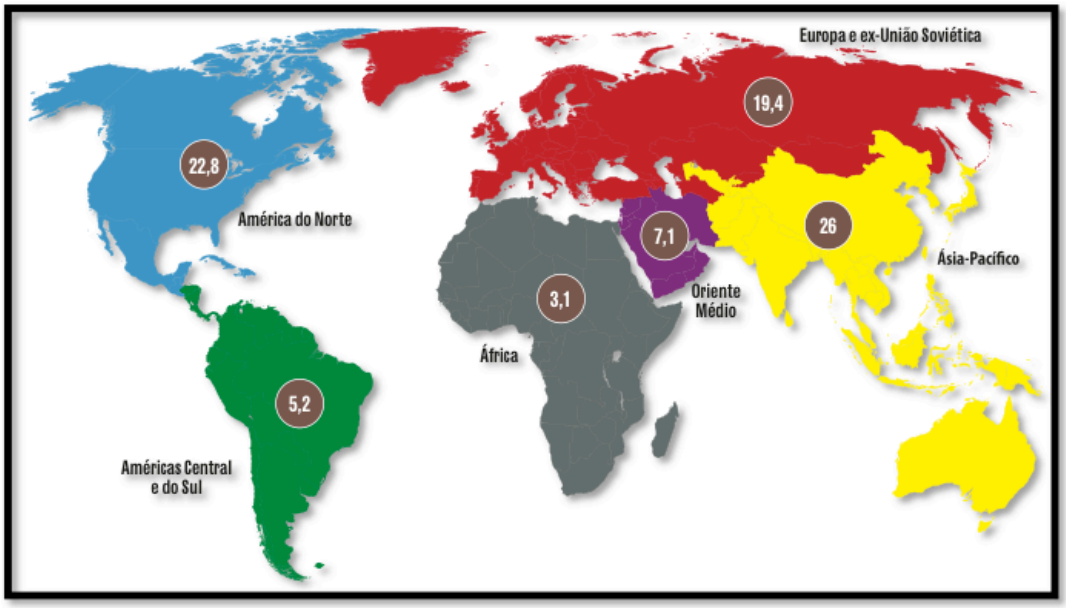
A seguir, na Figura 2.8, observa-se a produção de gás natural em diferentes regiões do mundo. Conforme afirmado anteriormente, a Europa, com os países da Ex-União Soviética, onde a Rússia é a principal produtora, responde por cerca de 32,4% da produção mundial (ANP, 2010).



Fonte: ANP, 2010

Figura 2.8 - Produção de gás natural em bilhões de m^3.

Também com relação ao gás natural, a América do Norte representou 27,6% do consumo mundial em 2009, figurando os Estados Unidos como maior consumidor mundial, com 22%, seguido pela Rússia com 13%. A Figura 2.9, apresenta o consumo de gás natural nas diferentes regiões no mundo.

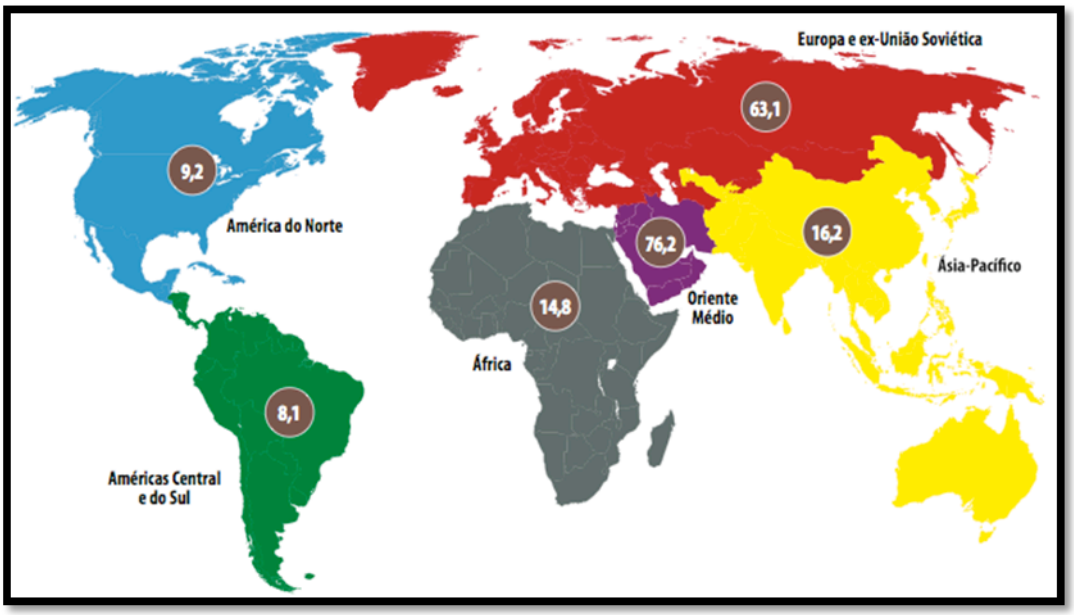


Fonte: ANP, 2010

Figura 2.9 - Consumo de gás natural em bilhões de m^3.

Na Figura 2.10 visualizam-se as reservas provadas em diferentes regiões do mundo. As reservas provadas mundiais de gás natural, em 2009, foram de 187,5 trilhões de m^3. A

maior concentração está na Europa somando-se com os países da Ex-União Soviética, que possuem reservas provadas de mais de 63,09 trilhões de m^3 (ANP, 2010).



Fonte: ANP, 2010

Figura 2.10 - Reservas provadas de gás natural em bilhões de m^3.

2.2 Panorama da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Brasil

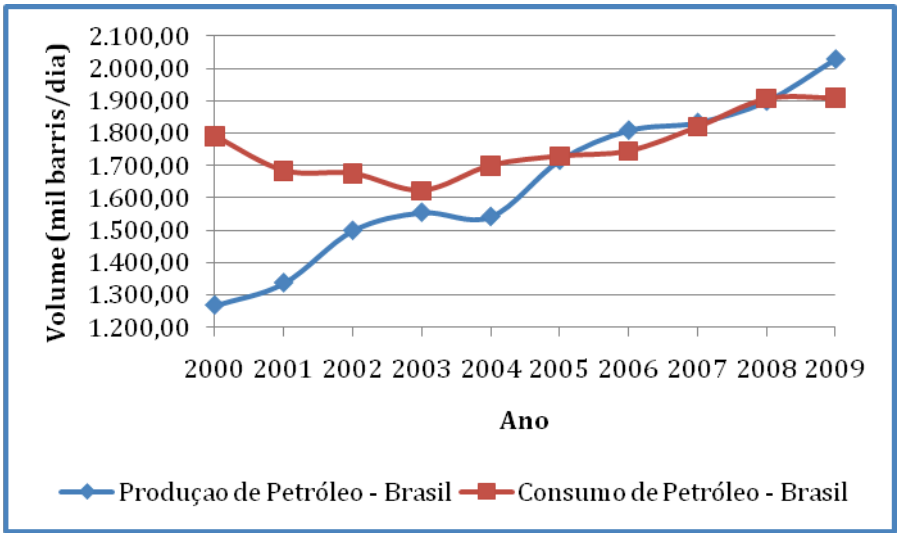
No Brasil, a história do petróleo começou em 1858, com a assinatura do Decreto n° 2.266 pelo Marquês de Olinda, concedendo a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para a fabricação de querosene, em terrenos situados nas margens do Rio Marau, na então província de Bahia (THOMAS et al, 2004).

No ano de 1919 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, que executa a perfuração de 63 poços sem sucesso nos estados do Pará, Alagoas, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (THOMAS et al, 2004).

Em 1938, já sob a responsabilidade do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), é realizada a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato na Bahia. Neste, em 21 de janeiro de 1939, a uma profundidade de 210 metros foi encontrado petróleo, pela primeira vez no Brasil. Ainda que considerado antieconômico, seus resultados deste poço foram fundamentais para o desenvolvimento das atividades petrolíferas no país. Somente em 1941 foi descoberto o primeiro campo comercial, em Candeias também na Bahia (THOMAS et al, 2004).

Após essas descobertas iniciais, a indústria do petróleo e do gás natural no Brasil apresentou grande crescimento no decorrer dos anos. O Brasil passou por marcos regulatórios no setor do petróleo, que serão descritos no Capitulo III, chegando no final de 2009 a possuir 778 áreas sob concessão, sendo 404 blocos ainda na fase de exploração, 61 campos em fase de desenvolvimento da produção e 313 campos em fase de produção (ANP, 2010).

A produção de petróleo no Brasil em 2009 atingiu o volume de 2,029 milhões de barris por dia, colocando o país na décima quarta posição entre os produtores de petróleo no mundo (ANP, 2010). De acordo com a Figura 2.11, verifica-se que a partir de 2006 a produção de petróleo foi superior ao consumo, em termos de volume, e a produção teve saltos expressivos no biênio de 2005-2006, quando aumentou em mais 300 mil barris por dia.



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 2.11 - Produção e consumo de petróleo no Brasil.

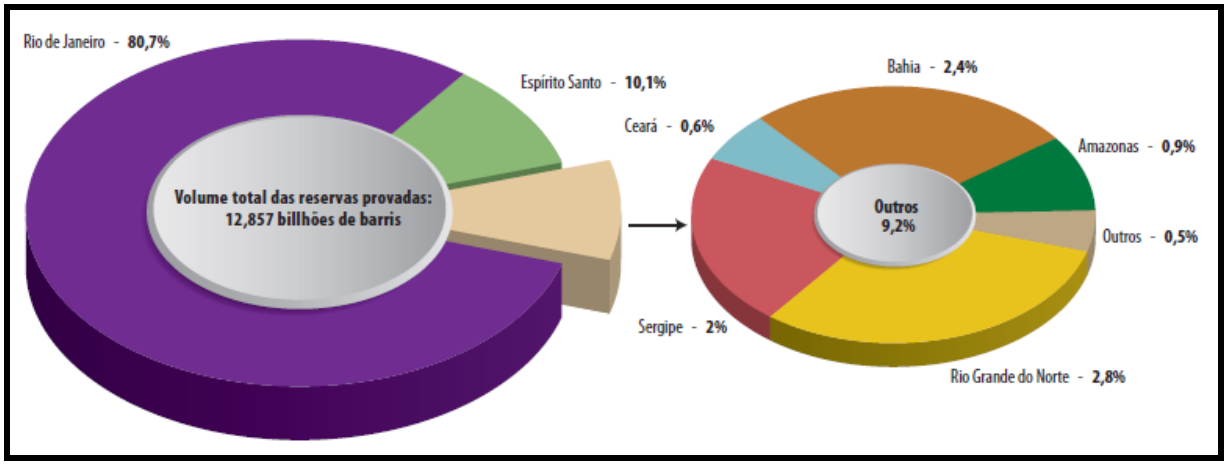
O Brasil consumiu, em média, 1,9 milhões de barris de petróleo por dia, ocupando a décima primeira posição entre os consumidores de petróleo (ANP, 2010).

As reservas totais[3], somatório das reservas provadas, prováveis[4] e possíeis[5], de petróleo do Brasil, de 21,1 bilhões de barris em 2009, alcançaram um acréscimo de 1,3% em comparação a 2008, refletindo uma taxa de crescimento anual de 5,6% nos últimos 10 anos. Já as reservas provadas aumentaram 0,4% e atingiram a marca de 12,9 bilhões de barris,

[3] Reservas Totais – somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis (ANP, 2010)
[4] Reservas Prováveis - no Brasil 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 (ANP, 2010).
[5] Reservas Possíveis - no Brasil 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 prováveis (ANP, 2010).

volume que representou 60,8% das reservas totais. Em 2009, o Brasil ocupou a 16ª (décima sexta) posição mundial quanto às reservas provadas de petróleo (ANP, 2010).

A Figura 2.12, mostra a divisão das reservas provadas de petróleo pelas Unidades da Federação.Das reservas provadas de petróleo brasileiras, 92,8% se localizam na plataforma continental, com destaque para o Rio de Janeiro, que deteve 87% das reservas provadas, e 80,7% das reservas totais (ANP, 2010).

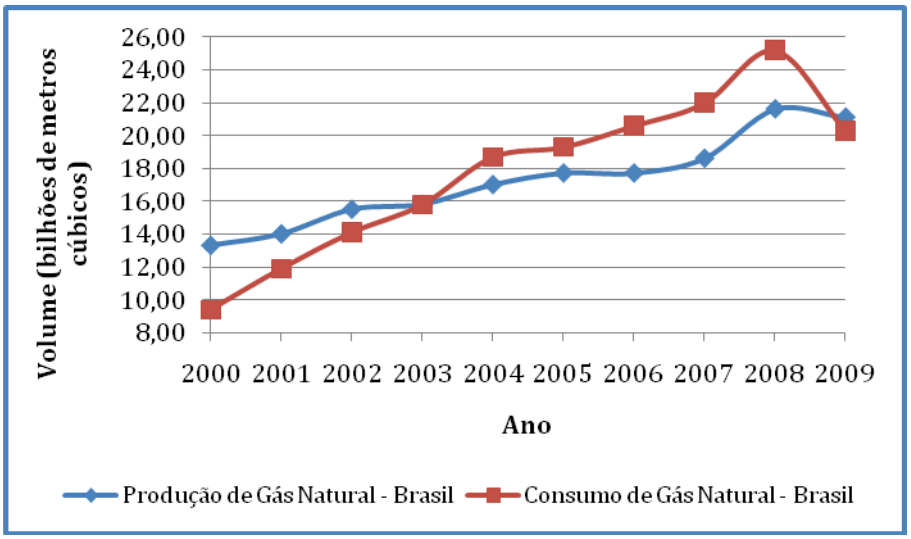


Fonte: ANP, 2010

Figura 2.12 – Reservas provadas de petróleo segundo Unidades da Federação.

Quanto ao gás natural, a produção em 2009 foi de 20,3 bilhões de m^3, ficando o país na 29ª (vigésima nona) posição entre os países produtores de gás natural.

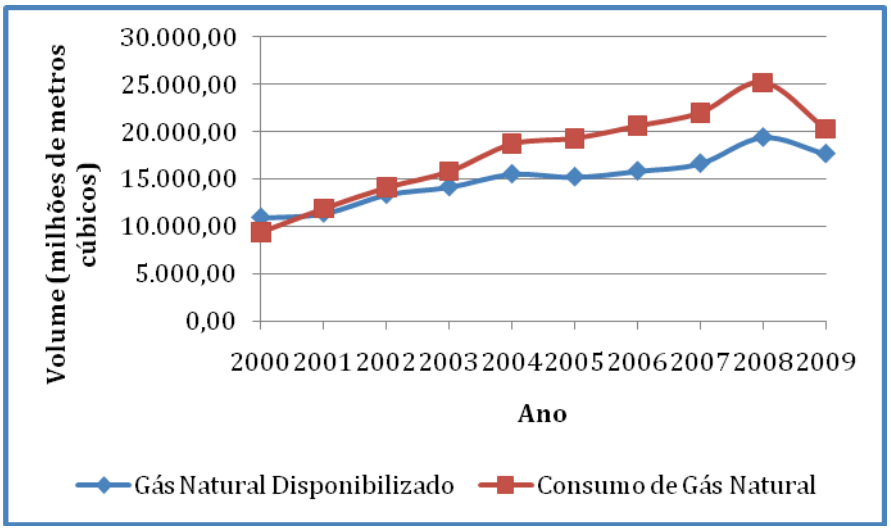
De acordo com a Figura 2.13, ao contrário do petróleo, que somente a partir de 2006 teve a produção superior ao consumo, a produção de gás natural, já em 2003, era superior ao consumo, permanecendo assim até 2009, quando novamente a demanda superou a oferta de gás natural, em termos de volume. O Brasil consumiu, em média, 20,3 bilhões de m^3, ficando em 34º (trigésimo quarto) lugar em consumo no mundo (ANP, 2010). A importação do gás natural produzido na Bolívia possibilitou o Brasil consumir mais gás natural do que produziu no período de 2003 a 2009.



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 2.13 - Produção e consumo de gás natural no Brasil.

Novamente, deve ser ressaltado que nem todo o gás natural produzido é disponibilizado para o consumo, parte da produção é queimada ou ventilada durante o processo de produção, ou ainda reinjetada, deste modo, a disponibilidade de gás natural, ou seja, o gás produzido menos o gás queimado foi inferior ao consumo para o período de 2001 a 2009 (Figura 2.14). Portanto, deve-se ter um melhor aproveitamento do gás natural produzido no país. A ANP tem implementado diversas ações para diminuir os percentuais de queima de gás natural no Brasil. O declínio de consumo e produção no ano de 2008 deve-se aos impactos da crise do petróleo iniciada nesse ano.

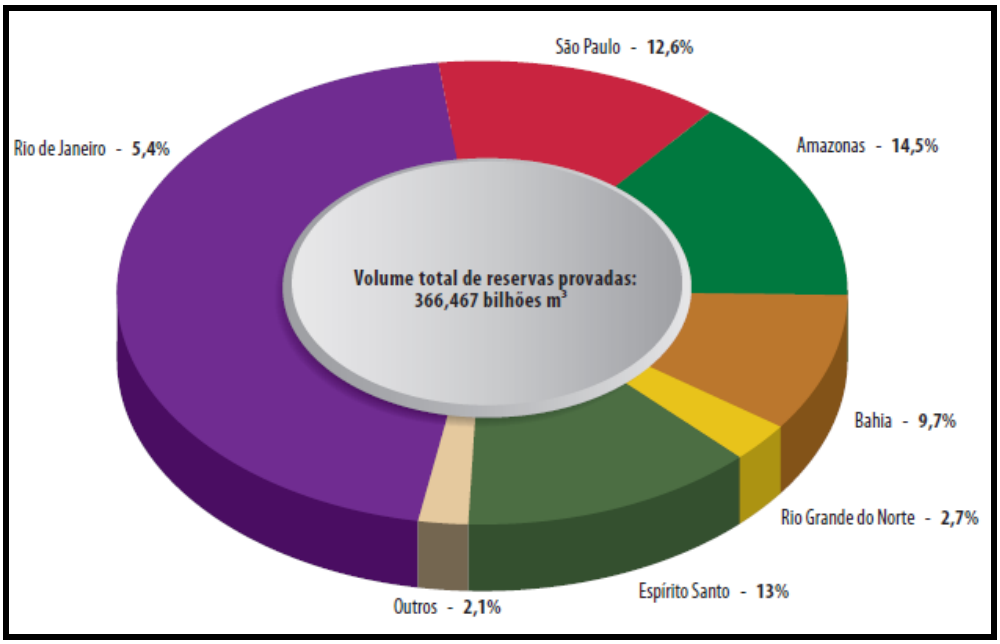


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 2.14 - Disponibilização e o consumo de gás natural no Brasil.

As reservas nacionais provadas de gás natural cresceram 0,6% e chegaram a 366,5 bilhões m³ em 2009, o que representou 61% dos 600,3 bilhões m³ de reservas totais, que aumentaram 1,9% em comparação a 2008 (ANP, 2010).

Similarmente ao petróleo, a maior parte das reservas provadas de gás natural do Brasil se encontrava, ao fim de 2009, em reservatórios marítimos (82,1%). O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas, 166,2 bilhões m³, concentrou 45,3% do volume nacional, seguido do Amazonas, cujas jazidas corresponderam a 14,3% das reservas provadas nacionais (ANP, 2010). A Figura 2.15 mostra a divisão das reservas provadas de gás natural pelas Unidades da Federação.



Fonte: ANP, 2010

Figura 2.15– Reservas provadas de gás natural segundo Unidades da Federação.

As reservas brasileiras de petróleo e gás natural estão crescendo, assim como a produção nacionale a demanda de energia no país e no mundo estão em constante crescimento. Apesar da participação do petróleo no balanço energético mundial, e também do Brasil, estar diminuindo, em função da entradas de outras fontes de energia "verde", como os biocombustíveis, energia eólica e solar entre outras.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017, do Ministério de Minas e Energia (MME, 2010), prevê uma produção crescente de petróleo até o ano de 2017, atingindo um patamar de 3,629 milhões de barris por dia e uma produção de 108,64 bilhões

de m^3 de gás natural. Este aumento de produção é baseado principalmente na produção dos campos do pré-sal.

Tal produção representará um crescimento significativo comparado com os níveis atuais de produção, deste modo, torna-se cada vez mais relevante o estudo da metodologia de cálculo dos *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural aplicada atualmente.

No Capítulo III será apresentado o arcabouço legal das atividades de Exploração e Produção da indústria petrolífera no Brasil.

Capítulo III

Arcabouço Legal da Exploração do Petróleo e Gás Natural

No Brasil, o arcabouço legal da indústria do petróleo e gás natural passou por profundas mudanças no último século. A propriedade do solo e do subsolo que eram consideradas sinônimo, assim como a pesquisa e a lavra de recursos minerais, que era permitida a qualquer pessoa, foram aos poucos passando para um modelo de monopólio estatal. Este capítulo apresenta estas mudanças observadas na legislação chegando ao modelo dos dias atuais.

3.1 Período Pré-Conselho Nacional do Petróleo

3.1.1 Constituição de 1891 e o Decreto nº 15.211/1921

A Constituição de 1891, estabeleceu em seu art. 72 que: *"As minas pertencem aos proprietários do solo, salvas as limitações que forem estabelecidas por lei a bem da exploração deste ramo de indústria"* (BRASIL, 2010).

Deste modo, a propriedade dos recursos minerais existentes no subsolo era do proprietário do solo, podendo a União limitar legalmente esta propriedade. Esta Constituição também não previa compensações financeiras para a União sobre os recursos porventura explorados.

Em 1921, através do Decreto nº 15.211, de 28 de dezembro de 1921, foi aprovado o Regulamento Relativo a Propriedade e Exploração de Minas. Este ato normativo, em seu art. 6º estabelece que é distinta a propriedade da mina da propriedade do solo, e, ainda, que nos aforamentos e alienações de áreas da União, não se compreenderia a propriedade da mina (BRASIL, 2010).

O proprietário podia inclusive dispor da mina e do solo separadamente consoante o art. 8º que diz *ipsis litteris "É permittido ao proprietario separar a mina do sólo para o fim de a arrendar, hypothecar ou alienar, e póde faze-lo com relação á propriedade do sólo, reservando para si a da mina"(sic)* . A União caberia a propriedade somente de minas descobertas em suas áreas, conforme determina o art. 22 *"Todo o individuo nacional ou*

estrangeiro residente no Brasil, assim como qualquer corporação ou companhia legalmente constituida, póde manifestar o descoberto de uma mina."(sic).

Contudo, no ano de 1926, a Constituição de 1891 sofre uma Emenda Constitucional que restringiu a possibilidade de um estrangeiro deter a propriedade de minas no Brasil, esse foi o primeiro passo para o monopólio estatal na exploração de petróleo no país, evidenciando o caráter estratégico do petróleo no Brasil (MATOS, 2007).

3.1.2 Início da Nacionalização das Atividades de Exploração dos Recursos Minerais

A promulgação da Constituição de 1934 consolidou a distinção da propriedade dos recursos do subsolo da propriedade de solo, iniciadas através do Decreto nº 15.211/1921, pois o seu art. 118º estabeleceu que: *"As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água, constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial"* (BRASIL, 2010).

As atividades de exploração das jazidas dependiam, a partir de então, de autorização ou concessão federal, segundo o art. 119 : *"O aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, bem como das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, depende de autorização ou concessão federal, na forma da lei."* . Outro marco desta constituição foi o parágrafo 1º, deste artigo, que tornou constitucional a nacionalização das atividades de exploração de recursos minerais:*"As autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil, ressalvada ao proprietário preferência na exploração ou co-participação nos lucros"* (BRASIL, 2010).

No art. 12 das Disposições Transitórias desta Constituição, previa-se a revisão dos contratos firmados com particulares ou empresas que explorassem a indústria demineração. Assim, observa-se que a União a partir deste momento poderia exigir a nacionalização das atividades nos moldes previstos, na então nova, constituição do país.

3.1.3 A Constituição de 1937 e a Criação do Conselho Nacional do Petróleo

A Constituição de 1937 manteve a distinção da propriedade do solo e do subsolo, estabeleceu a obrigatoriedade de autorização federal para atividades de aproveitamento industrial de minas e jazidas e foi inovadora em seu parágrafo 1º do art. 143, ao estabelecer

que a autorização somente poderá ser concedida a brasileiros ou empresas constituídas de acionistas brasileiros, restringindo ainda mais a participação estrangeira no setor e ampliando a nacionalização iniciada no texto constitucional anterior (BRASIL, 2010).

O Código de Minas estabelecido pelo Decreto nº 24.642, de 10 junho 1934 estabeleceu que as jazidas de petróleo e gases naturais são propriedades da União ou dos Estados, conforme seu art. 97: *"As jazidas de petróleo e gases naturais acaso existentes no território nacional pertencem aos Estados ou á União"* Entretanto, tornou possível a autorização para a pesquisa e a concessão para a lavra do petróleo de acordo com o disposto neste Código (BRASIL, 2010).

O Decreto-Lei nº 366, publicado em abril de 1938, implementou modificações à norma retrocitada. Em seu art. 108, prevê o pagamento para o Governo Federal da quota de nove por cento da produção efetuada em petróleo bruto ou o valor correspondente em dinheiro, configurando o pagamento do que hoje a legislação estabelece como *royalty* (BRASIL, 2010).

O Conselho Nacional do Petróleo (CNP) foi criado a partir do Decreto-Lei nº 395, de abril de 1938, sendo o órgão da Administração Pública responsável, segundo o art. 2º, por:

> *"I - autorizar, regular e controlar a importação, a exportação, o transporte, inclusive a construção de oleodutos, a distribuição e o comércio de petróleo e seus derivados, no território nacional;*
>
> *II – autorizar a instalação de quaisquer refinarias ou depósitos, decidindo de sua localização, assim como da capacidade de produção das refinarias, natureza e qualidade dos produtos refinados;*
>
> *III – estabelecer, sempre que julgar conveniente, na defesa dos interesses da economia nacional e cercando a indústria de refinação de petróleo de garantias capazes de assegurar-lhe êxito, os limites, máximo e mínimo, dos preços de venda dos produtos refinados – importados em estado final ou elagarado no país – tendo em vista, tanto quanto possível, a sua uniformidade em todo o território da República".*

O Decreto-Lei nº 395/1938 definiu as bases da indústria do petróleo no país, e determinou que o capital social das empresas fosse de brasileiros natos, consolidando a tendência nacionalista para a indústria do petróleo no país.

3.2 O Monopólio Estatal e a Criação da Petróleo Brasileiro S. A. - Petrobras

Em setembro de 1943, uma nova constituição foi promulgada, esse texto constitucional não trouxe novidades para a indústria do petróleo e todas as restrições

estabelecidas no texto anterior foram mantidas, ou seja, distinção entre propriedade do solo e riquezas do subsolo, exigência de autorização ou concessão federal para a atividade industrial e somente concessão para brasileiros ou a sociedades organizadas no país (BRASIL, 2010).

A Lei nº 2.004, de outubro de 1953, que estabelecia, através do art. 1º, o monopólio da União a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros, existentes no território nacional; a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro e o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no país, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem (BRASIL, 2010).

Além disso, determinava que o monopólio da União que seria realizado por meio do CNP como órgão de orientação e fiscalização e por meio da Petróleo Brasileiro S. A. e das suas subsidiárias, como órgãos de execução.

Essa Lei foi a responsável por mais de 40 anos, pela regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. A Petrobras e suas subsidiárias, como executoras do monopólio da União, ficavam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, de acordo com as regras estabelecidas em lei para esta compensação sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixasse a lavra do petróleo ou se localizassem as instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, que operassem.

3.3 A Constitucionalização do Monopólio Estatal

Finalmente, através da Constituição de 1967, o monopólio da União sobre as atividades de pesquisa e lavra de petróleo no Brasil foi consagrado no texto da Carta Magna do país.

O art. 162 estabeleceu: *"A pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei."* . A Lei a que se faz referência na Constituição na época de sua promulgação é a Lei 2.004/1953. A Emenda Constitucional de 1 de outubro de 1968 não alterou o que o texto original de 1967 dispôs, permanecendo o monoplólio a ser exercido nos termos dessa lei (BRASIL, 2010).

A Constituição de 1988, em vigor atualmente, em seu art. 177, estabelece que (BRASIL, 2010):

Constituem monopólio da União:

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

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§ 1º O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, § 1º.

Deste modo, permanece o monopólio da União em todas as atividades de pesquisa, lavra, refino, importação, exportação e transporte de petróleo e derivados no país, além de vedar expressamente a cessão ou concessão de qualquer tipo de participação na exploração de jazidas de petróleo e gás natural, salvo o disposto do art. 20, § 1º.

3.4 A "Quebra" do Monopólio Estatal

O panorama legal da indústria do petróleo no Brasil sofreu uma significativa mundança com a edição da Emenda Constitucional nº 9 em 1995.

Através da Emenda Constitucional nº de 9, foi dada nova redação ao art. 177 da Constituição Federal de 1988, permitindo que a União pudesse contratar junto a empresas estatais e privadas atividades da indústria do petróleo, encerrando o monopólio da União, que era exercido pela Petrobras (BRASIL, 2010). A seguir o art. 1º da EC09/1995.

O § 1º do art. 177 da Constituição Federal passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 177 .....

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei."

Essa Emenda não alterou a propriedade dos recursos do subsolo nacional, entretanto permitiu a União contratar empresas privadas, constituídas conforme as leis brasileiras, para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

3.5 A Lei nº 9.478/1997 e o Conselho Nacional de Política Energética

A EMC09/1995, estebelece que a contratação de empresas para as atividades de exploração e produção de petróleo deve observar as condições estabelecidas em lei (BRASIL, 2010). Traz, no art. 2º, ainda os aspectos mínimos que essa lei deve normatizar conforme o seguinte texto:

> *Inclua-se um parágrafo, a ser enumerado como § 2º com a redação seguinte, passando o atual § 2º para § 3º, no art. 177 da Constituição Federal:*
>
> *"Art. 177 .....*
>
> *§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:*
>
> *I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;*
>
> *II - as condições de contratação;*
>
> *III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União".*

Deste modo, em 6 de agosto de 1997, foi sancionada a Lei nº 9.478 que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e cria a Agência Nacional do Petróleo, em cumprimento ao estabelecido na Constituição através da EMC09/1995.

3.5.1 O Conselho Nacional de Política Energética

A Lei n° 9.478/1997 (BRASIL, 2010), definiu as seguintes atribuições para o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):

> *I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;*

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

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

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

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

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

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

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

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, responsável por formular e propôr as diretrizes de energia no país, que para o setor de petróleo e gás natural devem ser implementadas pela ANP, após a aprovação da Presidência da República.

3.6 A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Conforme determinação constitucional, a Lei nº 9.478/1995 instituiu a Agência Nacional do Petróleo, modificada em 2005 pela Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005,

passando a ser deominada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Esta lei introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira (BRASIL, 2010).

> *"Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíves - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia."*

Apesar da lei de criação da ANP ser de agosto de 1997, somente através do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, a ANP foi implementada (BRASIL, 2010).

As atribuições da ANP foram estabelecidas principalmente no art. 8º da lei, tendo como principal destaque promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

A Portaria ANP nº 69, de 6 de abril de 2011, aprova o Regimento Interno da ANP. Para a contextualização deste trabalho é importante apresentar as atribuições da Superintendência de Controle das Participações Governamentais (SPG), Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) e o Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural (NFP).

3.6.1 Superintendência de Controle das Participações Governamentais

O Regimento Interno da ANP, aprovado pela Portaria ANP nº 69, de 6 de abril de 2011, estabelece as atribuições para a Superintendência de Controle das Participações Governamentais em seu art. 24º, sendo as atribuições que merecem destaque nesta dissertação as seguintes:

> *"I – controlar, calcular, auditar e efetuar a distribuição do pagamento das Participações Governamentais e de terceiros, garantindo o atendimento às leis, portarias e regulamentos vigentes;*
>
> *V - determinar o preço de referência do petróleo e do gás natural para efeito de pagamento das Participações Governamentais;"*

Deste modo, fica delimitado o setor interno da ANP responsável por calcular os preços de referência para o petróleo e o gás natural e, ainda, por calcular e auditar o pagamento das

Participações Governamentais no País, entre elas os *royalties*, objeto de análise deste trabalho.

Mensalmente, a ANP divulga através de seu sítio eletrônico, os preços de referência de petróleo e gás natural para o cálculo das Participações Governamentais, assim como os volumes de produção fiscalizada, dados necessários para o calculo dos *royalties*, conforme determina o Decreto n° 2.705/1998.

3.6.2 Superintendência de Desenvolvimento e Produção

O Regimento Interno da ANP estabelece as atribuições para a Superintendência de Desenvolvimento e Produção no art. 23º, onde destacam-se para esta dissertação as seguintes atribuições:

> *"IV - propor regulamentação técnica, relativa ao controle da produção de petróleo e gás natural, observando a preservação dos recursos petrolíferos, a segurança das operações e a preservação ambiental, na condução das atividades de desenvolvimento e produção;*
>
> *V - fiscalizar a execução das atividades de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, visando à conservação e ao uso racional do petróleo e do gás natural;*
>
> *VI - efetuar a avaliação e o controle, emitindo parecer referente aos planos de desenvolvimento, aos programas anuais de trabalho, orçamento e produção, aos boletins mensais de produção e atividades de desenvolvimento e produção apresentados pelos concessionários;"*

Os volumes da produção fiscalizada são recebidos e analisados pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção e disponibilizados no sítio eletrônico da ANP, mensalmente.

3.6.3 Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural

O Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural está vinculado à Superintendência de Desenvolvimento e Produção, e de acordo com o art. 43º possui as seguintes atribuições diretamente relacionadas às análises desta dissertação:

> *"I - fiscalizar os sistemas de medição nas instalações de petróleo e gás natural;*
>
> *II - fiscalizar a movimentação de petróleo e gás natural nas instalações de embarque e desembarque referentes às estações terrestres*

coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural;

III - propor a regulamentação técnica, os procedimentos e as diretrizes relativos à medição da produção de petróleo e gás natural, em conjunto com as demais instituições governamentais competentes;

IV - verificar a integridade dos dados de produção fornecidos pelos concessionários; V - analisar o desempenho técnico-operacional dos concessionários, buscando estabelecer referências para o controle e a medição da produção, no que se refere a padrões operacionais;"

Deste modo, o Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural é o responsável por fiscalizar e garantir a fidedignidade dos volumes fornecidos para a ANP que serão utilizados para os cálculos das Participações Governamentais (ANP, 2010).

3.7 A Lei nº 12.276/2010 – Cessão Onerosa

A Lei nº 12.276, de 30de junho de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente a Petrobras o exercício de atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em determinadas áreas a serem delimitadas no contrato de cessão onerosa.

A lei também atribui para a ANP a regulação e fiscalização as atividades a serem realizadas pela Petrobras, como pode sr observado a seguir:

"Art. 7o Caberá à ANP regular e fiscalizar as atividades a serem realizadas pela Petrobras com base nesta Lei, aplicando-se, no que couber, o disposto na Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Parágrafo único. A regulação e a fiscalização de que trata o caput abrangerão ainda os termos dos acordos de individualização da produção a serem assinados entre a Petrobras e os concessionários de blocos localizados na área do pré-sal."

3.8 A Lei nº 12.351/2010 – Partilha de Produção

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu o regeime de partilha da produção em áreas do pre´sal e em áreas estratégicas para o exercício de atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos.

Assim, um breve histórico do arcabouço legal das atividades de Exploração e Produção da indústria petrolífera no Brasil foi apresentado, e no Capítulo IV será abordado o *royalty*, incluindo uma explanação sobre a sua cobrança nas atividades de Exploração e Produção da indústria petrolífera no Brasil.

Capítulo IV

Os *Royalties*

Uma descrição mais detalhada sobre os *royalties*, o que são, para que se destinam, e como é realizada a cobrança dos *royalties* nas atividades de Exploração e Produção da indústria petrolífera brasileira será apresentada neste capítulo.

4.1 O que são *royalties*?

Os *royalties* são uma das formas mais antigas de pagamento de direitos. A palavra royalty vem do inglês "royal", que significa "da realeza" ou "relativo ao rei". Originalmente, era o direito que o rei tinha de receber pagamento pelo uso de minerais em suas terras (ANP, 2001).

A evolução da teoria econômica estabelece como *royalty* o valor a ser pago pela exploração de recursos naturais finitos devido a sua futura exaustão (CARVALHO, 2008). Os royalties são uma compensação a sociedade pela exploração desses recursos não renováveis. Essa compensação não é um tributo, pois tributo são valores cobrados para fazer frente a custos do Estado em oferecer serviços de segurança, educação, saúde, etc (LIMA, 2007).

Na indústria do petróleo, a legislação brasileira, através do art. 11 do Decreto nº 2.705/1998, define *royalties* como: *"compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção"* (BRASIL, 2010).

4.2 Para que servem os *royalties*?

O objetivo dos *royalties* é o de garantir às gerações futuras, que não possuirão os recursos, o bem estar e o seu sustento quando não puderem mais contar com o recurso natural exaurível. Desta forma, o pagamento de uma compensação procura reestabelecer a condição de eqüidade (HOTELLING, 1931 apud CARVLHO, 2008).

O simples pagamento dos *royalties* não é suficiente para garantir a justiça intergeracional, para isso, os recursos devem ser aplicados de maneira a atender as gerações futuras e sua sustentabilidade com outras fontes de energia.

No Brasil, a maior parte dos *royaties* fica com a União, e esta é a principal responsável por aplicá-lo em políticas de pesquisa e desenvolvimento que promovam a diversificação não somente da produção, mas também da matriz energética, como tentativa de contribuir para a sustentabilidade do país quando da exaustão do petróleo. Outras políticas públicas que incentivem a geração de renda futura pela diversificação da economia, como as relacionadas à educação, infra-estrutura e saúde também são uma boa aplicação dos *royalties* recebidos pela União (CARVALHO, 2008).

4.3 Arcabouço legal dos Royalties no Brasil

4.3.1 A Lei nº 2.004/1953 e suas modificações

A cobrança de *royalties* no Brasil teve início na Lei nº 2.004/1953, na época ficava a Petrobras, e suas subsidiárias, obrigada a pagar indenização no valor de 5% sobre o petróleo, gás natural ou xisto, extraídos. Os valores do petróleo e xisto extraídos eram fixados pelo CNP, e o pagamento era trimestral. Nota-se que a lei não estabelecia quem seria o responsável e nem como seria calculado o preço do gás natural no país (BRASIL, 2010).

A Lei nº 3.257/1957 alterou o art. 27º da Lei nº 2.004/1953, entretanto apenas explicitou a distribuição entre Estados e Municípios, pois o percentual relativo a cada um deles permaneceu o mesmo. Destaca-se que nessa nova oportunidade ainda não era estabelecida a forma de cálculo do preço do gás natural e nem o seu responsável (BRASIL, 2010).

Em abril de 1969, o Decreto-Lei nº 523, acrescentou ao art. 27 da Lei nº 2.004/1953, o pagamento de royalties para a exploração e produção de petróleo e gás natural na plataforma continental, tendo fixado a alíquota em 5% sobre o valor da produção. Novamente nada foi alterado em relação ao preço do gás natural. O Decreto-Lei nº 1.288/1973, alterou o destino dos royalties referentes a produção em plataforma continental, que antes era o Departamento Nacional de Produção Mineral e o Ministério da Educação e Cultura, passando para o Conselho Nacional de Petróleo (BRASIL, 2010).

A Lei nº 7.453/1985, alterou novamente o art 27º da Lei nº 2.004/1953, e, pela primeira vez, estabeleceu para o CNP a atribuição de fixar os preços do petróleo e também o do gás natural para o pagamento dos *royalties* pela Petrobras e suas subsidiárias (BRASIL, 2010).

Em dezembro de 1989, com a publicação da Lei n° 7.990, o art. 27º da Lei nº 2.004/1953 houve uma nova modificação, sendo novamente alterados os percentuais destinados a Estados e Municípios. A inovação desta lei foi na distribuição dos *royalties* da produção na plataforma continental, que antes era exclusivo da União, também para Estados e Municípios confrontantes aos campos produtores. Outra inovação desta lei foi a delegação para o Poder Executivo para regulamentá-la. Deste forma, foi publicado o Decreto nº 1/1991 regulamentando a Lei n° 7.990/1989. O decreto estabeleceu as regras para a distribuição dos royalties devidos e ainda atribuiu ao Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) a fixação dos preços de petróleo, do xisto bentuminoso e do gás natural para o pagamento dos *royalties*, seguindo alguns critérios também definidos no decreto (BRASIL, 2010).

4.3.2 A legislação atual - Lei nº 9.478/1997

Com o a publicação da Lei nº 9.478/1997, é elevada a alíquota de *royalties* para 10% da produção de petróleo e gás natural, podendo esta porcentagem ser reduzida até um patamar mínimo de 5%, ficando o percentual variável a ser determinado no edital de licitação (BRASIL, 2010):

> *"Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.*
>
> *§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.*
>
> *§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.*
>
> *§ 3º A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos."*

A lei também estabelece que a parcela de *royalties* até 5% deve seguir os procedimentos determinados na Lei nº 7.990/1989 e pelo Decreto nº 1/1991, ficando a parcela superior aos 5%, a ser determinada através de decreto do Presidente da República (BRASIL, 2010).

Em 3 de agosto de 1998, o Decreto nº 2.705, definiu os critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais de que tratava a Lei nº 9.478/1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

> *"Art. 12. O valor dos royalties, devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto.*

Desta forma foi estabelecida a Equação 4.1 para o cálculo dos *royalties*:

$$\boxed{\textit{Royalty} = \text{Volume Produzido x Preço de Referência x Alíquota}} \qquad (4.1)$$

O mesmo diploma legal estabeleceu as regras para a determinação tanto dos volumes de produção de petróleo e gás natural como o cálculo dos preços de referências dos mesmos.

O art. 3º do decreto contém algumas definições,que serão aplicadas no desenvolvimento desta dissertação (BRASIL, 2010).

Os Pontos de Medição da Produção são definidos como os pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão.

O ponto de medição é onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido no campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição. Além disso, o momento em que se efetivar tal medição, será aquele que definirá quando o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se, então, ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes.

Deste modo, os pontos de medição, juntamente com a efetiva medição de volumes, são a fronteira entre a propriedade da União e a propriedade privada. Os volumes que serão

utilizados para os cálculos dos *royalties*, conforme Equação 4.1, são os volumes medidos nestes pontos.

O Preço de Referência é definido como sendo o preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 8º e 9º do Decreto nº 2.705/1998.

Para o cálculo do Volume de Produção o decreto também definiu quais seriam as parcelas que devem ser computadas e quais podem ser desconsideradas. Determinando que o Volume da Produção dever ser calculado da seguinte maneira: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP.

No cálculo do Volume da Produção também devem ser incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em *flares* em prejuízo de sua comercialização, sendo excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em *flares*, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente, em até quarenta e oito horas, perante ela justificada pelo concessionário, por escrito.

A Portaria ANP nº 249/2000, estabeleceu, entre outros, os critérios de aprovação pela ANP de volumes de gás natural isentos de pagamento de *royalties* (ANP, 2010).

4.3.3 Legislação do Cálculo dos Volumes de Produção de Petróleo e Gás Natural

O capítulo III do Decreto nº 2.705/1997 trata da medição dos volumes de produção, e estabelece que a ANP emitirá regras específicas sobre a periodicidade da medição, os procedimentos a serem utilizadas para a medição dos volumes produzidos e as providências a serem tomadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros.

O Decreto nº 2.705/1997 regulamenta ainda o envio mensal dos volumes de petróleo e gás natural efetivamente produzidos e efetivamente recebidos pelos concessionários (BRASIL, 2010).

> *Art 6º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento.*

As regras específicas sobre a medição dos volumes de petróleo e gás natural foram determinadas através da Portaria Conjunta nº 1 ANP/Inmetro, de 19 de junho de 2000, que aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, estabelecendo as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos (ANP, 2010).

4.3.4 Legislação do Cálculo dos Preços do Gás Natural

A forma de determinação dos preços de referência de petróleo e gás natural é tratada no capítulo IV do decreto (BRASIL, 2010).

O preço de referência para o gás natural foi definido no art 8º do decreto como: o preço a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área da concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores.

Como o art 8º estabeleceu a fixação do preço de referência do gás natural baseando-se nos contratos de fornecimento, também fixou a regra para a hipótese de inexistência de contratos de venda do gás natural.

> *"Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, 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 refletirem as condições*

normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios."

Com a publicação da Resolução ANP nº 40/2009, a ANP estabeleceu novos critérios para determinação do preço mínimo do gás natural na hipótese prevista no parágrafo 4° do art. 8º do Decreto 2.705/1998.

Antes da publicação da Resolução ANP n° 40/2009, o preço de referência do gás natural foi calculado através de critérios estabelecidos em diversas Portarias da ANP, que sempre vincularam o preço do gás natural ao preço de uma carteira de óleos, citando Portarias Interministeriais (ANP, 2010).

A ANP publicou em 2001, o Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural com objetivo de explicar o processo de cálculo e distribuição dos royalties, que são pagos pelas empresas produtoras de petróleo e gás natural e transferidos pela ANP aos governos estaduais e municipais e órgãos da União (ANP, 2001).

O Guia dos Royalties do Petróleo e Gás Natural descreve que:

4.2 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.

...

4.2.2 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.

A Portaria Interministerial nº 3/2000 estabelece o critério de fixação de preço de referência de gás natural na entrada do gasoduto, e este, por força da Portaria ANP nº 45, de 15 de março de 2000, é o preço de referência do gás natural produzido nas áreas concedidas pela ANP. O preço era calculado baseado na composição de óleos combustíveis cotados pela PLATT's (ANP, 2010).

Observa-se que para o cálculo dos *royalties* é necessário conhecer:

(i) A alíquota de *royalties* estabelecida para a concessão;

(ii) o volume produzido; e

(iii) o preço de referência.

A alíquota é definida no contrato de concessão. Para a concessão de Rio Urucu, objeto de estudo nesta dissertação, o valor da alíquota é igual a 10%. Já para a determinação dos volumes produzidos devem ser seguidas as exigências da Portaria Conjunta nº 1 ANP/Inmetro, e para o cálculo do preço de referência, no caso do gás natural, deve ser obedecida a metodologia do art 8º do Decreto nº 2.705/1998.

4.3.4 A Lei nº 12.276/2010 – Cessão Onerosa

Em realação as Participações Governamentais para este novo regime de exploração e Produção de petróleo no país, a lei estabelece que:

> *"Art. 5 Serão devidos royalties sobre o produto da lavra de que trata esta Lei nos termos do art. 47 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.*
>
> *§ 1o A parcela do valor dos royalties que representar 5% (cinco por cento) da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei no 7.990, de 28 de dezembro de 1989.*
>
> *§ 2o A parcela do valor dos royalties que exceder a 5% (cinco por cento) da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997."*

Desta forma, em relação aos royalties, não houve mudança na forma de cálculo, porém a lei não estabelece a cobrança de Participação Especial.

4.3.5 A Lei nº 12.351/2010 – Partilha de Produção

Esta lei estabeleceu que serão Recetas Governamentais os royalties, o bônus de assinatura e, para as concessões terrestres, a particitação ao proprietário da terra onde localiza-se a produção.

A lei veda expressamente a aplicação do art. 50 da Lei n° 9.478/1997 aos contratos de partilha da produção, deste forma fica vedada a combrança da Participação Especial.

Desta forma, em relação a cobrança dos royalties, não ocorreram mudanças na forma de cálculo mesmo com a entradas dos novos regimes de exploração e produção no país.

Capítulo V

Processamento e Movimentação de Gás Natural

Neste capítulo será abordado o gás natural, suas características, propriedades, processamento e a sua movimentação.

5.1 O Gás Natural

Após o Protocolo de Quioto o gás natural assumiu um papel estratégico na produção de energia primária, devido à menores emissões de gases do efeito estufa. Sua participação na matriz energética brasileira aumentou a partir da Lei n° 9.478/1997 (VAZ et al, 2008).

5.1.1 Definições de Gás Natural

A Lei n° 9.478/1997 definiu o gás natural da seguinte maneira (BRASIL, 2010):

> *"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"*

Desta maneira, no Brasil esta é a definição oficial adotada para o gás natural, porém outras definições podem ser encontradas na literatura: gás natural é o gás associado com o petróleo no reservatório, contendo predominantemente metano, e outros hidrocarbonetos combustíveis como também outros compostos não hidrocarbônicos (SPEIGHT, 1998).

Gás natural é o nome dado às misturas de hidrocarbonetos que, quando estão nas condições de superfície se apresentam na forma gasosa (ROSA ET al, 2006 apud COSTA, 2010).

Gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos cuja composição abrange desde o metano até o hexano. Encontra-se na forma livre ou associado ao óleo em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de diluentes e contaminantes (THOMAS et al, 2004).

5.1.2 Constituintes do Gás Natural

O gás natural é constituído predominantemente por hidrocarbonetos parafínicos e outros compostos que são conhecidos como não-hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos apresentam cadeia carbônica constituída por ligações simples, e com até 12 átomos de carbono (VAZ et al, 2008).

A seguir, apresentam-se algumas características dos hidrocarbonetos constituintes do gás natural. O metano é o hidrocarboneto mais simples e é predominantemente utilizado como combustível e na fabricação de uréia e metanol.

O etano é usado na síntese de etileno, que é matéria-prima para a fabricação de polietilenos. O propano é um dos componentes do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), utilizado como combustível em fogões residenciais e industriais, e é matéria-prima para a síntese de propileno, insumo para a fabricação de polipropilenos. Já o butano, também é componente do GLP e, é muito utilizado na indústria de borrachas sintéticas (VAZ et al, 2008).

Quanto aos compostos não-hidrocarbônicos destaca-se o nitrogênio, que por ser inerte e não apresentar valor energético reduz o poder calorífico da mistura gasosa, e o dióxido de carbono, um gás ácido que na presença de água livre forma solução corrosiva, exigindo materiais mais resistentes na fabricação das linhas de transporte do gás (MADEIRA, 2008).

5.1.3 Composição do Gás Natural

A composição química do gás natural é apresentada na forma de porcentagem volumétrica, ou quantidade de matéria, para todos os componentes do gás. A seguir é apresentada na Tabela 5.1 uma composição generalizada do gás natural.

Tabela 5.1 – Composição generalizada do gás natural.

Componete	Variação da Composição (%)
Metano	70-98
Etano	1-10
Propano	traços-5
Butano	traços-2
Pentano	traços-1
Hexano	traços-0,5
Heptano e maiores	0-traços
Cicopropano	traços
Ciclohexano	traços
Benzeno	traços
Nitrogênio	traços-15
Dióxido de Carbono	traços-1
Gás Sulfídrico	traços ocasionalmente
Hélio	traços-5
Água	traços-5
Outros compostos de nitrogênio e enxofre	traços ocasionalmente

Fonte: Adaptado de Speigth, 1998.

5.1.4 Análise do Gás Natural

Diversos métodos são utilizados para a determinação da composição do gás natural, porém o mais usado é a análise cromatográfica. A cromatografia gasosa baseia-se no principio da diferença de velocidade da migração de componentes gasosos por um meio poroso.

A técnica consiste na vaporização de uma amostra em um fluxo de gás, chamado de fase móvel ou gás de arraste. O fluxo gasoso passa por uma coluna de separação, denominada de fase estacionária. Os componentes da mistura gasosa já separados saem da coluna e se dirigem aos detectores que geram um sinal elétrico proporcional a quantidade de material presente (VAZ et al, 2008).

Os detectores mais comuns são o detector de condutividade térmica (DCT) e o detector de ionização de chama (DIC). O DCT é usado para medir nitrogênio, dióxido de carbono e hidrocarbonetos com até dois átomos de carbono, já o DIC é utilizado na detecção dos outros hidrocarbonetos presentes, os quais estão presentes em menores concentrações (BROWN et al, 2004).

5.1.5 Riqueza do Gás Natural

A parcela de maior valor agregado do gás natural está nas frações de hidrocarbonetos mais pesados, com mais de três átomos de carbono. O valor do somatório das porcentagens

volumétricas ou de quantidade de matéria de todos os componentes com três átomos de carbono ou mais é um indicador importante para a indústria do gás natural. Este percentual é conhecido como riqueza do gás natural (VAZ et al, 2008).

De acordo com o resultado obtido com o cálculo da riqueza o gás pode ser classificado como gás rico, quando as Frações de C_3^+ é maior ou igual a 7%, ou gás pobre, quando as Frações de C_3^+ é menor que 7% (VAZ et al, 2008).

Na Tabela 5.2, apresenta-se um exemplo de cálculo da riqueza de um gás natural, neste o gás é classificado como um gás pobre, pois o percentual de riqueza, ou de Frações C_3^+, é muito abaixo de 7%.

Tabela 5.2 – Riqueza do gás natural.

Componente	Fração Volumétrica	
Oxigênio	0,0000	
Nitrogênio	0,0017	
Gás Carbônico	0,0013	
Metano	0,7046	
Etano	0,1148	
Propano	0,0381	Riqueza (Frações C_3^+)
Iso-Butano	0,0048	
n-Butano	0,0102	
Iso-Pentano	0,0020	
n-Pentano	0,0026	
Hexanos	0,0015	
Heptanos	0,0006	
Octanos	0,0003	
Nonanos	0,0000	
Decanos	0,0000	
Undecanos e mais pesados	0,0000	
Riqueza (Frações C_3^+)	0,0601	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobras, 2010.

5.1.6 Poder Calorífico Superior do Gás Natural

A definição do Poder Calorífico Superior (PCS) é estabelecida na norma ISO 6976. Esta norma possui uma versão nacional publicada pela ABNT, a NBR 15213. A Resolução ANP nº 40/2009 permite a utilização de ambas para o cálculo do PCS do gás natural produzido.

O PCS é definido como a quantidade de energia liberada na forma de calor na combustão completa de uma quantidade específica de gás com o ar, a uma taxa de reação constante, pressão p_1, e temperatura t_1, e com todos os produtos da reação sendo considerados na temperatura inicial dos reagentes no estado gasoso, t_1, exceto a água formada, que é condensada a temperatura t_1. Deste modo no cálculo do PCS o calor latente de condensação do vapor d'água é computado (ULBIG e HOBURG, 2002).

Os valores de p_1 e t_1 adotados por cada país ou região podem ser diferentes. No Brasil, os valores de p_1, 0,101325 MPa, e t_1, 20°C, são definidos no Decreto nº 2.705/1998.

A Norma NBR 15213 especifica um método de cálculo para o poder calorífico, e outras propriedades do gás, a partir da composição molar do gás obtida por cromatografia gasosa. O cálculo do PCS é realizado através da Equação 5.1. Verifica-se que o valor do PCS está diretamente relacionado com a composição do gás natural. Com isso, é fundamental uma correta análise composicional para o seu cálculo.

$$PCS_m = \sum x_i . PCS_i \qquad (5.1)$$

Onde:

x_i é a fração volumétrica molar do componente i; e

PCS_i é o poder calorífico superior do componente i.

A determinação do PCS do gás natural é um fator de extrema importância econômica no mercado de gás natural (ULBIG e HOBURG, 2002). Devido ao importante papel que possui, a determinação do PCS do gás natural deve ser realizada com o maior grau de confiabilidade possível (LOUBAR et al, 2007).

A correta calibração dos cromatógrafos influencia diretamente no cálculo do PCS do gás natural, e quanto mais próxima for a composição do gás padrão do gás analisado, melhor será o resultado da incerteza de medição da amostra (AUGUSTO, 2007).

5.2 Gás Natural Associado e Não-Associado

O gás natural pode ser classificado de acordo com a forma como se encontra no reservatório em gás associado e não-associado.

5.2.1 Gás Natural Associado

É aquele que existe nos reservatórios em que há predominância do óleo, e o gás é separado durante o processo de produção, passando a ser um co-produto (VAZ et al, 2008).

5.2.2 Gás Natural Não-Associado

É aquele que existe nos reservatórios em que o plano de explotação prevê a produção de gás como produto principal, ficando neste caso, o óleo como um co-produto (VAZ et al, 2008).

A composição típica do gás natural varia de acordo com a origem deste gás, se associado ou não-associado. Neste último sendo chamado o campo produtor de campo de gás natural. A composição do gás obtido de reservatórios de gás natural não-associado, ou de reservatórios onde o gás esteja associado ao petróleo (THOMAS et al, 2004), pode ser visto na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Composição típica do gás natural de diferentes reservatórios.

Componete	Campos de Gás Natural	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: Adaptado de Thomas et al, 1998.

5.3 Processamento do Gás Natural

O gás natural produzido, dependendo de sua composição, deve ser processado para a extração das frações de interesse para uso como combustível ou como matéria-prima da indústria petroquímica.

5.3.1 Condicionamento do Gás Natural Produzido

A produção de gás natural pode localizar-se distante dos grandes centros de consumo. Para que este seja transportado para o centro de processamento é necessário um tratamento primário, com objetivo de retirar alguns contaminantes que prejudicariam o transporte (VAZ et al, 2008).

Em plataformas marítimas o gás é desidratado, para evitar a formação de hidratos[6], também é processado em unidade de dessulfurização ou em unidades de remoção de dióxido de carbono (VAZ et al, 2008).

5.3.2 Etapas do Processamento do Gás Natural

O processamento do gás natural consiste nas etapas de especificação dos produtos para a venda. No processamento podem ser obtidas: corrente de metano e etano, que formam o gás especificado para a venda, chamado de gás residual; etano puro para a indústria petroquímica; propano e butano, formando o GLP, e uma corrente na faixa de destilação da gasolina denominada de C_5^+ ou gasolina natural (VAZ et al, 2008).

As unidades de tratamento e processamento do gás natural são de vários tipos tais como, de desidratação, dessulfurização, recuperação de liquido de gás natural (URGN), fracionamento de líquido de gás natural (UFL), ajuste de ponto de orvalho (DPO), processamento de gás natural (UPGN) e processamento do condensado de gás natural. A configuração das unidades será função da composição do mesmo (REGRA et al, 2009).

5.3.3 Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN)

Uma UPGN é composta pelas etapas de liquefação, fracionamento e especificação. A liquefação consiste na redução de temperatura necessária para a liquefação das frações de interesse. No fracionamento ocorre a separação dos produtos, e finalmente na especificação os produtos separados são especificados para a venda.

A etapa de redução de temperaturas é o ponto mais importante em uma UPGN, pois está diretamente relacionado a eficiência desta. Os seguintes processos são os mais

[6] Hidratos - compostos sólidos de água e gases de baixo peso molecular, principalmente o metano, os quais podem obstruir os gasodutos (CLENNELL, 2001).

freqüentemente utilizados para o processamento do gás natural: refrigeração simples, absorção refrigerada, turbo-expansão e expansão Joule-Thompson (VAZ et al, 2008).

5.3.3.1 Processo Joule-Thomson

Este processo é utilizado somente quando a composição do gás natural a ser tratado está bem próxima da composição pretendida, restando apenas um ajuste nas frações pesadas, como butanos e pentanos.

As características principais deste processo são o baixo custo de investimento, baixa eficiência de performance e baixo nível de recuperação de propano. O fundamento termodinâmico é a queda de temperatura proporcionada pela expansão isentálpica em uma válvula de controle de pressão (VAZ et al, 2008).

5.3.3.2 Processo de Refrigeração Simples

A refrigeração simples consiste na condensação dos hidrocarbonetos mais pesados por meio de redução de temperatura. É utilizada para acerto de ponto de orvalho de gás. O objetivo principal das unidades que utilizam a refrigeração simples é especificar o gás processado, sem ter que maximizar a produção de líquidos e nem garantir a sua especificação.

A liquefação das frações mais pesadas é realizada pela redução de temperatura provocada pela troca térmica com o fluido refrigerante. O principal fluido utilizado é o propano.

Como principais características deste processo observam-se a necessidade de investimentos médios, exigência de unidade de desidratação do gás natural antes do processamento, utilização de ciclo de refrigeração a propano, e a operação em pressões mais baixas que o processo Joule-Thomson (VAZ et al, 2008).

5.3.3.3 Processo de Absorção Refrigerada

O processo de absorção refrigerada possui alto rendimento na recuperação de propano, e é capaz de garantir a especificação do gás processado. Por ser mais complexo, este processo exige um investimento maior que os citados anteriormente.

O fundamento termodinâmico utilizado neste processo é a combinação da refrigeração com a absorção da fração de pesados por um solvente adequado. Este processo também exige

a desidratação do gás natural antes do processamento, para evitar a formação de hidratos (VAZ et al, 2008).

5.3.3.4 Processo de Turbo-Expansão

O processo de turbo-expansão é o mais eficiente processo termodinâmico utilizado atualmente. Apresenta excelente recuperação de propano, sendo capaz de extrair praticamente todo o propano do gás processado.

Apresenta-se como o único processo que recupera etano petroquímico, e ainda com alto rendimento na recuperação. O gás gerado no processo que utiliza turbo-expansão é constituído basicamente de metano.

Os componentes mais pesados do gás natural são liquefeitos pela expansão do gás em uma turbina. A redução de temperatura é devido à expansão isentrópica que ocorre no conjunto turbo-expansor. São atingidas temperaturas abaixo de -95°C (VAZ et al, 2008).

5.4 Movimentação do Gás Natural

O gás natural produzido nos campos de petróleo e gás possui quatro destinos: pode ser consumido na própria instalação de produção como combustível; ser reinjetado no reservatório para aumentar o fator de recuperação[7] do campo, ou por não possui mercado consumidor; ser queimado nos *flares*[8] das instalações de produção por motivos de segurança ou indisponibilidade de sistema de escoamento, e finalmente ser disponibilizado para os consumidores externos de gás natural.

5.4.1 Movimentação do Gás Natural no Brasil

A produção de gás natural no Brasil apresentou crescimento no período analisado, de 2000 a 2010, com destaque para o ano de 2008, onde o aumento correspondeu a aproximadamente 19% em relação ao ano de 2007, conforme Figura 5.1.

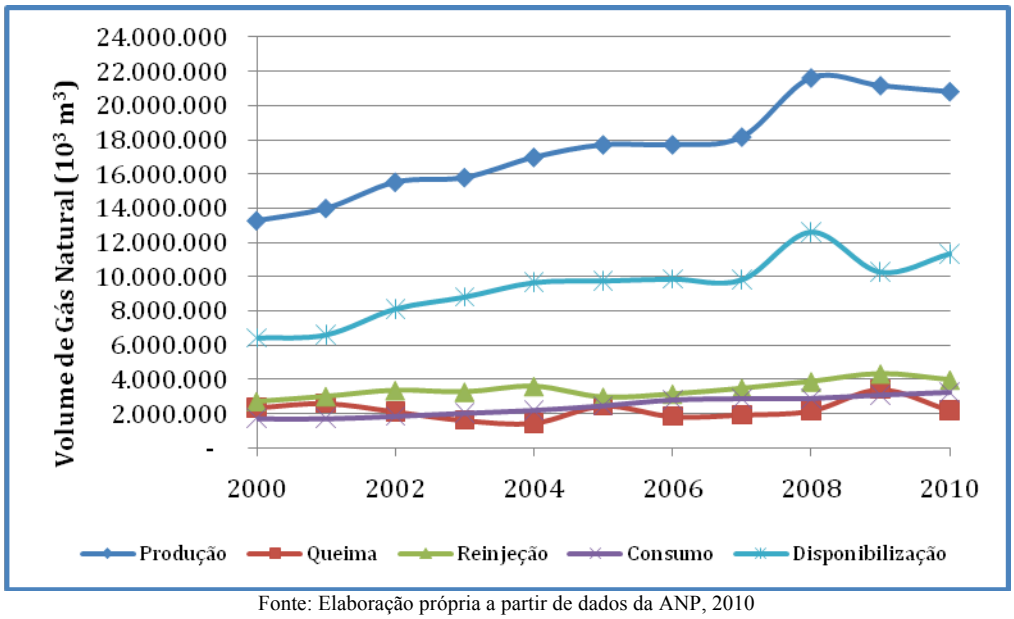
A pesar da produção superior a 20 bilhões de metros cúbicos de gás natural nos últimos três anos, o gás disponibilizado para o consumo foi inferior a 12 bilhões de metros

[7] 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.
[8] Flare - dispositivos específicos para a queima de gás natural de forma segura.

cúbicos. Esta diferença entre o gás produzido e disponibilizado é devido à reinjeção, consumo na própria instalação de produção e queima do gás natural.

Fazem parte das melhores práticas da indústria do petróleo[9] a reinjeção de gás natural nos reservatórios, pois ajuda a manter a pressão original da jazida aumentando o fator de recuperação da mesma, e o consumo de parte do gás produzido na própria instalação de produção, pois este apresentará um menor custo para a operação da instalação (VAZ et al, 2008).

Quanto à queima de gás natural, somente por motivo de segurança ou emergencial são justificáveis. No período de 2000 a novembro de 2010, a média de queima no país foi de 12,8% da produção, destaca-se a redução do percentual de queima no período de 2002 a 2005 e, em 2010. A redução de queima no período de 2002 a 2005 foi decorrente do Plangas, plano de redução de queima e aproveitamento do gás natural.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

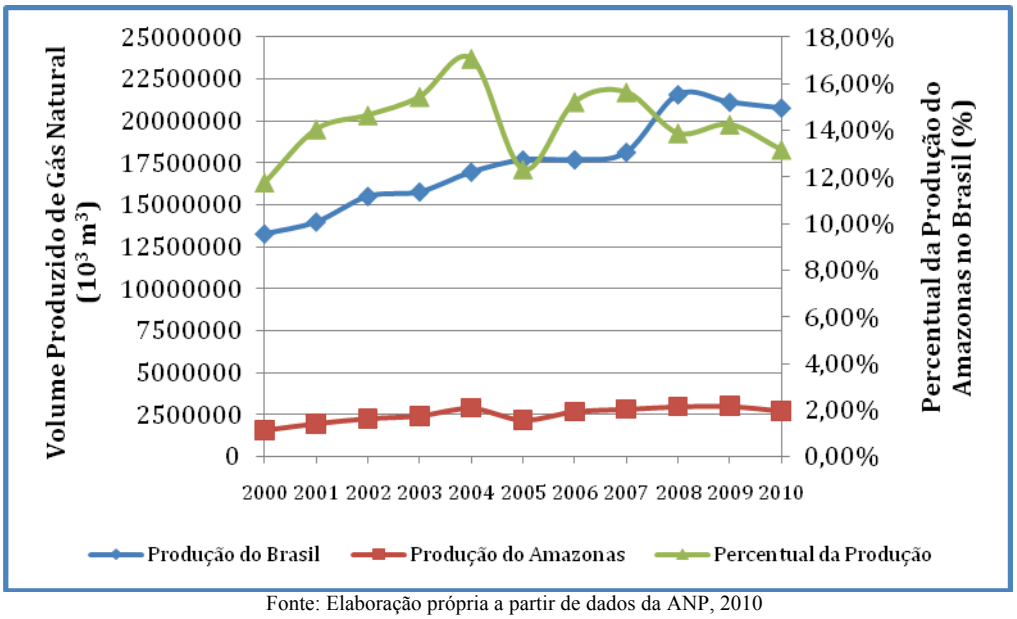
Figura 5.1 – Evolução da movimentação de gás natural no Brasil.

[9] Melhores Práticas da Indústria do Petróleo – são práticas e procedimentos visando a maximização da recuperação dos recursos petrolíferos de forma técnica e economicamente sustentável e que estejam em consonância com a conservação e o uso racional de petróleo e gás natural, controle do declínio das reservas e a preservação do meio ambiente (ANP, 2010).

5.4.2 Movimentação do Gás Natural na Bacia de Solimões

A Bacia de Solimões é a bacia sedimentar onde se localiza o campo de Rio Urucu objeto deste estudo. Assim sendo, descreve-se a seguir a movimentação de gás natural nesta bacia em relação às demais bacias em todo o país.

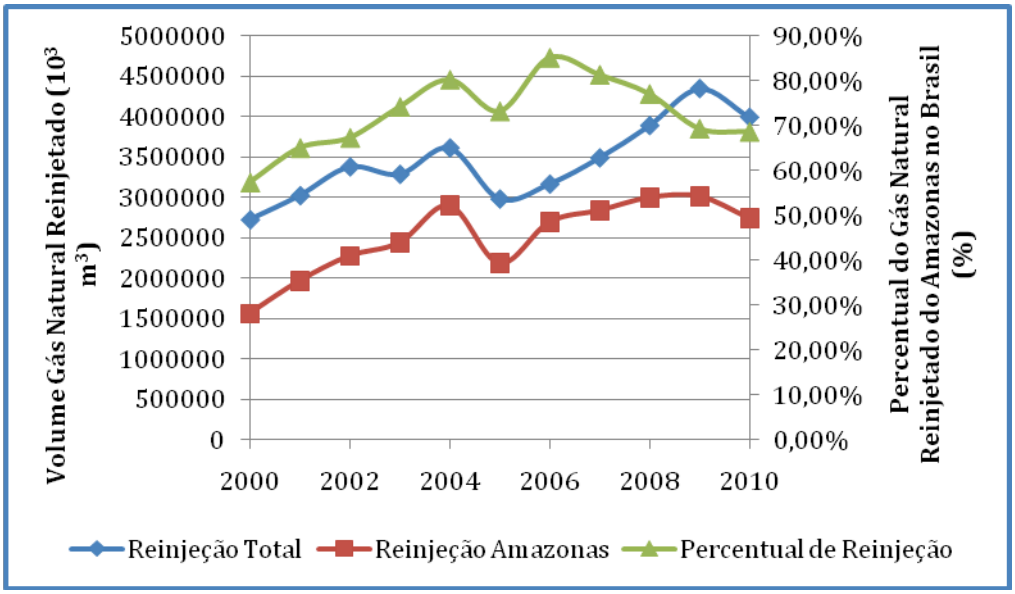
A partir da Figura 5.2, observa-se que desde o ano 2000 a participação na produção de gás natural no país pela Bacia de Solimões é bastante significativa, correspondendo em media a 12% da produção nacional.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

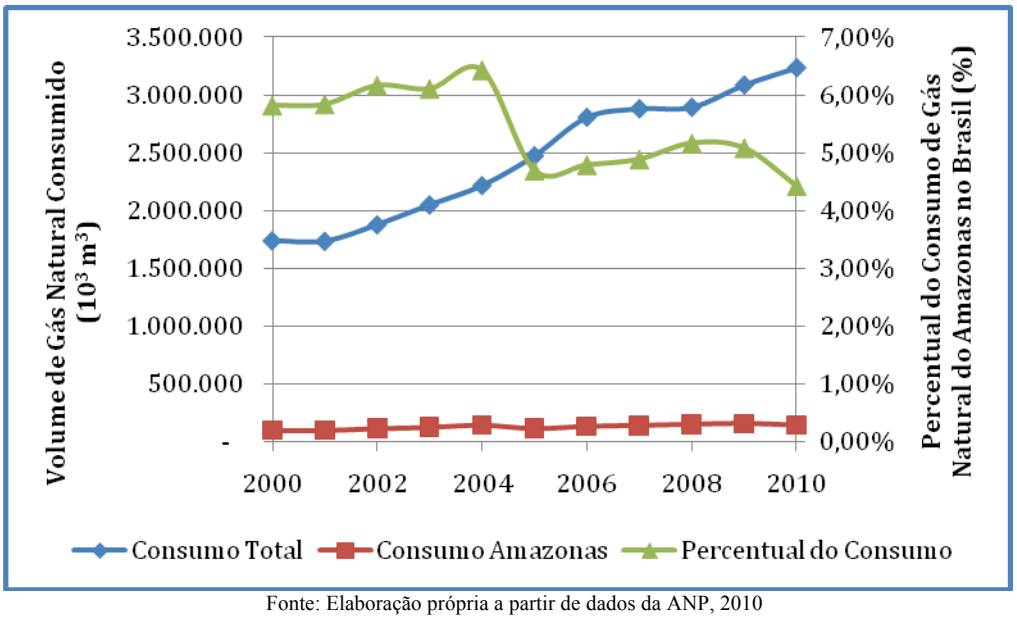
Figura 5.2 – Evolução da produção de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.

A Bacia de Solimões foi responsável em média por cerca de 72% da reinjeção de gás natural, como apresentado na Figura 5.3. Quanto ao consumo de gás natural nas próprias instalações de produção, consumiu em média 5% de todo o gás, conforme Figura 5.4.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

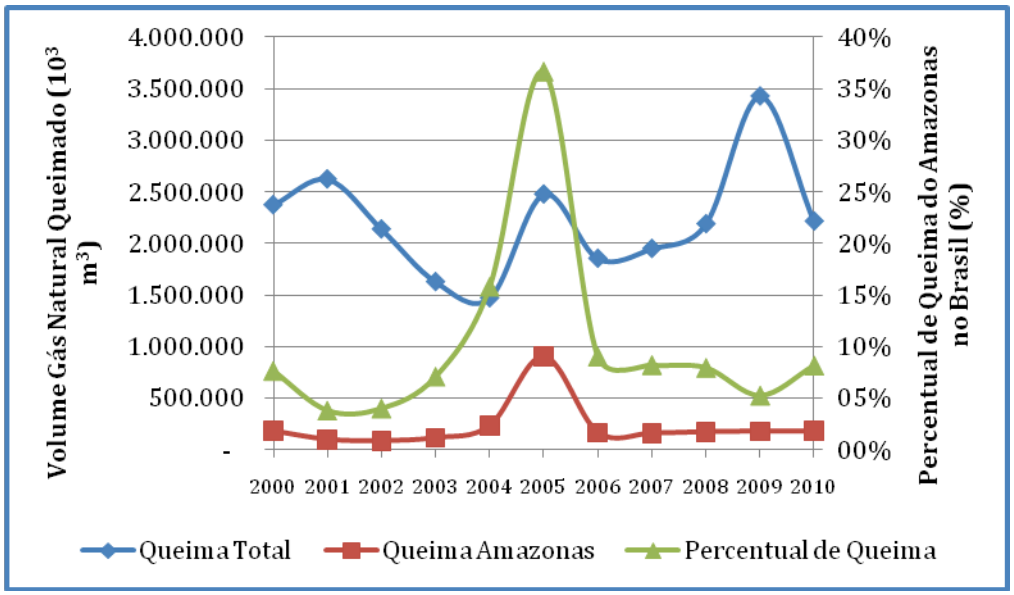
Figura 5.3 – Evolução da reinjeção de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 5.4 – Evolução do consumo de gás natural nas instalações de produção no Brasil e na Bacia de Solimões.

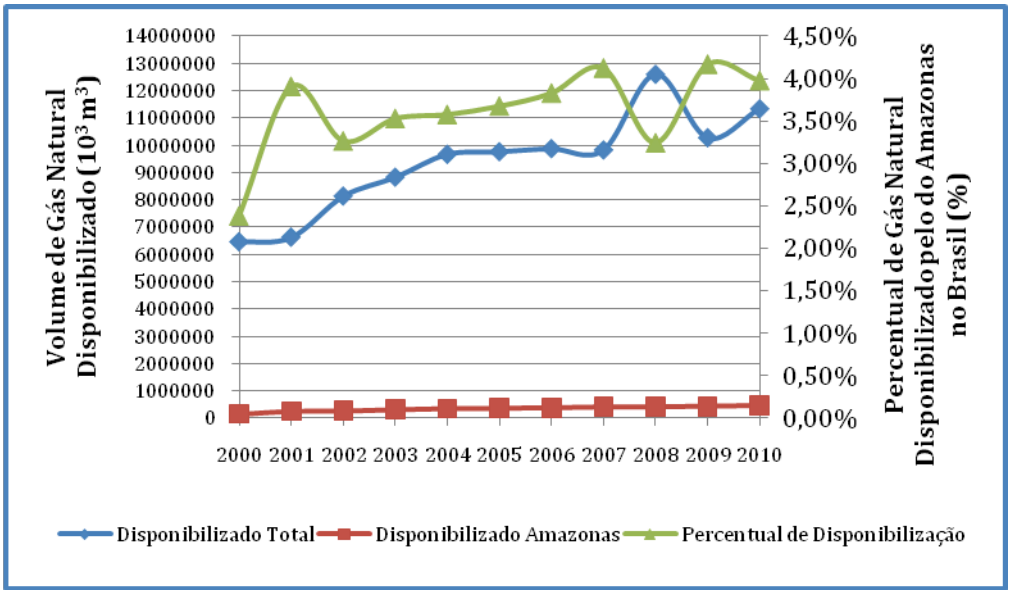
Na Figura 5.5 pode ser observado que no ano de 2005 a Bacia de Solimões teve uma grande participação na queima de gás natural do país, mais de 35% do total. Com a exceção deste ano, a média de queima de gás natural na Bacia no período foi de 7,6%.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 5.5 – Evolução da queima de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.

Os campos produtores da Bacia de Solimões apesar de representarem cerca de 12% da produção de gás natural, somente disponibilizaram em média cerca de 3,6% do gás produzido, como apresentado na Figura 5.6.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 5.6 – Evolução da disponibilização de gás natural no Brasil e na Bacia de Solimões.

A Bacia de Solimões apresenta um grande potencial de producao de gas natural. A ausência de firme mercado consumidor para o gás acaba por limitar a disponibilização deste

para o consumo externo. No Capítulo VI será apresentado com mais detalhes a Província Petrolífera de Urucu.

Capítulo VI

A Província Petrolífera de Urucu

Histórico, localização, campos produtores e a metodologia de cálculo dos volumes produzidos de gás natural serão apresentados neste capítulo.

6.1 Histórico da Província Petrolífera de Urucu

A Petrobras, já encontrava quantidades não comerciais de petróleo em Nova Olinda, Autás Mirim e Maués na Bacia do Médio Amazonas, em 1954. Entretanto, somente no final da década de 70, foram descobertas acumulações de gás natural na Bacia da Foz do Amazonas e na região do rio Juruá na Bacia do Alto Amazonas. As descobertas de mais campos de gás natural na área do Juruá resultaram na Província Gaseífera do Juruá, o que impulsionou a prospecção petrolífera da região (SILVA, 2005).

Finalmente, em outubro de 1986, o sonho de encontrar petróleo comercial foi realizado com a descoberta da Província Petrolífera de Urucu. A produção dos campos desta província começou a ser escoada dois anos mais tarde pelo rio Urucu, através de barcos de baixa capacidade para a refinaria Isaac Sabbá (REMAN) em Manaus/AM, a 650 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).

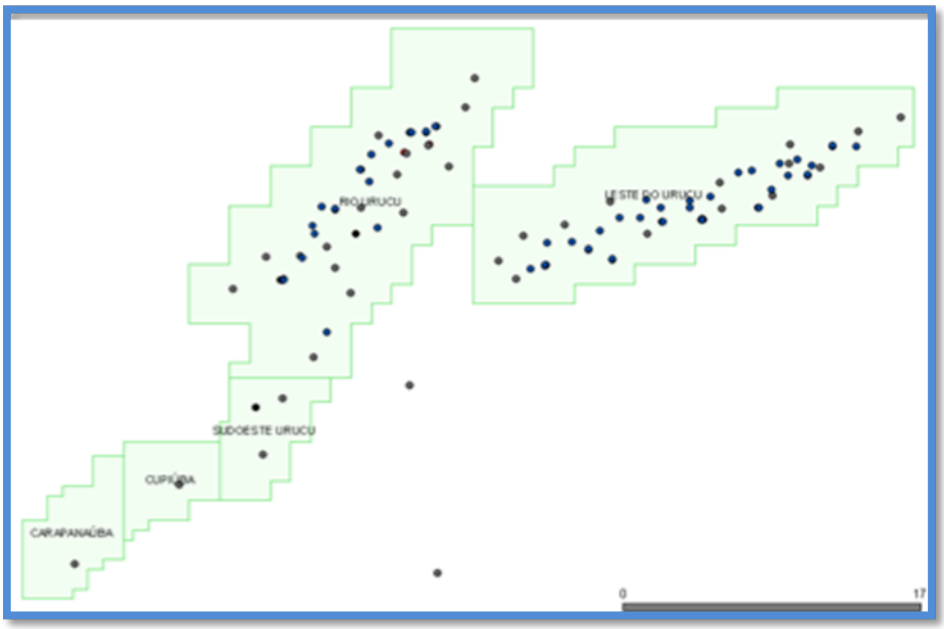
As grandes áreas sedimentares paleozóicas situadas na Região Norte do Brasil, inicialmente denominadas de Bacia do Amazonas, foram divididas em três bacias denominadas Alto, Médio e Baixo Amazonas, separadas pelo Arco de Purus e pelo Alto de Monte Alegre, respectivamente. Em 1984 surgiu a designação de Bacia do Solimões em substituição a Bacia do Alto Amazonas, em face da evolução geológica diferenciada em relação às Bacias do Médio e Baixo Amazonas, as quais são referidas atualmente como simplesmente Bacia do Amazonas (CAPUTO, 1984 apud SILVA, 2005).

6.2 Localização e Produção da Província Petrolífera de Urucu

A Bacia Sedimentar do Solimões estende-se por cerca de 600.000 Km^2 no Estado do Amazonas, dos quais aproximadamente 450.000 Km^2 são prospectáveis. A Bacia do Solimões é limitada a sul e a norte pelos escudos Brasileiro e das Guianas, respectivamente; a oeste com a Bacia do Acre, onde o limite é o Arco de Iquitos, e a leste com a Bacia do Amazonas, cujo limite dá-se no Arco de Purus (SILVA, 2005).

A primeira descoberta comercial de petróleo e gás natural junto ao Rio Urucu - RUC pela Petrobras, com a perfuração do poço pioneiro denominado 1-RUC-1-AM em 1986, marcou o nascimento da Província Petrolífera de Urucu, na Bacia Sedimentar do Solimões, município de Coari - AM , a 650 Km a sudoeste de Manaus. Esta descoberta comercial foi decisiva para a perfuração de novos poços, que conduziram à descoberta de novos campos: Leste do Urucu - LUC (1987), Sudoeste Urucu - SUC (1988), Carapanaúba- CRP e Cupiúba-CUP (1989) e o campo de extensão de Igarapé Marta (1990), este último foi anexado ao campo de Leste Urucu (SILVA, 2005).

O conjunto desses campos passou a ser conhecido como Província Petrolífera do Rio Urucu, ou simplesmente, Província Petrolífera de Urucu, Figura 6.1.



Fonte: Adaptado do BDEP/ANP, 2010

Figura 6.1 – Área dos campos de Rio Urucu, Leste do Urucu, Sudoeste Urucu, Cupiúba e Carapanaúba - Província Petrolífera de Urucu.

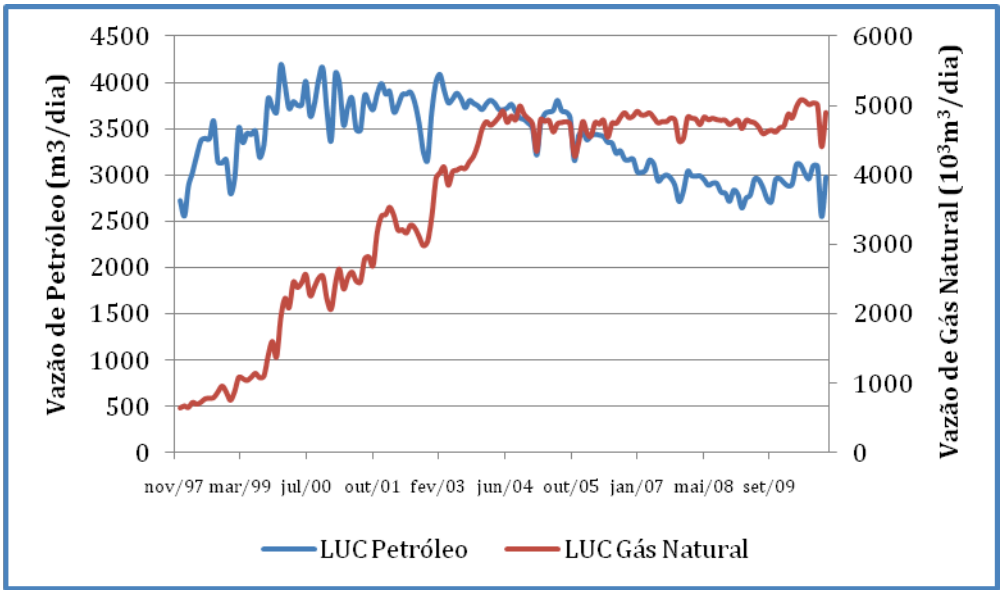
Localizado no campo de Rio Urucu está a Base de Operações Geólogo Pedro de Moura (BOGPM), um complexo sistema de produção, coleta e processamento de petróleo e de gás natural, Figura 6.2.

Fonte: Silva, 2005

Figura 6.2 – Base de Operações Geólogo Pedro de Moura (BOGPM).

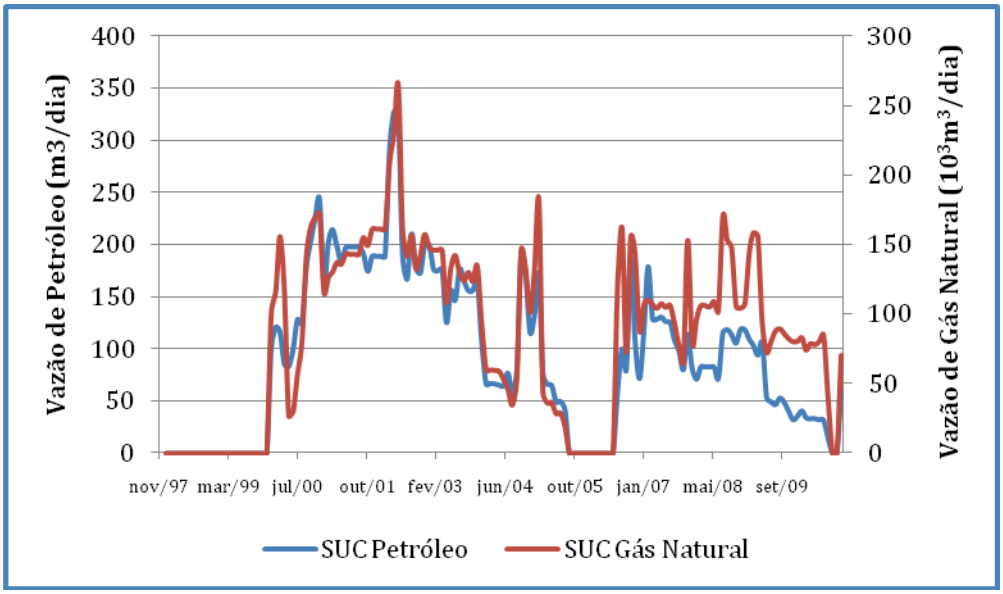
Atualmente, a produção da Província Petrolífera de Urucu é oriunda de poços localizados nos campos de Rio Urucu, Sudoeste Urucu e Leste do Urucu, os campos de Cupiúba e Carapanaúba ainda não iniciaram a produção, Figuras 6.3 a 6.5 (ANP, 2010).

Pode ser observado que a produção de petróleo e gás natural do campo de Sudoeste Urucu é muito inferior a produção dos campos de Rio Urucu e Leste do Urucu. O campo de Sudoeste Urucu possui reduzido número de poços produtores desta concessão, somente dois, comparando-se com as outras, Rio Urucu possui vinte e oito poços produtores e oito injetores, e Leste do Urucu que possui trinta poços produtores e doze injetores (ANP, 2010).



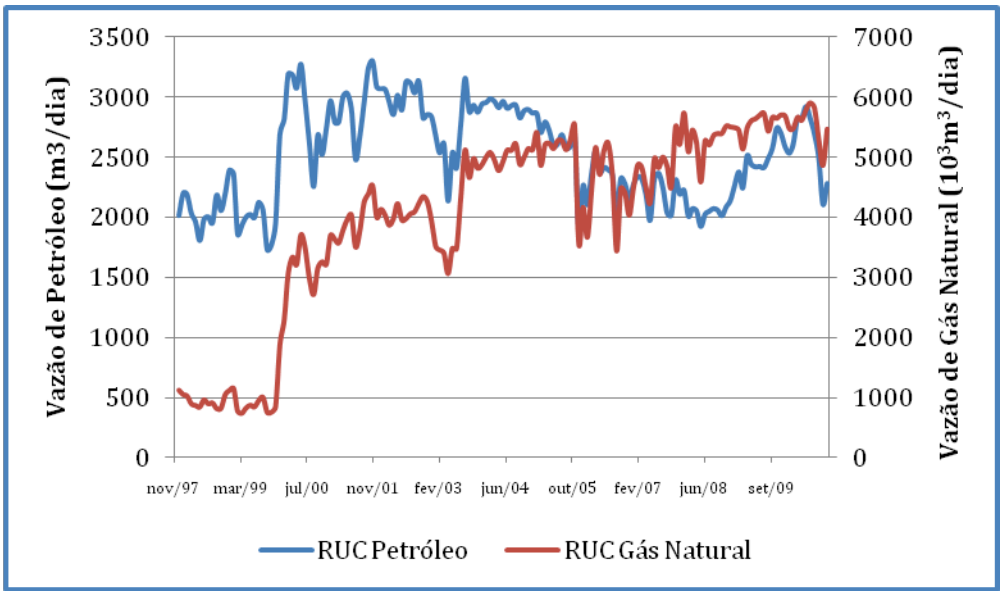
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 6.3 – Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Leste do Urucu.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 6.4 – Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Sudoeste Urucu.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 6.5 – Evolução da produção de petróleo e gás natural do campo de Rio Urucu.

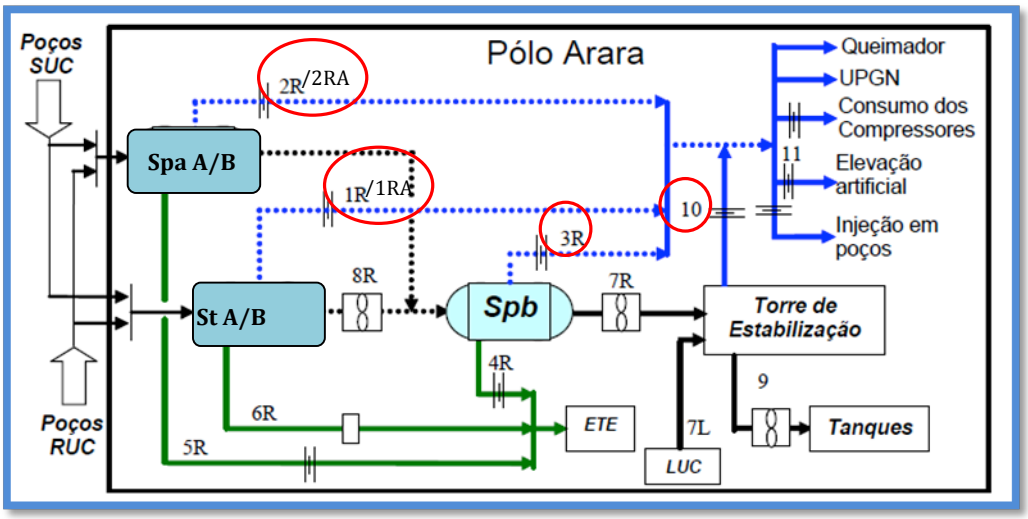
Os campos de Rio Urucu e Leste do Urucu são classificados como de grande produção e por isso além dos *royalties* também pagam Participação Especial, um tipo de Participação Governamental que incide sobre campos com produção elevada. Para concessões terrestres, com produção acima de 150 (cento e cinqüenta) mil metros cúbicos de petróleo equivalente por trimestre, será aplicada a Participação Especial.

6.3 Metodologia de Cálculo dos Volumes Produzidos de Gás Natural de Rio Urucu

Para o entendimento da metodologia de cálculo dos volumes de gás natural produzidos é necessário descrever as etapas de processamento e tratamento do Pólo Arara, instalação onde é realizada a medição fiscal do petróleo e gás natural produzidos.

6.3.1 Instalações de Processamento e Tratamento do Pólo Arara

O petróleo e o gás natural produzidos nos poços do campo de Rio Urucu em conjunto com os poços do campo de Sudoeste Urucu são coletados em dutos multifásicos e transportados até a estação do Pólo Arara.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobras, 2010

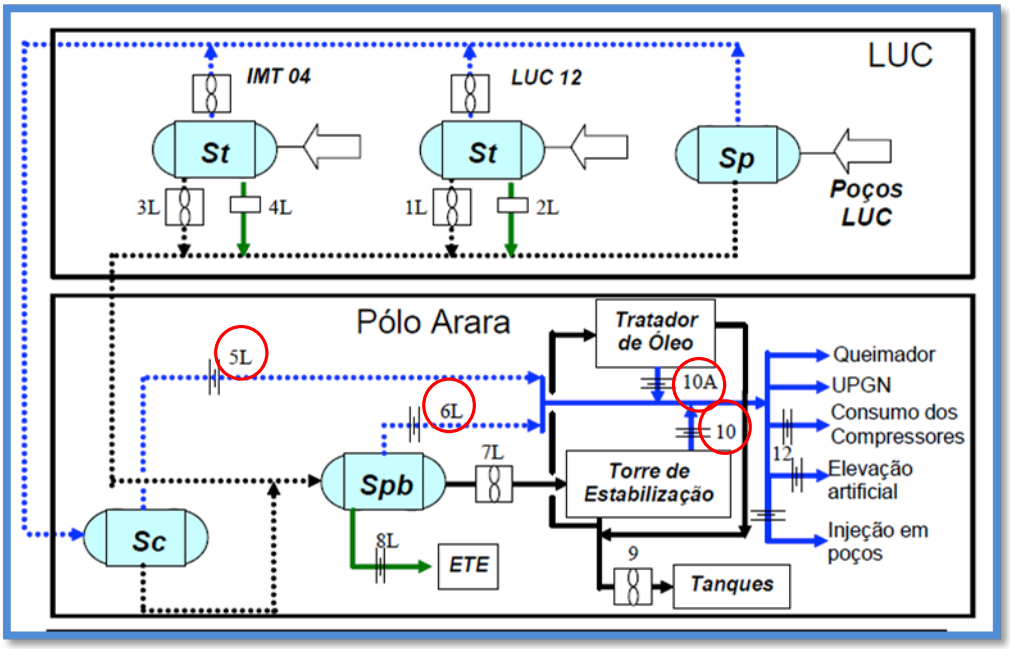
Figura 6.6 – Escoamento, tratamento e medição da produção de petróleo e gás natural dos campos de Rio Urucu e Sudoeste Urucu.

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, constituindo estes pontos de medição fiscal de gás natural, Figura 6.6.

Quando os poços estão sendo testados, os fluidos dos poços 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 6.6.

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 6.6.

O sistema de escoamento do campo de Leste de Urucu é composto por seis sistemas de separação para produção e de dois sistemas de separação para testes, oleoduto e gasoduto de coleta, Figura 6.7.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobras, 2010

Figura 6.7 – Escoamento, tratamento e medição da produção de petróleo e gás natural do campo de Leste do Urucu.

Os poços de Leste de Urucu produzem para um dos seis sistemas de separação primária (Sp). Cada sistema 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), Figura 6.7.

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

O gás natural dos separadores primários é recebido no Pólo Arara no vaso pulmão, cuja função é a de absorver oscilações na produção dos poços chamado de *Slug Catcher* (Sc), onde é separado do condensado formado durante o trajeto separador primário-Pólo Arara. A corrente de gás natural que sai do *Slug Catcher* constitui um ponto de medição fiscal, 5L, Figura 6.7.

O petróleo que sai do *Slug Catcher* (Sc) juntamente com a corrente de petróleo dos separadores primários (Sp) segue para o separador de baixa pressão, dedicado a concessão de Leste do Urucu. A corrente de gás natural desse vaso, 6L, Figura 6.7, constitui mais um ponto de medição fiscal.

Os volumes de petróleo do separador de baixa pressão dedicado ao campo de Leste do Urucu, 7L, Figura 6.7, em conjunto com a corrente de petróleoda saída do separador de produção de baixa pressão (Spb) dedicado aos campos de Rio Urucu e Sudoeste Urucu, 7R, Figura 6.6, são encaminhadas para a torre de estabilização e o tratador de óleo. Nestes são originadas as corrente de gás natural 10 e 10A, também pontos de medição fiscal de gás natural.

Todo o gás natural 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, Figuras 6.6 e 6.7, conforme Equação 6.1.

$$V_{GNP}^{RUC-LUC-SUC} = V_{1R} + V_{1RA} + V_{2R} + V_{2RA} + V_{3R} + V_{5L} + V_{6L} + V_{10} + V_{10A} \quad (6.1)$$

Para a apropriação da produção de gás natural nas concessões são utilizadas as regras de apropriação da produção definidas no Regulamento Técnico de Medição. Através dos testes de poços realizados, é determinado um coeficiente de alocação da produção, calculado pela Equação 6.2, para o campo de Rio Urucu. A constante k é o fator de alocação da produção do campo de Rio Urucu.

$$V_{GNP}^{RUC} = k * V_{GNP}^{RUC-LUC-SUC} \quad (6.2)$$

O gás natural produzido pelas concessões de Rio Urucu, Leste do Urucu e Sudoeste Urucu, calculado pela Equação 6.1, segue para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).

O pólo Arara possui três UPGN, a URUCU I, capaz de processar 600 10^3 m^3 de gás natural por dia utilizando o processo de absorção refrigerada, a URUCU II com capacidade nominal de processamento de 6.000 10^3 m^3 de gás natural por dia, e a URUCU III com capacidade nominal de processamento de 6.000 10^3 m^3 de gás natural por dia, estas últimas usando o processo de turbo-expansão.

6.3.2 A Injeção de Gás Natural em Rio Urucu

A concessção de Rio Urucu produz gás natural associado, ou seja, o gás natural produzido encontra-se dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo subjacente saturado de gás, além disso, possui uma alta razão gás-óleo. Deste modo, para manter a produção de petróleo econômica, e ainda atender as demandas locais, é produzido um grande volume de gás natural.

O mercado de gás natural no Brasil encontra-se principalmente nas regiões sul-sudeste, e embora os campos da província petrolífera de Urucu sejam capazes de fornecer grandes volumes de gás natural, não há mercado suficiente para o consumo nesta região. Atualmente não existe interligação entre os gasodutos das regiões norte e nordeste e nordeste-sudeste, com isso a solução encontrada pela Petrobras, operadora destes campo, foi a de injetar a maior parte do gás natural produzido no proprio reservatorio do campo.

A produção do campo era de aproximadamente 1 milhão de metros cúbicos por dia até dezembro de 1999, quando provavelmente foi iniciada a injeção de gás natural, permitindo o aumento da produção de gás natural e em seqüência a produção de petróleo, que até dezembro de 1999 era em média de 2 mil metros cúbicos de petróleo por dia passando então para 2,5 mil metros cúbicos de petróleo por dia em média, Figura 6.8.

A concessão de Rio Urucu reinjeta grande parte do gás natural produzido, deste modo, pela equação de cálculo dos *royalties* utilizada tem-se o desconto volumétrico dos volumes injetados dos volumes produzidos.

O gás natural é injetado em alguns poços da concessão, entretanto a composição do gás natural injetado é a mesma em todos os pontos de injeção e é caracterizado na saída das UPGN's do Pólo Arara, constituindo este também um ponto de medição fiscal de gás natural.

6.3.3 Volume Produzido para o Pagamento dos *Royalties*

De acordo com o Decreto nº 2.705/1998, dos volumes produzidos de gás natural devem ser excluíos aqueles reinjetados nas jazidas, deste modo o volume de gás natural produzido para o pagamento dos royalties é calculado através da Equação 6.3.

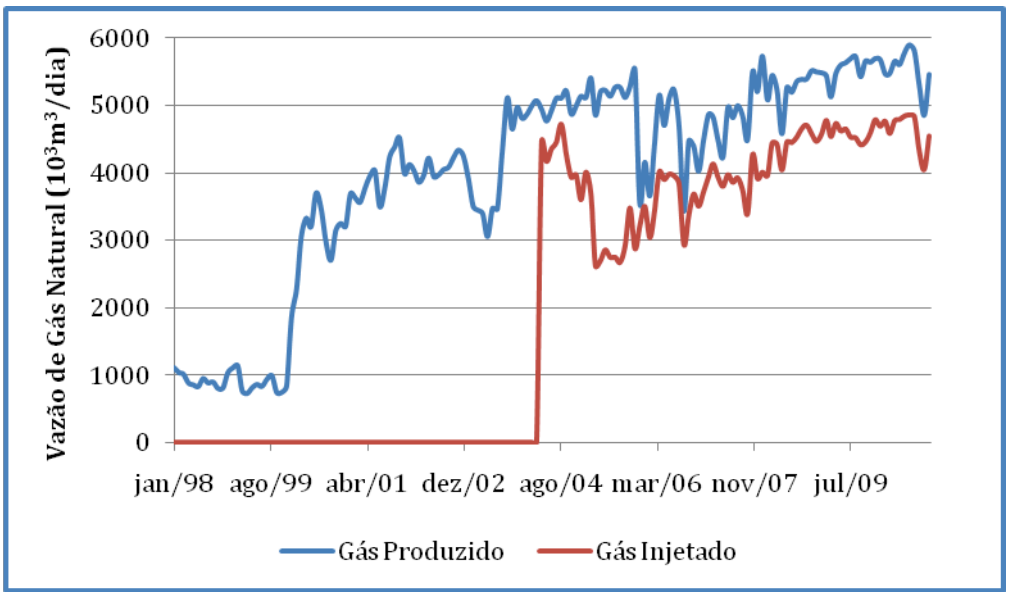
$$V_{GNR}^{RUC} = V_{GNP}^{RUC} - V_{GNI}^{RUC} - V_{Queima\ de\ segurança} - V_{Gas-Elevação\ artificial} \qquad (6.3)$$

Onde:

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

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

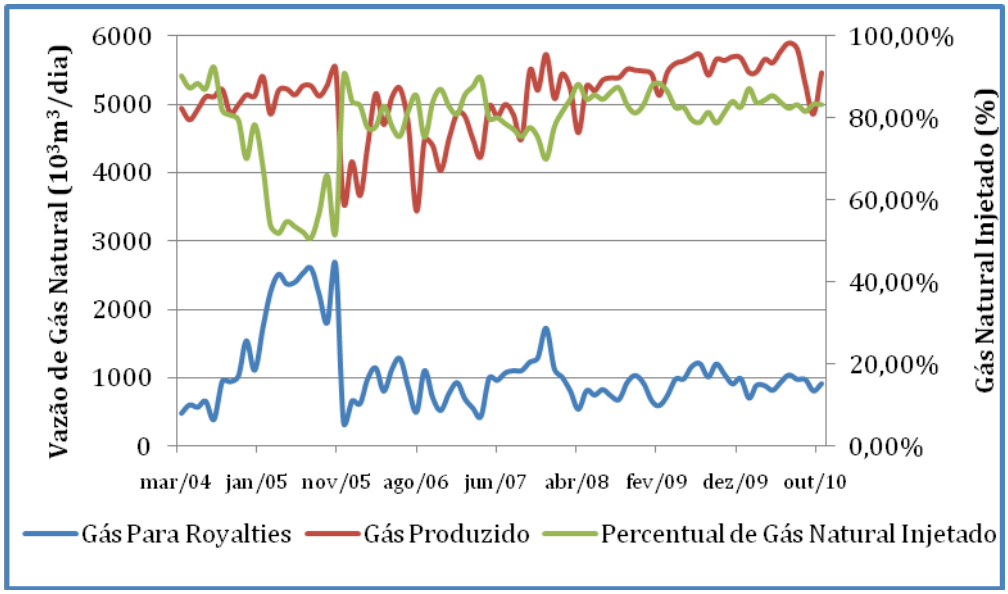
Na Figura 6.8 observa-se os volumes de gás natural produzido e injetado na concessão de Rio Urucu. Os dados de gás injetado foram obtidos somente a partir de agosto de 2004.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 6.8 – Produção e injeção de gás natural do campo de Rio Urucu.

Devido a injeção de gás natural realizada na concessão de Rio Urucu, o volume de gás natural para o pagamento de *royalties* é bem menor que o volume de gás natural produzido, Figura 6.9. Nota-se que é injetado cerca de 80% do volume de gás natural produzido. Observa-se que apesar da produção de gás natural no campo, na maior parte do período analisado, ser superior a 5 milhões de metros cúbicos por dia, a produção para o pagamento de *royalties* é de cerca de 1 milhão de metros cúbicos por dia.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 6.9 – Gás natural produzido e gás natural efetivo para pagamento de royalties do campo de Rio Urucu.

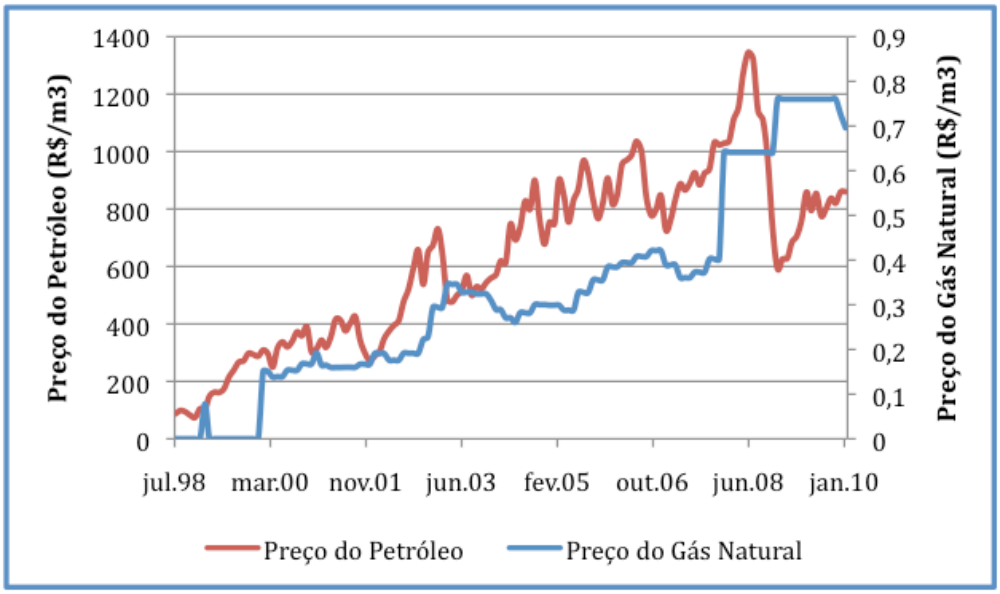
A alíquota para pagamento de royalties definida no contrato de concessão para Rio Urucu é igual a 10% (dez por cento). Deste modo,modificando-se a Equação 4.1, para essa concessão obtém-se a Equação 6.4.

$$Royalty^{RUC} = V_{GNR}^{RUC} * P_{GNP} * 0{,}1 \qquad (6.4)$$

6.4 Preço do Gás Natural Produzido em Rio Urucu

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

Comparando-se os preços praticados do petróleo produzido pelo campo de Rio Urucu, desde a criação da ANP até fevereiro de 2010, observa-se na Figura 6.10 que o preço do gás natural segue a mesma tendência do preço do petróleo, exceto pelo período anômalo de 2008 a 2009, quando o preço do gás natural ficou praticamente constante.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 6.10 – Evolução dos preços de petróleo e gás natural do campo de Rio Urucu.

6.5 Determinação da Fração Volumétrica dos Componentes do Gás Natural Produzido em Rio Urucu

O gás natural produzido é obtido em diversos pontos de medição como visto anteriormente.Para a caracterização correta do mesmo, as composições dos pontos de medição devem ser ponderadas resultando em uma única composição que represente o campo.

A fração volumétrica de cada componente do gás natural do campo de Rio Urucu é obtida por meio da Equação 5.5, que efetua a ponderação pelo volume medido nos respectivos pontos fiscais de gás natural.

$$X_i^{RUC} = \frac{X_i^{2R} * Q_g^{2R} + X_i^{2RA} * Q_g^{2RA} + X_i^{3R} * Q_g^{3R} + X_i^{1R} * Q_g^{1R} + X_i^{1RA} * Q_g^{1RA} + X_i^{10} * Q_g^{10} * \left(\frac{Q_o^{RUC} + Q_o^{SUC}}{Q_o^t}\right)}{Q_g^{2R} + Q_g^{2RA} + Q_g^{3R} + Q_g^{1R} + Q_g^{1RA} + \left(Q_g^{10} + Q_g^{10A}\right) * \left(\frac{Q_o^{RUC} + Q_o^{SUC}}{Q_o^t}\right)} \quad (6.5)$$

Onde:

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

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

Q_o^{RUC} é a vazão de petróleo do campo de Rio Urucu;

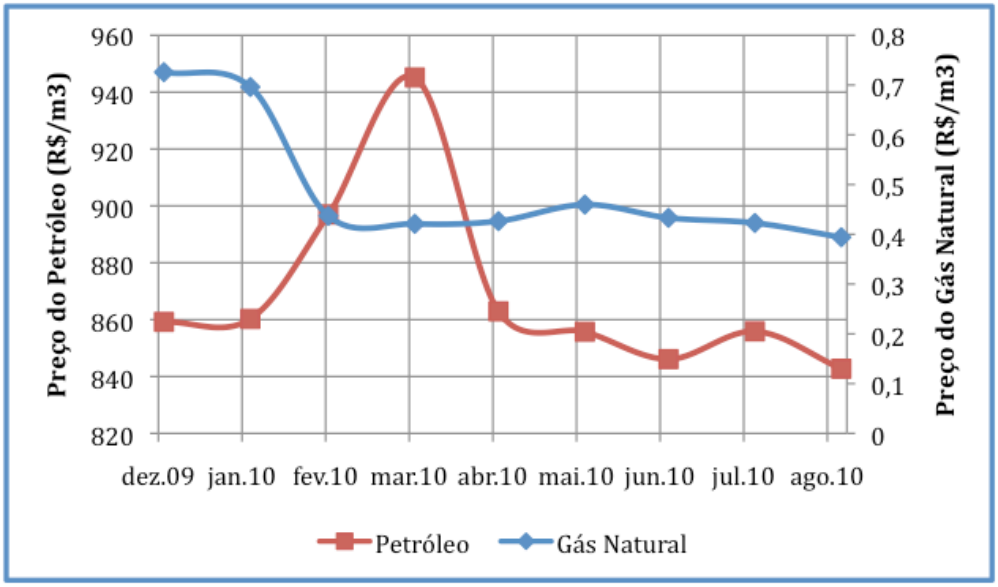
Q_o^{SUC} é a vazão de petróleo do campo de Sudoeste Urucu; e

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

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

Com a aplicação da Resolução ANP nº 40/2009 a partir de março de 2010, pode-se constatar que as variações de preço do petróleo não mais coincidem com a variação do preço do gás natural. No período de março a outubro de 2010 o preço do petróleo teve uma variação de 12,1%, valendo cerca de 945 a 842 reais por metro cúbico, enquanto que o gás natural teve uma variação de preço de cerca de 21%, oscilando entre 0,4597 e 0,3779 reais por metro cúbico, Figura 6.11.

A análise de um período maior é necessária para comprovar a independência entre os preços do petróleo e do gás natural, apesar de no período de marco a outubro de 2010 ser observada esta independência.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010

Figura 6.11 – Evolução dos preços de petróleo e gás natural do campo de Rio Urucu em 2010.

Esta capitulo apresentou a Província Petrolífera de Urucu, histórico de produção, movimentação de gás natural e a configuração dos pontos de medição de gás natural. O Capitulo VII apresentara a metodologia que foi utilizada neste trabalho.

Capítulo VII

Metodologia

O presente Capítulo descreve a metodologia utilizada no desenvolvimento desta dissertação.

7.1 Etapas Experimentais

O procedimento utilizado para a caracterização das amostras está apresentado na Figura 7.1. As análises foram realizadas no laboratório da Petrobras, empresa que possui a concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural na área de Rio Urucu.

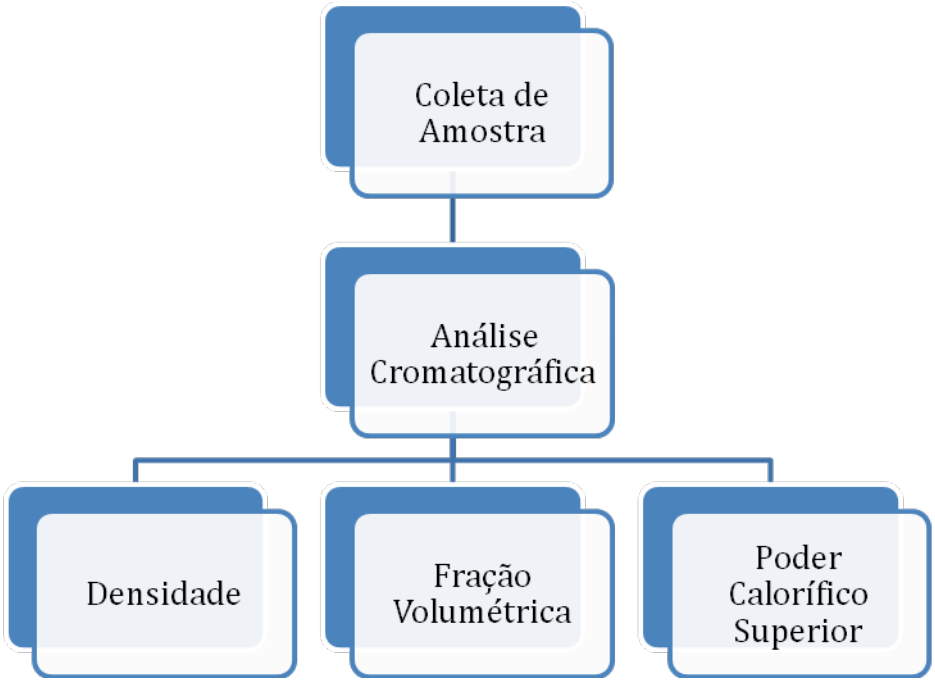


Figura 7.1 – Diagrama das etapas experimentais.

7.1.1 Coleta das Amostras

Mensalmente, foram coletadas amostras de gás natural, de acordo com a Norma API MPMS Chapter 14.1, em todos os pontos de medição fiscal do campo de Rio Urucu, conforme determinado pelo Regulamento Técnico de Medição.

Após a retirada, as amostras são encaminhadas para o laboratório instalado no próprio Pólo Arara.

7.1.2 Análises Cromatográficas

As amostras foram caracterizadas de acordo com o estabelecido na Norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa segundo a Resolução ANP nº 40/2009, utilizando um cromatógrafo modelo HP 6890 Series GC System.

7.1.3 Densidade das Frações do Gás Natural

A densidade das frações possíveis de se obter a partir do gás natural processado foram calculadas utilizando-se as Equações 7.1 a 7.4 definidas na Resolução ANP nº 40/2009.

$$\rho^{0}_{C_5^+\,gás} = 2{,}99 \tag{7.1}$$

$$\rho^{0}_{C_5^+\,liq} = 630{,}00 \tag{7.2}$$

$$\rho^{0}_{GLP\,gás} = \frac{1}{0{,}02406}\left[\left(\frac{V_{C_3} - 0{,}02.V_{C_3}}{V_{GLP}}\right).0{,}04410 + \left(\frac{V_{C_4}}{V_{GLP}}\right).0{,}05812 + \left(\frac{0{,}01.V_{C_5^+}}{V_{GLP}}\right).0{,}07215\right] \tag{7.3}$$

$$\rho^{0}_{GLP\,liq} = \left[\left(\frac{V_{C_3} - 0{,}02.V_{C_3}}{V_{GLP}}\right).508{,}0 + \left(\frac{V_{C_4}}{V_{GLP}}\right).578{,}0 + \left(\frac{0{,}01.V_{C_5^+}}{V_{GLP}}\right).628{,}0\right] \tag{7.4}$$

Onde:

$\rho^{0}_{C_5^+\,gás}$ 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;

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

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

$\rho^0_{GLP\,liq}$ 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 utilizadas no cálculo de densidade foram determinadas de acordo com as Equações 7.5 a 7.7.

$$V_{GLP} = V_{C_3} - 0{,}02.V_{C_3} + V_{C_4} + 0{,}01.V_{C_5^+} \quad (7.5)$$

$$V_{CGN} = V_{C_5^+} - 0{,}01.V_{C_5^+} \quad (7.6)$$

$$V_{GP} = 1 - V_{CGN} - V_{GLP} \quad (7.7)$$

Sendo:

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

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

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

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

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

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

7.1.4 Poder Calorífico Superior (PCS)

O PCS do gás natural produzido foi calculado pela Norma NBR 15213 - Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e Índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição.

Para o gás natural processado, o cálculo do PCS em kJ/m^{3}foi realizado utilizando-se a Equação 7.8 definida na Resolução ANP n° 40/2009.

$$PCS_{GP} = \left[\left(\frac{V_{C_1}}{V_{GP}}\right).9006 + \left(\frac{V_{C_2}}{V_{GP}}\right).15780 + \left(\frac{0{,}02.V_{C_3}}{V_{GP}}\right).22436\right].4{,}1868 \qquad (7.8)$$

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.

7.2 Preço do Gás Natural

O cálculo do preço do metro cúbico de gás natural foi realizado de acordo com a Equação 7.9 definida na Resolução ANP n° 40/2009.

$$PRGN = (V_{CGN}.P_{CGN}) + (V_{GLP}.P_{GLP}) + (V_{GP}.P_{GP}) \qquad (7.9)$$

A Figura 7.2 apresenta as etapas do cálculo do preço do gás natural observadas nesta dissertação.

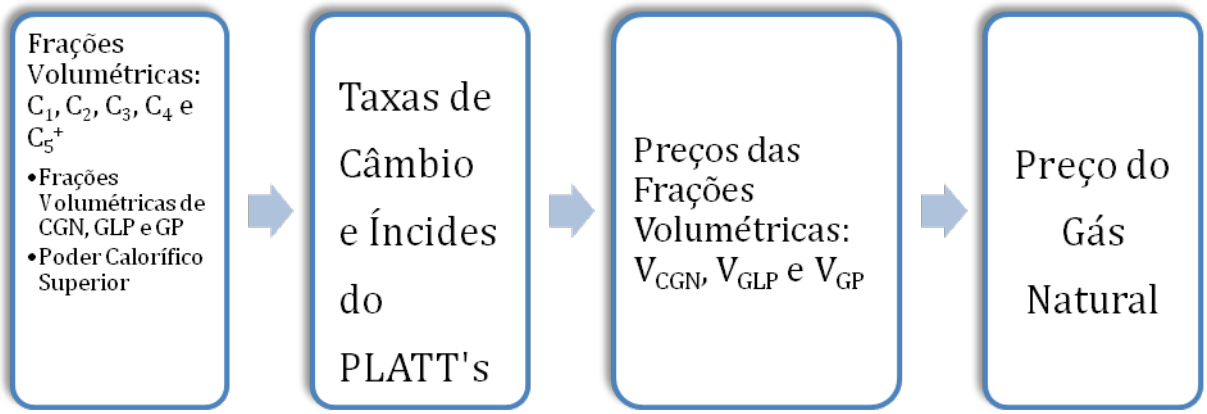


Figura 7.2 – Diagrama das etapas de cálculo dos preços.

7.2.1 Taxa de Câmbio

A taxa média de câmbio do mês foi calculada a partir dos valores diários de compra do dolar americano no período divulgado pelo Banco Central do Brasil (Banco Central do Brasil, 2010).

7.2.2 Preços das Frações do Gás Natural

Os preços das frações do gás natural, P_{CGN}, P_{GLP} e P_{GP}, foram obtidosde acordo com aResolução ANP n° 40/2009, Equações 7.10 a 7.12:

$$P_{CGN} = \$_{CGN}^{ref} \cdot \left(\frac{1}{0{,}0037854}\right) \cdot \left(\frac{\rho^0_{C_5^+\,gás}}{\rho^0_{C_5^+\,líq}}\right) \cdot TC_d \qquad (7.10)$$

$$P_{GLP} = \left(\frac{\$_{C_3}^{ref} + \$_{C_4}^{ref}}{2}\right) \cdot \left(\frac{1}{0{,}0037854}\right) \cdot \left(\frac{\rho^0_{GLP\,gás}}{\rho^0_{GLP\,líq}}\right) \cdot TC_d \qquad (7.11)$$

$$P_{GP} = \$_{GP}^{ref} \cdot 0{,}0373 \cdot \left(\frac{PCS_{GP}}{39355{,}92}\right) \cdot TC_d \qquad (7.12)$$

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.

Sendo:

$\$_{CGN}^{ref}$ a média mensal calculada a partir dos valores *close* cotados diariamente pelo PLATT'S[10], referentes ao preço CIF da Natural Gasoline LDH[11], em dólares americano por galão;

$\$_{C_3}^{ref}$ 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;

$\$_{C_4}^{ref}$ 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;

$\$_{GP}^{ref}$ 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 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.

7.2.3 Periodicidade de Cálculo do Preço do Gás Natural

A Resolução ANP nº 40/2009 estabelece que o cálculo do preço do gás natural deve ser refeito sempre que o poder calorífico superior, calculado a partir da Equação 7.8, ultrapassar a variação de 5% (cinco por cento) em relação ao valor que está sendo considerado para o cálculo.

[10] PLATT'S - é um provedor global de informações sobre energia, é uma das fontes principais de avaliações de preço de referência nos mercados da energia física. Desde 1909, a Platts apresentou informações e insights que ajudam as empresas a tomar decisões.
[11] LDH - LDH Energia é um dos maiores comerciantes na América do Norte de líquidos de gás natural (etano, propano, butano e gasolina natural) do mercado.

7.3 Metodologia Aplicada

O trabalho desenvolvido nesta dissertação consiste na aplicacao da Resolução ANP n° 40/2009 na produção de gás natural da concessão de Rio Urucu apresentando uma proposta de metodologia de cálculo de *royalties* para esta concessão.

7.3.1 Aquisição dos dados dos preços de referência do gás natural

A ANP disponibiliza em seu sítio eletrônico os valores dos preços de referência do gás natural para todas as concessões do país. Deste modo, foram adquiridos os preços de referência do gás natural da concessão de Rio Urucu desde a implantação da ANP, em 1998, até outubro de 2010.

7.3.2 Avaliação do Impacto da metodologia de cálculo de *royalties* proposta na Arrecadação dos mesmos a partir da produção da Concessão de Rio Urucu

Para a avaliação do impacto na arrrecadação dos *royalties* do gás natural na concessão de Rio Urucu, com a metodologia de cálculo proposta, foram acompanhadas as coletas e análises de cromatografia do gás natural produzido e injetado na concessão de Rio Urucu, no Estado do Amazonas. A partir das cromatografias foram calculados as frações volumétricas, as densidades, o poder calorífico e os preços das frações e do gás natural.

Neste capitulo foram apresentadas as etapas realizadas na coleta e caracterização de gás natural, e as equações utilizadas para a obtenção do preço de referência de gás natural. No capítulo seguinte serão apresenados os resultados e a discussão e a proposta de metodologia de cálculo de *royalties* para a concessão de Rio Urucu.

Capítulo VIII

Resultados e Discussão

O presente capítulo apresenta o tratamento dos dados experimentais e uma proposta de metodologia de cálculo de *royalties* para a concessão de Rio Urucu.

8.1 Resultados Experimentais

8.1.1 Coleta das Amostras

No período de março a outubro de 2010, foram coletadas 65 amostras de gás natural nos pontos fiscais de gás natural definidos no Capítulo 6, a saber: 1R, 1RA, 2R, 2RA, 3R, 5L, 6L, 10, 10A e gás natural injetado.

8.1.2 Análises Cromatográficas

Todas as 65 amostras coletadas foram caracterizadas como estabelecido na Norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa.

O gás produzido do campo de Rio Urucu não apresenta monóxido de carbono, e nem oxigênio, entretanto apresenta um teor de nitrogênio alto, em alguns pontos superior a 15%. Os resultados das análises cromatográficas encontram-se na Tabela 8.1. As coletas foram realizadas sempre no dia 20 de cada mês, no período de março a outubro de 2010.

Tabela 8.1 – Análises cromatográficas do gás natural realizadas nas amostras dos pontos de medição fiscais.

DATA	Local	Metano	Etano	Propano	I-But	N-But	I-Pent	N-Pent	Hexanos	Heptanos	Octanos+	Nitrog	C02
Março	Gás de Injeção	75,148	11,41	0,022	0	0	0	0	0	0	0	13,252	0,336
	2R	71,439	10,877	3,133	0,371	0,802	0,17	0,217	0,127	0,052	0,028	12,616	0,338
	2RA	71,765	10,946	3,949	0,443	0,91	0,174	0,216	0,119	0,053	0,028	11,223	0,348
	5L	68,116	10,4	3,502	0,393	0,77	0,143	0,179	0,093	0,041	0,022	16,212	0,262
	10	8,469	24,451	41,219	6,439	12,929	2,034	2,438	1,087	0,446	0,234	0,2	0,156
	3R	57,898	17,897	10,544	1,482	3,247	0,608	0,727	0,343	0,135	0,072	6,865	0,384
	6L	51,024	25,424	13,553	1,597	3,033	0,43	0,48	0,167	0,057	0,032	4,031	0,36
	10A	43,1	22,369	19,285	1,55	5,007	1,193	1,534	0,884	0,394	0,258	4,261	0,338
Abril	Gás de Injeção	74,855	11,112	0,44	0,043	0,094	0,025	0,034	0,027	0	0	13,185	0,354
	2R	71,335	10,948	3,294	0,406	0,888	0,197	0,258	0,167	0,062	0,031	12,24	0,322
	2RA	71,361	11,007	3,851	0,438	0,922	0,182	0,232	0,14	0,052	0,029	11,598	0,35
	5L	67,746	10,389	3,665	0,425	0,864	0,18	0,239	0,172	0,067	0,036	16,069	0,256
	10	9,201	25,365	40,97	5,766	11,628	2,041	2,556	1,359	0,497	0,246	0,238	0,148
	3R	59,162	17,379	9,967	1,455	3,275	0,651	0,785	0,351	0,111	0,059	6,624	0,36
	6L	50,061	24,02	13,532	1,725	3,517	0,65	0,813	0,502	0,196	0,1	4,678	0,334
	10A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maio	Gás de Injeção	73,97	11,456	0,781	0,077	0,163	0,035	0,044	0,027	0	0	13,267	0,346
	2R	71,67	11,094	2,92	0,35	0,769	0,17	0,222	0,141	0,051	0,026	12,412	0,334
	2RA	71,012	10,973	3,789	0,432	0,919	0,189	0,243	0,154	0,061	0,031	12,013	0,342
	5L	67,695	10,474	3,648	0,412	0,823	0,149	0,185	0,098	0,036	0,015	16,328	0,274
	10	9,323	22,987	38,682	5,599	11,812	2,659	3,792	3,118	1,106	0,494	0,279	0,152
	3R	54,964	20,122	11,629	1,6	3,468	0,664	0,806	0,371	0,119	0,061	6,014	0,372
	6L	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10A	33,13	19,352	24,981	2,731	9,227	2,271	2,895	1,296	0,419	0,224	3,208	0,552
Junho	Gás de Injeção	73,683	12,304	0,451	0,039	0,084	0,017	0,022	0,015	0	0	13,192	0,386
	2R	71,767	10,937	3,046	0,358	0,743	0,144	0,174	0,127	0,045	0,023	12,449	0,36
	2RA	71,158	10,996	3,429	0,387	0,81	0,162	0,2	0,179	0,099	0,057	12,279	0,372
	5L	67,724	10,325	3,503	0,386	0,76	0,138	0,17	0,145	0,1	0,062	16,476	0,282
	10	9,872	27,985	41,796	5,336	10,247	1,518	1,698	0,848	0,259	0,132	0,254	0,156
	3R	57,188	19,497	10,449	1,412	3,053	0,56	0,636	0,379	0,098	0,081	6,405	0,436
	6L	50,429	26,103	13,535	1,551	2,899	0,398	0,424	0,271	0,035	0,035	4,153	0,404
	10A	17,309	31,708	29,006	4,524	10,246	1,895	2,224	1,219	0,409	0,212	1,092	0,324
Julho	Gás de Injeção	73,495	11,976	0,021	0	0	0	0	0	0	0	14,341	0,334
	2R	71,564	10,945	3,08	0,375	0,825	0,192	0,254	0,166	0,057	0,029	12,344	0,322
	2RA	71,186	10,943	3,644	0,414	0,866	0,176	0,223	0,13	0,046	0,024	12,172	0,34
	5L	67,389	10,422	3,679	0,439	0,93	0,2	0,271	0,188	0,073	0,042	16,219	0,26
	10	6,631	25,541	32,697	6,292	15,819	3,655	4,864	2,833	0,917	0,428	0,165	0,38
	3R	56,383	18,984	10,866	1,562	3,547	0,758	0,936	0,451	0,134	0,069	6,126	0,392
	6L	49,477	26,541	14,065	1,636	3,106	0,46	0,509	0,176	0,065	0,033	3,741	0,366
	10A	39,344	22,331	24,474	1,684	5,02	1,013	1,224	0,582	0,197	0,101	3,864	0,312
Agosto	Gás de Injeção	74,257	11,989	0,074	0	0	0	0	0	0	0	13,499	0,362
	2R	71,227	11,015	3,202	0,407	0,858	0,175	0,224	0,141	0,056	0,03	12,489	0,326
	2RA	70,557	11,149	3,594	0,441	0,926	0,187	0,24	0,148	0,056	0,029	12,49	0,346
	5L	67,376	10,52	3,577	0,433	0,849	0,149	0,187	0,12	0,093	0,057	16,457	0,232
	10	9,759	29,478	40,062	5,478	10,418	1,314	1,835	0,829	0,306	0,174	0,217	0,204
	3R	54,038	20,899	11,529	1,751	3,914	0,801	1,005	0,52	0,174	0,09	5,076	0,404
	6L	48,368	26,114	14,122	1,854	3,665	0,599	0,713	0,318	0,109	0,058	3,907	0,346
	10A	11,323	28,15	26,316	3,734	13,076	1,35	5,24	4,075	1,588	0,731	3,9	0,38
	1RA	69,066	11,397	5,194	0,689	1,436	0,261	0,306	0,126	0,038	0,017	11,281	0,386
Setembro	Gás de Injeção	70,17	11,502	3,276	0,404	0,833	0,16	0,202	0,12	0,055	0,028	13,085	0,328
	2R	67,642	10,793	3,733	0,473	1,005	0,209	0,284	0,255	0,163	0,074	15,206	0,282
	2RA	70,718	11,154	3,341	0,422	0,911	0,195	0,259	0,181	0,099	0,055	12,487	0,344
	5L	67,355	10,48	3,501	0,424	0,836	0,154	0,202	0,137	0,076	0,037	16,661	0,26
	10	46,135	22,087	18,513	1,476	4,243	0,838	1,022	0,485	0,179	0,093	4,778	0,34
	3R	56,783	17,74	10,065	1,6	3,726	0,812	1,031	0,591	0,255	0,131	7,082	0,384
	6L	52,444	23,572	12,338	1,645	3,242	0,499	0,593	0,219	0,08	0,051	5,15	0,35
	10A	12,117	30,21	31,404	5,629	13,032	2,418	2,984	1,137	0,345	0,191	0,368	0,49
Outubro	Gás de Injeção	74,621	11,666	0,351	0	0,007	0	0,008	0,008	0,006	0	13,158	0,35
	2R	71,194	11,075	3,173	0,405	0,862	0,175	0,229	0,145	0,067	0,035	12,486	0,306
	2RA	71,287	11,082	3,448	0,434	0,916	0,185	0,241	0,146	0,061	0,032	12,003	0,332
	5L	67,07	10,621	3,705	0,466	0,958	0,185	0,244	0,146	0,064	0,034	16,378	0,26
	10	43,643	22,567	19,818	1,585	4,854	0,977	1,206	0,565	0,232	0,118	4,281	0,338
	3R	52,926	21,114	11,938	1,783	3,862	0,722	0,887	0,404	0,152	0,081	5,962	0,37
	6L	50,879	21,504	12,206	1,801	3,866	0,708	0,866	0,395	0,15	0,079	7,374	0,374
	10A	5,625	21,093	34,81	7,781	19,772	3,862	4,715	1,444	0,405	0,233	0,257	0,25
	1R	70,796	11,215	3,647	0,44	0,906	0,165	0,206	0,104	0,041	0,022	12,281	0,36
	1RA	70,589	11,019	2,617	0,287	0,569	0,098	0,119	0,061	0,029	0,015	14,438	0,322

8.1.2.1 Gás Natural Injetado

A partir dos resultados das análises cromatográficas mostrados na Tabela 8.1 para o gás natural injetado, observa-se que as composições praticamente não se alteraram no período de março a outubro de 2010.

A variação do metano foimenor que 5%, e, somente no mês de setembro, o valor da fração de metano ficou inferior à média de 74,3%, mas já em outubro retornou aos valores observados no período de março a agosto. Provavelmente uma das UPGN's teve algum problema operacional no mês de setembro de 2010, ocasionando o desvio observado.

O somatório das frações molares dos componentes com mais de três carbonos, corrente C_3^+, durante quase todo o período analisado esteve abaixo de 1%, somente no mês de setembro ficou superior, Figura 8.2.

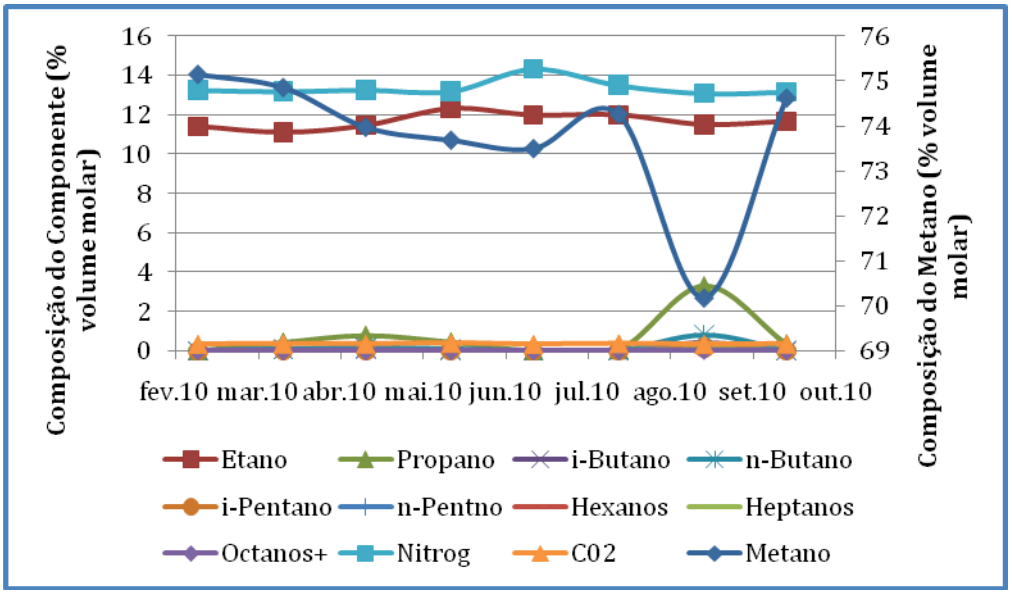


Figura 8.1 – Variação da composição do gás natural injetado no campo de Rio Urucu.

A baixa variabilidade composicional do gás natural injetado é resultante do processamento das UPGN's. Desde que estas unidades mantenham o seu fator de recuperação e operem sempre com a mesma proporção da carga total processada, a composição do gás natural injetado será praticamente constante.

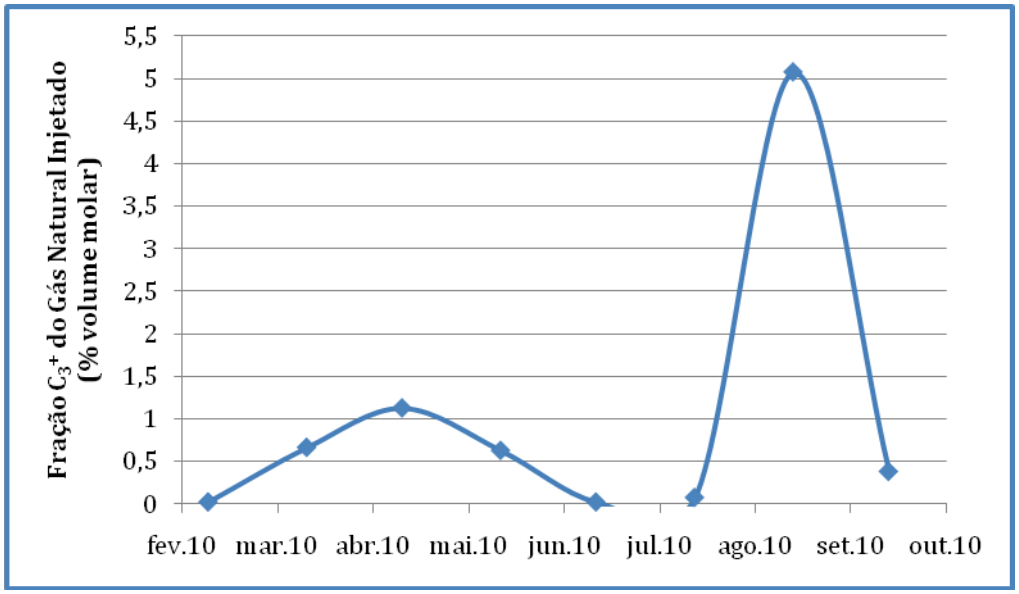


Figura 8.2 – Variação da fração C_3^+do gás natural injetado no campo de Rio Urucu.

Na figura 8.3 pode ser observado que, descartando-se o mês de setembro por ser um ponto não representativo para o período, a variação do metano torna-se menor que 2%, e a Fração C_3^+do gás natural fica praticamente sempre abaixo de 1%, conforme visto na Figura 8.4.

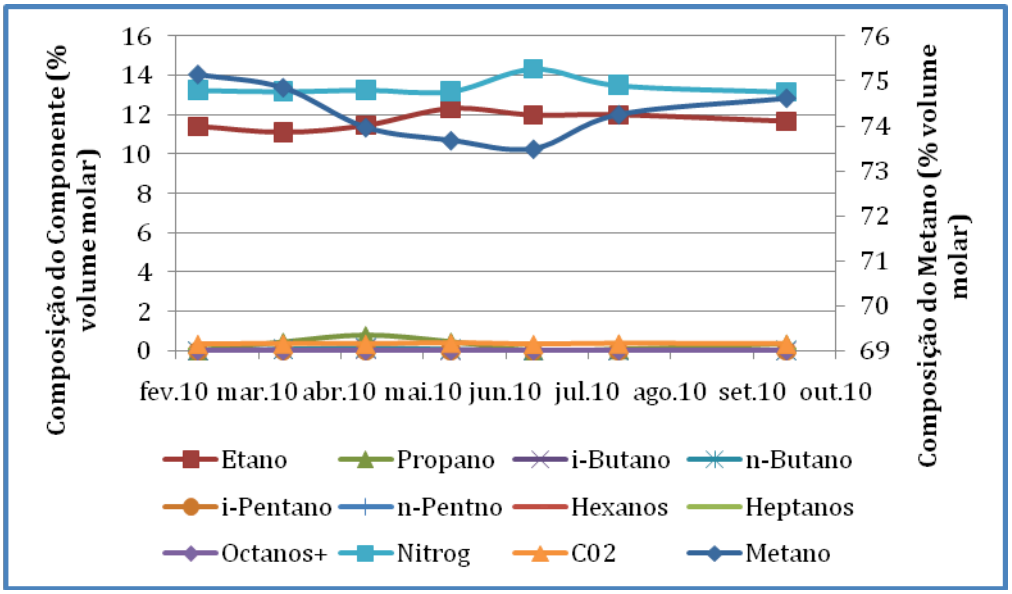


Figura 8.3 – Variação da composição do gás natural injetado, excluído o mês de setembro de 2010, no campo de Rio Urucu.

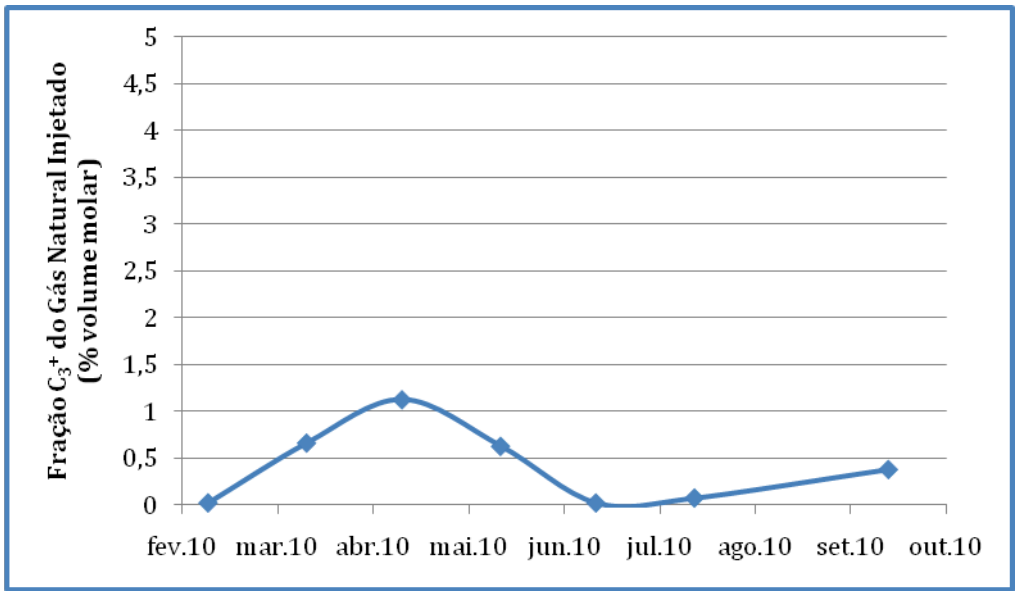


Figura 8.4 – Variação da fração C_3^+ do gás natural injetado, excluído o mês de setembro de 2010, no campo de Rio Urucu.

Após tratamento estatístico realizado nas composições dos gás natural injetado, descrito no Anexo, item A.1, foi obtida a seguinte composição média para o gás injetado, apresentado na Tabela 8.2.

Tabela 8.2 – Composição média do gás natural injetado obtida através de tratamento estatístico.

Componente (%)	Metano	Etano	Propano	i-Butano	n-Butano	i-Pentano	n-Pentano	Hexanos	Heptanos	Octanos+	Nitrogênio	C02
Média	74,200	11,700	0,300	0,020	0,040	0,010	0,015	0,010	0,001	0,000	13,400	0,350
Limite Superior	74,767	12,079	0,562	0,048	0,100	0,024	0,032	0,021	0,003	0,000	13,792	0,366
Limite Inferior	73,633	11,321	0,038	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,008	0,334

O gás natural injetado pode ser classificado como um gás pobre, pois o somatório das frações volumétricas dos componentes com três átomos de carbono ou mais é aproximadamente 0,4%, muito menor do que 7% (VAZ et al, 2008). Este resultado também está de acordo com a alta eficiência esperada para as UPGN's URUCU I (absorção refrigerada), URUCU II e URUCU III (turbo-expansão).

8.1.2.2 Gás Natural Produzido

A composição do gás natural produzido é obtida ponderando-se as composições observadas nos pontos de medição com as vazões de gás natural nos respectivos pontos, conforme Equação 6.5.

Não ocorreu grande variação dos percentuais das vazões de cada ponto de medição de gás natural durante o período analisado, desta forma, os percentuais foram considerados constantes, conforme pode ser observado na Tabela 8.3.

Tabela 8.3 – Percentual de volume utilizado para a ponderação do gás natural.

Corrente	Percentual de Volume
2R/2RA	45,55%
5L	43,40%
10	0,80%
3R	1,62%
6L	2,00%
10A	0,05%
1R/1RA	6,58%

Na Tabela 8.4 apresenta-se a composição do gás produzido no período analisado.

Tabela 8.4 – Resultado das ponderações das análises cromatográficas realizadas para o gás natural produzido.

Composição Molar (% volume)	mar.10	abr.10	mai.10	jun.10	jul.10	ago.10	set.10	out.10
Metano	70,81	70,49	69,19	70,28	70,27	69,60	70,12	70,46
Etano	11,29	11,34	11,54	11,40	11,33	11,58	11,45	11,48
Propano	4,32	4,24	4,72	3,89	4,03	4,13	3,66	3,81
i-Butano	0,51	0,50	0,57	0,45	0,49	0,52	0,47	0,48
n-Butano	1,05	1,06	1,22	0,95	1,04	1,10	1,02	1,02
i-Pentano	1,74	1,75	1,78	1,73	1,76	0,22	1,76	0,20
n-Penano	0,24	0,26	0,33	0,22	0,27	0,28	0,28	0,26
Hexanos	0,13	0,15	0,22	0,18	0,16	0,16	0,19	0,15
Heptanos	0,06	0,06	0,08	0,09	0,05	0,06	0,10	0,06
Octanos+	0,03	0,04	0,05	0,10	0,03	0,04	0,06	0,03
CO2	0,17	0,17	0,17	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17
Nirogênio	9,64	9,94	10,13	10,51	10,41	12,14	10,73	11,88

A composição do gás natural produzido teve pouca variação no período analisado, conforme Figura 8.5. O percentual de variação de metano foi de 2,3%. O mês de agosto apresentou aumento na fração de nitrogênio e diminuição da fração de i-Pentano. Apesar

dessa variação no mês de agosto, nos outros meses analisados a composição foi estável e praticamente constante.

Após tratamento estatístico realizado nas composições dos gás natural produzido, descrita no Anexo, Tabela A.2, pode ser destacado o alto percentual de nitrogênio na composição do gás natural produzido em Rio Urucu, em média 10,6%, como também observado por Madeira (2008).

Com base na composição obtida, o gás produzido pode ser classificado como um gás rico, pois possui um percentual de frações de hidrocarbonetos com três átomos de carbono ou mais, é, em média, superior a 7% (VAZ et al, 2008).

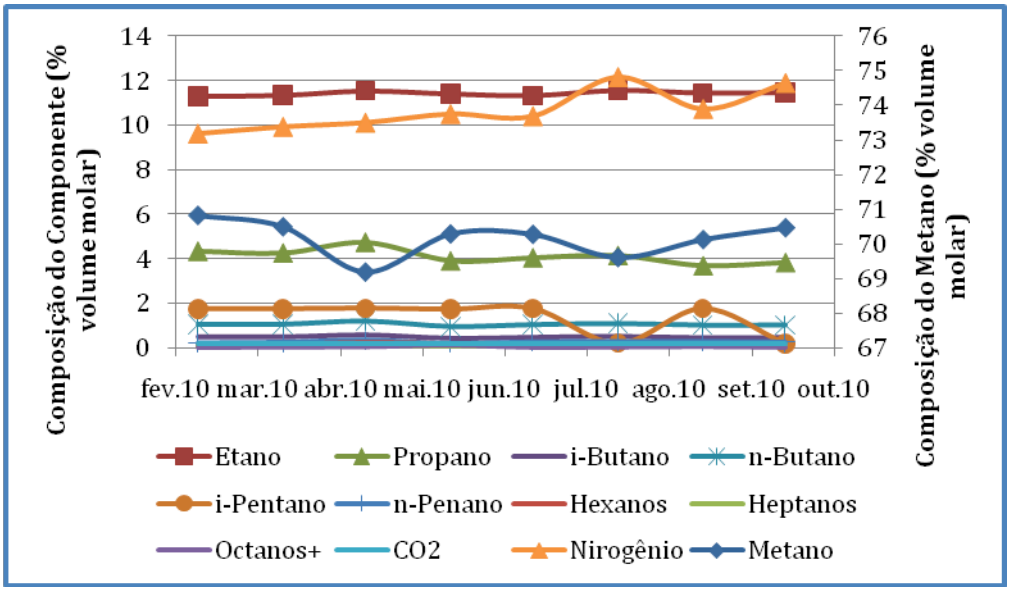


Figura 8.5 – Variação da composição do gás natural produzido no campo de Rio Urucu.

A fração C_3^+ do gás natura produzido em Rio Urucu oscilou no período, de março a outubro de 2010, entre 6 a 9%, conforme Figura 8.6. Entretanto esta foi bem superior a fração C_3^+ do gás natural injetado no campo, a qual foi sempre inferior a 1%.

O metano e o etano adquirem uma proporção maior no gás natural injetado, já que as frações pesadas foram retiradas.

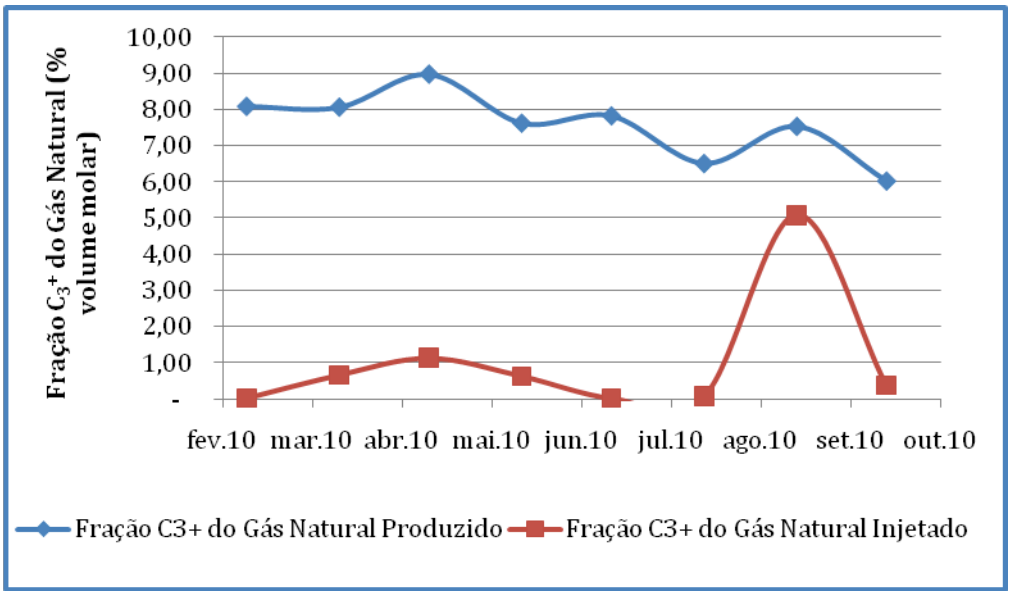


Figura 8.6 – Variação da fração C_3^+do gás natural produzido e injetado no campo de Rio Urucu.

8.1.3 Frações Volumétricas do Gás Natural

As frações volumétricas do gás natural foram calculadas de acordo com as Equações 7.5 a 7.7. As frações volumétricas calculadas para o gás produzido e o injetado evidenciam as diferenças composicionais dos mesmos.

As frações volumétricas de V_{CGN} e V_{GLP} estão praticamente ausentes no gás injetado e a fração de V_{GP} foi, em média, 7% superior a do gás produzido, conforme a Tabela 8.5.

Tabela 8.5 – Frações volumétricas do gás natural produzido e injetado.

Unidade (%) Volume molar	Mês	mar/10	abr/10	mai/10	jun/10	jul/10	ago/10	set/10	out/10
Gás Produzido	V_{CGN}	0,0218	0,0224	0,0244	0,0230	0,0225	0,0075	0,0237	0,0069
	V_{GLP}	0,0582	0,0574	0,0644	0,0524	0,0550	0,0568	0,0510	0,0524
	V_{GP}	0,9201	0,9202	0,9112	0,9247	0,9225	0,9357	0,9253	0,9407
Gás Injetado	V_{CGN}	0,0000	0,0009	0,0010	0,0006	0,0000	0,0000	0,0056	0,0003
	V_{GLP}	0,0002	0,0056	0,0101	0,0056	0,0002	0,0007	0,0445	0,0035
	V_{GP}	0,9998	0,9935	0,9889	0,9938	0,9998	0,9993	0,9499	0,9962

8.1.4 Densidade das Frações do Gás Natural

As densidades das frações do gás natural foram calculadas de acordo com as Equações 7.3 e 7.4, já que amédia das densidades do n-pentano e iso-pentano são fixadas na Resolução ANP nº 40/2009.

As densidades médias calculadas para a fração gasosa no gás produzido e no gás injetado apresentou valores bem próximos, 2,00 kg/m^{3}e 1,91 kg/m^3, respectivamente. Para a fração líquida as médias dos valores calculados foram 527,9 kg/m^{3}e 516,7 kg/m^3, representando uma variação percentual baixa, de aproximadamente 2%, conforme a Tabela 8.6.

Tabela 8.6 – Densidade das frações do gás natural produzido e injetado.

	Mês	mar.10	abr.10	mai.10	jun.10	jul.10	ago.10	set.10	out.10	Unidade
Gás Produzido	ρ^o_{GLPgas} =	1,99	2,00	2,00	1,99	2,00	2,00	2,01	2,00	kg/m3 gás
	ρ^o_{GLPliq} =	527,23	527,50	527,91	527,25	527,96	528,14	529,01	528,20	kg/m3 líq.
Gás Injetado	ρ^o_{GLPgas} =	1,83	1,97	1,97	1,96	1,83	1,83	2,00	1,85	kg/m3 gás
	ρ^o_{GLPliq} =	508,00	524,38	524,82	523,09	508,00	508,00	527,60	510,08	kg/m3 líq.

8.1.5 Poder Calorífico Superior (PCS)

8.1.5.1 Poder Calorífico Superior do Gás Natural Produzido

Na Tabela 8.7 visualiza-se o PCS calculado para o gás natural produzido, utilizando-se das composições consolidadas apresentadas na Tabela 8.4.

Tabela 8.7 – Poder calorífico superior do gás natural produzido.

PCS kJ/M3	mar-10	abr-10	mai-10	jun-10	jul-10	ago-10	set-10	out-10
	39.396,77	39.700,25	39.678,77	39.328,73	39.408,98	39.261,40	39.580,53	39.573,04

O valor do PCS do gás natural produzido no campo de Rio Urucu oscilou muito pouco desde que a Resolução ANP nº 40/2009 entrou em vigor. O limite de variação permitido é de 5% em relação ao poder calorífico da amostra que está atualmente sendo utilizada para o cálculo do preço de referência.

No período analisado, a Petrobras não foi obrigada a atualizar a composição do gás natural junto à ANP, pois os valores calculados do PCS nas amostras de gás natural produzido no período não foram maiores que 5% em relação ao valor em vigor, que era igual a 39.396,77 kJ/m^3.

A Figura 8.7 apresenta os limites de PCS estabelecidos pela Resolução ANP nº 40/2009 e o PCS calculado para o gás natural produzido.

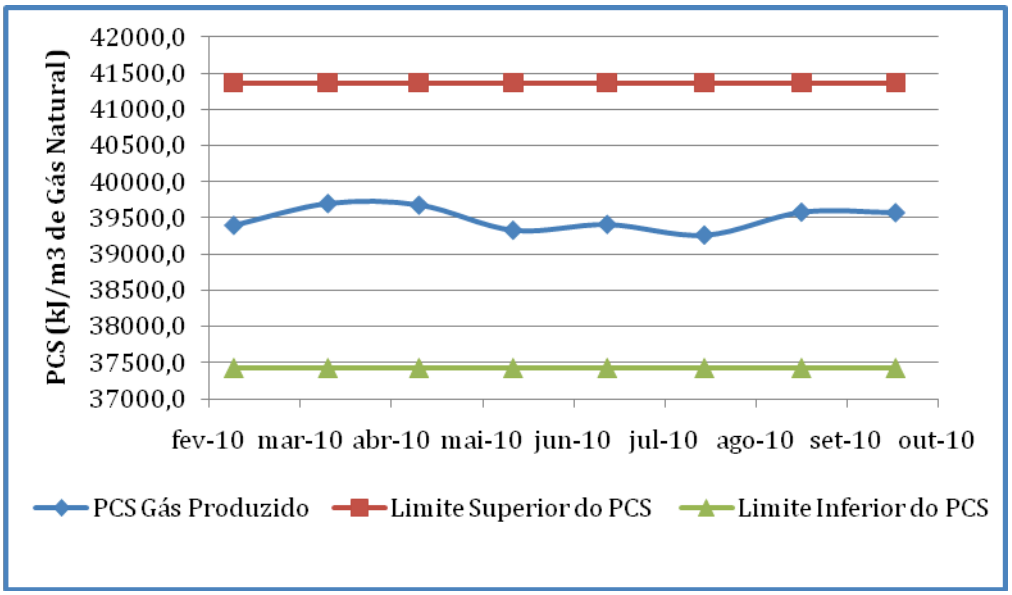


Figura 8.7 – Variação do PCS do gás natural produzido no campo de Rio Urucu.

8.1.5.2 Poder Calorífico Superior do Gás Processado

O PCS do gás processado, calculado utilizando-se a Equação 7.8, o qual é um dos parâmetros para se chegar ao preço do gás natural, é apresentado na Tabela 8.8.

Tabela 8.8 – Poder calorífico superior do gás processado para o cálculo do preço de referência do gás natural produzido e injetado.

	Mês	mar.10	abr.10	mai.10	jun.10	jul.10	ago.10	set.10	out.10	Unidade
Gás Produzido	PCS_{GP} =	37214,86	37110,56	37094,23	36882,90	36918,37	36305,32	36822,66	36382,91	kJ/m^3 de GP
Gás Injetado	PCS_{GP} =	35882,03	35808,53	35873,44	36141,24	35636,42	35948,21	35919,64	35990,98	kJ/m^3 de GP

O PCS_{GP} é praticamente constante tanto para o gás produzido como para o gás injetado, e também apresenta valores muito próximos para os dois tipos de gases. A diferença

entre as médias de PCS_{GP} calculadas para o gás produzido e injetado no período foi menor que 3%.

8.2 Preços do Gás Natural

Logo que estejam determinadas as frações volumétricas do gás natural produzido e injetado, assim como os valores do PCS, pode-se calcular os preços das frações, do condensado de gás natural (CGN), gás natual liquefeito(GLP) e gás natural processado (GP).

8.2.1 Taxa de Câmbio

As taxas de câmbio médias mensais praticadas no período de março a outubro de 2010 são apresentadas na Tabela 8.9.

Tabela 8.9 – Taxas de câmbio do período de março a outubro de 2010.

Mês	Taxa de Câmbio
mar.10	1,7850
abr.10	1,7558
mai.10	1,8124
jun.10	1,8057
jul.10	1,7688
ago.10	1,7588
set.10	1,7179
out.10	1,6827

Fonte: Banco Central do Brasil, 2010

Destaca-se que a partir de maio de 2010 houve um declínio de aproximadamente 1,4% ao mês.A partir da implementação da Resolução ANP nº 40/2009, a diminuição do valor da taxa de câmbio resultou em um menor preço para as frações do gás natural e, em sequência para o preço total do gás natural. Quanto maior a valorização do real brasileiro frente ao dólar americano, menor será o preço do gás natural no Brasil.

8.2.2 Índices do PLATT's

Os índices de preços que determinam o valor do gás natural, segundo a Resolução ANP nº40/2009, cotados pelo PLATT's, podem ser observados na Tabela 8.10. Os valores apresentados são médias mensais das cotações diárias dos índices.

Tabela 8.10 – Médias mensais dos preços dos índices de março a outubro de 2010.

Produtos	Natural Gasoline	Propane LDH	Butane LDH	Henry Hub
mar.10	1,8355	1,1367	1,4292	4,3270
abr.10	1,9462	1,1393	1,5128	4,0317
mai.10	1,7841	1,0802	1,4166	4,1205
jun.10	1,7033	1,0396	1,4285	4,7925
jul.10	1,6499	1,0117	1,3513	4,6121
ago.10	1,7137	1,0736	1,3751	4,3614
set.10	1,7596	1,1330	1,4285	3,8914
out.10	1,9212	1,2315	1,5455	3,4569

Fonte: PLATT's, 2010

A maior variação de preço foi observada para o índice Henry Hub, que atingiu pouco mais de 48%, seguido da Gasolina Natural, com 17%. O Propano LDH, que atingiu 15% e finalmente o Butano LDH, que oscilou cerca de 11%. A Figura 8.8 apresenta as cotações dos índices já convertidos para reais por metro cúbico.

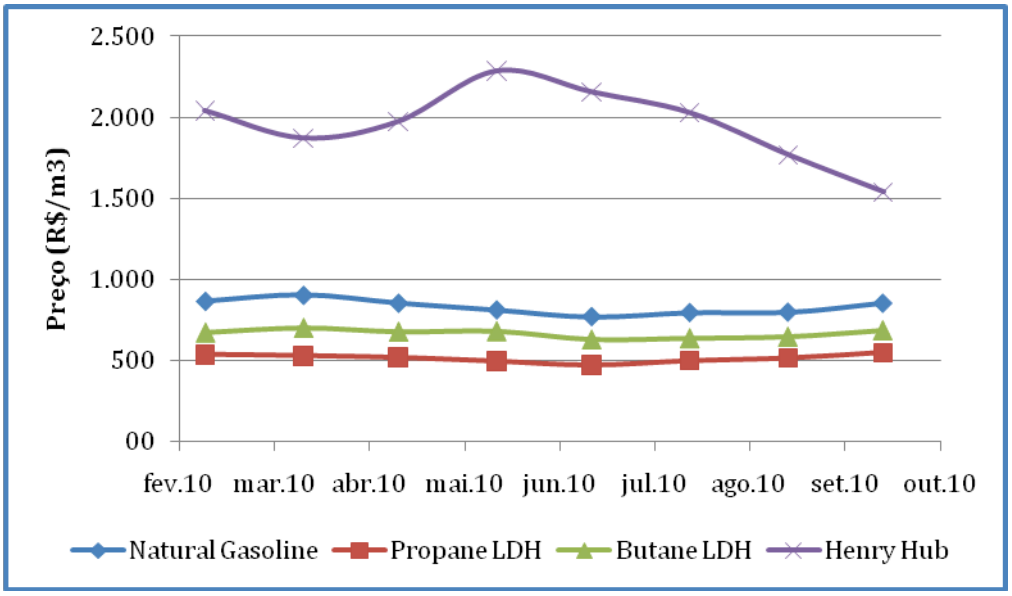


Figura 8.8 – Variação do preço dos índices no período de março a outubro de 2010.

8.2.3 Preço das Frações do Gás Natural

A Tabela 8.11 apresenta o preço das frações de gás natural produzido e injetado calculados segundo as Equações 7.10, 7.11 e 7.12.

Tabela 8.11 – Preço das frações de gás natural para o gás produzido e injetado.

	Mês	mar/10	abr/10	mai/10	jun/10	jul/10	ago/10	set/10	out/10	Unidade
Gás Produzido	P_{CGN} =	4,11	4,28	4,05	3,86	3,66	3,78	3,79	4,05	R$/m3
	P_{GLP} =	2,29	2,33	2,26	2,23	2,09	2,16	2,21	2,34	R$/m3
	P_{GP} =	0,27	0,25	0,26	0,30	0,29	0,26	0,23	0,20	R$/m3
Gás Injetado	P_{CGN} =	4,11	4,28	4,05	3,86	3,66	3,78	3,79	4,05	R$/m3
	P_{GLP} =	2,18	2,31	2,25	2,20	1,99	2,05	2,20	2,24	R$/m3
	P_{GP} =	0,26	0,24	0,25	0,30	0,28	0,26	0,23	0,20	R$/m3

O preço do condensado de gás natural é igual para o gás natural produzido e injetado, pois este é função somente do preço da Gasolina Natural e da taxa de câmbio, já que as densidades do n-pentano e iso-pentano são constantes fixadas pela Resolução ANP nº40/2009.

O preço da fração de gás processado é praticamente igual para o gás produzido e gás injetado, e este resultado é reflexo dos valores muito próximos de PCS_{GP}mostrados na Tabela 8.8.

O diferencial de preços entre o gás natural produzido e injetado está na fração de gás natural liquefeito, pois o cálculo é função das densidades, que estão diretamente relacionadas a fração C_3^+ do gás natural. Neste caso, o preço da fração referente ao gás natural liquefeito para o gás produzido é sempre maior que para o gás injetado, conforme evidenciado na Figura 8.9.

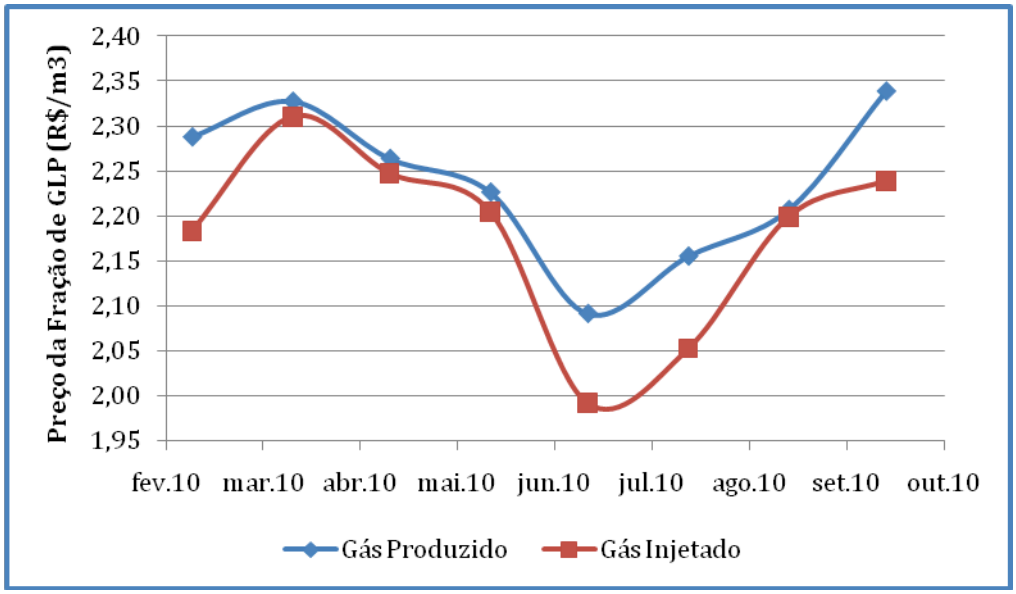


Figura 8.9 – Variação do preço do GLP para o gás natural produzido e injetado.

A maior diferença de preços da fração de gás natural liquefeito do gás natural produzido e injetado foi no mês de agosto de 2010, como consequência da maior diferença de fração C_3^+ entre o gás produzido e injetado, observado neste mês.

O oposto, ou seja, a menor diferença de preços para o gás produzido e injetado, aconteceu no mês de setembro de 2010, quando a fração C_3^+ do gás natural injetado foi a mais alta do período analisado, como mostrado na Figura 8.6.

8.2.4 Preço do Gás Natural Produzido e Injetado

Com base nas análises composicionais realizadas no gás natural produzido e injetado na concessão de Rio Urucu, foram calculados os preços de referência destes gases.

O preço do gás natural produzido é superior ao do gás injetado em todo o período analisado. Esta constatação é coerente com a metodologia implementada pela Resolução ANP nº 40/2009, pois esta precifica o gás natural com base nos produtos possíveis de serem obtidos no processamento do gás. Logo, se o gás produzido, por ser um gás rico, apresenta um maior percentual das frações de maior valor agregado, possuirá um preço superior.

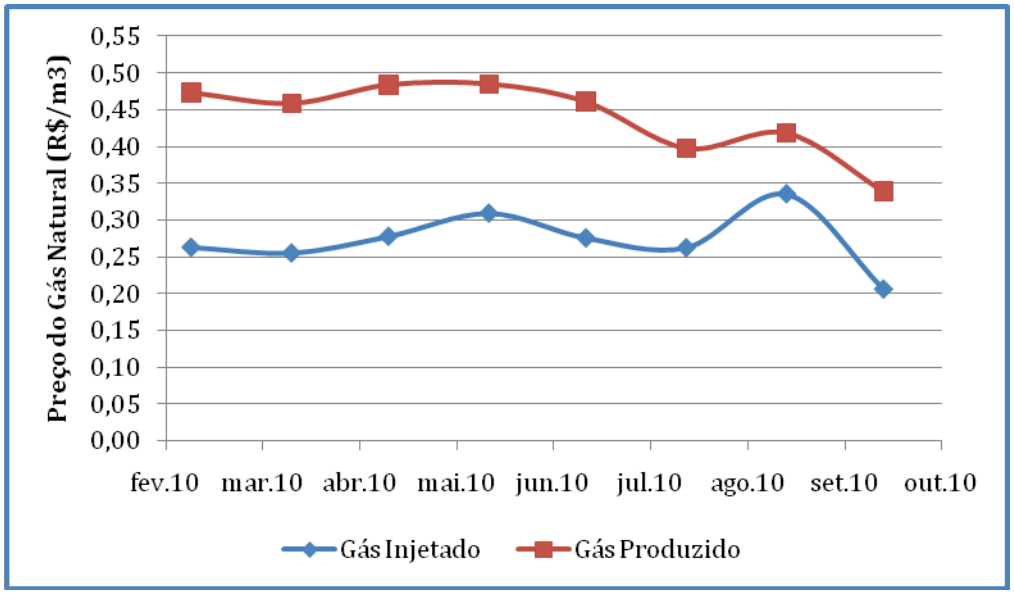


Figura 8.10 – Variação do preço do gás natural produzido calculado e injetado.

8.3 A aplicação da Resolução ANP nº 40/2009 na concessão de Rio Urucu

A Resolução ANP nº 40/2009 estabelece que o cálculo do preço do gás natural deve ser refeito sempre que o poder calorífico superior, ultrapassar a variação de 5% (cinco por cento) em relação ao valor que está sendo considerado para o cálculo.

Foi constatado que o poder calorífico do gás natural produzido na concessão de Rio Urucu não ultrapassou esse limite, como mostrado na Figura 8.7, pois durante todo o período analisado as frações volumétricas utilizadas pela ANP para o cálculo do preço de referência foram as mesmas, conforme apresentado na Tabela 8.12.

Tabela 8.12 – Frações volumétricas do gás natural produzido em Rio Urucu.

Fração Volumétrica	V_{C1}	V_{C2}	V_{C3}	V_{C4}	V_{C5}^{+}
Valor (%)	0,6969	0,1124	0,0418	0,0163	0,0143

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010.

Em todo o período analisado o preço do gás natural produzido para o campo de Rio Urucu foi calculado a partir da mesma composição, pois como já abordado, por não ter apresentado variação do PCS superior a 5%, não é obrigatória a atualização da análise para o cálculo do preço de referência.

Comparando-se os preços de referência praticados pela ANP no período de março a outubro de 2010, com aqueles calculados a partir das análises composicionais realizadas, observa-se que os preços praticados pela ANP são ligeiramente inferiores aos calculados para a maior parte do período, Figura 8.12.

A diferença de preços mesmo em março de 2010, mês de início de vigência da Resolução, deve-se ao estabelecido no seu art. 9º, que exigia o envio das análises composicionais em até 60 dias da publicação da Resolução, prazo que se esgotou em 18 de fevereiro de 2010; logo, a análise base para o cálculo foi a de fevereiro de 2010 e não a de março.

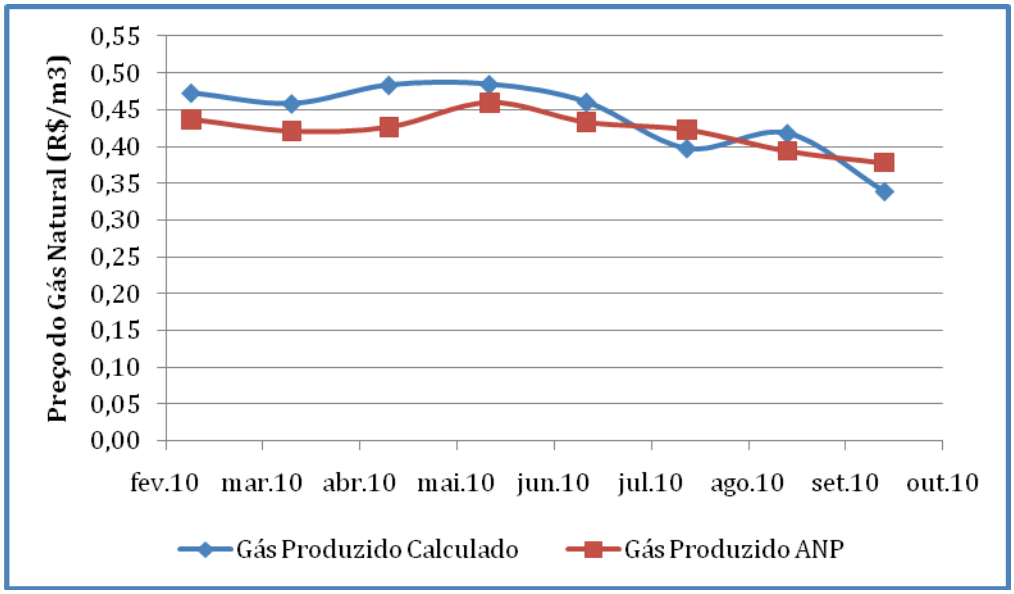


Figura 8.11 – Variação do preço do gás natural produzido praticado pela ANP e o calculado.

8.4 Proposta de Metodologia de Cálculo de *Royalties* na Concessão de Rio Urucu

Como visto nas Tabelas 8.1 e 8.4, a composição do gás natural produzido é distinta da composição do gás natural injetado, pois esta última é produto do processamento em UPGN's.

Como desconto volumétrico do gás natural injetado do gás natural produzido, calculado pela Equação 6.3, acaba-se por ignorar esta diferença de composição.

O cálculo dos *royalties* se reavaliado poderia ser mais próximo do que ocorre realmente na prática, pois estão sendo recolhidos os *royalties* baseando-se no volume obtido a partir do desconto do volume injetado sobre o volume produzido, conforme Equação 6.3.

Ao se calcular o volume de gás natural para *royalties* desta maneira, não se está levando em conta a remoção das frações de maior valor agragado do gás natural, como por exemplo o GLP. Tal fato não se reflete na compensação financeira por este recurso que está sendo explorado.

Além disto, a longo prazo, devido a reinjeção do gás natural com as frações dos componentes de três ou mais átomos de carbono praticamente nulas, haverá uma diluição do gás no reservatório, e o gás produzido terá a sua composição cada vez mais próxima do gás injetado.

Para melhor equilibrar as variações composicionais e a arrecadação dos *royalties* pela União, é proposta uma metodologia de cálculo para esses*royalties* para a concessão de Rio Urucu.

Uma vez obtidos os preços do gás natural produzido e injetado, e os volumes de produção e injeção,os valores calculados dos *royalties*podem ser obtidos utilizando a Equação 8.1.

$$Royalties = \left(P_{GNP} * V_{GNP}^{RUC} - P_{GNI} * \left(V_{GNI}^{RUC} + V_{Q\ Seg.} + V_{Elev.\ Art}\right)\right) * Alíquota \qquad (8.1)$$

Onde:

P_{GNP} = corresponde ao preço do gás natural produzido, obtido utilizando-se as equações da Resolução ANP nº 40/2009;

P_{GNI} = corresponde ao preço do gás natural injetado, obtido utilizando-se as equações da Resolução ANP nº 40/2009;

V_{GNP}^{RUC}= corresponde ao volume do gás natural produzido; e

V_{GNI}^{RUC}= corresponde ao volume do gás natural injetado.

A principal diferença da Equação 8.1, em relação a Equação 4.1, está em desmembrar o cálculo do volume produzido. Ao se separar o volume produzido de gás natural para

royalties nos volumes produzido e injetado e calculando-se os respectivos preços de referência passa-se a realizar o desconto contábil e não volumétrico.

Este novo procedimento apresenta-se como boa opção para o cálculo dos *royalties*, pois o recurso da União que está sendo explorado possui valor diferenciado, e superior, do recurso que está sendo devolvido.

Embora não tenham ocorrido atualizações das análises compopsicionais, o preço do gás natural produzido praticado pela ANP, assim como o preço do gás produzido calculado mês a mês, foi superior ao do gás injetado para todo o período (Figura 8.12).

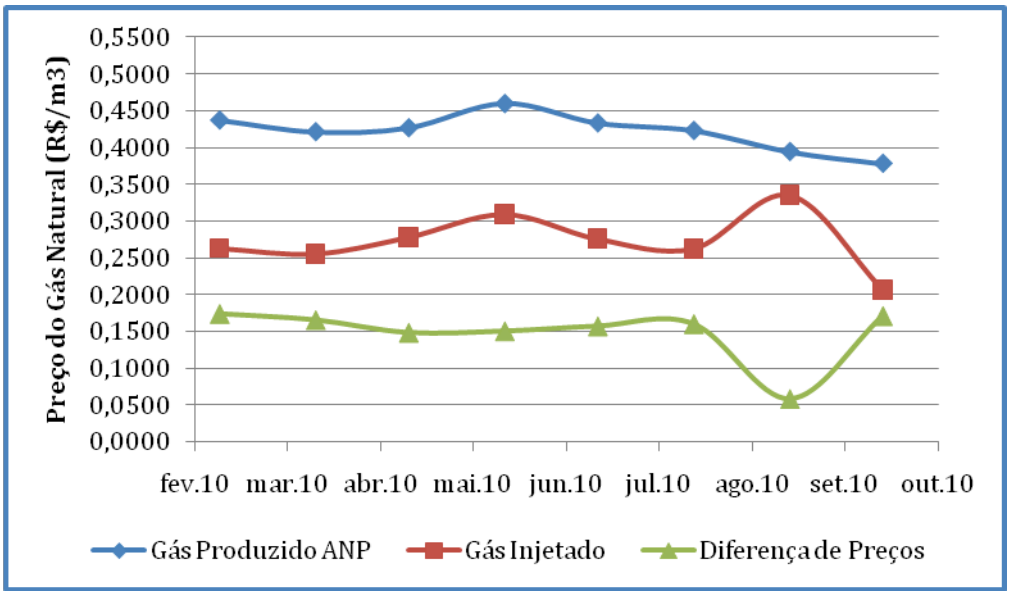


Figura 8.12– Preço do gás natural produzido e gás natural injetado no campo de Rio Urucu.

Também pode ser destacado que a diferença de preços do gás natural produzido e injetado é, em quase todo o período analisado, superior a quinze centavos por metro cúbico, exceto em setembro de 2010.

Para o período de avaliação utilizado nesta dissertação, o volume produzido foi sempre superior a 5 milhões de metros cúbicos por dia e os volumes injetados foram superiores a 4 milhões de metros cúbicos por dia. Desta forma, representando um volume de gás efetivo para o pagamento de royalties, diferença entre o volume produzido e o injetado, em torno de 1 milhão de metros cúbicos de gás natural, Figura 8.13.

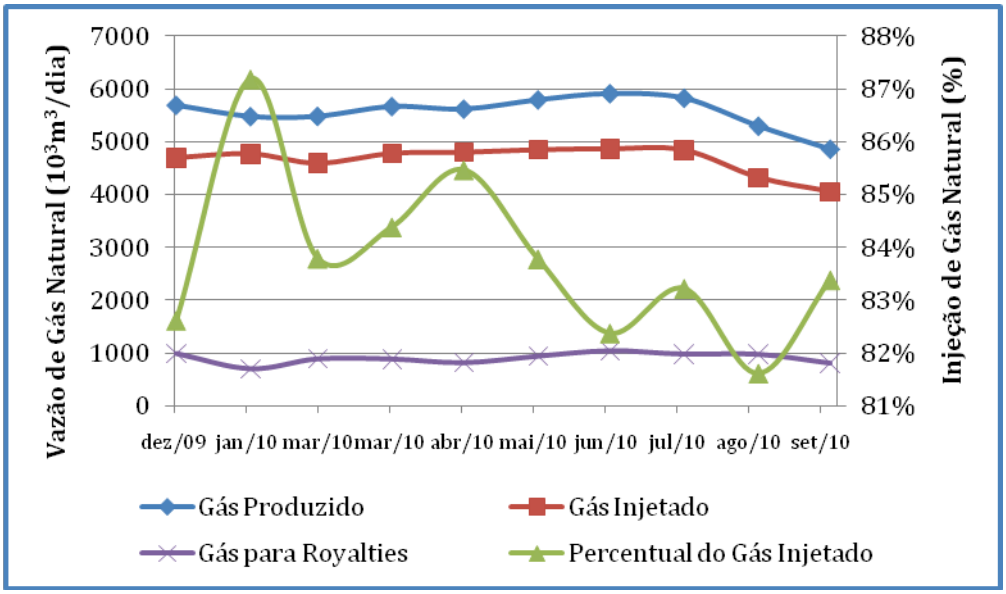


Figura 8.13 – Vazões de gás natural produzido, injetado e gás para *royalties* no campo de Rio Urucu.

A Tabela 8.13 apresenta os resultados obtidos do cálculo dos preços do gás natural injetado, assim como os volumes de gás natural produzido, utilizado como queima de segurança, elevação artificial (gas-lift) e injetado no campo de Rio Urucu são apresentados na Tabela 8.14. O preço do gás produzido utilizado foi o preço de referência publicado pela ANP para o período analisado.

Tabela 8.13 – Preços do gás natural produzido e injetado em Rio Urucu.

Período	Preço do Gás Produzido (R$/m³)	Preço do Gás Injetado (R$/m³)
2010/03	0,4370	0,2630
2010/04	0,4211	0,2554
2010/05	0,4265	0,2779
2010/06	0,4597	0,3092
2010/07	0,4331	0,2758
2010/08	0,4228	0,2625
2010/09	0,3941	0,3353
2010/10	0,3779	0,2067

Tabela 8.14 – Volumes do gás natural produzido, utilizado como queima de segurança, elevação artificial (gas-lift) e injetado em Rio Urucu.

Período	Produção de Gás (Mm³)	Injeção de Gás (Mm³)	Queima de Segurança (Mm³)	Gás Lift (Mm³)
2010/03	169.764,4816	142.253,0015	46,5000	0,0000
2010/04	169.818,8610	143.303,4000	45,0000	0,0000
2010/05	174.017,6506	148.674,5802	46,5000	58,9992
2010/06	173.616,0270	145.406,0010	45,0000	63,9990
2010/07	182.993,6851	150.746,0250	46,5000	0,0000
2010/08	180.318,1495	150.067,9992	46,5000	0,0000
2010/09	158.775,3210	129.590,7000	45,0000	0,0000
2010/10	150.614,4393	125.588,6012	46,5000	0,0000

Na Tabela 8.15 constam os valores dos *royalties*, somente relativos à produção de gás natural, efetivamente pago no período de março a outubro de 2010 e aqueles calculados a partir de Equação 8.1.

Verifica-se que no período foram pagos aproximadamente 9,4 milhões de reais. Contudo, utilizando-se a Equação 8.1 seriam arrecadados cerca de 26,3 milhões de reais.

A razão da diferença de arrecadação está na variação composicional do gás produzido, com percentuais de frações C_3^+ superiores a 7%, do injetado, que na maior parte do período apresentou percentual de frações C_3^+ inferiores a 1%.

Tabela 8.15 – Valores dos Royalties calculados de acordo como Decreto e pela Eq. proposta.

Período	Roaylties Calculado pelo Decreto (R$)	Roaylties Calculado pela Eq. Proposta (R$)
2010/03	1.200.329,49	3.676.910,01
2010/04	1.114.618,17	3.489.614,46
2010/05	1.076.407,65	3.287.428,41
2010/06	1.291.860,41	3.482.152,19
2010/07	1.392.141,27	3.765.337,45
2010/08	1.274.364,74	3.682.026,42
2010/09	1.148.392,46	1.910.650,38
2010/10	943.969,19	3.094.842,12

Capítulo IX

Considerações Finais

Pelas características das instalações de produção do campo de Rio Urucu localizadas no Pólo Arara, o gás natural produzido é obtido através de diversas correntes. Para a determinação da composição deste gás é necessária a ponderação da composição observada nos diversos pontos de coleta de gás natural. Enquanto que o gás natural injetado é coletado em um único ponto de coleta, na saída das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).

Através de tratamento estatístico, foi constatado que a composição do gás produzido e injetado apresenta uma distribuição normal e cujas médias de composição está em uma faixa muito estreita de valores. Tal resultado mostra a estabilidade da produção do campo, e nas UPGN's que efetuam o processamento do gás produzido antes de sua injeção.

A composição do gás produzido na concessão de Rio Urucu apresentou um elevado percentual de frações C_3^+ (compostos com três átomos de carbono ou mais), sempre maior que 6%, caracterizando-se como um gás úmido. Os percentuais médios das frações volumétricas obtidos para o gás produzido foram de: C_1, igual a 70,152%, C_2, 11,425%, C_3, 4,099%, C_4 (i-butano e n-butano), 1,558%, C_5 (i-pentano e n-pentano), 1,634%, C_6, 0,168%, C_7, 0,070%, C_8, 0,048, Nitrogênio, 10,671% e Dióxido de carbono, 0,173%.

O gás natural injetado apresentou composição constante e distinta da composição do gás produzido. Esta diferença de composição torna-se mais evidente nas frações C_3^+ . Por tratar-se de gás processado em UPGN's, os componentes da corrente C_3^+ são retirados praticamente em sua totalidade. Os percentuais médios das frações volumétricas obtidos para o gás injetado foram de: C_1, igual a 74,200%, C_2, 11,700%, C_3, 0,300%, C_4 (i-butano e n-butano), 1,558%, C_5 (i-pentano e n-pentano), 1,634%, C_6, 0,010%, C_7, 0,010%, C_8, ausente, Nitrogênio, 13,400% e Dióxido de carbono, 0,350%.

O Poder Calorífico Superior (PCS) do gás natural produzido é da ordem de 39.490 kJ/m^3 e não teve variações significativas durante o período de março a outubro de 2010.

O Poder Calorífico Superior do Gás Processado (PCS_{GP}), fator utilizado no cálculo do preço do gás produzido e injetado, também não apresentou variações, permanecendo em torno

de 36.840 kJ/m^3 e 38.500 kJ/m^3, para o gás produzido e injetado, respectivamente. A diferença entre os valores médios do PCS_{GP} do gás produzido e injetado foi de 3%.

As densidades da fração de GLP calculadas para o gás produzido e injetado apresentaram valores próximos, com variação máxima de 4%. Os valores médios das densidades das frações líquidas do GLP foram de 2,00 kg/m^3 e 1,91 kg/m^3, já para a fração gasosa os valores médios foram 527,9 kg/m^3 e 516,7 kg/m^3 para o gás produzido e injetado respectivamente.

O critério de atualização da composição para o cálculo do preço de referência poderia ser em função da variação dos componentes, como o metano, etano, propano, pois pequenas variações destes na composição alteram o valor calculado do preço de referência, sem que o PCS necessariamente ultrapasse o limita de 5% em vigor atualmente.

O preço do gás produzido no período de marco a outubro de 2010 foi superior ao preço do gás injetado. Em média o preço do gás produzido foi igual a R$ 0,42 por metro cúbico, e o do gás injetado foi de R$ 0,27 por metro cúbico. Desta forma, a diferença observada entre o preço do gás produzido e injetado foi de R$ 0,15 por metro cúbico, representando uma diferença percentual de 35% entre estes.

O fator principal na diferença de preços do gás produzido e do injetado no campo de Rio Urucu está nas diferentes composições, principalmente nas frações C_3^+, que refletem predominantemente na diferença de preço da fração de gás natural liquefeito. O preço da fração de condensado de gás natural é função somente do preço do índice Henry Hub e da taxa de câmbio, enquanto que o preço da fração de gás processado é praticamente o mesmo, devido a valores muito próximos do PCS_{GP} calculados para o período.

A Resolução ANP n° 40/2009 estabeleceu uma mudança significativa na precificação do gás natural produzido no país, pois, ao implementar a precificação do gás natural por base nos produtos passíveis de serem obtidos no processamento do gás, permitiu o cálculo do preço do gás natural produzido e do gás injetado, de maneira mais próxima da realidade qualitativa do gás.

Os *royalties* representam uma importante fonte de recursos para o Estado. No Brasil, a indústria do petróleo e do gás natural está em plena expansão, desta forma a arrecadação das várias Participações Governamentais será cada vez mais importante.

A metodologia de cálculo de *royalties* proposta nesta dissertação para a concessão de Rio Urucu, pode ser aplicada para qualquer campo, onde uma fração de gás natural venha a ser reinjetada no próprio campo após ser processada em uma UPGN. Esta metodologia se mostra mais próxima do principal objetivo dos *royalties*, de relizar a justiça intergeracional.

Capítulo X

Sugestões

A partir das considerações apresentadas, e por entender-se que não foram esgotadas as possibilidades de pesquisa sobre o tema abordado neste trabalho, são sugeridos os seguintes temas para trabalhos futuros:

i. Aplicar a metodologia de cálculo de *royalties* do gás natural sugerida em outros campos produtores que se enquadram na mesma situação que Rio Urucu.

ii. Estudar o impacto do limite de 5% adotado como também de outros limites inferiores a este na variação do poder calorífico superior do gás natural para a atualização da composição.

iii. Estudar outros parâmetros para a atualização da composição do gás natural e no conseqüente preço de referência a ser adotado.

iv. Aplicar a metodologia proposta para o cálculo da Participação Especial, outra Participação Governamental que a Concessão de Rio Urucu efetua.

Capítulo XI

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2010. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=31286#Se__o_2>. Acesso em: 27 de setembro de 2010.

_____. Guia dos Royalties do petróleo e do gás natural. 2001. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 de dezembro de 2010.

_____. Portaria n° 01/2000 – ANP/INMETRO. Aprova o Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 de dezembro de 2010.

_____. Portaria n° 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: 10 de dezembro de 2010.

_____. Portaria n° 90, de 31 de maio de 2000. Aprova o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 de dezembro de 2010.

_____. Portaria n° 69, de 6 de abril de 2011. Aprova o Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 25 de abril de 2011.

_____. Portaria n° 249, de 1 de novembro de 2000. Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 de dezembro de 2010.

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

AUGUSTO, C. R.. **A Influência da Incerteza de Medição de uma Análise Cromatográfica de Gás Natural no Cálculo do Poder Calorífico Superior do Gás.** 2007. 142 f. Dissertação (Mestrado) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

Banco Central do Brasil. 2010. Disponível em: http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/PtaxRPesq.asp?idpai=TXCOTACAO. Acesso em: 05 de dezembro de 2010.

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: 27 de novembro de 2010.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1934. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao34.htm>. Acesso em: 27 de novembro de 2010.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1937. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao37.htm>. Acesso em: 27 de novembro de 2010.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1946. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao46.htm>. Acesso em: 27 de novembro de 2010.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1967. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao67.htm>. Acesso em: 27 de novembro de 2010.

_____. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil de 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm>. Acesso em: 27 de novembro de 2010.

_____. 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: 30 de novembro de 2010.

_____. Decreto n° 24.642/1934. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1930-1949/D24642.htm>. Acesso em: 30 de novembro de 2010.

_____. Decreto-Lei n° 366/1938. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil/decreto-lei/1965-1988/Del0366.htm>. Acesso em: 29 de novembro de 2010.

_____. 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: 27 de novembro de 2010.

_____. Decreto-Lei n° 1.288/1973. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil/Decreto-Lei/1965-1988/Del1288.htm>. Acesso em: 27 de novembro de 2010.

_____. Decreto n° 1/1991. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D0001.htm>. Acesso em: 27 de novembro de 2010.

_____. Decreto n° 2.455/1998. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2455.htm>. Acesso em: 28 de novembro de 2010.

_____. Decreto n° 2.705/1998. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm>. Acesso em: 28 de novembro de 2010.

_____. Emenda Constitucional nº. 9/1995. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm#art1>. Acesso em 28. De novembro de 2010.

_____. Lei Federal n° 2.004/1953. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L2004.htm>. Acesso em: 01 de novembro de 2010.

_____. Lei Federal n° 3.257/1957. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/1950-1969/L3257.htm>. Acesso em: 30 de novembro de 2010.

_____. Lei Federal n° 7.453/1985. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/1980-1988/L7453.htm>. Acesso em: 30 de novembro de 2010.

_____. Lei Federal n° 7.990/1989. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L7990.htm>. Acesso em: 30 de novembro de 2010.

_____. Lei Federal n° 9.478/1997. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em: 30 de novembro de 2010.

_____. Lei Federal n° 12.276/2010. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L12276.htm>. Acesso em: 30 de novembro de 2010.

_____. Lei Federal n° 12.351/2010. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L12351.htm>. Acesso em: 30 de novembro de 2010.

BROWN, A. S.; MILTON, J. T. M.; COWPER. J. C.; SQUIRE, D. G.; BREMSER, W.; BRANCH, W. R.. Analysis of natural gas by gas chromatography Reduction of correlated uncertainties by normalization. Journal Of Chromatography A, Berlin, Germany, p. 215-225. 08 abr. 2004.

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.

CLENNELL, M. B.. Hidrato de Gás Submarino de Gás Submarino: Natureza, Ocorrência e Perspectivas para Exploração na Margem Continental Brasileira. Brazilian Journal Of Geophysics, São Paulo, p. 397-410. 03 set. 2001.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. 2010. Balanço energético nacional. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>. Acesso em: 01 jul. 2010.

_____. 2010. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. 2009. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro.

IEA. World Energy Outlook: 2010. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf>. Acesso em: 06 nov. 2010.

_____. World Energy Outlook: 2009. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf>. Acesso em: 06 de novembro de 2010.

_____. World Energy Outlook: 2008. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/key_stats_2008.pdf>. Acesso em: 06 de novembro de 2010.

_____. World Energy Outlook: 2007. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/key_stats_2007.pdf>. Acesso em: 06 de novembro de 2010.

_____. World Energy Outlook: 2006. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/key2006.pdf>. Acesso em: 06 de novembro de 2010.

_____. World Energy Outlook: 2005. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/key2005.pdf>. Acesso em: 06 de novembro de 2010.

_____. World Energy Outlook: 2004. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/keyworld2004.pdf>. Acesso em: 06 de novembro de 2010.

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

LOUBAR, K.; RAHMOUNI, C.; Le CORRE, O.; TAZEROUT, M.. A combustion less determination method for combustion properties of natural gas.Fuel, Limay, France, n. 86, p.2535-2544, 13 fev. 2007.

MADEIRA, A. C. F.. **Avaliação da Tecnologia de Adsorção "PSA" para Remoção de Nitrogênio do Gás Natural.** 2008. 116 f. Dissertação (Mestrado) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MATOS, F. L.. **Aspectos Jurídicos da Inserção de Pequenas e Médias Empresas na Indústria do Petróleo.** 2007. 122 f. Dissertação (Graduação) - Curso de Bacharel em Direito, Ufrn, Natal, 2007.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C.. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros.** 2ª Rio de Janeiro: LTC, 2003. 463 p.

PETROBRAS. 2010. Principais Operações. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem%2Dsomos/principais%2Doperacoes/>. Acesso em: 01 de dezembro de 2010.

REGRA, A; GUTMAN, J.; LIMA, M.; VIEIRA, G. T.. 2009. **Reference Price of Natural Gas**. International Gas Union, 24th World Gas Conference, 5-9 de outubro de 2009 - Argentina. Disponível em: <http://www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00781.pdf>. Acesso em 18 de dezembro de 2010.

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.

SPEIGHT, J. G..**The Chemistry and Tecnology of Petroleum:** Third Edition, Revised and Expanded. 3ª Berkeley, California: Marcel Dakker, Inc., 1998. - p.

THOMAS, J. E.. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2ª Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 271 p.

ULBIG, P.; HOBURG, D.. Determination of the calorific value of natural gas by different methods.ThermochimicaActa, Braunschweig, Germany, n. 382, p.27-35, 31 jul. 2001.

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

Anexos

Anexo A

Tratamento Estatístico das Composições do Gás Natural Produzido e Injetado

A partir dos resultados das análises cromatográficas do gás natural injetado, Tabela 8.1, e das ponderações dos componentes para o gás produzido, Tabela 8.3, foram realizados teste estatísticos de modo a concluir sobre a composição média do gás produzido e injetado.

Considerando-se que os resultados representam uma pequena amostra da população de análises composicionais dos gases, e que não é conhecida a média da população, o teste estatístico indicado é a distribuição *t* de Student.

O teste *t* considera que as observações são uma amostra aleatória proveniente de uma população normal.

Como comprovação desta suposição, foi examinado o gráfico de probabilidade normal dos dados das amostrais (MONTGOMERY e RUNGER, 2003). Uma vez comprovada a normalidade da população, através do coeficiente de correlação dos dados de probabilidade normal dos dados, foi realizado o teste *t*.

A.1 Gás Natural Injetado

A Tabela A.1 apresenta os resultados das análises cromatográficas do gás natural injetado. A composição do mês de setembro de 2010 foi retirada por não ser representativa, conforme já evidenciado no capítulo VIII.

Tabela A.1 – Composição do gás natural injetado em Rio Urucu.

Data	Metano (%)	Etano (%)	Propano (%)	I-But (%)	N-But (%)	I-Pent (%)	N-Pent (%)	Hexanos (%)	Heptanos (%)	Octanos+ (%)	Nitrogênio (%)	C02 (%)
mar.10	75,148	11,41	0,022	0	0	0	0	0	0	0	13,252	0,336
abr.10	74,855	11,112	0,44	0,043	0,094	0,025	0,034	0,027	0	0	13,185	0,354
mai.10	73,97	11,456	0,781	0,077	0,163	0,035	0,044	0,027	0	0	13,267	0,346
jun.10	73,683	12,304	0,451	0,039	0,084	0,017	0,022	0,015	0	0	13,192	0,386
jul.10	73,495	11,976	0,021	0	0	0	0	0	0	0	14,341	0,334
ago.10	74,257	11,989	0,074	0	0	0	0	0	0	0	13,499	0,362
out.10	74,621	11,666	0,351	0	0,007	0	0,008	0,008	0,006	0	13,158	0,35

- Para a fração de metano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de metano no gás injetado.

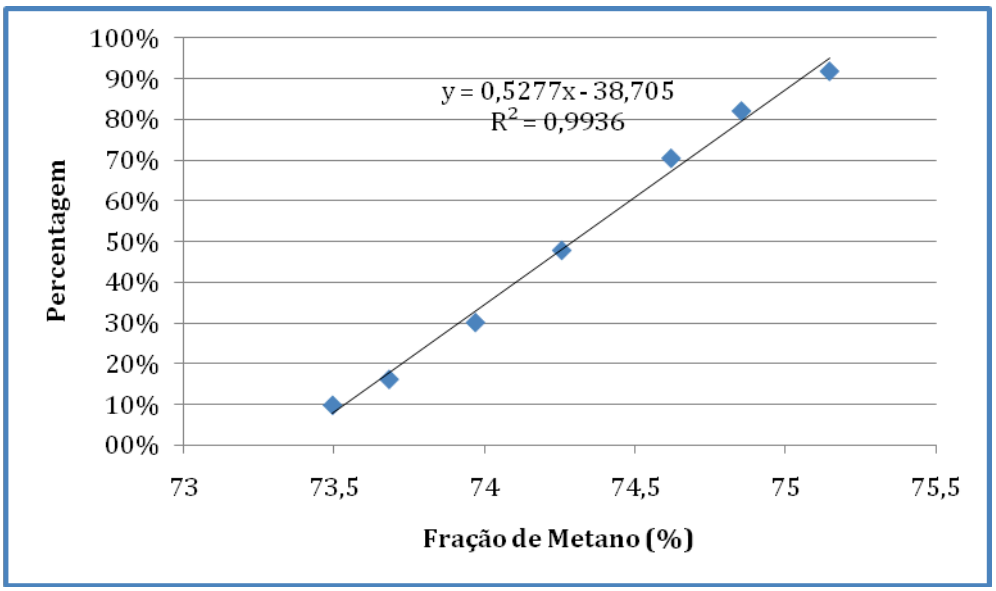


Figura A.1 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Metano.

Como a população de fração de metano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 74,2 % volume molar;

H_1: μ ≠ 74,2 % volume molar;

α = 0,05;x = 74,290;*s* = 0,615; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,387.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0>1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de etano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de etano no gás injetado.

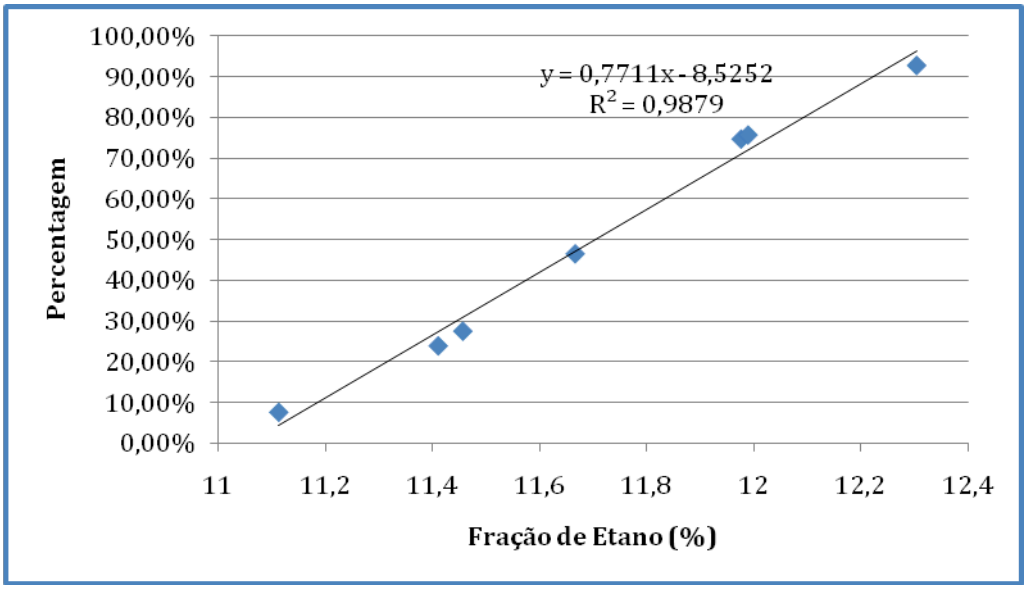


Figura A.2 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Etano.

Como a população de fração de etano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ=11,7 % volume molar;

H_1: $\mu \neq 11{,}7\%$ volume molar;

$\alpha = 0{,}05$; x = 11,702; $s = 0{,}418$; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,012.

Rejeita-se H_o se o valor de $t_0 > 1{,}943$. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de propano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de propano no gás injetado.

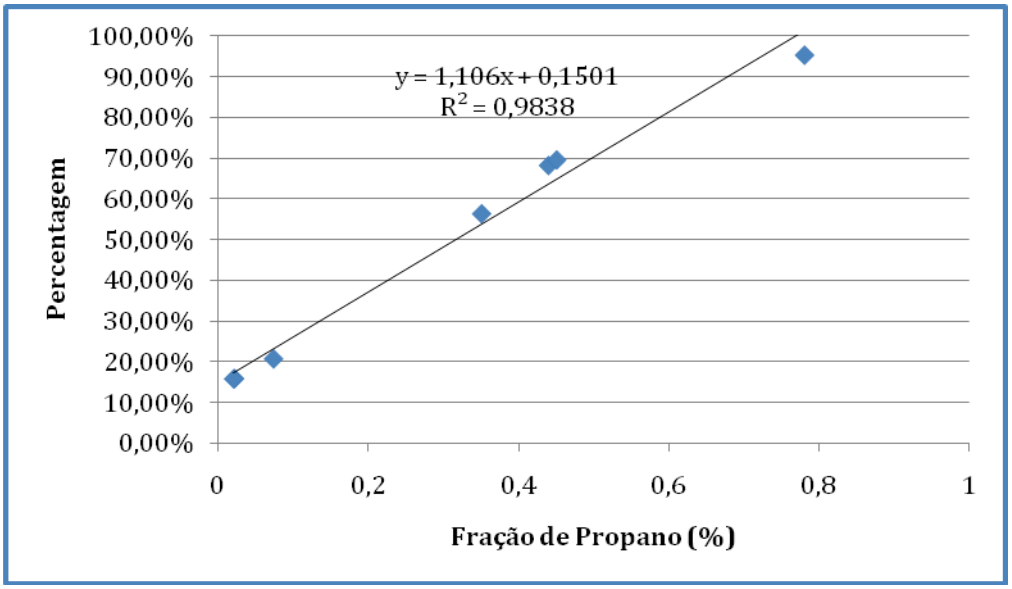


Figura A.3– Probabilidade Normal dos dados de Fração de Propano.

Como a população de fração de propano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 11,7 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 11,7 % volume molar;

α = 0,05; x = 0,306; s = 0,284; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,053.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de i-butano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de i-butano no gás injetado.

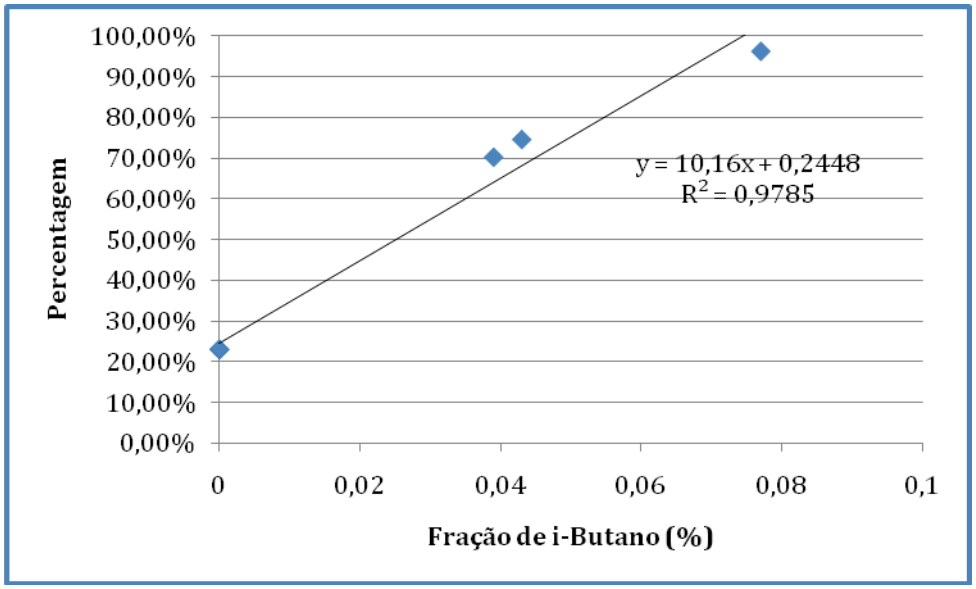


Figura A.4 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de i-Butano.

Como a população de fração de i-butano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ=0,02 % volume molar;

H_1: $\mu \neq 0{,}02\%$ volume molar;

$\alpha = 0{,}05$; x = 0,023; $s = 0{,}031$; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,233.

Rejeita-se H_o se o valor de $t_0 > 1{,}943$. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de n-butano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de n-butano no gás injetado.

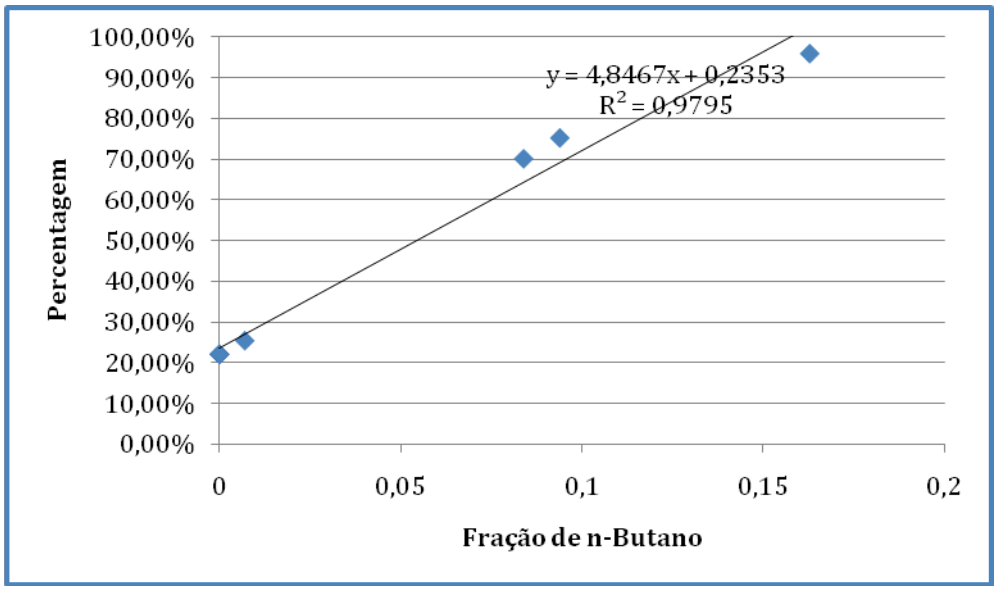


Figura A.5 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de n-Butano.

Como a população de fração de n-butano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,04 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,04% volume molar;

α = 0,05; x = 0,050; *s* = 0,065; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,397.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de i-pentano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de i-pentano no gás injetado.

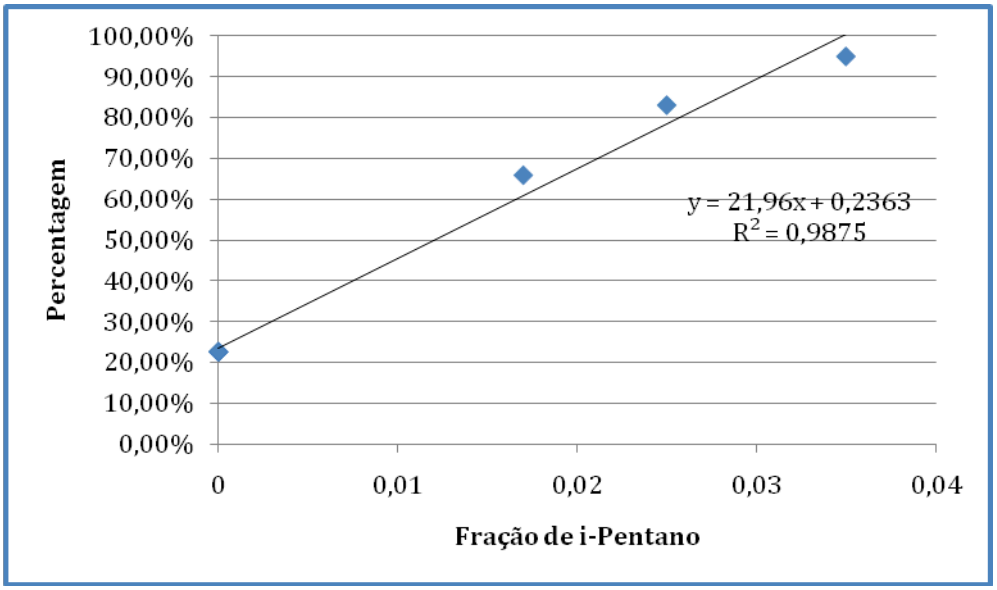


Figura A.6 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de i-Pentano.

Como a população de fração de i-pentano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,01 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,01% volume molar;

α = 0,05; x = 0,011; s = 0,015; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,018.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de n-pentano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de n-pentano no gás injetado.

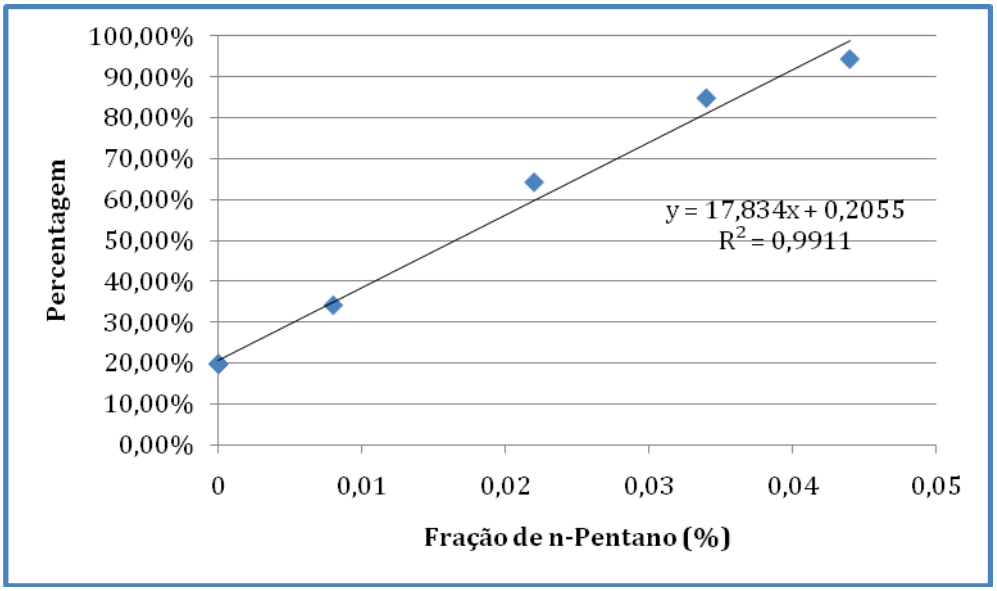


Figura A.7 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de n-Pentano.

Como a população de fração de n-pentano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,015 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,015% volume molar;

α = 0,05; x = 0,015; *s* = 0,018; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,063.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de hexanos,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de hexanos no gás injetado.

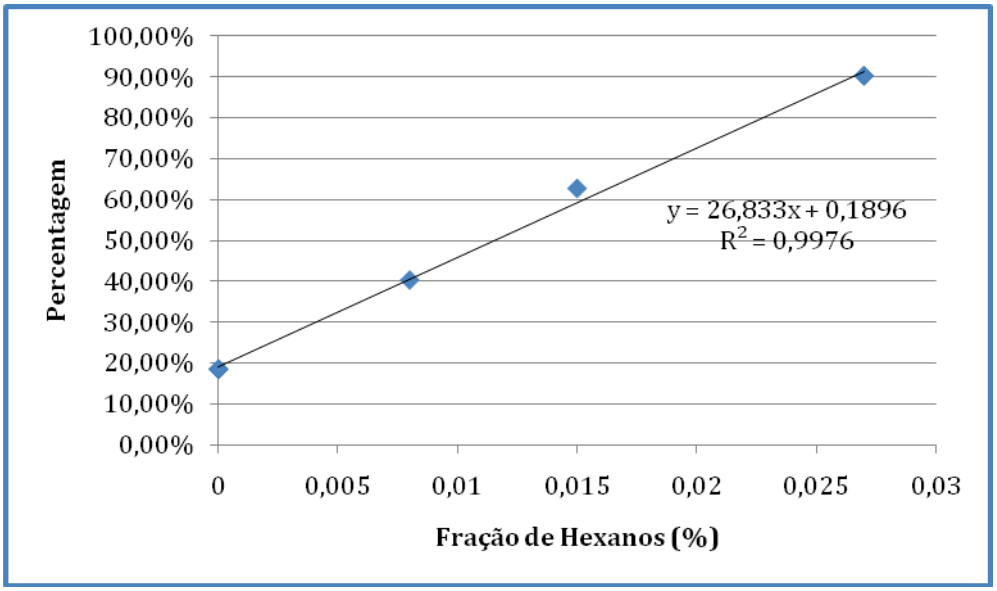


Figura A.8 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Hexanos.

Como a população de fração de hexanos no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,010 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,010 % volume molar;

α = 0,05; x = 0,011; *s* = 0,012; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,216.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de heptanos,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de heptanos no gás injetado.

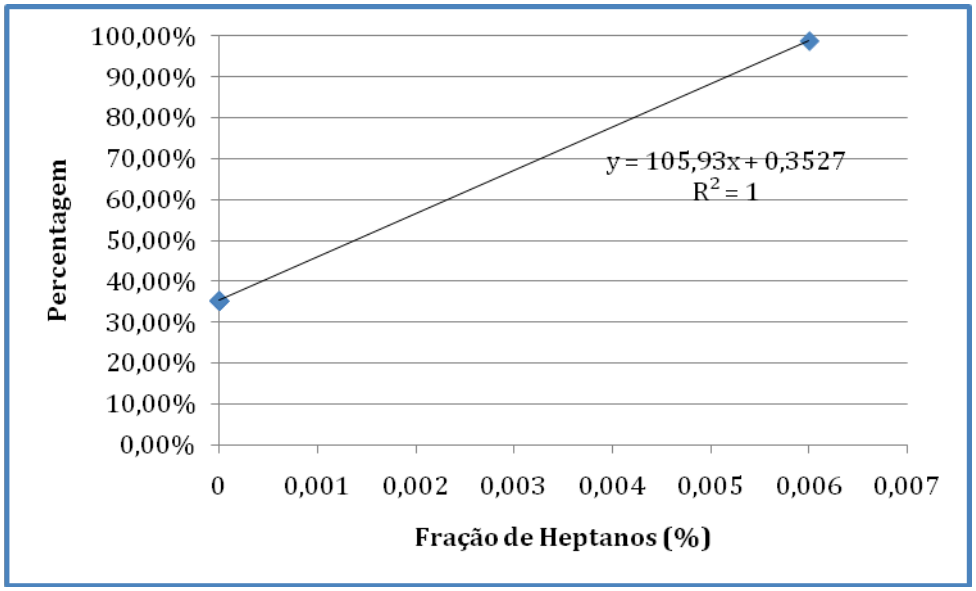


Figura A.9 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Heptanos.

A fração de heptano apresentou somente dois valores nas analises realizadas, deste modo, apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,0008 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,0008 % volume molar;

α = 0,05; x = 0,001; *s* = 0,002; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,067.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de octanos+,

Para todas as análises realizadas a fração de octanos+ foi igual a zero, sendo assim, não foi realizado o teste t para esta fração.

- Para a fração de nitrogênio,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de nitrogênio no gás injetado.

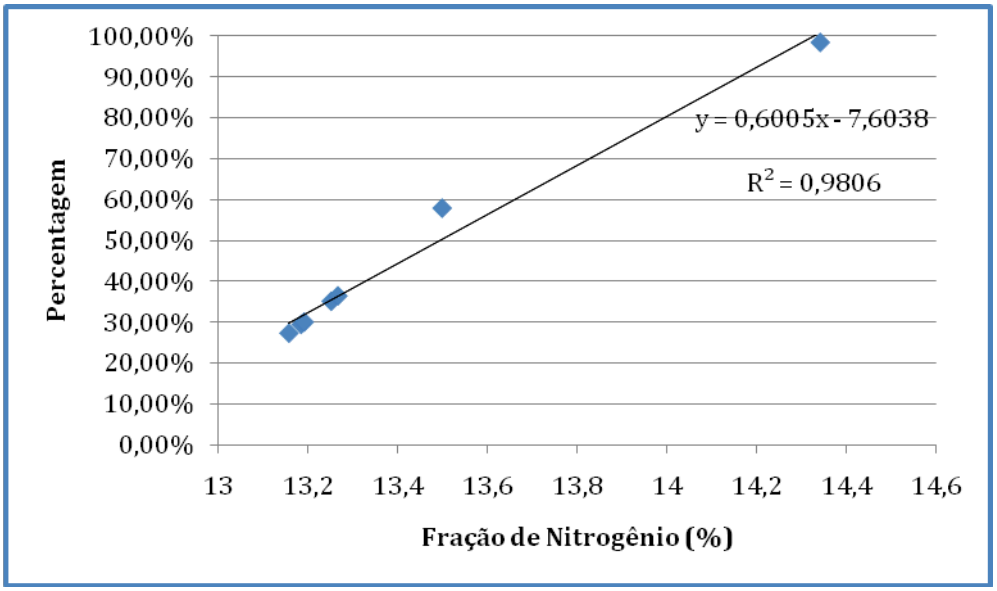


Figura A.10 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Nitrogênio.

Como a população de fração de nitrogênio no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 13,4% volume molar;

H_1: μ ≠ 13,4% volume molar;

α = 0,05; x = 13,413; *s* = 0,425; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,084.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de Dióxido de Carbono,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de Dióxido de carbono no gás injetado.

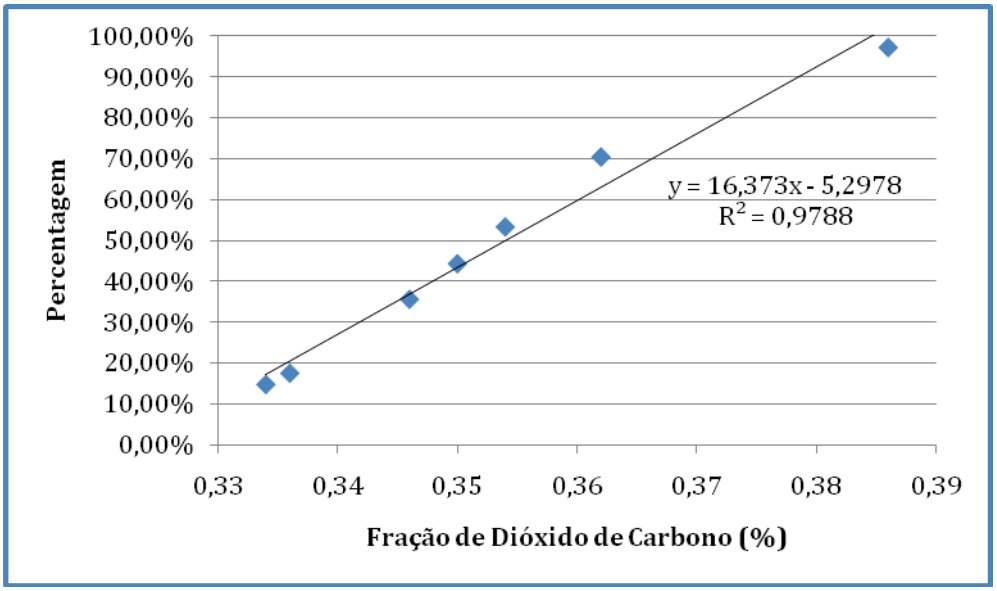


Figura A.11 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Dióxido de Carbono.

Como a população de fração de dióxido de carbono no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 13,4% volume molar;

H_1: μ ≠ 13,4% volume molar;

α = 0,05; x = 13,413; *s* = 0,425; e n = 7

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,084.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

A conclusão dos testes realizados está na Tabela A.2. A leitura da Tabela deve ser realizada da seguinte maneira. O valor da média da fração do componente está, com 95% de confiança, no intervalo entre os limites inferiores e superiores.

Tabela A.2 – Limites de composição do gás natural injetado em Rio Urucu.

Componente (%)	Metano	Etano	Propano	i-Butano	n-Butano	i-Pentano	n-Pentano	Hexanos	Heptanos	Octanos+	Nitrogênio	C02
Média	74,200	11,700	0,300	0,020	0,040	0,010	0,015	0,010	0,001	0,000	13,400	0,350
Limite Superior	74,767	12,079	0,562	0,048	0,100	0,024	0,032	0,021	0,003	0,000	13,792	0,366
Limite Inferior	73,633	11,321	0,038	-0,008	-0,020	-0,004	-0,002	-0,001	-0,001	0,000	13,008	0,334

Para os valores do limite inferior negativos, o significado é que o valor da fração pode ser do limite superior a ausência do componente no gás injetado.

Deste modo, os componentes: i-butano, n-butano, i-pentano, n-pentano, hexanos e heptanos podem estar ausentes no gás injetado. Este resultado está coerente com o que se espera das UPGN's, a retirada de todas as frações C_3^+ , e a diminuição de grande parte da fração de propano.

A.2 Gás Natural Produzido

- Para a fração de metano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de metano no gás produzido.

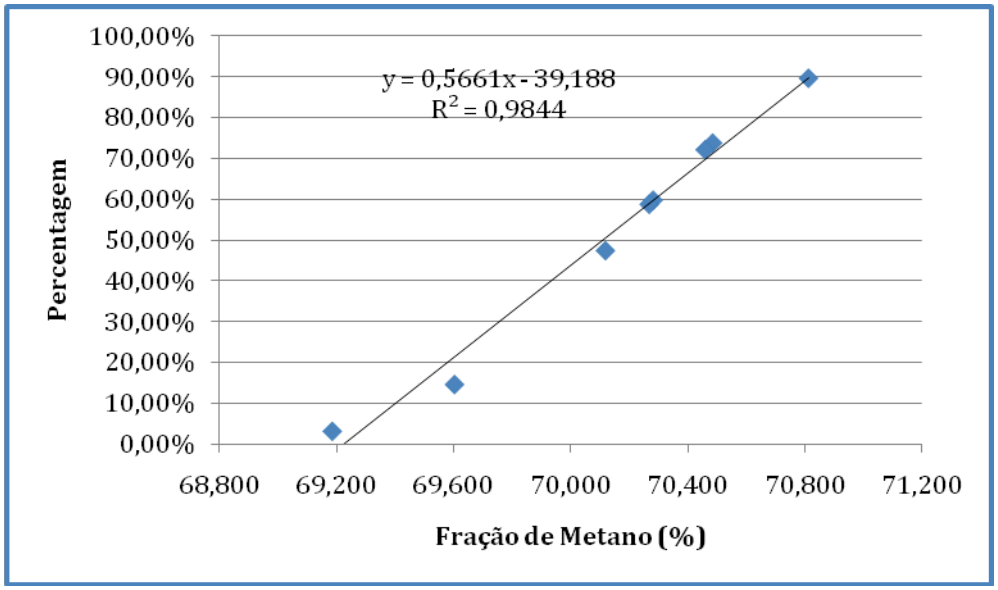


Figura A.12 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Metano.

Como a população de fração de metano no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ=70,1 % volume molar;

H_1: μ ≠ 70,1% volume molar;

α = 0,05; x = 70,152; *s* = 0,522; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,284.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de etano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de etano no gás produzido.

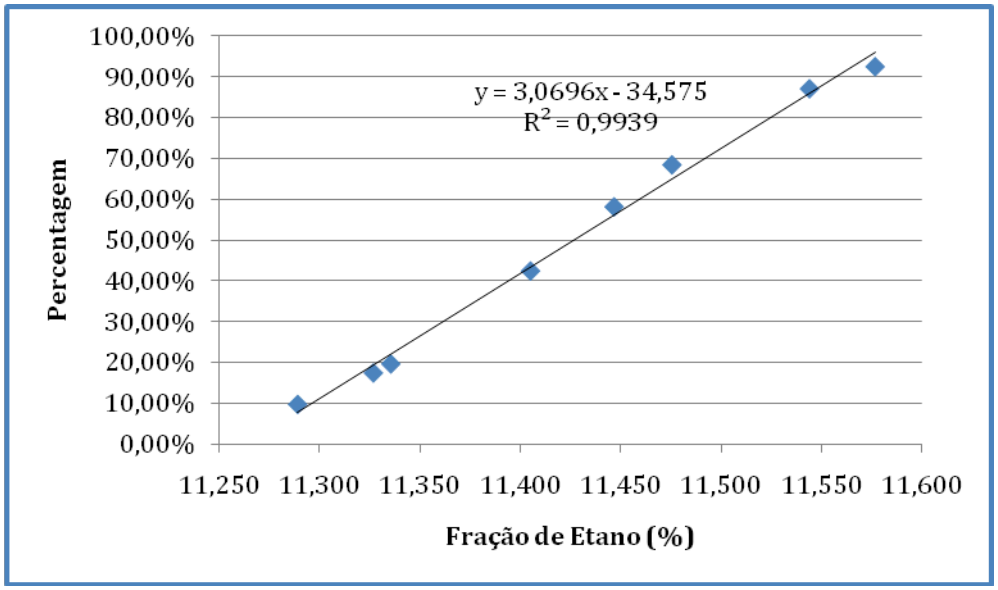


Figura A.13– Probabilidade Normal dos dados de Fração de Etano.

Como a população de fração de etano no gás injetado apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 11,42 % volume molar;

H_1: μ ≠ 11,42% volume molar;

$\alpha = 0{,}05$; x = 11,425; $s = 0{,}105$; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,128.

Rejeita-se H_o se o valor de $t_0 > 1{,}943$. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de propano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de propano no gás produzido.

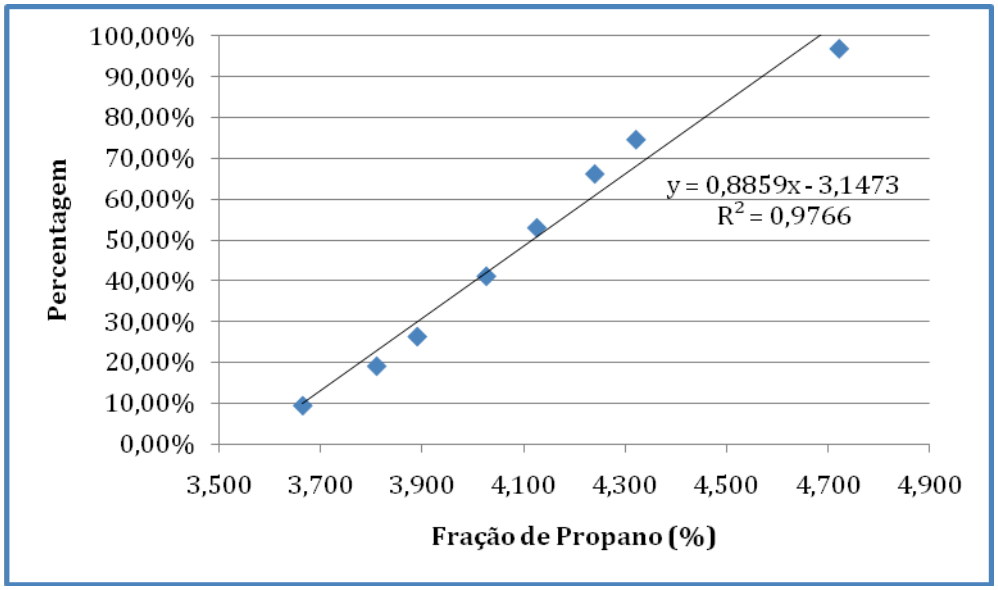


Figura A.14– Probabilidade Normal dos dados de Fração de Propano.

Como a população de fração de propano no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ=4,08 % volume molar;

H_1: $\mu \neq 4{,}08\%$ volume molar;

$\alpha = 0{,}05$; x = 4,099; $s = 0{,}334$; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,164.

Rejeita-se H_o se o valor de $t_0 > 1{,}943$. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de i-butano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de i-butano no gás produzido.

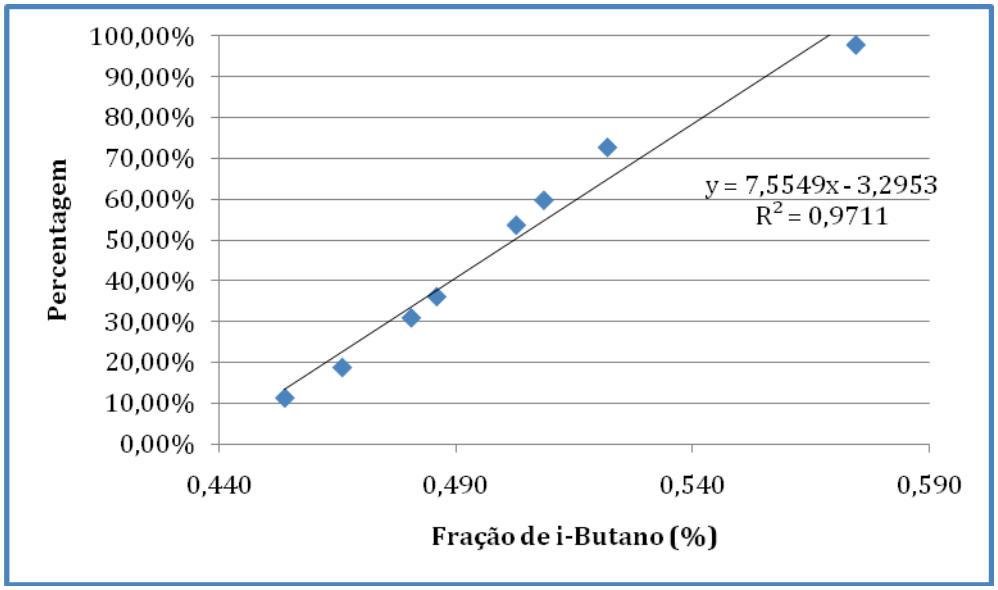


Figura A.15– Probabilidade Normal dos dados de Fração de i-Butano.

Como a população de fração de i-butano no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,49% volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,49% volume molar;

α = 0,05; x = 0,499; *s* = 0,038; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,695.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de n-butano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de n-butano no gás produzido.

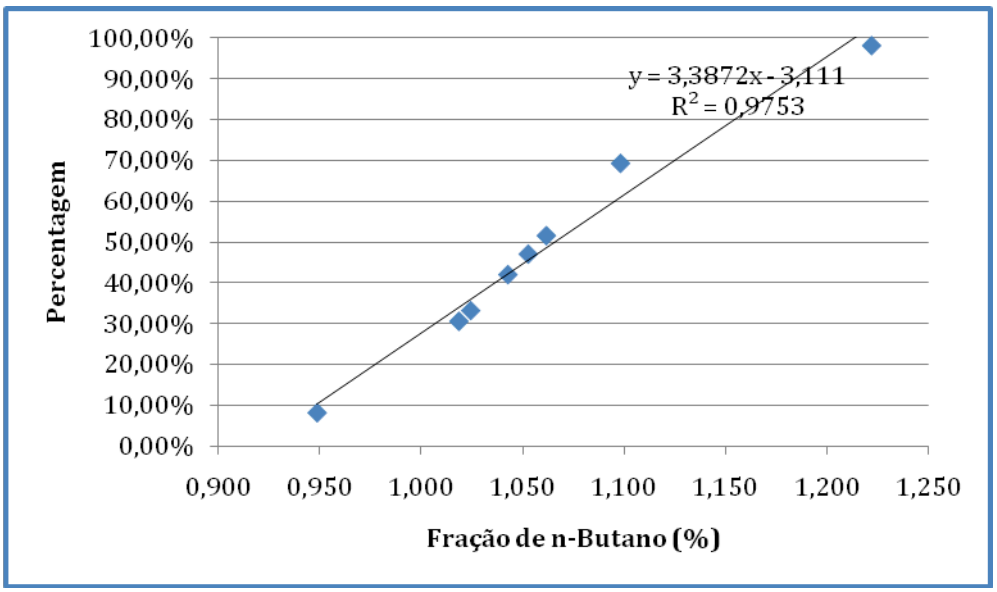


Figura A.16 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de n-Butano.

Como a população de fração de n-butano no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ=1,05 % volume molar;

H_1: $\mu \neq 1{,}05\%$ volume molar;

$\alpha = 0{,}05$; x = 1,059; $s = 0{,}079$; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,308.

Rejeita-se H_o se o valor de $t_0 > 1{,}943$. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de i-pentano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de i-pentano no gás produzido.

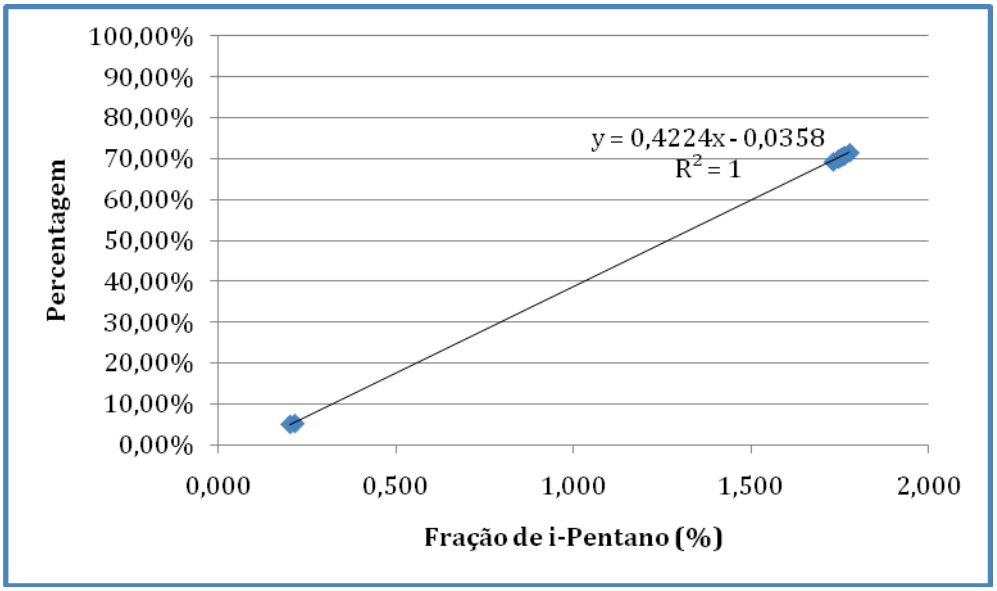


Figura A.17 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de i-Pentano.

Como a população de fração de i-pentano no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 1,36 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 1,36% volume molar;

α = 0,05; x = 1,368; *s* = 0,715; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,033.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de n-pentano,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de n-pentano no gás produzido.

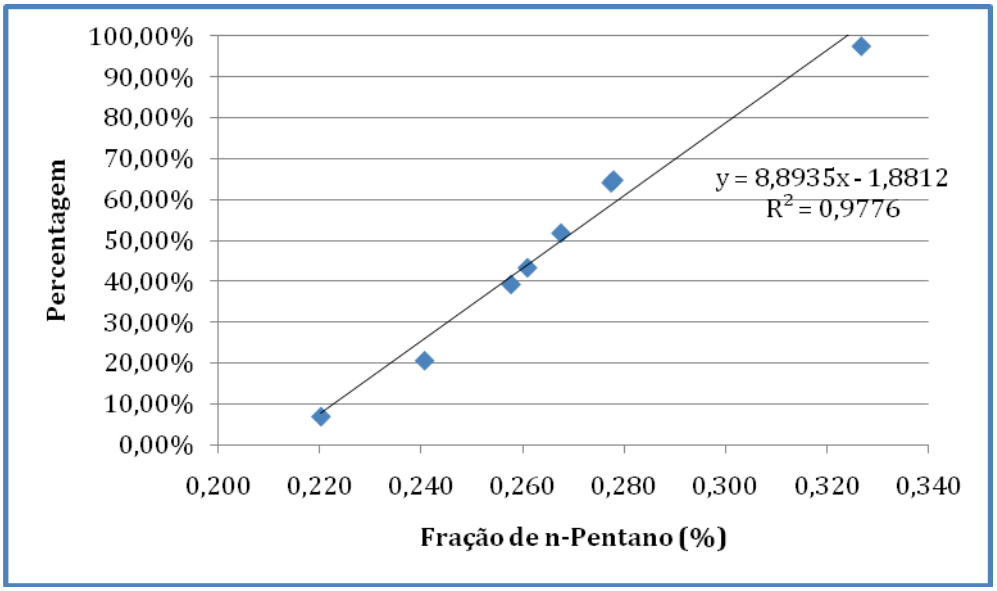


Figura A.18 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de n-Pentano.

Como a população de fração de n-pentano no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,265 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,265 % volume molar;

α = 0,05; x = 0,266; *s* = 0,031; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,101.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de hexanos,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de hexanos no gás produzido.

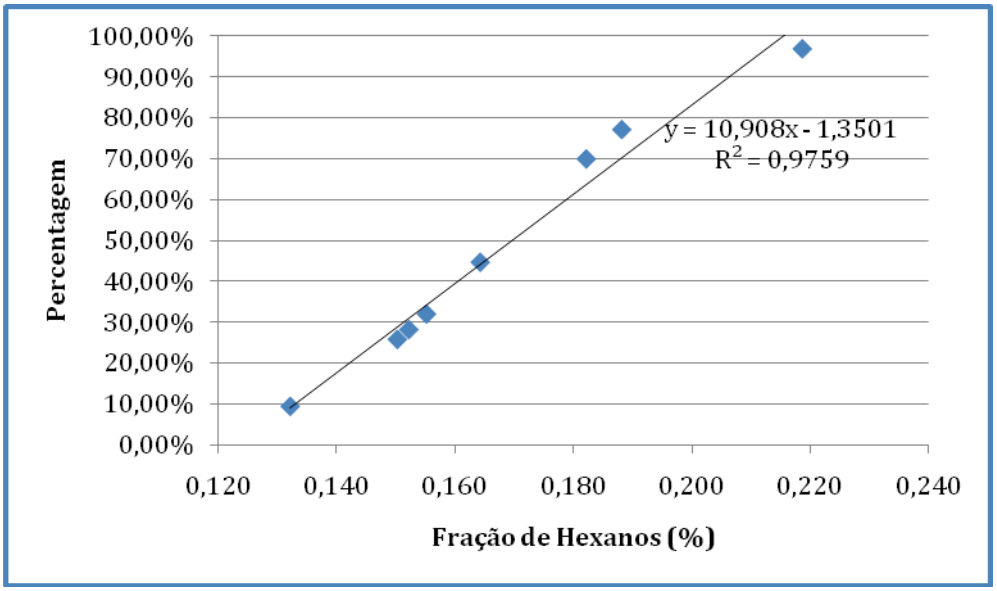


Figura A.19 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Hexanos.

Como a população de fração de hexanos no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,165 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,165% volume molar;

α = 0,05; x = 0,168; *s* = 0,027; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,293.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de heptanos,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de heptanos no gás injetado.

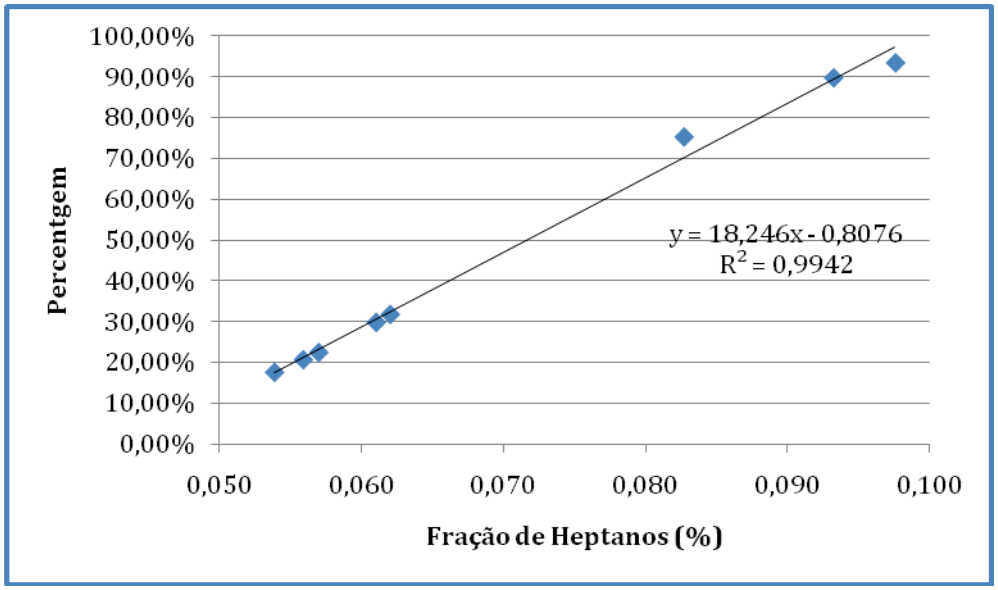


Figura A.20 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Heptanos.

Como a população de fração de heptanos no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,07 % volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,07% volume molar;

α = 0,05; x = 0,07; *s* = 0,002; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,018.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de octanos+,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de heptanos no gás injetado.

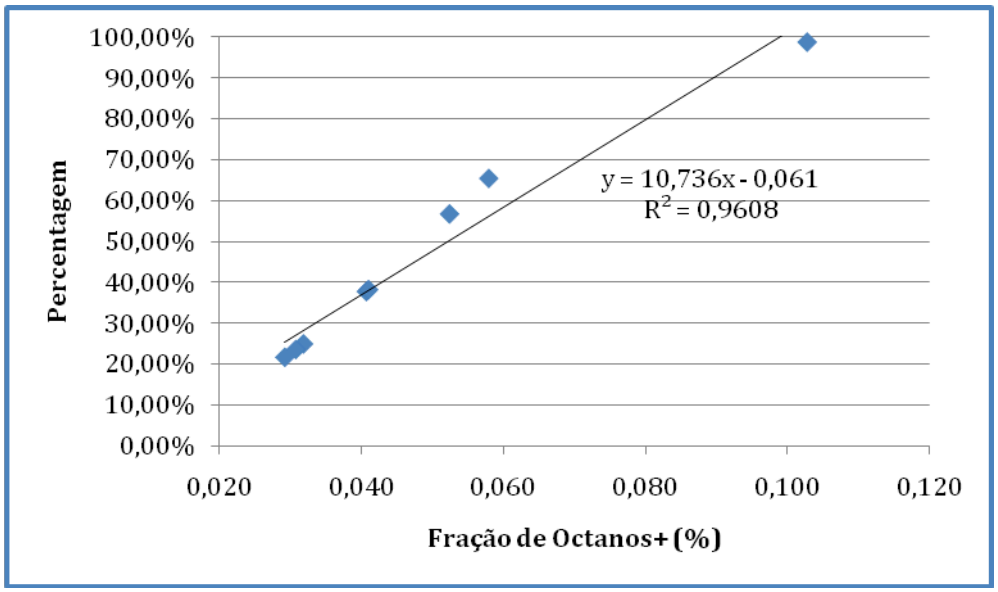


Figura A.21 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Octanos+.

Como a população de fração de octanos+ no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ=0,048 % volume molar;

H_1: $\mu \neq 0{,}048$ % volume molar;

$\alpha = 0{,}05$; x = 0,048; $s = 0{,}024$; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,048.

Rejeita-se H_o se o valor de $t_0 > 1{,}943$. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de nitrogênio,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de nitrogênio no gás injetado.

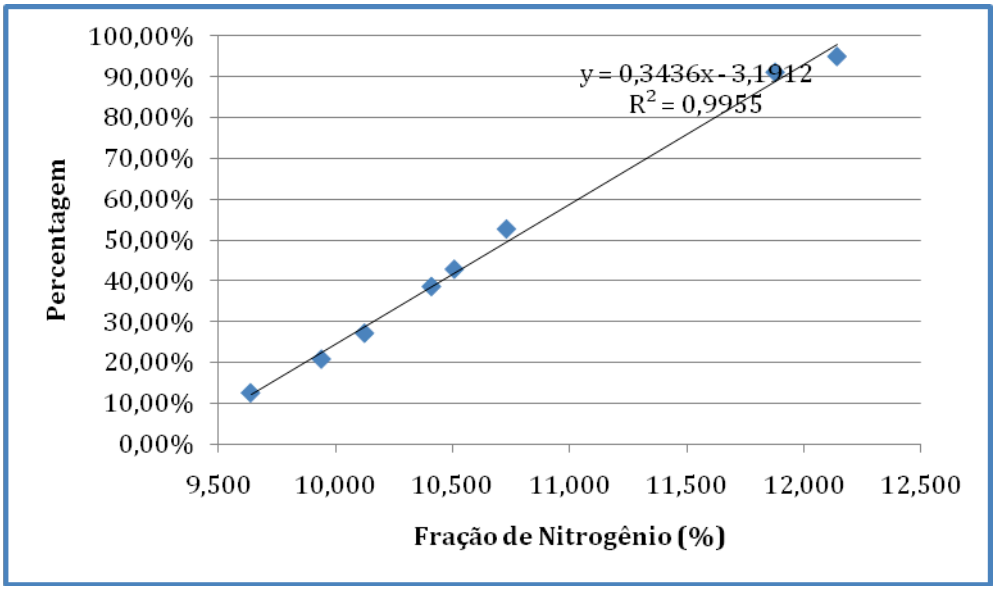


Figura A.22 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Nitrogênio.

Como a população de fração de nitrogênio no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 10,6% volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 10,6% volume molar;

α = 0,05; x = 0,671; s = 0,895; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,226.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

- Para a fração de Dióxido de Carbono,

Comprovação da distribuição normal da população de percentual de Dióxido de carbono no gás produzido.

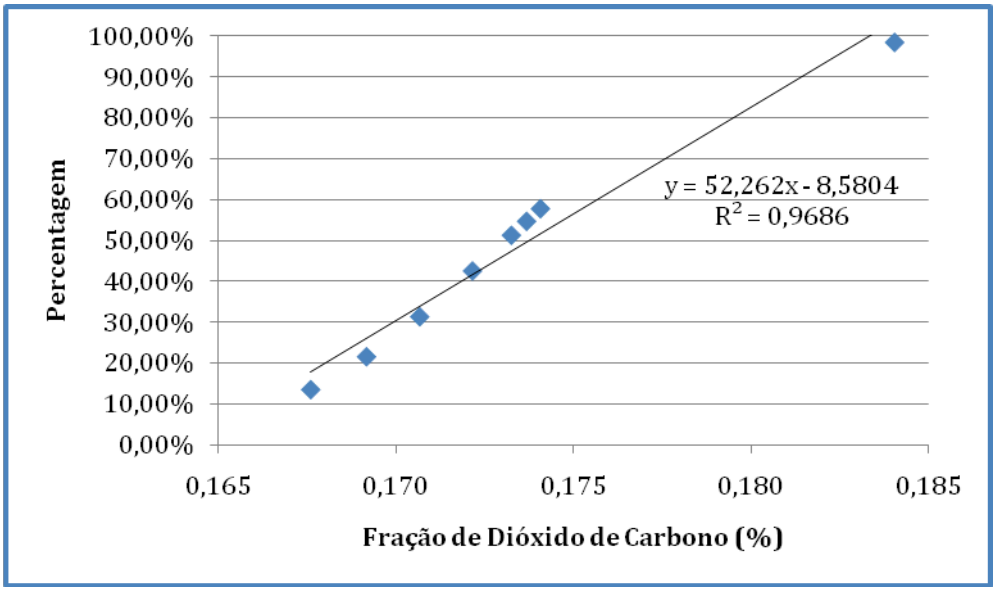


Figura A.23 – Probabilidade Normal dos dados de Fração de Dióxido de Carbono.

Como a população de fração de dióxido de carbono no gás produzido apresenta uma distribuição normal, pode ser realizado o teste *t*.

Hipótese H_0:μ= 0,172% volume molar;

H_1: $\mu \neq$ 0,172% volume molar;

α = 0,05; x = 0,173; *s* = 0,005; e n = 8

O valor de t_0 encontrado foi igual a 0,610.

Rejeita-se H_o se o valor de t_0> 1,943. Deste modo H_o não é rejeitada.

A conclusão dos testes realizados está na Tabela A.3. A leitura da Tabela deve ser realizada da seguinte maneira. O valor da média da fração do componente está, com 95% de confiança, no intervalo entre os limites inferiores e superiores.

Tabela A.3 – Limites de composição do gás natural produzido em Rio Urucu.

Componente (%)	Metano	Etano	Propano	i-Butano	n-Butano	i-Pentano	n-Pentano	Hexanos	Heptanos	Octanos+	Nitrogênio	C02
Média	70,152	11,425	4,099	0,499	1,059	1,368	0,266	0,168	0,070	0,048	10,671	0,173
Limite Superior	70,589	11,512	4,378	0,531	1,125	1,966	0,292	0,191	0,085	0,069	11,420	0,177
Limite Inferior	69,716	11,337	3,820	0,468	0,993	0,770	0,240	0,145	0,056	0,028	9,923	0,169

O gás produzido apresenta uma composição média também com pequenas variações.

Anexo B

Resolução ANP n° 40/2009

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº 40, DE 14.12.2009 - DOU 16.12.2009 – RETIFICADO DOU 18.12.2009

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS -ANP, no uso de suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria nº 1169, de 9 de dezembro de 2009,torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidos, através desta Resolução, os critérios de fixação do preço de referência do gás natural (PRGN) produzido nos campos objeto de concessão pela ANP, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais de que trata a Seção VI, do Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, nas hipóteses previstas no § 4º do art. 8º do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

Parágrafo único. Aplica-se também o PRGN de que trata esta Resolução quando houver venda do gás natural e o concessionário não apresentar à ANP, até o dia quinze do mês subseqüente à venda, o relatório de venda (Anexo I) acompanhado das correspondentes notas fiscais.

Art. 2º O preço de referência do gás natural (PRGN) a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, para as situações previstas no § 4º do art. 8º do Decreto nº 2.705/1998, fica definido como o somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural que, após o seu processamento, podem ser obtidas como condensado de gás natural (VCGN), gás liquefeito de petróleo (VGLP) e gás processado (VGP), pelos correspondentes preços (PCGN, PGLP e PGP, respectivamente), conforme a seguinte metodologia:

$$\mathrm{PRGN} = (V_{CGN} \cdot P_{CGN}) + (V_{GLP} \cdot P_{GLP}) + (V_{GP} \cdot P_{GP}) \text{ [em R\$/m}^3\text{]}$$

§ 1º V_{CGN} corresponde à fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como condensado de gás natural (CGN), conforme a seguinte equação:

$$V_{CGN} = V_{C_5^+} - 0{,}01.V_{C_5^+} \text{[em fração]}$$

em que:

$V_{C_5^+}$ fração volumétrica dos componentes com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

0,01: fração de hidrocarbonetos com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono incorporada na corrente de gás liquefeito de petróleo (GLP), cujo valor é arbitrado com base em processos eficientes de separação das frações.

§ 2º V_{GLP} corresponde à fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como gás liquefeito de petróleo (GLP), conforme a seguinte equação:

$$V_{GLP} = V_{C_3} - 0{,}02.V_{C_3} + V_{C_4} + 0{,}01.V_{C_5^+} \text{[em fração]}$$

em que:

V_{C_3} fração volumétrica do componente com 3 (três) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{C_4} fração volumétrica dos componentes com 4 (quatro) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

$V_{C_5^+}$ fração volumétrica dos componentes com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

0,01: fração de hidrocarbonetos com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono incorporada na corrente de gás liquefeito de petróleo (GLP), cujo valor é arbitrado com base em processos eficientes de separação das frações.

0,02: fração de hidrocarbonetos com 3 (três) átomos de carbono incorporada na corrente de gás processado (GP), cujo valor é arbitrado com base em processos eficientes de separação das frações.

§ 3º V_{GP} corresponde à fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como gás processado (GP), conforme a seguinte equação:

$$V_{GP} = 1 - V_{CGN} - V_{GLP} \text{ [em fração]}$$

§ 4º P_{CGN} corresponde ao preço do condensado de gás natural, conforme a seguinte equação:

$$P_{CGN} = \$_{CGN}^{ref} \cdot \left(\frac{1}{0{,}0037854}\right) \cdot \left(\frac{\rho^{0}_{C_5^+\,gás}}{\rho^{0}_{C_5^+\,liq}}\right) \cdot TC_d \text{ [em R\$/m}^3\text{]}$$

em que:

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

$\rho^{0}_{C_5^+\,gás}$ 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, cujo valor adotado é 2,99 kg/m³ gás;

$\rho^{0}_{C_5^+\,liq}$ é a média das densidades do n-pentano e iso-pentano na condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de líquido, cujo valor adotado é 630,00 kg/m³ líq.;

TC_d a média mensal da taxa de câmbio diária de compra do dólar americano divulgada pelo sistema de informações do Banco Central - SISBACEN (PTAX-800), em reais por dólar americano.

0,0037854: fator de conversão de galão para metro cúbico.

§ 5º PGLP corresponde ao preço do gás liquefeito de petróleo, conforme a seguinte equação:

$$P_{GLP} = \left(\frac{\$_{C_3}^{ref} + \$_{C_4}^{ref}}{2}\right) . \left(\frac{1}{0{,}0037854}\right) . \left(\frac{\rho^{0}_{GLP\ gás}}{\rho^{0}_{GLP\ liq}}\right) . TC_d \text{ [em R\$/m}^3\text{]}$$

$\$_{C_3}^{ref}$ 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;

$\$_{C_4}^{ref}$ 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;

$\rho^{0}_{GLP\ gás}$ é a densidade do gás liquefeito de petróleo na condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de gás, calculada de acordo com o caput do art. 3º;

$\rho^{0}_{GLP\ liq}$ é a densidade do gás liquefeito de petróleo extrapolada para a condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de líquido, calculada de acordo com o § 1º do art. 3º;

TC_d a média mensal da taxa de câmbio diária de compra do dólar americano divulgada pelo sistema de informações do Banco Central - SISBACEN (PTAX-800), em reais por dólar americano.

0,0037854: fator de conversão de galão para metro cúbico.

§ 6º PGP corresponde ao preço do gás processado, conforme a seguinte equação:

$$P_{GP} = \$_{GP}^{ref} . 0{,}0373 . \left(\frac{PCS_{GP}}{39355{,}92}\right) . TC_d \text{ [em R\$/m}^3\text{]}$$

em que:

$\$_{GP}^{ref}$ 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;

PCS_{GP} poder calorífico superior do gás processado, em quiloJoules por metro cúbico, obtido segundo a metodologia apresentada no § 2º do art. 3º;

TC_d a média mensal da taxa de câmbio diária de compra do dólar americano divulgada pelo sistema de informações do Banco Central - SISBACEN (PTAX-800), em reais por dólar americano.

0,0373: fator de conversão de milhão de BTU para metro cúbico, inerente ao gás processado de referência;

39355,92: poder calorífico superior do gás processado de referência, em quiloJoules por metro cúbico.

Art. 3º A densidade do gás liquefeito de petróleo na condição padrão de medição ($\rho^0_{GLP\ gás}$) em quilogramas por metro cúbico de gás, é calculada conforme a seguinte equação:

$$\rho^0_{GLP\ gás} = \frac{1}{0{,}02406}\left[\left(\frac{V_{C_3} - 0{,}02.V_{C_3}}{V_{GLP}}\right).0{,}04410 + \left(\frac{V_{C_4}}{V_{GLP}}\right).0{,}05812 + \left(\frac{0{,}01.V_{C_5^+}}{V_{GLP}}\right).0{,}07215\right] \text{[em kg/m}^3\text{]}$$

em que:

V_{C_3} fração volumétrica do componente com 3 (três) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{C_4} fração volumétrica dos componentes com 4 (quatro) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

$V_{C_5^+}$ fração volumétrica dos componentes com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{GLP} fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como gás liquefeito de petróleo (GLP), calculada de acordo com o § 2º do art. 2º;

0,02406: volume molar de um gás ideal na condição padrão de medição, em metro cúbico por mol;

0,04410: massa molar do propano, em quilograma por mol;

0,05812: massa molar dos butanos, em quilograma por mol;

0,07215: massa molar dos pentanos, em quilograma por mol;

0,01: fração de hidrocarbonetos com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono incorporada na corrente de gás liquefeito de petróleo (GLP), cujo valor é arbitrado com base em processos eficientes de separação das frações;

0,02: fração de hidrocarbonetos com 3 (três) átomos de carbono incorporada na corrente de gás processado (GP), cujo valor é arbitrado com base em processos eficientes de separação das frações.

§ 1º. A densidade do gás liquefeito de petróleo extrapolada para a condição padrão de medição ($\rho^{0}_{GLP\ liq}$) quilogramas por metro cúbico de líquido, é calculada conforme a seguinte equação:

$$\rho^{0}_{GLP\ liq} = \left[\left(\frac{V_{C_3} - 0{,}02.V_{C_3}}{V_{GLP}}\right).508{,}0 + \left(\frac{V_{C_4}}{V_{GLP}}\right).578{,}0 + \left(\frac{0{,}01.V_{C_5^+}}{V_{GLP}}\right).628{,}0\right] \text{[em kg/m}^3\text{]}$$

em que:

V_{C_3} fração volumétrica do componente com 3 (três) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{C_4} fração volumétrica dos componentes com 4 (quatro) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

$V_{C_5^+}$ fração volumétrica dos componentes com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{GLP} fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como gás liquefeito de petróleo (GLP), calculada de acordo com o § 2º do art. 2º;

508,0: densidade do propano extrapolada para a condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de líquido;

578,0: densidade do butano extrapolada para a condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de líquido;

628,0: densidade do pentano na condição padrão de medição, em quilogramas por metro cúbico de líquido;

0,01: fração de hidrocarbonetos com 5 (cinco) ou mais átomos de carbono incorporada na corrente de gás liquefeito de petróleo (GLP), cujo valor é arbitrado com base em processos eficientes de separação das frações;

0,02: fração de hidrocarbonetos com 3 (três) átomos de carbono incorporada na corrente de gás processado (GP), cujo valor é arbitrado com base em processos eficientes de separação das frações.

§ 2º O poder calorífico superior do gás processado (PCS_{GP}) , em quiloJoules por metro cúbico de gás processado, é calculado conforme a seguinte equação:

$$PCS_{GP} = \left[\left(\frac{V_{C_1}}{V_{GP}}\right).9006 + \left(\frac{V_{C_2}}{V_{GP}}\right).15780 + \left(\frac{0{,}02.V_{C_3}}{V_{GP}}\right).22436\right].4{,}1868 \qquad (7.8)$$

em que:

V_{C_1} é a fração volumétrica do componente com 1 (um) átomo de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{C_2} é a fração volumétrica do componente com 2 (dois) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{C_3} fração volumétrica do componente com 3 (três) átomos de carbono, obtida pela análise composicional do gás natural segundo a norma ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia em Fase Gasosa;

V_{GP} fração volumétrica do gás natural que, após o seu processamento, pode ser obtida como gás processado (GP), calculada de acordo com o § 3º do art. 2º;

9006: poder calorífico superior do metano, em quiloJoules por metro cúbico;

15780: poder calorífico superior do etano, em quiloJoules por metro cúbico;

22436: poder calorífico superior do propano, em quiloJoules por metro cúbico;

4,1868: fator de conversão de quilocaloria para quiloJoule.

Art. 4º Quando a exploração comercial do campo ocorrer sob a forma de consórcio, o preço a partir do qual cada consorciado apurará os valores devidos de participações governamentais será calculado de forma independente dos demais e corresponderá, ou à média ponderada dos preços de venda do gás natural pelos volumes comercializados, conforme caput do art. 8º do Decreto nº 2.705/1998, ou ao PRGN, tal como disposto no art. 2º desta Resolução (nas hipóteses previstas no § 4º do art. 8º do Decreto nº 2.705/1998).

Parágrafo único. Sem prejuízo do disposto no caput deste artigo, cada campo apresentará em seus demonstrativos de apuração das participações governamentais um preço de referência único, calculado através da média dos preços utilizados por cada consorciado, ponderados por suas participações no consórcio.

Art. 5º Até o quinto dia do mês subseqüente ao mês de início da produção, o concessionário deverá encaminhar à ANP a análise composicional do gás natural, realizada segundo a Norma ASTM D1945 – Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ou a norma NBR 14903 - Gás Natural - Determinação da Composição Química por Cromatografia

§ 1º Junto à análise composicional a que se refere o caput deste artigo, o concessionário deverá indicar o poder calorífico superior do gás natural (PCSGN), obtido segundo a norma ASTM D3588 - Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density (specific gravity) of gaseous fuels, ou a norma ISSO 6976 -

Natural gas - calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe índex from composition, ou a norma NBR 15213 - Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição.

§ 2º Nos campos produzindo a partir de diferentes reservatórios, a amostra do gás natural coletada para ser submetida à análise composicional deve refletir a composição do gás natural de todos os reservatórios contidos no campo.

Art. 6º Os concessionários deverão atualizar junto à ANP as informações referentes à análise composicional do gás natural produzido sempre que houver variação de mais ou menos 5% (cinco por cento) no PCS em relação ao PCS do gás natural cuja análise composicional está sendo utilizada no cálculo do PRGN, ou sempre que solicitado pela ANP.

Parágrafo único. A atualização a que se refere o caput deste artigo deve ser encaminhada à ANP até o quinto dia do mês subseqüente àquele em que ocorreu a variação.

Art. 7º Caso as informações necessárias para a fixação do PRGN do campo em questão não sejam prestadas pelo concessionário, na forma, condições e prazos estabelecidos nesta Resolução, o preço de referência será igual ao maior PRGN fixado no país para o gás natural.

Parágrafo único. As informações a que se refere este artigo consistem na análise composicional e PCS do gás natural.

Art. 8º A cada mês, a Superintendência de Controle das Participações Governamentais da ANP publicará o PRGN produzido no mês anterior em cada campo, apurado segundo os critérios descritos nesta Resolução, bem como a análise composicional e o PCS do gás natural.

Art. 9º O prazo de envio da análise composicional e PCS do gás natural para os campos que já estiverem em produção na data em que esta Resolução entrar em vigor, será de 60 (sessenta) dias contados a partir da data de sua publicação.

Art. 10. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação, produzindo efeitos a partir do mês de produção de março de 2010.

HAROLDO BORGES RODRIGUES LIMA

Publique-se:

MURILO MOTA FILHO

Secretário Executivo

ANEXO I

FORMAÇÃO DO PREÇO DE VENDA DE GÁS

Mês: xxx/200x

Empresa	Notas Fiscais	Volume (m³)	Valor da Nota Fiscal (R$)	Frete R$	Seguro R$	Valor FOB (R$)	ICMS (R$)	PIS / CONFINS (R$)	Valor FOB Corrigido (R$)	Preço da Venda FOB (R$/m³) – Nota Fiscal

Instruções de Preenchimento:

1) Empresa: inserir o nome da empresa para quem está sendo vendido o petróleo;

2) Notas Fiscais: inserir o número das notas fiscais de venda;

3) Volume: inserir o volume (em metros cúbicos) que está sendo vendido;

4) Valor da Nota Fiscal: inserir o montante (em reais) adquirido pela venda;

5) Frete: inserir o valor de frete (em reais), caso haja contratação desta operação;

6) Seguro: inserir o valor de seguro (em reais), caso haja contratação desta operação;

7) Valor FOB: representa o valor da nota fiscal excluído dos valores de frete e seguro;

8) ICMS: inserir a alíquota de ICMS sobre o valor da nota fiscal, quando for aplicável;

9) PIS/COFINS: inserir a alíquota de PIS/COFINS sobre o valor da nota fiscal, quando for aplicável;

10) Valor FOB corrigido: representa o valor FOB excluído dos impostos;

11) Preço de Venda FOB - Nota Fiscal: resultado da média ponderada dos Valores FOB corrigidos pelos Volumes.