

**Victor Carreira**

**O GÁS DE FOLHELHO: UMA NOVA FRONTEIRA**

Trabalho Final de Curso  
(Geologia)

UFRJ  
Rio de Janeiro  
2012



UFRJ

Victor Carreira

## O GÁS DE FOLHELHO: UMA NOVA FRONTEIRA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de bacharel em Geologia.

Orientador:

José Mário

Rio de Janeiro  
Outubro de 2012  
Victor Carreira

C314 Carreira, Victor Ribeiro.  
O gás de folhelho : uma nova fronteira / Victor Ribeiro Carreira.  
– 2012.  
123f. : il. color. ; 30 cm.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) -  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências,  
Rio de Janeiro, 2012.

Orientador: Prof. Dr. José Mario

Coorientador: Prof. Msc. Marcelo Marinho Simas

1. Gás de folhelho. 2. Gás de folhelho – Brasil. 3. Reservas de gás natural. 4. Perfuração horizontal. 5. Fraturamento hidráulico. I. Mario, José (Orient.). II. Simas, Marcelo Marinho. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. IV. Título.

## O GÁS DE FOLHELHO: UMA NOVA FRONTEIRA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de bacharel em Geologia.

Orientadores:

Professor Dr. José Mário Coelho (Orientador)

Professor Msc. Marcelo Marinho Simas (Coorientador)

Aprovado em:

Por:

---

Dr. José Mário Coelho

---

Msc Marcelo Marinho Simas

---

Dr. Gilberto Dias Calaes

---

Geólogo Aloysio Accioly de Senna Filho

UFRJ  
Rio de Janeiro  
2012



Dedico esta obra primeiramente a Deus. Minha querida noiva, Luciana, que sempre me apoiou nos momentos difíceis. Aos meus pais, Antonio e Marilia, pessoas singulares, que, sempre estiveram do meu lado.

## CITAÇÃO

*“Não encontramos qualquer vestígio de um princípio, nem qualquer prenúncio de um fim.”*

James Hutton.

## RESUMO

CARREIRA, Victor Ribeiro: O Gás de Folhelho: uma nova fronteira. Trabalho de conclusão de curso (Bacharel em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro.

O gás de folhelho tem se apresentado ao mundo como uma nova fronteira exploratória para o aumento das reservas de gás natural. Isto se deve à larga escala na utilização da perfuração horizontal em conjunto com a técnica de fraturamento hidráulico. Ambos os procedimentos têm influenciado decisivamente na produção de gás natural de formações geológicas de baixa permeabilidade, em particular das formações compostas por folhelhos. O presente trabalho foi realizado mediante uma rigorosa pesquisa bibliográfica sobre o tema o gás de folhelho com o objetivo de traçar um panorama sobre o este tipo de gás no Brasil e no mundo. Para tal, levou-se em consideração o cenário energético mundial, que se apresenta atualmente com o forte crescimento na demanda de recursos energéticos. O crescimento econômico da China, Índia e Brasil proporcionou a possibilidade de se explorar recursos já conhecidos, com é o caso do gás de folhelho, cuja extração se dá, unicamente, em reservatórios não convencionais. Entretanto, estes últimos anos se mostraram auspiciosos na exploração desses recursos. Os Estados Unidos e o Canadá despontam na exploração e produção desse recurso. O Brasil se apresenta com um grande potencial, mas a produção é inexistente. Para caracterizar melhor este cenário foi feito um estudo sobre os dados de mercado do gás de folhelho no mundo, primeiramente, colocando em pauta os casos clássicos de exploração da referida *commodity*. Posteriormente, foi feito um estudo sobre o mercado de gás no Brasil, e sobre as três principais bacias paleozoicas interiores do país: a Bacia do Amazonas, a Bacia do Parnaíba e a Bacia do Paraná, com foco na estratigrafia e sedimentologia. São apresentados os principais *Plays* devonianos de cada uma dessas Bacias. Ao final deste trabalho, é feita uma exposição da projeção da demanda de gás natural no Brasil para 2020. São levantados, ainda, questionamentos em relação às vantagens e desvantagens da técnica de fraturamento hidráulico.

PALAVRAS-CHAVES: Gás de Folhelho, Perfuração Horizontal, Fraturamento Hidráulico.

## ABSTRACT

CARREIRA, Victor Ribeiro: The Shale Gas a new frontier. Conclusion work for graduation course (Bachelor of Geology) - Department of Geology, Institute of Geosciences, University Federal of Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro.

The shale gas has been shown to the world as a new exploring frontier to increase the reserves of natural gas. This happens due to the large scale in using of horizontal drilling, together with the hydraulic fracturing technique. Both procedures have influenced decisively in the production of natural gas from geological formations of low permeability, particularly from the formations of composed by shale. The present work was accomplished through a strict bibliographic research about the theme- the shale gas- with the objective to trace an outlook of this kind of gas in Brazil and in the world. For this, it was considered the world energetic scenery, which is showed, nowadays, with the strong growth in the energetic resource demand. The economic growth of China, India and Brazil, provided the possibility of exploring resources known already, however, impracticable to explore, through the economic point of view, as it is with the shale gas, which extraction happens, only, in unconventional reservoirs. These last years have shown auspicious themselves, in the exploitation of these resources, though. The United States and Canada arise in the exploitation and production of these resource. Brazil has shown as a big power, but production of this resource is still small. To better characterize the scenery, a study was made about the market data of shale gas in the world, first, putting on the agenda the classic cases of exploitation of the refered commodity. Posteriorly, a study was made about the gas market in Brazil, and about the three principal Paleozoic basins in the cratonic inner of the country: The Amazon Basin, the Parnaíba Basin and the Paraná Basin, with focus in the stratigraphy and sedimentology. The principal Devonian plays of each one of these basins are shown. At the end of this work, an exhibition of the demand projection of natural gas in Brazil, for 2020, is made. Questions are, still, raised about the advantages and disadvantages of the hydraulic fracturing technique.

**KEYWORDS:** Shale Gas, Horizontal Drilling, Hydraulic Fracturing.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Principais Bacias com reservas de gás de Folhelho no mundo.....	19
Figura 2: Microporos em folhelho.....	22
Figura 3: Modelo esquemático da extração do gás de folhelho.....	23
Figura 4: Participação Setorial do Gás Natural, na Indústria, em 2005.....	28
Figura 5: Consumo energético brasileiro, 2011.....	29
Figura 6: Esquema da indústria do gás natural.....	30
Figura 7: Malha de gasodutos no Brasil.....	31
Figura 8: Localização e extensão do Marcellus Shale.....	33
Figura 9: Localização e extensão do Folhelho Barnett.....	35
Figura 10: Gráfico com a série histórica de produção de gás de Folhelho de <i>Barnett Shale</i> .....	36
Figura 11: Exemplos de variações faciológicas no Folhelho Barnett.....	37
Figura 12: Mapa de localização de Hanesville.....	39
Figura 13: Produção decenal de um poço em Hanesville.....	40
Figura 14: Modelo esquemático da técnica de fraturamento hidráulico.....	42
Figura 15: Modelo esquemático do envelopamento do aquífero.....	43
Figura 16: Modelo esquemático de explosões controladas no folhelho.....	44
Figura 17: Modelo esquemático que ilustra a recuperação do gás natural.....	45
Figura 18: Modelo esquemático de fraturamento ilustrando a contaminação.....	46
Figura 19: Modelo esquemático que ilustra a contaminação por percolação do rejeito de perfuração.....	47
Figura 20: Oferta mundial de energia primária no mundo em 2006.....	50
Figura 21: Participação na produção de energia elétrica no mundo em 2006.....	51
Figura 22: Panorama das reservas de hidrocarbonetos brasileiras.....	52
Figura 23: Oferta doméstica de Energia por fonte, 2010.....	53
Figura 24: Série histórica da produção de energia primária no Brasil, por fontes.....	54
Figura 25: Série histórica das reservas provadas de gás natural.....	55
Figura 26: Consumo de energia nas indústrias por fonte, ano de 2011.....	56
Figura 27: O consumo de energia na área de Transportes.....	58
Figura 28: Série histórica mostrando o crescimento do consumo de gás natural em comparação com os outros setores, em toneladas equivalentes de petróleo.....	58
Figura 29: O consumo de energia no mercado residencial.....	59
Figura 30: Perfil de consumo de gás natural por família, em países de clima temperado.....	60
Figura 31: Gráfico mostrando a variação de preços para a construção gasodutos de alta pressão.....	61
Figura 32: Gráfico mostrando a variação dos preços na construção de gasodutos de alta pressão no Brasil.....	62
Figura 33: Curva típica do ciclo do preço do gás natural.....	63
Figura 34: Participação e projeção do consumo final de energético por fonte geradora.....	65
Figura 35: Consumo total de gás natural, em $10^6$ m <sup>3</sup> /dia, por setor de consumo.....	66
Figura 36: Projeção da produção de gás para o decênio. * Recursos do pré-sal.....	67
Figura 37: Oferta total do Brasil de gás natural no decênio, excluída a região norte.....	69
Figura 38: Seção geológica das três sinéclises paleozoicas estudadas neste trabalho.....	71
Figura 39: Localização da Bacia do Paraná.....	72
Figura 40: Principais lineamentos da Bacia do Paraná.....	73
Figura 41: Mapa de isópacas e afloramentos da Bacia do Paraná.....	74
Figura 42: Aspecto geotectônico do embasamento da Bacia do Paraná.....	76

Figura 44: Mapa de isópacas da Formação Ponta Grossa .....	81
Figura 45: Caracterização geoquímica, idade e localização da Formação ponta Grossa. ....	82
Figura 46: Localização da Bacia do Amazonas.....	83
Figura 47: Perfil do poço 1-AM-1-AM, com a localização da Formação Ererê. ....	92
Figura 48: Perfil tipo da Formação Barreirinhas .....	93
Figura 49: Localização da Bacia do Parnaíba.....	94
Figura 50: Localização da Formação Pimenteiras.....	105



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Reservas provadas de gás natural por regiões do mundo- 2010 .....	19
Tabela 2: Fontes de Gás de Folhelho não comprovadas, em trilhão de metros cúbicos, ou Tm <sup>3</sup> .....	32
Tabela 3: Dados gerais sobre Marcellus Shale.....	33
Tabela 4: Dados gerais estimados do Folhelho Marcellus. ....	34
Tabela 5: Média da última recuperação estimada, dados de área e espaçamento entre os poços.....	38
Tabela 6: Média das propriedades gerais do Folhelho Barnett.....	38
Tabela 7: Dados de produção e estimativas da área ativa e em desenvolvimento.....	40
Tabela 8: Dados médios estimados para o Folhelho Hanesville. ....	40
Tabela 9: Os 15 países com maior reserva de gás natural, no mundo - 2010.....	49
Tabela 10: O consumo mundial de gás natural por regiões - 2010.....	51
Tabela 11: Produção de gás natural em porcentagem, por ano, na última década. ....	54
Tabela 12: Queda na produção de energia termelétrica.....	56
Tabela 13: Participação por fonte na geração de energia termelétrica, no Brasil-2011 .....	57
Tabela 14: Projeção da demanda de energéticos por fonte das principais fontes de energia.. ....	64
Tabela 15: Projeção do consumo de gás natural do Brasil e por regiões brasileiras, em 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia.....	66
Tabela 16: Projeção da produção líquida de gás natural, no decênio, 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia e em porcentagem. ..	68

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Transformação da matéria até a formação do gás natural em ambiente geológico e suas temperaturas aproximadas.....	24
Quadro 2: Modalidades de gás existentes no mercado.....	26
Quadro 3: Diagrama Estratigráfico da Bacia do Paraná.....	80
Quadro 4: Diagrama estratigráfico da Bacia do Amazonas.....	90
Quadro 5: Diagrama estratigráfico da Bacia do Parnaíba.....	103



## LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

**AGS** – *Alberta Geological Survey*

**ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica

**ANP** – Agência Nacional do Petróleo

**Bcfe** – Bilhões de pés cúbicos equivalentes

**BGP** – Boletim de Geociências da Petrobras

**BIPPRU** – *Baker Institute of Public Policy at Rice University*

**Bm<sup>3</sup>** – Bilhões de metros cúbicos

**BP** - *British Petroleum*

**Comgas** – Companhia Brasileira de Gás

**COT** – Conteúdo Orgânico Total

**E.U.A.** - Estados Unidos da América.

**EIA** – United States Energy Information Administration

**EIR** – Estimativa inicial de recuperação

**EPE** – Empresa de Pesquisa Energética

**GasBras** – Empresa Brasileira de Gás Natural

**Ka** – Mil anos

**Km**- Quilômetros

**m** - Metros

**Ma** – Milhões de anos

**MBtu** – Milhão de Btu (*British Thermal Unit*)

**MMA** – Ministério do Meio Ambiente

**Mmcf** – Milhões de pés cúbicos

**MMcfd** – Milhoes de pés cúbicos dia

**MME** – Ministério de Minas e Energia

**PR** – Paraná (Estado federativo brasileiro)

**RI** – Recuperação inicial

**Tcf** – Trilhão de pés cúbicos (*trillion of cubic feet*)

**Tm<sup>3</sup>** - Trilhão de metros cúbicos ( $10^{12} \text{ m}^3$ ) ( $1\text{L} = 1 \text{ dm}^3 = 10^{-3} \text{ m}^3$ )

**UE** – União Europeia

**USGS**- *United States Geologic Service*

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO I: Apresentação</b> .....	18
1.1- Introdução .....	18
1.2- Objetivos.....	20
1.3- Metodologia.....	20
<b>CAPÍTULO II: O Gás de Folhelho</b> .....	21
2.1- Generalidades do Gás de Folhelho .....	21
2.2- Composição Química e Classificação do Gás Natural.....	24
2.3- Usos e funções do Gás Natural.....	26
2.4- O Beneficiamento .....	29
2.5- O Transporte do Gás Natural .....	30
2.6- Casos Clássicos de Bacias Produtoras do Gás de Folhelho.....	32
2.7 - A Técnica de Fraturamento Hidráulico .....	41
<b>CAPÍTULO III: O Mercado de Gás Natural</b> .....	48
3.1- Reservas Mundiais .....	48
3.2- A Produção Mundial.....	49
3.3 – O Consumo Mundial .....	51
3.4- Reservas Brasileiras .....	52
3.5- A Produção Brasileira.....	53
3.6- O Consumo Brasileiro.....	55
3.6.1 - O Mercado Industrial .....	55
3.6.2 - O Mercado Comercial.....	57

3.6.3 - O Mercado Residencial.....	59
3.7 - Preços.....	60
3.8 - Projeção da Demanda e da Oferta de Gás Natural para 2020, no Brasil .....	63
<b>CAPÍTULO IV: As Bacias Paleozoicas Interiores com Potencial para Gás de Folhelho no Brasil.....</b>	<b>70</b>
4.1- A Bacia do Paraná.....	71
4.1.1- O Contexto Geológico Geotectônico .....	75
4.1.2- Estratigrafia da Bacia.....	77
4.1.3- A Formação Ponta Grossa.....	80
4.2- A Bacia do Amazonas .....	82
4.2.1- O Contexto Geológico e Geotectônico .....	84
4.2.2- A Estratigrafia da Bacia .....	85
4.2.3- A Formação Ererê / Formação Barreirinhas (Membro Abacaxis) .....	91
4.3 - A Bacia do Parnaíba .....	94
4.3.1- O Contexto Geológico e Geotectônico .....	95
4.3.2- A Estratigrafia da Bacia .....	96
4.3.3- A Formação Pimenteiras .....	104
<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>106</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>108</b>
<b>BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....</b>	<b>113</b>
<b>APÊNDICES.....</b>	<b>118</b>
<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>119</b>

**Tabela: As três Bacias de sinéclises paleozoicas estudadas nesta TCC. Modificado do Boletim de Ciências da Petrobras. Volume 15, número 2 de 2007, página 187. .... 119**

**APÊNDICE B..... 121**

**Quadro: Dados estimados de produção consumo, importação, exportação do mercado global de Gás natural. Bem como dados estimados das reservas provadas e tecnicamente recuperáveis. O \* inclui os países Hungria, Romênia e Bulgária. Adaptado de World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Página 4. .... 121**

**APÊNDICE C ..... 123**

**Mapa: Localização das principais reservas de gás natural no mundo bem como a sua localização e os principais países que as contém. Adaptado de World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Página 17.123**

## CAPÍTULO I: Apresentação

### 1.1- Introdução

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves encontrados nos substratos rochosos, no qual o metano tem uma participação superior a 70% em volume total. Esta composição está relacionada aos fatores relativos ao campo no qual o gás é produzido, o processo de produção, processamento e transporte. Sendo encontrado no subsolo, em bacias sedimentares, o gás natural fica acumulado, nos reservatórios petrolíferos, nos poros ou em fraturas nas rochas e, necessariamente, está isolado por um pacote de rocha selante e impermeável. É o resultado da degradação da matéria orgânica de forma anaeróbica oriunda de quantidades consideráveis de microrganismos, que no decorrer das eras geológicas, foram soterradas a grandes profundidades, temperaturas e fortes pressões. (MMA, 2012)

O gás de folhelho, também denominado gás de xisto, é o gás natural formado e traçado juntamente com as formações de folhelho. Nos E.U.A., durante a última década, o gás de folhelho se tornou um fator importante para o aumento das reservas de gás natural. E o interesse no aumento das reservas tem se tornado cada vez mais um assunto de interesse estratégico a nível mundial. Segundo estudo publicado pelo BIPPRU, o aumento das reservas de gás natural por conta da incorporação das novas reservas de gás de folhelho, nos E.U.A. e no Canadá pode prevenir com que a Rússia e os países do golfo Pérsico continuem ditando os altos preços do gás exportado para UE. (EIA, 2011)

A Tabela 1 mostra o panorama do Gás natural com dados de consumo, produção, importação e exportação, reservas provadas e tecnicamente recuperáveis, em termos

globais, no ano de 2009, por regiões. Nos apêndices deste trabalho, apresenta-se uma Tabela mais completa com o panorama do mercado de gás por países.

Tabela 1: Reservas provadas de gás natural por regiões do mundo- 2010

Região	Trilhão de m <sup>3</sup>	Partes do total	Reserva/Produção
América do Norte	9,9	5,3%	12,0
Américas do Sul e Central	7,4	4,0%	45,9
Europa e Eurásia	63,1	33,7%	60,5
Oriente Médio	75,8	40,5%	-
África	14,7	7,9%	70,5
Ásia (pacífico)	16,2	8,7%	32,8
<b>Total</b>	<b>187,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>58,6</b>

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2011.

A Figura 1 mostra a localização aproximada dessas bacias. (EIA, 2011)

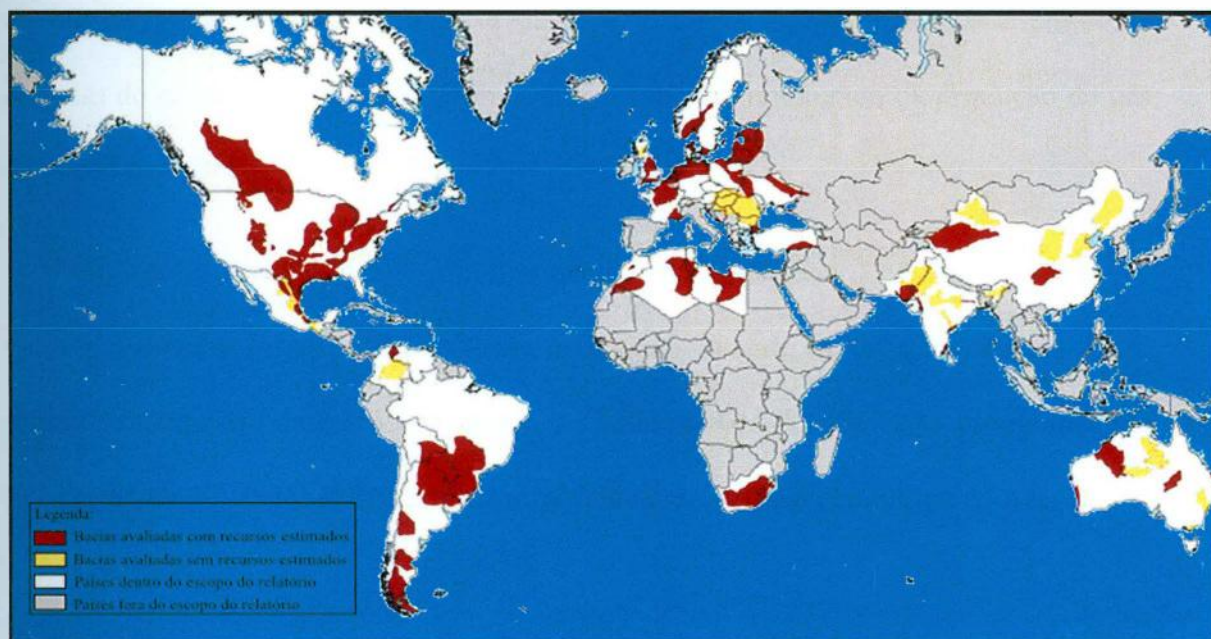


Figura 1: Principais Bacias com reservas de gás de Folhelho no mundo.

Fonte: Modificado de EIA, 2011.



## 1.2- Objetivos

O presente trabalho propõe um estudo do gás de folhelho, conceituando-o e discorrendo sobre suas características, ocorrência, propriedades e aplicações. São fornecidos, no presente trabalho dados sobre reservas, produção e beneficiamento, assim como o seu potencial econômico para o Brasil e para o mundo, além dos preços praticados no mercado e potenciais bacias de interiores produtoras de gás de folhelho, no Brasil. É apresentada ainda, uma projeção para a demanda mundial de gás de folhelho para os próximos 10 anos.

## 1.3- Metodologia

Em um primeiro momento, foi feita uma pesquisa bibliográfica sobre o contexto geológico e econômico do setor de gás natural no Brasil e no mundo, suas características e aplicações. Em uma fase posterior foram consultados bancos de dados do Ministério de Minas e Energia e da EIA, e outros órgãos públicos e empresas privadas do ramo de gás natural, afim de traçar um panorama atual da produção de gás de folhelho no Brasil e no mundo.

Alguns softwares de processamento de imagens, edição vetorial e geoprocessamento foram utilizados para o reprocessamento de imagens. Foram estes, respectivamente: o Gimp; Sk1-project e o Quantum Gis. Todos estes programas são livres e disponibilizados gratuitamente através da rede mundial de computadores.

## CAPÍTULO II: O Gás de Folhelho

### 2.1- Generalidades do Gás de Folhelho

O gás de folhelho é achado em diversos *plays*<sup>1</sup> exploratórios caracterizados pela presença de uma bacia sedimentar, formação de folhelho rica em matéria orgânica e energia suficiente, quer seja pelo soterramento, quer seja pela intrusão de rochas ígneas, portanto, qualquer processo que forneça a temperatura e pressão necessárias para a maturação da matéria orgânica.

O reservatório é caracterizado como sendo do tipo não convencional para os padrões exploratórios. Além de se confundir com a rocha geradora, o reservatório do gás de folhelho é uma formação rochosa de muito baixa permeabilidade, microporosa, podendo ou não estar fraturada. Possui um sistema de pressão único e é parte integrante de um sistema petrolífero. A Figura 2 apresenta a disposição e a escala dos poros em um folhelho.

A microporosidade existente nos folhelhos é um fator de dificuldade na extração do gás natural. Para que essa extração se torne possível é utilizada a técnica de faturamento hidráulico. Esta técnica consiste em induzir mecanicamente um faturamento no folhelho de forma que o gás natural traçado consiga fluir através de um poço horizontal. A associação entre a perfuração horizontal e a técnica de faturamento hidráulico é que torna a exploração e extração do gás de folhelho viável.

---

<sup>1</sup> *Play*, para a exploração de gás de folhelho, é uma área delimitada geograficamente que contenha uma rocha de origem sedimentar, cuja granulometria seja muito fina, além de ser rica em matéria orgânica. A rocha sedimentar em questão deve apresentar uma granulometria de partículas que varie do silte à argila, ou alto conteúdo de sílica, carbonatos, deve ser termalmente madura, deve apresentar hidrocarbonetos preenchendo as porosidades da rocha, baixa permeabilidade, grande área de distribuição, e deve haver a necessidade de fraturamento induzido para produzir economicamente. pp-6 AAPL 57<sup>th</sup>, 2011.





Figura 2: Microporos em folhelho. As partes mais escuras representam o querogênio com maior COT.

Fonte: Adaptado de EIA, 2011.

Contudo, o faturamento hidráulico é controverso e apresenta riscos. Devido a sua importância, a discussão dessa técnica será retomada ao final desta monografia com mais detalhes.

O termo gás de folhelho é muitas vezes utilizado ao se fazer referência a qualquer tipo de rocha que tenha sua granulometria composta por grãos mais finos do que a areia. A este conjunto de rochas incluem-se os lamitos (não apresentam fissilidade), siltitos, folhelhos (que apresentam fissilidade), arenitos muito finos que apresentam interlaminações de folhelhos ou lamitos, e carbonatos. (AGS, 2012)

O armazenamento do gás de folhelho nas formações geológicas pode se dar de três formas diferentes. A primeira delas é o gás adsorvido, que se trata do gás trapeado na matéria orgânica ou nas argilas. A segunda delas é o gás livre, que se trata do gás mantido nos pequenos espaços da rocha (poros e micro poros), ou em espaços criados pelo fraturamento da rocha (fraturas e micro fraturas). E em terceiro, o gás em solução que se trata do gás misturado a outros líquidos como betume, óleo. (AGS, 2012)

Uma característica marcante das formações de gás de folhelho são as respostas, em perfilagem de poços, às altas concentrações de querogênio. Essa resposta se traduz em picos de radioatividade gama oriundo das formações de folhelho. (Lewis et al., 2004)

Em seguida, na Figura 3, é apresentada uma imagem esquemática de um reservatório não convencional *on shore* de gás de folhelho, em produção.

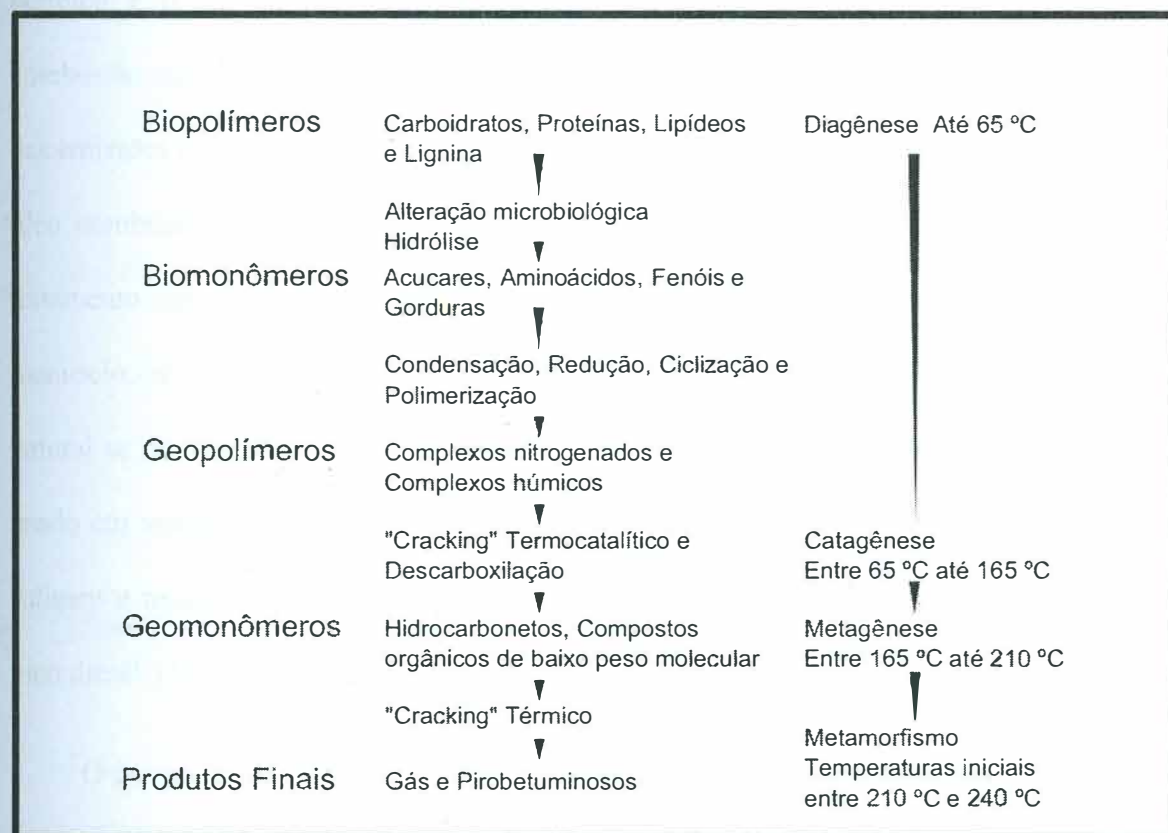


Figura 3: Modelo esquemático da extração do gás de folhelho.  
Fonte: Modificado da Scientific American, 2011.

## 2.2- Composição Química e Classificação do Gás Natural

A composição do gás natural está diretamente relacionada com as séries de transformações físico-químicas da matéria orgânica durante a evolução geológica das bacias sedimentares, não podendo ser considerado um processo isolado. Tal transformação é controlada pelos mesmos fatores que determinam as variações das composições das frações minerais e da água intersticial presente nos sedimentos. O Quadro 1 mostra a evolução da matéria orgânica até a formação do gás natural e as suas temperaturas aproximadas.

Quadro 1: Transformação da matéria até a formação do gás natural em ambiente geológico e suas temperaturas aproximadas.



Fonte: Modificado de Hunt, 1995.



A geração do gás de folhelho é uma combinação de fatores que incluem a degradação termogênica primária da matéria orgânica, a degradação termogênica secundária oriunda do craqueamento do óleo e a degradação biogênica da matéria orgânica. (AGS, 2012)

O gás natural, segundo o MMA, é uma mistura de hidrocarbonetos leves (sendo o metano seu principal componente), que à temperatura ambiente e a pressão atmosférica, permanece no estado gasoso. Trata-se de um gás inodoro, incolor, não tóxico e mais leve que o ar. O gás natural é uma fonte de energia considerada limpa e pode ser usada nas indústrias, substituindo outros combustíveis mais poluentes como o óleo, e o carvão mineral. E como insumo energético o gás natural apresenta algumas vantagens ambientais se comparado com outras fontes fósseis de energia, tais como derivados do petróleo e o carvão, dentre as quais estão: a baixa presença de contaminantes; combustão mais limpa, causando uma melhora na qualidade do ar; menor contribuição das emissões de CO<sub>2</sub> por unidade de energia gerada, que chega a variar de 20 a 23%, no óleo combustível, e 40 a 50%, nos sólidos como o carvão; pequena exigência de tratamento dos gases provenientes da combustão; maior facilidade de transporte e manuseio; não requer estocagem; maior segurança, por ser mais leve do que o ar, o gás natural se dissipa com maior facilidade; e, por fim, diminui a poluição urbana quando usado em veículos automotivos, uma vez que reduz as emissões de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados, ambos encontrados como produto da combustão do óleo diesel. (MMA, 2012)

O gás pode ser dividido em dois tipos: o gás liquefeito de petróleo (GLP) e o gás natural. O GLP é o primeiro produto da destilação fracionada do petróleo bruto. E o gás natural é de ocorrência comum nos reservatórios de petróleo e pode ser classificado em duas categorias: associado e não associado.

A legislação de Gás existente no Brasil trata de forma simplificada os conceitos de gás e gás natural tratando-os como um mesmo produto independente de sua origem.

“Gás Natural, ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais.”

(Artigo 2º, Inciso XIV, da Lei do Gás, nº 11.909, de 04 de março de 2009).

O Quadro 2 exemplifica os tipos de gás existentes no mercado. (ANP, 2003 apud MMA, 2012).

Quadro 2: Modalidades de gás existentes no mercado.

Quadro de Classificação dos tipos de Gás		
Gás Natural	GA	Gás Associado se encontra dissolvido no petróleo ou sob uma capa de gás, no reservatório.
	GNA	Gás Não Associado se encontra livre do óleo ou da água no reservatório. E se encontra em maior concentração na camada rochosa. É composto por hidrocarbonetos mais leves, principalmente o metano.
Destilado do Petróleo	GLP	Gás Liquefeito do Petróleo é o primeiro produto da destilação fracionada do petróleo bruto. É composto por hidrocarbonetos gasosos mais densos, como o propano. O que o torna mais pesado que o ar.

Fonte: Adaptado do MMA, 2012.

Com relação ao transporte de Gás Natural, o mesmo pode ser feito por meio de dutos, em cilindros de alta pressão, como o gás natural comprimido, ou GNC, e o Gás Natural Liquefeito, ou GNL, e ainda por meio de navios metaneiros, barcas ou, ainda, através de caminhões criogênicos. (ANP, 2012)

### 2.3- Usos e funções do Gás Natural

No Brasil, aproximadamente 73% do gás natural é de origem associada ao petróleo e se destina a outros mercados de consumo que não somente a geração de

energia termelétrica. Uma vez produzido, o gás natural se distribui entre diversos setores de consumo, com fins energéticos e não energéticos, sendo utilizado como matéria prima nas indústrias petroquímicas de plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha; fertilizantes, como uréia, amônia, e seus derivados; comércio; serviços; e domicílios. (MMA, 2012)

O crescimento o uso do gás natural se deve, entre diversos fatores, a substituição do óleo combustível, do consumo da lenha na indústria, da sua utilização em plataformas de petróleo, e do aumento do consumo devido à expansão do parque instalado de refinarias. (EPE, 2012)

No mercado residencial, o gás natural possui muitas aplicações, tais como substituto do GLP em fogões, aquecedores de água, lareiras, ar condicionados, aquecedores de piso, saunas, aquecedores de piscinas, gerador de energia elétrica, etc. (Comgas, 2012).

No comércio, o gás natural é utilizado em hotéis, hospitais, lavanderias, restaurantes, escolas e universidades. E em equipamentos com calandras, gerador de vapor, bico de Bunsen, máquinas de lavar roupa, secadores de roupas, fritadeiras, caldeiras, forno de rastro, forno rotativo, forno combinado, geradores de energia elétrica, etc. (Comgas, 2012).

Na indústria, é aonde o gás natural encontra ampla aplicação. Na indústria automobilística, o gás natural participa como produto na geração de calor, e em processos como aquecimentos de banhos e fluidos térmicos, fundição, secagem de pinturas em estufas. O processo de secagem com gás natural resulta em um ganho de qualidade no produto final, devido à inexistência de enxofre que não contamina a tinta utilizada na pintura dos carros. (Comgas, 2012)

Nas siderúrgicas, o gás natural está presente em processos de obtenção do aço, nas usinas integradas, em coquearias, altos-fornos, aciaria e laminação. Na fase de recuperação o gás natural é utilizado para reaquecimento, escarfação<sup>2</sup> de lingotes e tarugos. Além de ser utilizado em equipamentos deste segmento como o forno de fusão, forno de têmpera, forno de reaquecimento, fornos secadores, fornalhas e caldeiras. (Comgas, 2012)

Na indústria química o gás natural é utilizado na geração de vapor, em processos como a fabricação de hidrogênio e aquecimento de fluido térmico. Neste segmento, o gás natural ainda pode ser utilizado na cogeração de energia elétrica, devido à quantidade de energia desprendida pelo setor. (Comgas, 2012)

A Figura 4 apresenta o consumo de gás natural por setor da indústria durante o ano de 2005.

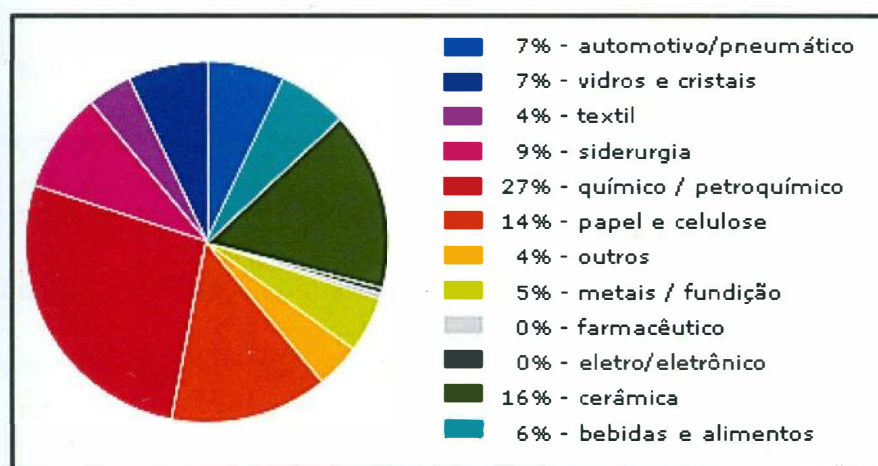


Figura 4: Participação Setorial do Gás Natural, na Indústria, em 2005.  
Fonte: Aplicações do Gás Natural (Comgas, 2012).

A Figura 5 mostra o consumo energético do Brasil por fontes geradoras, durante o ano de 2011.

<sup>2</sup> Processo de remoção de defeitos nas superfícies dos lingotes.

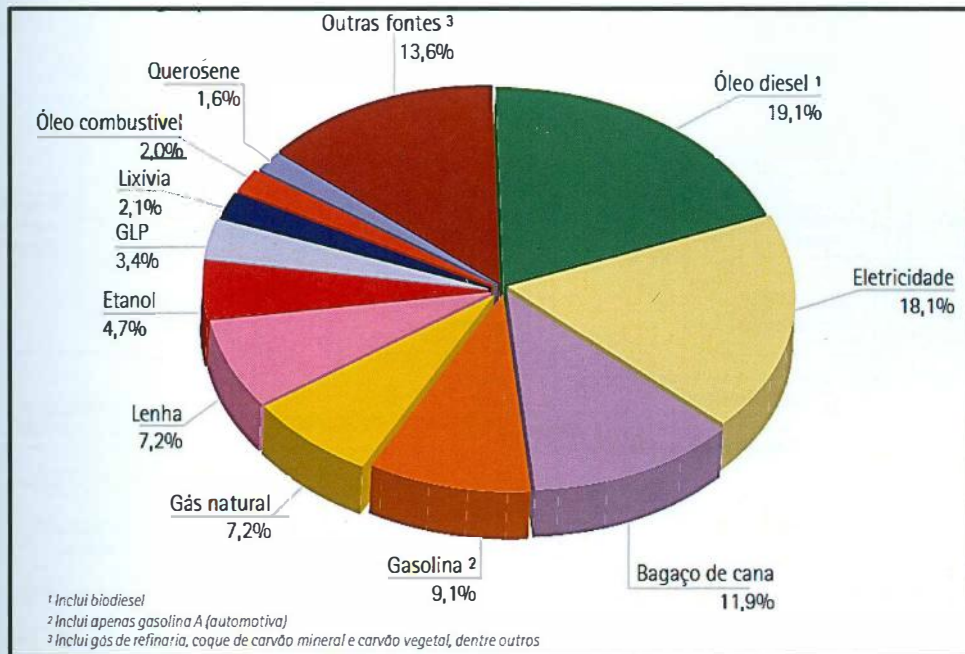


Figura 5: Consumo energético brasileiro, 2011.  
 Fonte: Plano Energético Nacional, 2012.

## 2.4- O Beneficiamento

A cadeia industrial do gás natural, no qual o beneficiamento está incluso, é complexa e composta por diversas etapas precedentes. São estas as etapas de exploração, exploração, produção, processamento, transporte e armazenamento, e distribuição. Estas etapas representam a cadeia “*upstream*” da indústria de gás natural. O consumidor final do gás natural pertence à cadeia “*downstream*”, composta pelos setores comercial, transportes, residencial e industrial. (Borghetti, 2004)

A Figura 6, representada abaixo, apresenta de forma esquemática toda a cadeia produtiva do gás natural.



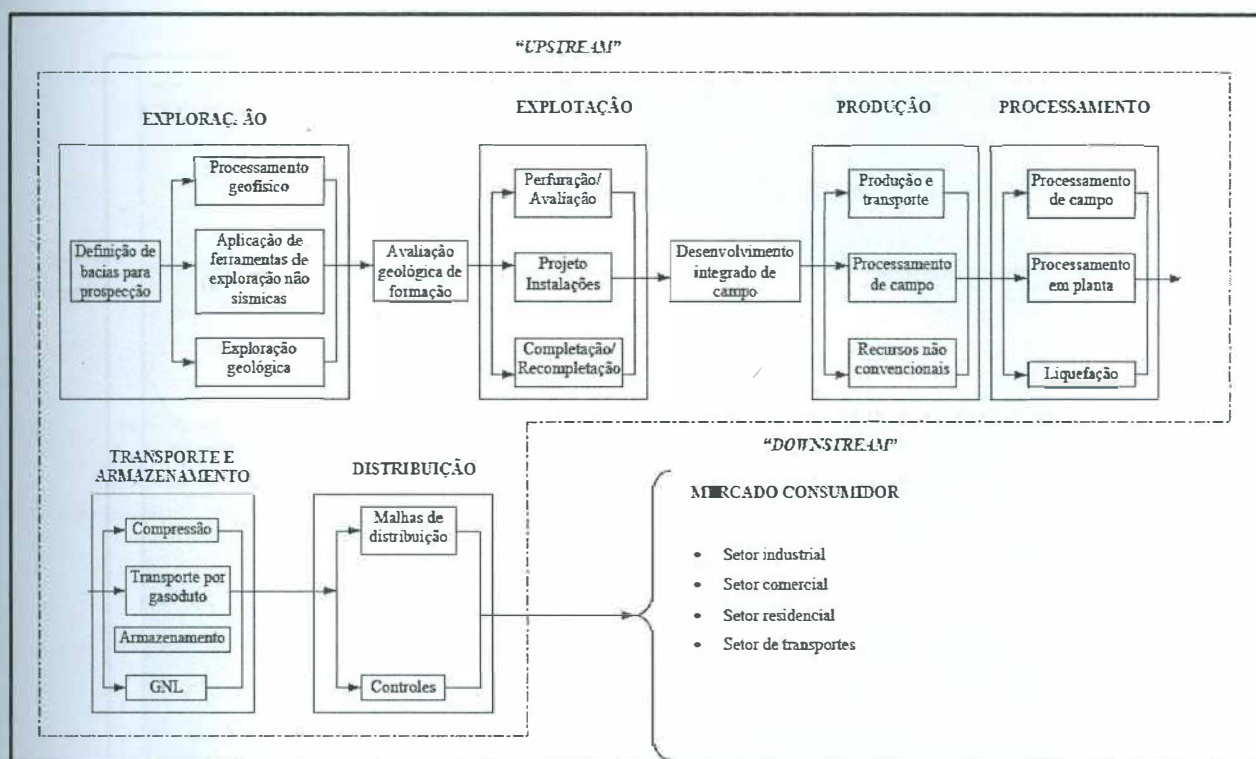


Figura 6: Esquema da indústria do gás natural.

Fonte: Borghetti, 2004.

O beneficiamento de gás natural é o elo da cadeia produtiva aonde se engloba todas as atividades relacionadas ao tratamento do gás natural visando à remoção de impurezas, como vapor de água e compostos de enxofre. (Borghetti, 2004)

## 2.5- O Transporte do Gás Natural

O transporte de gás no Brasil se dá principalmente por gasodutos. E em relação à ampliação da malha de gás natural, e sua infraestrutura, esta registrou um aumento de 1.600,00 km de gasodutos construídos em 2010. (EPE, 2011). A Figura 7 apresenta a malha de gasodutos atual no Brasil.



Figura 7: Malha de gasodutos no Brasil.  
Fonte: Anuário Estatístico ANP, 2007.

Contudo, a operação de transporte e armazenamento compreende a sequência de operações destinadas ao deslocamento do gás natural processado, “gás seco”, do ponto de produção ao ponto de consumo. Costuma-se dividir a atividade de transporte de gás natural em gás de alta pressão e gás de baixa pressão. Delimita-se a cadeia física deste elo da cadeia até o “city gate”, ou seja, o ponto de entrega do gás natural à alta pressão, para a sua distribuição ao consumidor final, a cargo das companhias distribuidoras locais. (EPE, 2012)

Portanto, as alternativas tecnológicas para esta etapa da cadeia produtiva envolvem além dos gasodutos, a modalidade rodoviária, através da liquefação do gás

natural (GNL) e o gás natural comprimido (GNC). Além do comércio marítimo que se utiliza de navios metaneiros, próprios para o transporte de gás da forma GNL.

## 2.6- Casos Clássicos de Bacias Produtoras do Gás de Folhelho

Os Plays exploratórios mais explorados e estudados de Gás de Folhelho localizam-se nos E.U.A. dentre os quais podemos citar os casos: *Barnett Shale*, localizado no Texas; *Marcellus Shale*, que abrange os estados de *Maryland, New York, Ohio, Pennsylvania, Virginia, West Virginia*; e *Haynesville*, que abrange a fronteira dos estados americanos de *Texas, Louisiana e Arkansas*. A Tabela 2 apresenta os três principais casos clássicos de bacias produtoras de gás de folhelho com as suas respectivas reservas, nos EUA. (EIA, 2011)

Tabela 2: Fontes de Gás de Folhelho não comprovadas, em trilhão de metros cúbicos, ou Tm<sup>3</sup>.

Play Exploratório	Fonte Tecnicamente Recuperável Gás de Folhelho (10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup> )
Marcellus	11,62
Barnett	1,23
Haynesville	2,12

Fonte: Modificado de EIA, 2011.

*Marcellus Shale* localiza-se na Bacia dos *Apalaches* nos EUA. A Figura 8 apresenta a localização e a extensão estimada do *Marcellus Shale*. Dados estimados pela USGS contabilizam uma área total de 246.048,84 km<sup>2</sup>. E o folhelho está localizado entre 1219,2 e 2590,8 metros de profundidade e possui uma espessura variando entre 15,24 e 60,96 m. A taxa estimada de recuperação final por poço está em 0,07 Bm<sup>3</sup>, somando-se as áreas já desenvolvidas e as em desenvolvimento. (EIA, 2011)

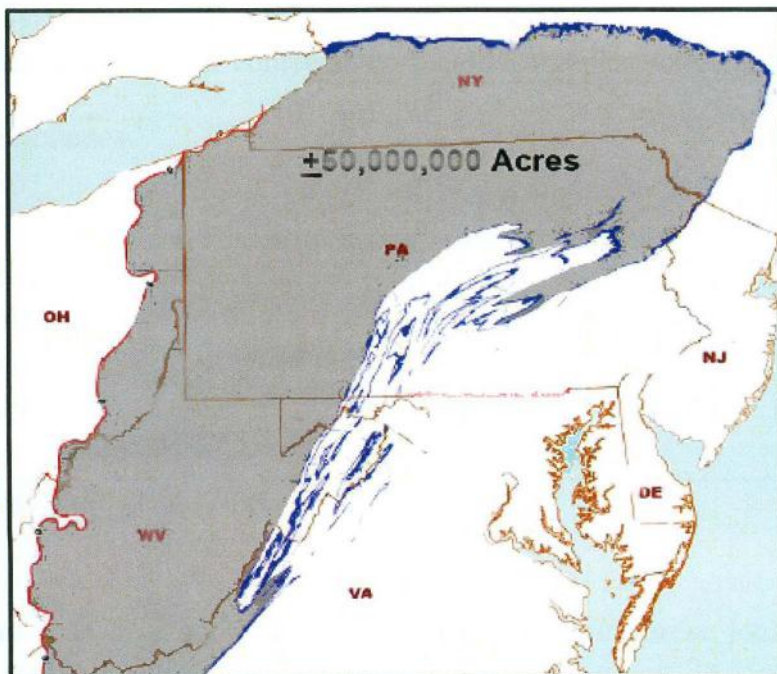


Figura 8: Localização e extensão do Marcellus Shale.  
 Fonte: Modificado de EIA, 2011.

Por seu tamanho e extensão o Folhelho *Marcellus* está dividido em duas partes, uma chamada de ativa, onde se concentra a maior parte da produção atual e a outra em desenvolvimento. A Tabela 3 apresenta os dados das áreas ativas e com pequeno desenvolvimento em *Marcellus Shale*. (EIA, 2011)

Tabela 3: Dados gerais sobre Marcellus Shale.

Dados da Bacia	Ativa	Em Desenvolvimento
Área (Km <sup>2</sup> )	27.510,85	218.260,86
Estimativa de recuperação final (Bm <sup>3</sup> /poço)	0,1	0,03
Espaçamento entre os poços (Km <sup>2</sup> )	20,72	20,72
Recursos Tecnicamente Recuperáveis (Tm <sup>3</sup> )	5,04	6,58

Fonte: Adaptado de EIA, 2011.



Outras taxas estimadas para o Folhelho *Marcellus* são a sua porosidade, profundidade e espessura, conteúdo de matéria orgânica total. A Tabela 4 mostra os dados mencionados.

Tabela 4: Dados gerais estimados do Folhelho *Marcellus*.

Profundidade (m)	2057,4
Espessura média (m)	38,1
Porosidade (%)	8
COT (%)	12

Fonte: Adaptado de EIA, 2011.

Outro caso bem conhecido é o Folhelho *Barnett* que se localiza na Bacia *Fort Worth* e nas Bacias Permianas do *Texas*. A Figura 9 apresenta a sua localização, bem como a sua extensão aproximada. Ele é subdividido em duas seções. A primeira delas é a chamada núcleo/camada I e a segunda delas é a denominada em desenvolvimento. A primeira seção corresponde às áreas do Folhelho *Barnett* que já estão desenvolvidas. Pelo fato do Folhelho em questão se estender por além de outras duas bacias de gás de folhelho, em diferentes regiões do *Texas*, as seções desenvolvidas e em desenvolvimento são ainda subdivididas com diferentes propósitos. (EIA, 2011)

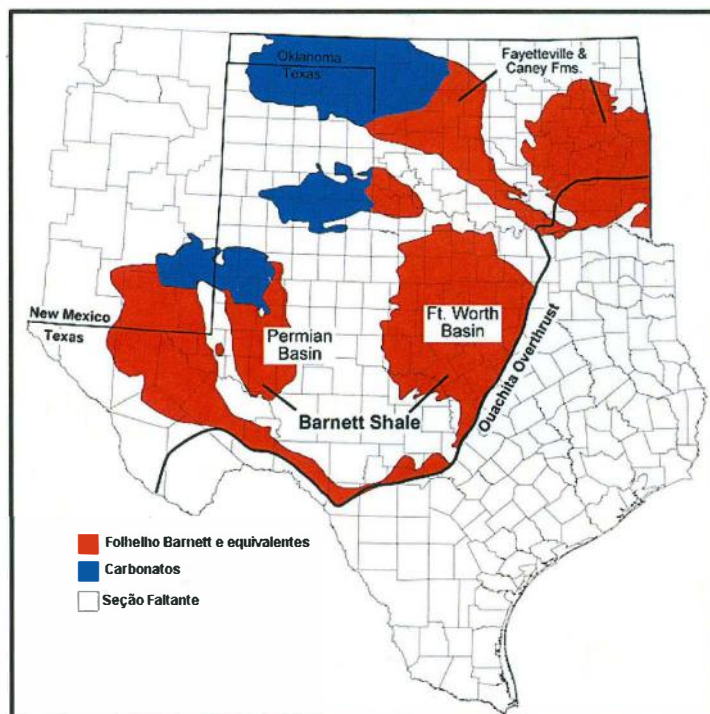


Figura 9: Localização e extensão do Folhelho Barnett.  
Fonte: EIA, 2011.

O Folhelho *Barnett* tem sido um dos mais prospectivos dos E.U.A. nos últimos anos. Este play exploratório produziu mais de 0,07 Tm<sup>3</sup> de gás somente nos últimos anos. A Figura 10 apresenta os dados de produção de gás do folhelho *Barnett* (Durham, 2007).

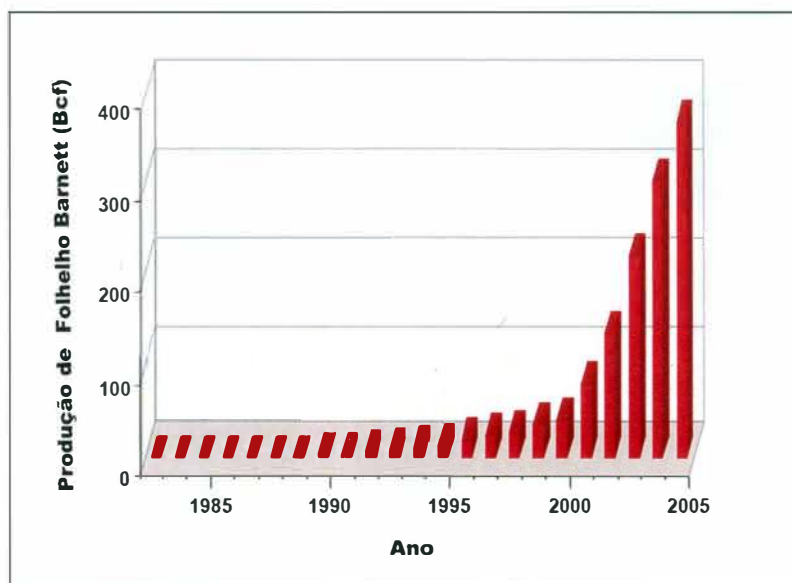


Figura 10: Gráfico com a série histórica de produção de gás de Folhelho de *Barnett Shale*.

Fonte: EIA, 2011.

O Folhelho *Barnett* foi depositado sob um ambiente de planície de inundação na península do Texas pelo mar mississipiano (Adams, 1957 apud Singh, 2009). Este mar era adjacente à parte sudeste do aulacógeno sul de *Oklahoma* (Henry, 1982 apud Singh, 2009). O contato inferior do Folhelho se dá através de uma desconformidade com a seção ordoviciana, ou grupo *Viola-Ellenburger*. E seu contato superior é recoberto pelo siltito *Marble Falls*, de idade Pensilvaniana. Estudos anteriores consideram o Folhelho *Barnett* como sendo um folhelho negro homogêneo e indiferenciado, contudo estudos mais recentes apontam para uma variação em nível de fácies. (Singh, 2009)

Estas variações são apresentadas na Figura 11.

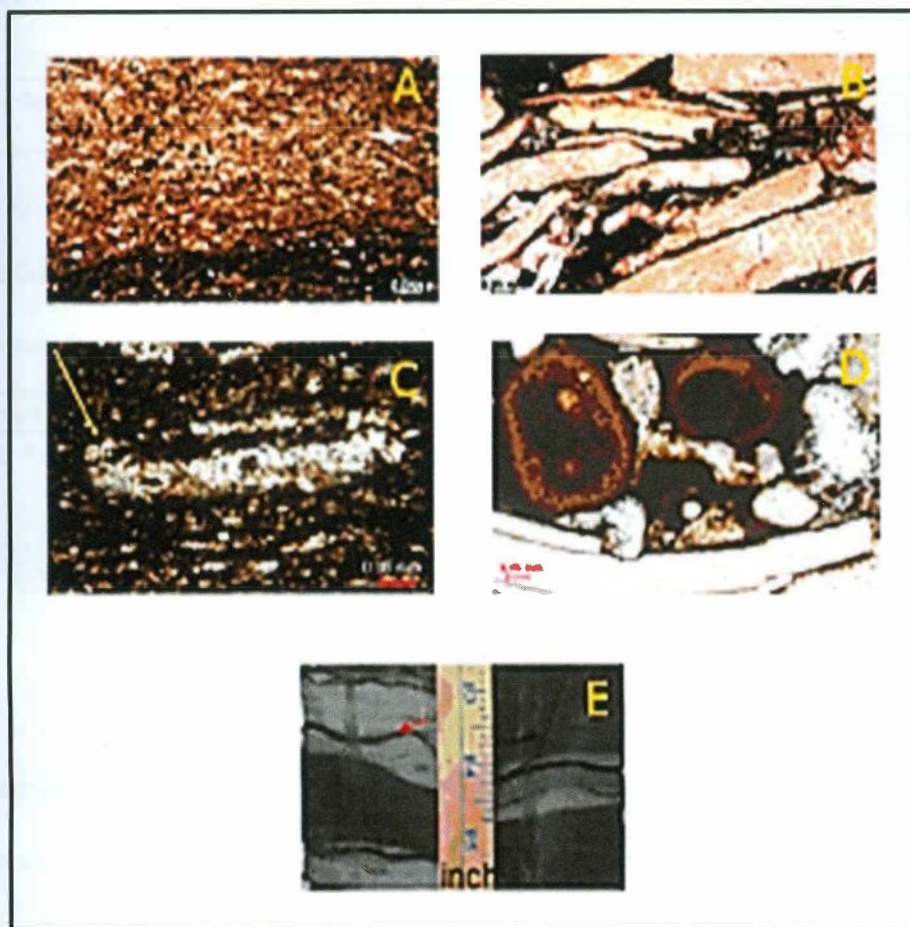


Figura 11: Exemplos de variações faciológicas no Folhelho Barnett. A- facie composta por laminações calcária e espículas; C- Foraminíferos aglutinados e argilito silicificado; D- oóides fosfáticos e depósitos fossilíferos; E- Foto com marcas de onda e laminações calcárias, a seta mostra uma marca fóssil.

Fonte: Perna Singh et al., 2009.

O Folhelho *Barnett* Possui uma área total estimada em 16.726,14 Km<sup>2</sup>. Incluindo as áreas ativas e em desenvolvimento. A última estimativa de recuperação ficou em 0,04 Bm<sup>3</sup> de gás por poço, ou seja, um total de 1,23 Tm<sup>3</sup> de gás recuperado. (EIA, 2011)

A Tabela 5 fornece os dados da última estimativa de recuperação, bem como a área do Folhelho de *Barnett*.



Tabela 5: Média da última recuperação estimada, dados de área e espaçamento entre os poços.

<b>Dados da Bacia</b>	<b>Núcleo/ Camada I</b>	<b>Em Desenvolvimento</b>
Área (Km <sup>2</sup> )	10.554,2	6.171,94
Estimativa de recuperação final (Bm <sup>3</sup> /poço)	0,05	0,03
Espaçamento entre os poços (Km <sup>2</sup> )	14,24	20,72
<b>Recursos Tecnicamente Recuperáveis (Tm<sup>3</sup>)</b>	<b>0,67</b>	<b>0,55</b>

Fonte: Adaptado de EIA, 2011.

A Tabela 6 mostra os dados gerais do Folhelho Barnett.

Tabela 6: Média das propriedades gerais do Folhelho Barnett.

Profundidade (m)	2286
Espessura média (m)	91,44
Porosidade (%)	5

Fonte: Adaptado de EIA, 2011.

Outro importante play exploratório é o *Haynesville*, ou, também conhecido como *Hanesville/Bossier*. Este Folhelho está localizado na parte leste do estado do Texas e oeste do estado da Louisiana. Estudos realizados em 2007 apontam *Hanesville* se sobrepôr ao Folhelho *Barnett*, em termos de produção, até o ano de 2020. A figura 12 apresenta o mapa de localização do Folhelho *Haynesville*. (EIA, 2011).



Figura 12: Mapa de localização de Hanesville.  
Fonte: EIA, 2011.

O Folhelho tem uma área total de 23.309,89 Km<sup>2</sup> aproximadamente. E recurso recuperável estimado de  $2,12 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup> de gás. A média de recuperação por poço ficou, em 2011, em 0,1 Bm<sup>3</sup> de gás. Em relação à profundidade do folhelho esta varia entre 3.200,4 m e 4.114,8 m, e a sua espessura varia de 60,96m até 91,44 m. (EIA, 2011).

O Folhelho *Hanesville*, assim como os demais casos de folhelhos de gás citados anteriormente, está dividido em duas zonas: ativa, e em desenvolvimento. A área ativa é aquela que atualmente é explorada pelas empresas do ramo. E a área em desenvolvimento é aquela que ainda não foi prospectada para o recurso do folhelho de gás. (EIA, 2011)

Os dados de produção estão detalhados na Tabela 7.

Tabela 7: Dados de produção e estimativas da área ativa e em desenvolvimento.

Dados da Bacia	Ativa	Em Desenvolvimento
Área (Km <sup>2</sup> )	9.256,62	14.053,27
Estimativa de recuperação final (Bm <sup>3</sup> /poço)	0,18	0,04
Espaçamento entre os poços (Km <sup>2</sup> )	20,72	20,72
<b>Recursos Tecnicamente Recuperáveis (Tm<sup>3</sup>)</b>	<b>1,51</b>	<b>0,55</b>

Fonte: Adaptado de EIA, 2011.

As demais propriedades como profundidade, espessura, porosidade e conteúdo total de matéria orgânica são estimados através de uma média. Esses valores seguem na tabela abaixo.

Tabela 8: Dados médios estimados para o Folhelho Hanesville.

Profundidade (m)	3.657,6
Espessura média (m)	76,2
Porosidade (%)	8,5
COT (%)	2,25

Fonte: EIA, 2011.

A Figura 13 a seguir representa a produção de um poço de gás de folhelho ao longo de 10 anos.

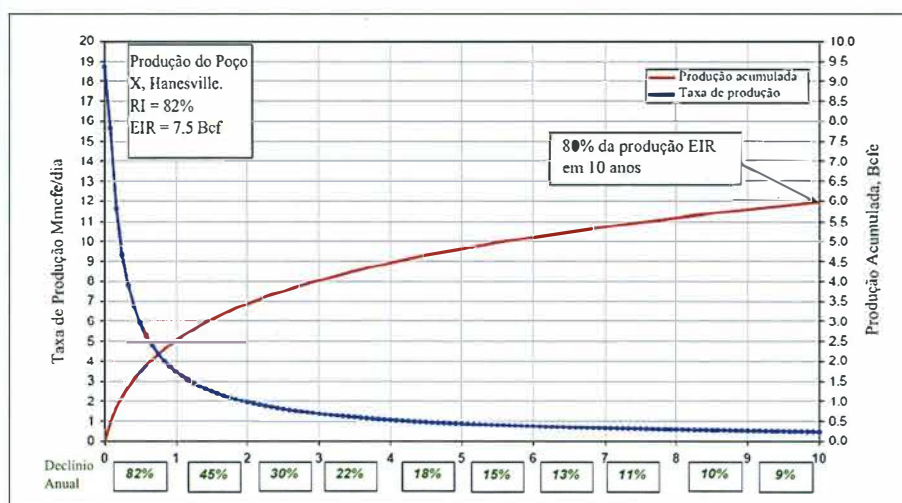


Figura 13: Produção decenal de um poço em Hanesville.

Fonte: Adaptado de EIA, 2011.

## 2.7 - A Técnica de Fraturamento Hidráulico

A técnica de fraturamento Hidráulico é de extrema importância para o estudo de viabilização do gás de folhelho, pois é uma das principais técnicas que são passíveis de serem utilizadas para acessar estas reservas. Nos últimos anos o fraturamento hidráulico para o uso em extração de gás tem aumentado e se expandido por uma diversidade de condições geográficas e formações geológicas diferentes. (EPA, 2011)

Estudos de projeção de demanda apontam que as reservas de gás de folhelho compreenderão cerca de 20% do suprimento total de gás dos E.U.A. até 2020. (EPA, 2011)

Portanto a técnica de fraturamento hidráulico consiste em um processo de estimulação de poço usado para maximizar a extração de recursos do subsolo – óleo, gás natural, e energia geotérmica. O processo de fraturamento hidráulico inclui a aquisição de água fonte, construção do poço, estimulação do poço e um depósito de rejeitos do poço. (EPA, 2011)

A Figura 14 representa um modelo que ilustra a resumidamente os estágios acima descritos.

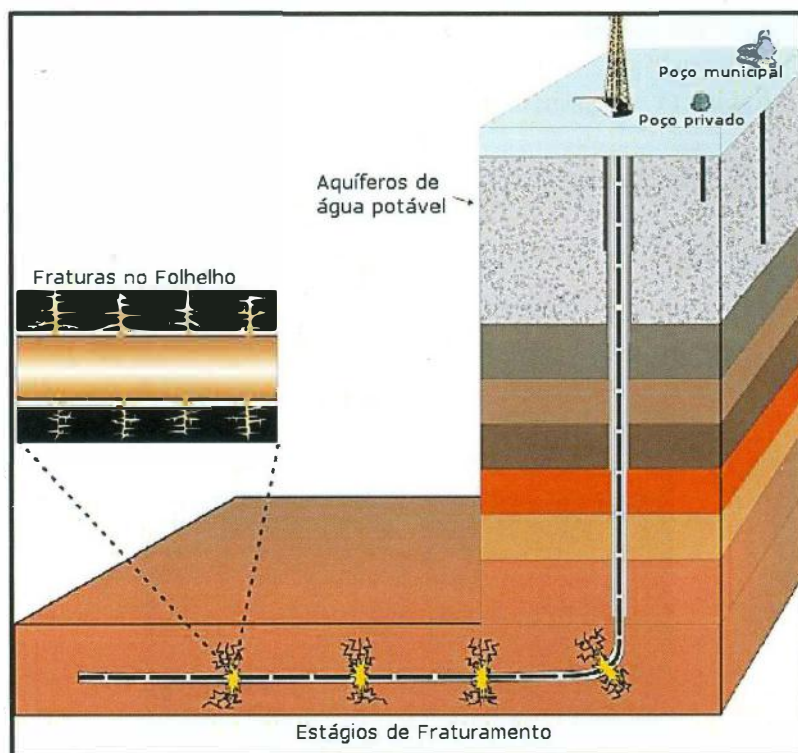


Figura 14: Modelo esquemático da técnica de fraturamento hidráulico.

Fonte: adaptado de EPA, 2011.

Tomando como parâmetro o caso clássico de *Marcellus shale*, em primeiro lugar a área de perfuração deve possuir entre 2 a 4 hectares de superfície e ser nivelada ao redor de cada poço. A área de perfuração deve se encontrar livre para a alocação de equipamentos pesados, uma linha com isolamento plástico deve ser construída para recolher o rejeito da perfuração, além de serem necessários vários veículos e geradores. Uma unidade de dutos e válvulas é deixada no poço de perfuração para que a produção de gás natural seja capturada por anos. (Mooney, 2011)

Cerca de 15 milhões de litros de água são necessários para serem bombeados para o poço e induzir o fraturamento no folhelho. Com essa água é criado o fluido de fraturamento que pode ser composto por 99% de água, além de outros químicos como lubrificantes, e areia. Esta composição varia de acordo com o tipo de formação, em questão. (EPA, 2012)



Ao atingir o nível do lençol freático, certas medidas devem ser visando evitar a contaminação da fonte de água pelos rejeitos da perfuração. O poço deve estar cimentado e recoberto por uma capa de aço, de tal forma que se crie um isolamento entre o fluido na parte interna do poço, da água do aquífero. A Figura 15 ilustra um modelo deste estágio da perfuração. (Mooney, 2011)



Figura 15: Modelo esquemático do envelopamento do aquífero.

Fonte: Mooney, 2011.

A próxima etapa é a associação com a horizontalização do poço tal forma que o poço possua uma área de abrangência tamanha, que cubra os custos de produção e seja economicamente ativo ao longo do tempo. A extensão do poço horizontal é a chave para o nível de produtividade do poço. No exemplo do Folhelho *Marcellus*, o poço horizontal chega a atingir 1.524 m de extensão. (Mooney, 2011)

Logo após a coluna de perfuração ser retirada, o poço é revestido e cimentado. Na sequência é realizada a operação de canhoneio ao longo do poço. A operação de canhoneio é uma sequência de explosivos distanciados entre si ao longo do poço

horizontal. Estes explosivos estão localizados ao longo do poço e são acionados através de uma descarga elétrica através de um fio ligado a um centro de operações, localizado na superfície. Estas explosões controladas induzem um fraturamento na formação conforme ilustra a Figura 16. (Mooney, 2011)

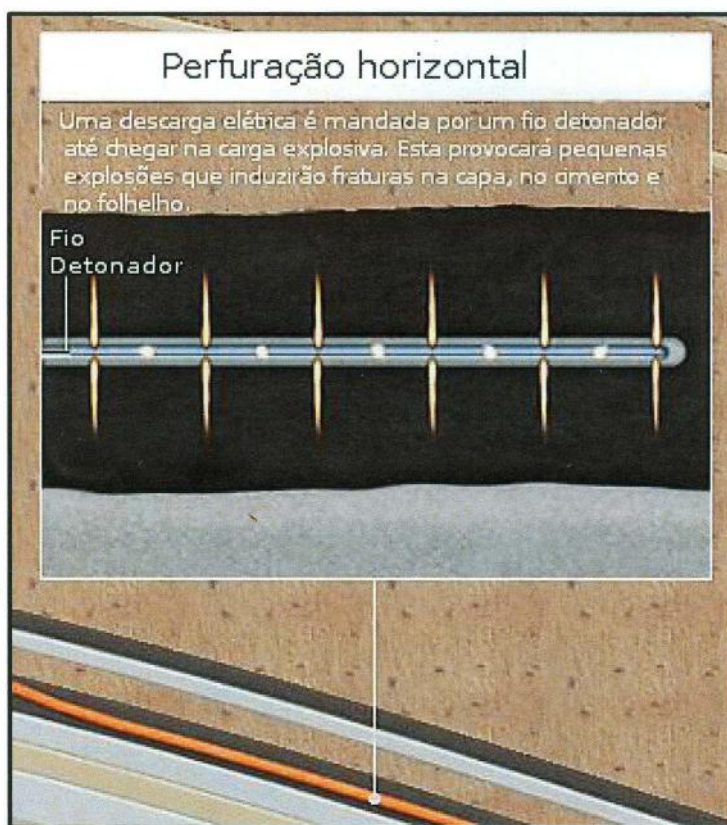


Figura 16: Modelo esquemático de explosões controladas no folhelho.

Fonte: Mooney, 2011.

Neste estágio é aonde se inicia o fraturamento hidráulico propriamente dito. Inicia-se o bombeamento do fluido de fraturamento através do poço, aonde atingirá as fraturas geradas na fase anterior. Este fluido composto por uma mistura de água, areia e lubrificantes químicos são bombeados, em alta pressão, para dentro do poço a uma taxa de 15.900 litros por minuto, no exemplo do Folhelho Marcellus. Esta taxa é variável de acordo com o tipo de formação. (Mooney, 2011)

O processo descrito acima libera o gás trapeado nas formações de folhelho, que sobre a superfície por diferença de pressão. Juntamente com o gás natural retorna, também, a superfície parte do fluido de fraturamento hidráulico. Estimativas de recuperação do fluido de fraturamento apontam que aproximadamente 15 a 80% retornam à superfície. (EPA, 2012)

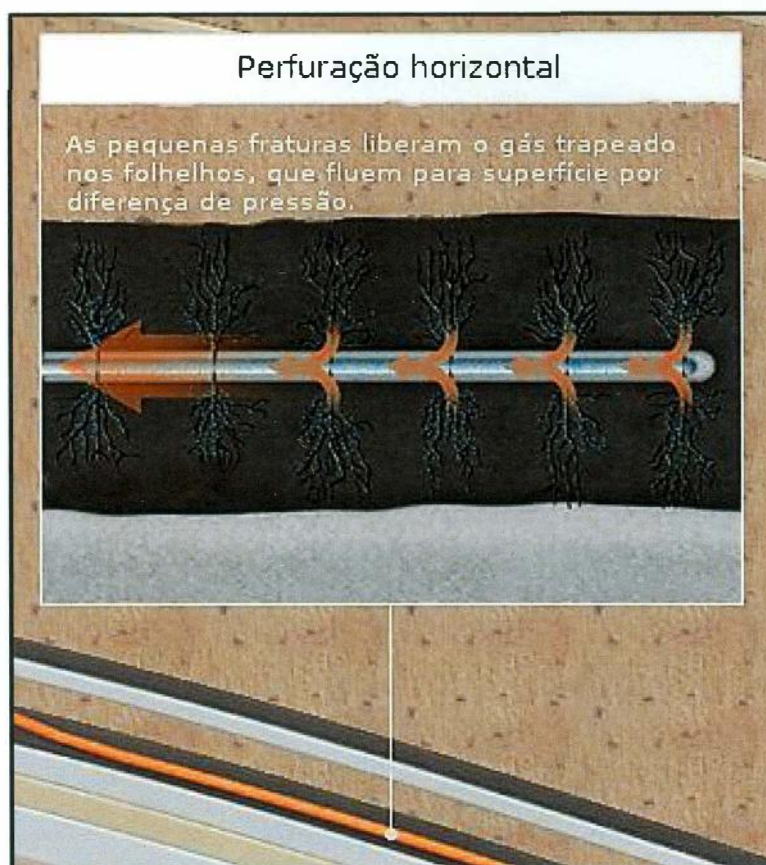


Figura 17: Modelo esquemático que ilustra a recuperação do gás natural, bem como o fluido de fraturamento.  
Fonte: Mooney, 2011.

O processo de fraturamento hidráulico contém riscos de contaminação da água subterrânea e superficial ao longo de todo o processo de perfuração. Principalmente no volume de aditivos adicionados ao fluido de fraturamento. (Mooney, 2011)

Há dificuldades em controlar os limites do fraturamento. As fraturas podem, portanto, atingir as fontes de água subterrânea. Outro problema reportado foi que a existência de pequenas fraturas no cimento do poço causou a contaminação de aquíferos



através da percolação de fluidos e metano de origem termogênica<sup>3</sup>, causando desequilíbrio ambiental. Além do metano termogênico alguns casos de contaminação por benzeno foram registrados, sendo entregue água inflamável ao sistema de abastecimento público, nos E.U.A. O modelo abaixo mostra o processo de contaminação por novas fraturas. (Mooney, 2011)

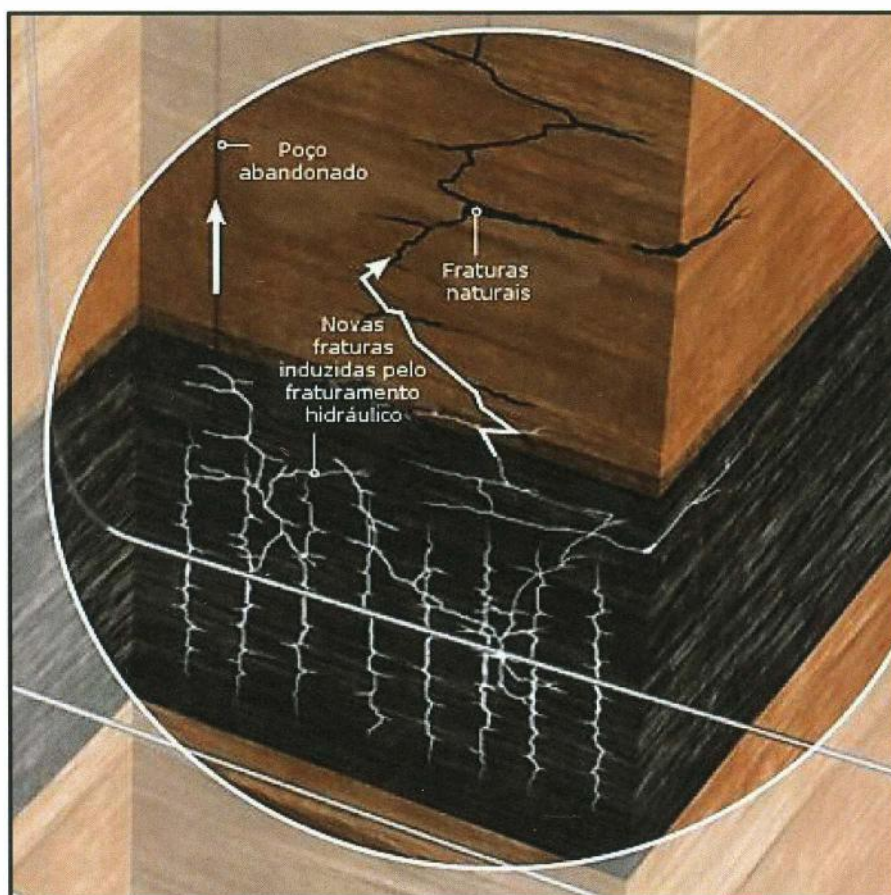


Figura 18: Modelo esquemático de fraturamento ilustrando a contaminação por conexão entre as fraturas naturais e as induzidas pelo fraturamento hidráulico.

Fonte: Mooney, 2011.

<sup>3</sup> Metano termogênico é aquele originado nas camadas de folhelhos através de processos geológicos conhecidos como metagênese e o metamorfismo. Ambos os processos são conhecidos juntos como a janela de geração de gás. Diferentemente do metano termogênico, o metano biogênico é originado por microrganismos próximos a superfície, geralmente próximos a áreas de aquíferos.

Além da água subterrânea o sistema de rejeito pode oferecer um potencial risco as fontes naturais de água superficial e, também o aquífero subterrâneo. A Figura 19 mostra esquematicamente este processo de contaminação. (Mooney, 2011).

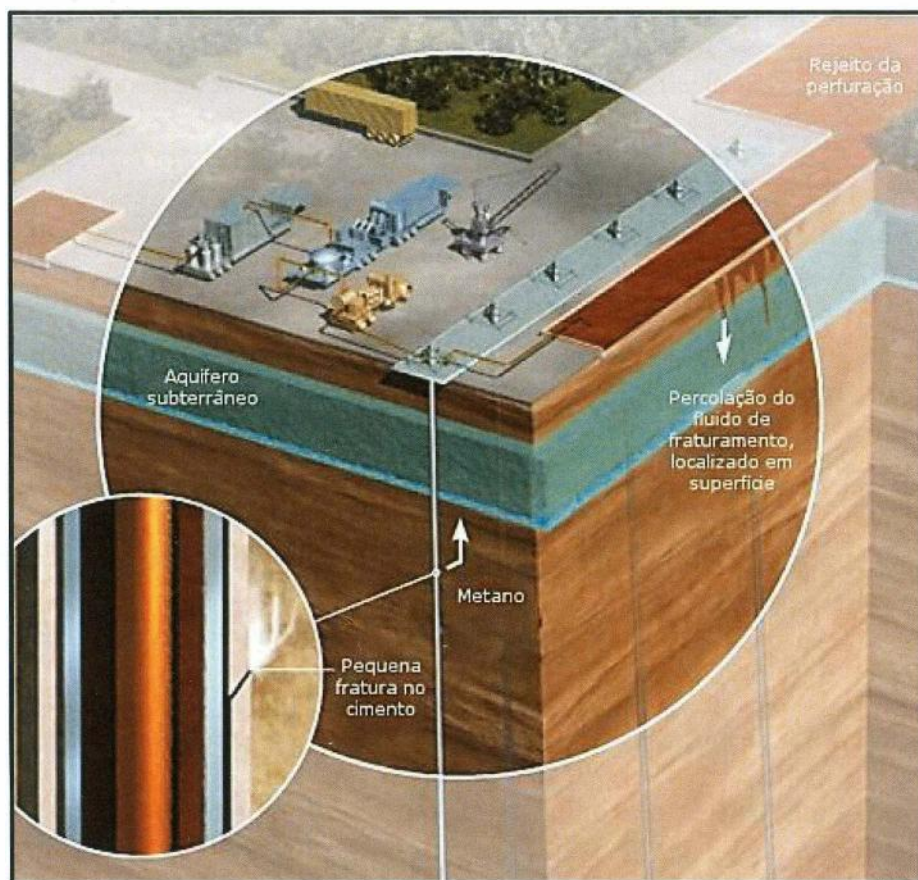


Figura 19: Modelo esquemático que ilustra a contaminação de um aquífero subterrâneo por percolação do rejeito de perfuração no subsolo e por pequenas fraturas na cimentação do poço.  
Fonte: Mooney, 2011.

## CAPÍTULO III: O Mercado de Gás Natural

### 3.1- Reservas Mundiais

As principais reservas mundiais de gás de folhelho e, também as primeiras do gênero, a serem exploradas localizam-se, nos E.U.A. Somente neste país, a produção de gás aumentou de 0,01 Tm<sup>3</sup>, no ano de 2000, para 0,14 Tm<sup>3</sup>, no ano de 2010. E as suas reservas, apesar do aumento na produção, aumentaram para 1,72 Tm<sup>3</sup>, ao final de 2009. Para o final de 2011 as reservas de gás de folhelho dos E.U.A. chegaram a 24,41 Tm<sup>3</sup>. (EIA, 2011)

O sucesso nos investimentos no gás de folhelho e a difusão da tecnologia necessária para a sua produção tiveram continuidade no Canadá. País que ocupa a segunda posição no ranking de produtores de gás de folhelho. (EIA, 2011)

Segundo relatório fornecido pela agência de energia, informação e administração dos E.U.A. as reservas internacionais de gás de folhelho são vastas. Uma estimativa inicial forneceu 163,1 Tm<sup>3</sup>, nos 32 países pesquisados de reservas tecnicamente recuperáveis. Se a este valor for acrescentado às reservas americanas, estas somariam um total de 187,51 Tm<sup>3</sup> (EIA, 2011).

Em janeiro de 2010, as reservas<sup>4</sup> mundiais comprovadas de gás natural eram de aproximadamente 187,15 Tm<sup>3</sup> e as fontes de gás tecnicamente recuperáveis eram de 453,07 Tm<sup>3</sup>, o que não incluía as reservas de gás de folhelho. Ao se incluírem estes dados de reservas identificadas de gás de folhelho as reservas mundiais comprovadas

---

<sup>4</sup> Reserva se refere ao gás que já se tem a comprovação de sua existência e que é prontamente produtivo. Perfazendo, assim um subconjunto da base dos recursos tecnicamente recuperáveis estimadas por uma fonte. Estas estimativas cobrem ambas as reservas de gás natural: as inferidas e não descobertas que podem ser produzidas através da tecnologia existente nos dias de hoje. Ou seja, dos 72,26 Tm<sup>3</sup>, 23,42 Tm<sup>3</sup> consistem de reservas não descobertas, e 6,94 Tm<sup>3</sup> de reservas inferidas, que consistem em todas as formas de gás natural, o que incluem 0,96 Tm<sup>3</sup> de gás de folhelho. *World Shale Gas Resource*, pp 5.



teriam um aumento de 40% passando a ser mensurada em 639,96 Tm<sup>3</sup> de gás natural.

(EIA, 2011)

Tabela 9: Os 15 países com maior reserva de gás natural, no mundo - 2010.

Países	Reservas de Gás Natural Provasdas (Tm <sup>3</sup> )	Reservas de Gás Tecnicamente Recuperáveis (Tm <sup>3</sup> )
França	0,01	5,10
Polônia	0,16	5,30
Brasil	0,37	6,40
Argélia	4,50	6,54
Líbia	1,55	8,21
Canadá	1,76	10,99
Austrália	3,11	11,21
África do Sul	-	13,73
México	0,34	19,28
Argentina	0,38	21,92
E.U.A	7,72	24,41
China	3,03	36,10
Rússia	44,8	-
Qatar	25,3	-
Irã	29,6	-

Fonte: EIA, 2011 e BP *Statistical Review*, 2011. Modificado.

O Tabela 9 apresenta os 15 países com as maiores reservas de gás natural do mundo.

### 3.2- A Produção Mundial

Durante o século XX, na década de 80, o consumo de gás natural entrou em franca expansão tornando-se o combustível fóssil a registrar o maior crescimento no mundo.

Posição esta que detém atualmente. (ANEEL, 2012)

Entre 1973 e 2007 a produção mundial quase que dobrou ao passar de 1,227 bilhões m<sup>3</sup> para 3,031 bilhões de m<sup>3</sup>, segundo dados da Key World Energy Statistics. (EIA, 2008). Contudo, o gás natural ainda se mantém na terceira posição dentro na

matriz energética mundial, abaixo do carvão e derivados de petróleo, no entanto, subiu de quarto para segundo lugar dentre as principais fontes produtoras de energia elétrica, sendo superado apenas pelo carvão. (ANEEL, 2012)

A Figura 20 apresenta os dados de produção mundial energéticos por fonte geradora, inclui-se o gás natural que ocupou a terceira posição na geração de energia, no mundo, em 2006.

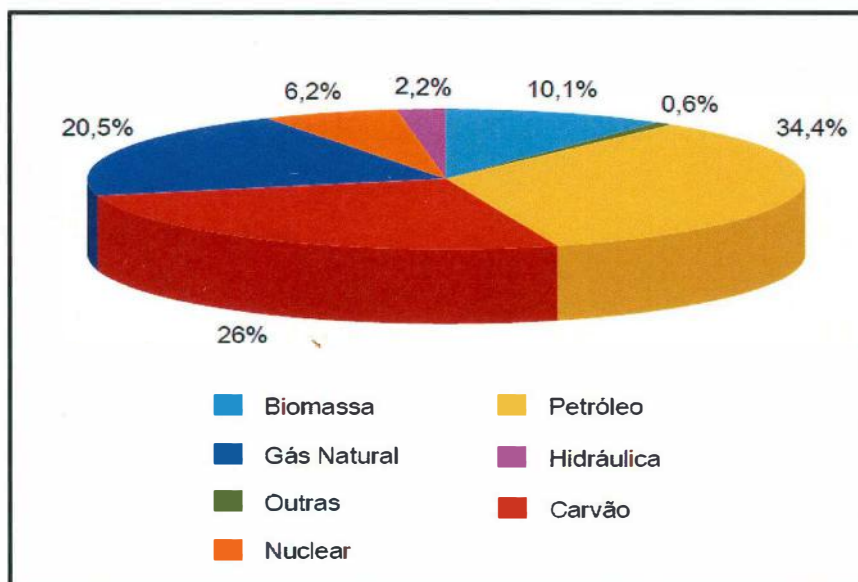


Figura 20: Oferta mundial de energia primária no mundo em 2006.

Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2008. ANEEL, 2012.

A seguir a Figura 21 apresenta o gráfico da participação do gás natural na produção de energia elétrica no mundo em 2006.

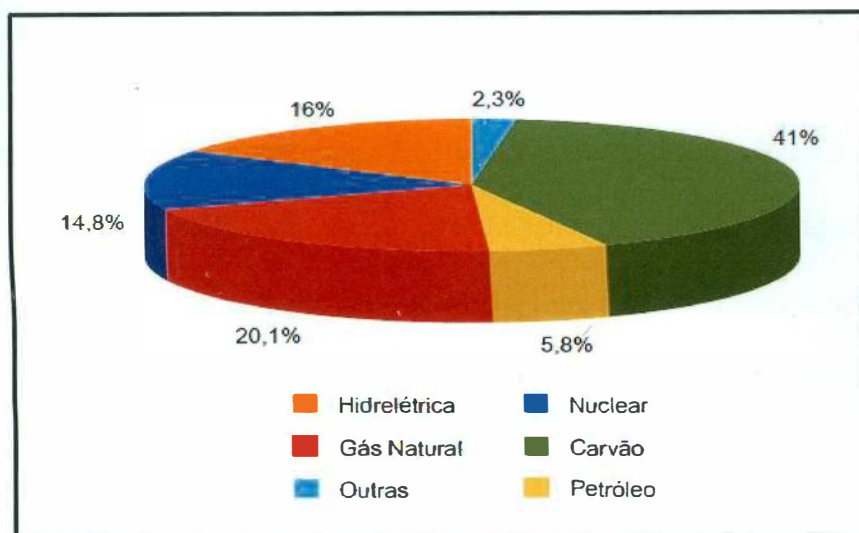


Figura 21: Participação na produção de energia elétrica no mundo em 2006.

Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2008. ANEEL, 2012.

### 3.3 – O Consumo Mundial

O consumo mundial de gás natural foi de 3169 Bm<sup>3</sup>. Isto corresponde a um crescimento, em 2010, de 7,4% em relação ao ano de 2009. Crescimento este registrado em um momento de crise econômica na Europa e nos E.U.A. (BP, 2011)

A tabela 10 apresenta os dados de consumo do gás natural no mundo, em 2010 por regiões. E a crescimento por regiões relativas aos anos de 2009/2010, e a representatividade de cada região no consumo mundial.

Tabela 10: O consumo mundial de gás natural por regiões - 2010.

Região	Bilhão de m <sup>3</sup>	Crescimento 2009/2010	Representatividade
América do Norte	846,1	4,7%	26,9%
Américas do Sul e Central	147,7	9,3%	4,7%
Europa e Eurásia	1137,2	7,2%	35,8%
Oriente Médio	365,5	6,2%	11,5%
África	105	6,1%	3,3%
Ásia (pacífico)	567,6	12,6%	17,9%
<b>Total</b>	<b>3169,0</b>	<b>7,4%</b>	<b>100%</b>

Fonte: BP *Statistical Review of World Energy*, 2011.

### 3.4- Reservas Brasileiras

O Brasil produziu uma média de 12,63 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural em 2008, a maior parte nas bacias offshore, principalmente sendo a Bacia de Campos a principal responsável por esta cifra. A Petrobras é a principal produtora e detém cerca de 90% da produção total de gás natural, sendo reservas estas comprovadas e provadas de 0,37 Tm<sup>3</sup>. (EIA, 2011).

As linhas de transmissão de gás natural cobrem 6.437,38 km<sup>2</sup> de gasodutos e estão concentradas principalmente nas regiões Sudeste e Nordeste. (EPE 2012)

A Figura 22 apresenta um panorama dos hidrocarbonetos nas bacias brasileiras, em 2007.

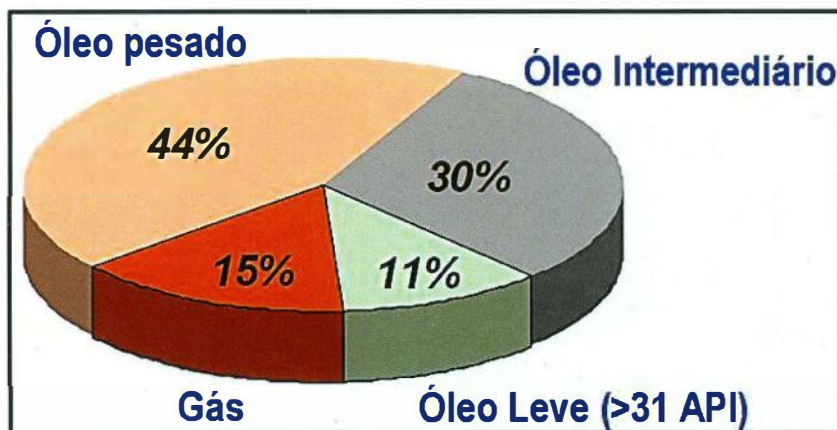


Figura 22: Panorama das reservas de hidrocarbonetos brasileiras.

Fonte: Modificado de Brunh, 2003. Trabalho apresentado no 19º Congresso Mundial de Petróleo, Espanha 2008.

Até o presente momento a Bacia do Paraná corresponde a maior parte do potencial avaliado de gás natural em formações de folhelhos betuminosos. Esse potencial corresponde, juntamente com a Bacia do Chaco, no Paraguai, a aproximadamente 6,4 Tm<sup>3</sup> de recursos tecnicamente recuperáveis. (EIA, 2011)



### 3.5- A Produção Brasileira

A média diária da produção brasileira no ano de 2010 foi de 68,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O que representa um crescimento de 8,5% em comparação com 2009. E o volume de gás natural importado foi de 34,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em média. Isto representa um aumento da participação do gás natural, na matriz energética brasileira, para o patamar de 10,3%. (EPE, 2011)

A Figura 23 mostra a participação do gás natural em comparação com a produção dos demais energéticos, no ano de 2010. Nota-se que a produção do gás natural superou a importação de energéticos, no período.

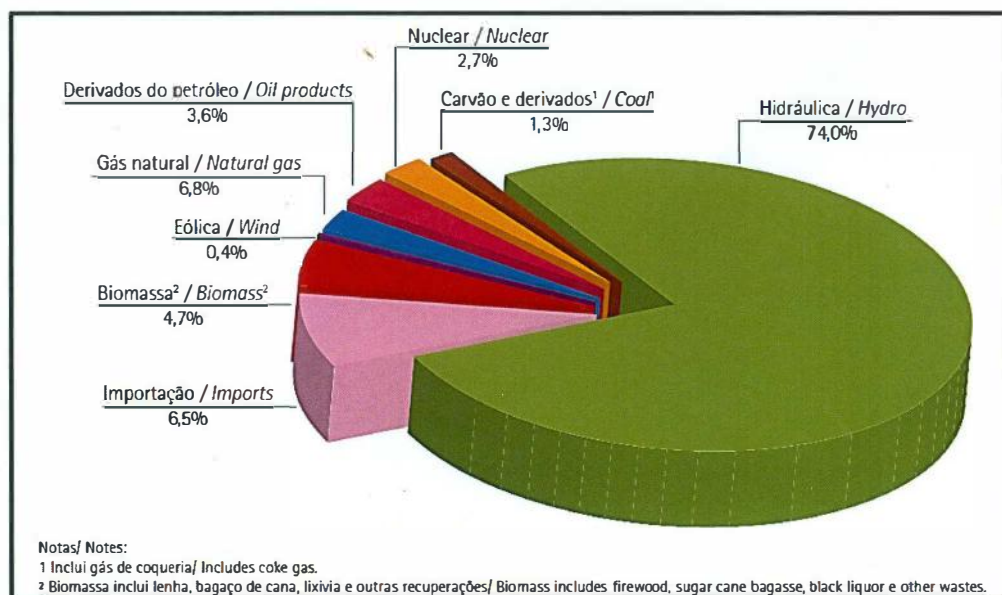


Figura 23: Oferta doméstica de Energia por fonte, 2010.

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

A Tabela 11 mostra o crescimento na produção de gás natural no decênio anterior, por ano e em toneladas equivalentes de petróleo e em porcentagem para melhor análise. Nota-se que o crescimento da produção na década passada foi de 63,9%.

Tabela 11: Produção de gás natural em porcentagem, por ano, na última década.

Fonte	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gás Natural(tep)	13.894	15.410	15.681	16.852	17.575	17.582	17.988	21.398	20.987	22.771
Ano Base%	100,0	110,9	112,9	121,3	126,5	126,5	129,5	154,0	151,1	163,9
Varição Anual%	0,0	10,9	2,0	8,4	5,2	0,1	2,9	24,5	-3,0	12,8

Fonte Balanço energético nacional, 2011.

A Figura 24, por sua vez, mostra o crescimento do gás natural ao longo da última década. Percebe-se, da mesma forma, que a participação do gás vem aumentando ao longo do tempo, relativamente aos demais energéticos, como por exemplo, a lenha.

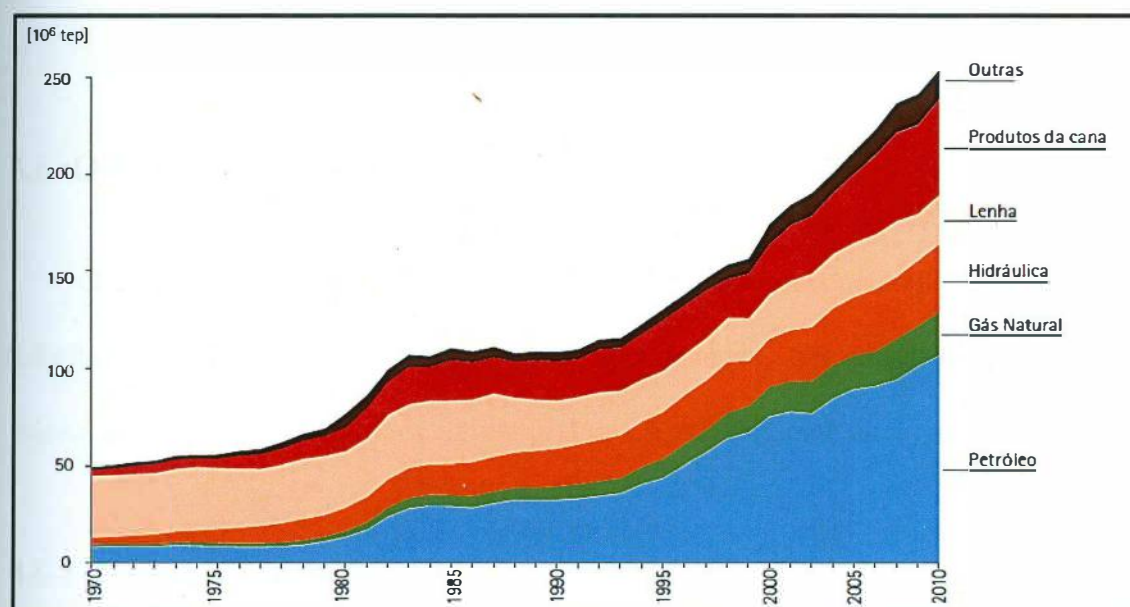


Figura 24: Série histórica da produção de energia primária no Brasil, por fontes.  
Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

Apesar de a produção ter aumentado significativamente nos últimos dez anos, as reservas também tem acompanhado o ritmo de crescimento. A Figura 25 ilustra a série histórica das reservas provadas de gás natural.

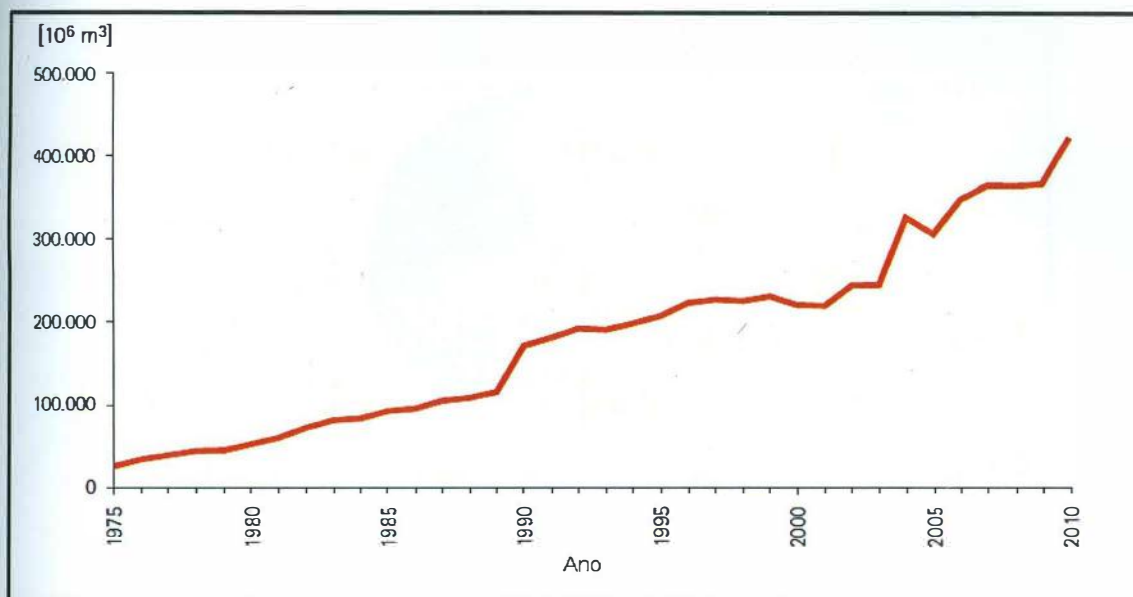


Figura 25: Série histórica das reservas provadas de gás natural  
Fonte: Balanço Energético Nacional, 2011.

### 3.6- O Consumo Brasileiro

O consumo brasileiro de gás natural de fontes não convencionais como o gás de folhelho ainda é inexistente. Contudo são apresentados, nos itens, subsequentes os valores do consumo brasileiro de gás natural independentemente da origem.

#### 3.6.1 - O Mercado Industrial

A demanda industrial de gás natural aumentou cerca de 30%, em relação ao ano de 2009, em função da recuperação de diversos setores da economia. Os maiores aumentos da demanda por este energético foram registrados na indústria de siderurgia e na pelletização. A Figura 26 apresenta a demanda de energéticos por fonte geradora. (MME, 2012)

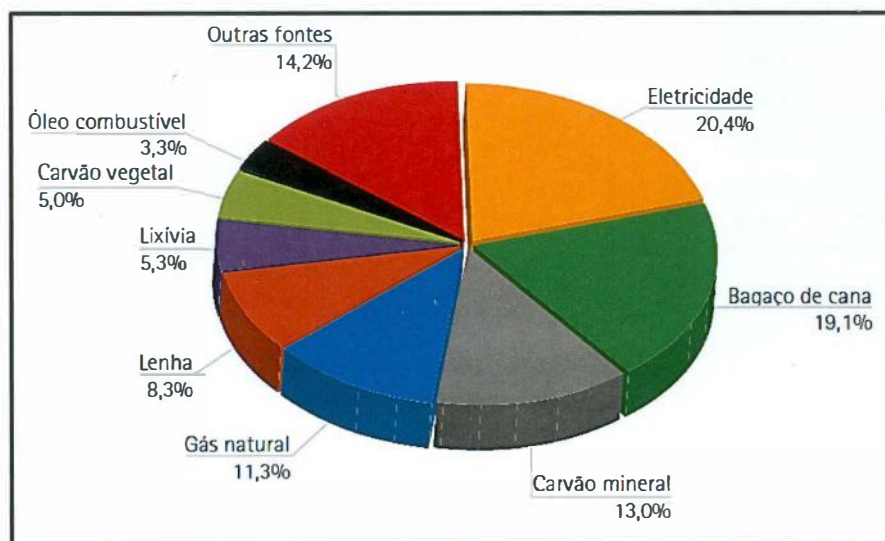


Figura 26: Consumo de energia nas indústrias por fonte, ano de 2011.

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

Como resultado do aumento da demanda de eletricidade no país e de um cenário hidrológico não favorável, no ano de 2010, houve um expressivo aumento na geração de energia elétrica por geração térmica a gás natural, cerca de 180%, incluindo produtores independentes e usinas de serviço público. (EPE, 2011)

Contudo, ao longo de 2011, houve uma queda relativa na produção total de energia termelétrica como ilustra a Tabela 12.

Tabela 12: Queda na produção de energia termelétrica.

2010	2011
21,40%	19,10%

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

Apesar de esta queda estar associada, entre outros fatores, a desaceleração da economia brasileira, a participação do gás natural na geração de energia elétrica continuou expressiva e em crescimento. A Tabela 13 a seguir mostra o percentual da participação do gás natural, na geração de energia termelétrica, durante o ano de 2011.

Na biomassa inclui-se o bagaço de cana, lenha e outras recuperações. (EPE, 2012)

Tabela 13: Participação por fonte na geração de energia termelétrica, no Brasil-2011

Biomassa	36,80%
Gás Natural	25,80%
Nuclear	15,40%
Derivados do Petróleo	14,20%
Carvão e derivados	7,80%

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

### 3.6.2 - O Mercado Comercial

O mercado comercial de gás natural sofre o peso da heterogeneidade, na sua composição e na demanda de energia. A maior atratividade econômica destas instalações ocorre naqueles segmentos, onde se observa maior regularidade e porte de demandas energéticas, sobressaltam-se neste caso, segmentos como hospitais, hotéis e “shopping centers”. Comparativamente, alguns destes segmentos citados, existem empresas com perfil energético similar ao de indústrias de pequeno porte. (Tolmasquim et al., 2003 apud Borghetti, 2004)

Globalmente trata-se o setor comercial como sendo predominantemente elétrico. Sendo esta utilizada para fins de iluminação, acionamento eletromecânico, cargas resistivas para a preparação de alimentos e aquecimento de água.

Além disso, o comércio, como um dos ramos que compõe o setor terciário, abrange, também o comércio varejista, o comércio atacadista, a administração de imóveis, entre outras atividades. Também compõe o setor comercial o serviço de comunicações e telecomunicações, o serviço de transporte (embarque de passageiros), serviços de reparo, manutenção e conservação, alojamento e alimentação, e por fim os serviços pessoais<sup>5</sup>. (Borghetti, 2004)

<sup>5</sup> Serviços clínico-hospitalares, serviços de ensino e serviços de higiene. Análise de mercadológica do gás natural, Borghetti, 2004, pp-124.



A Figura 27 apresenta o consumo de gás natural, no setor de transportes, ao longo do ano de 2011.

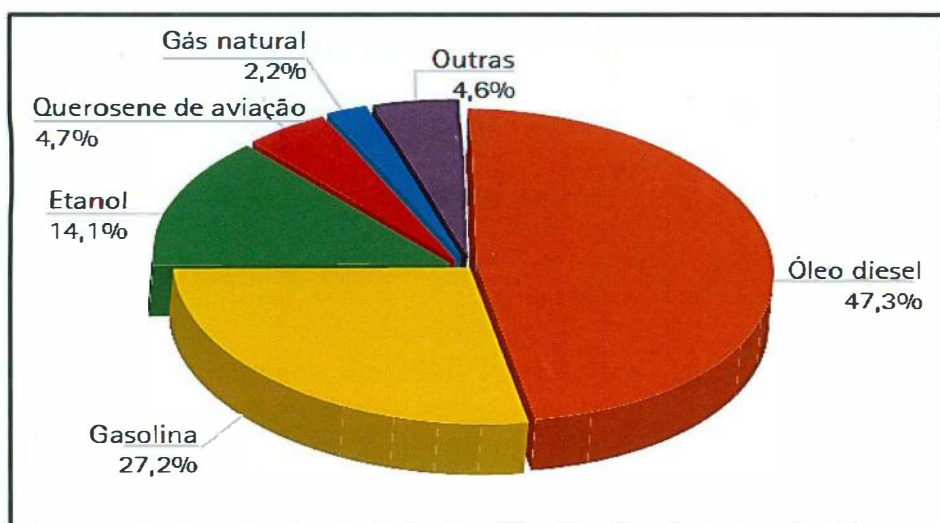


Figura 27: O consumo de energia na área de Transportes.  
Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

Ao ser comparado relativamente o setor comercial, na área de transportes, com os demais setores da economia, nota-se que o ramo de transportes têm se sobressaído sobre os demais setores, nos últimos 10 anos. A Figura 28 ilustra a série histórica de consumo do gás natural por setor.

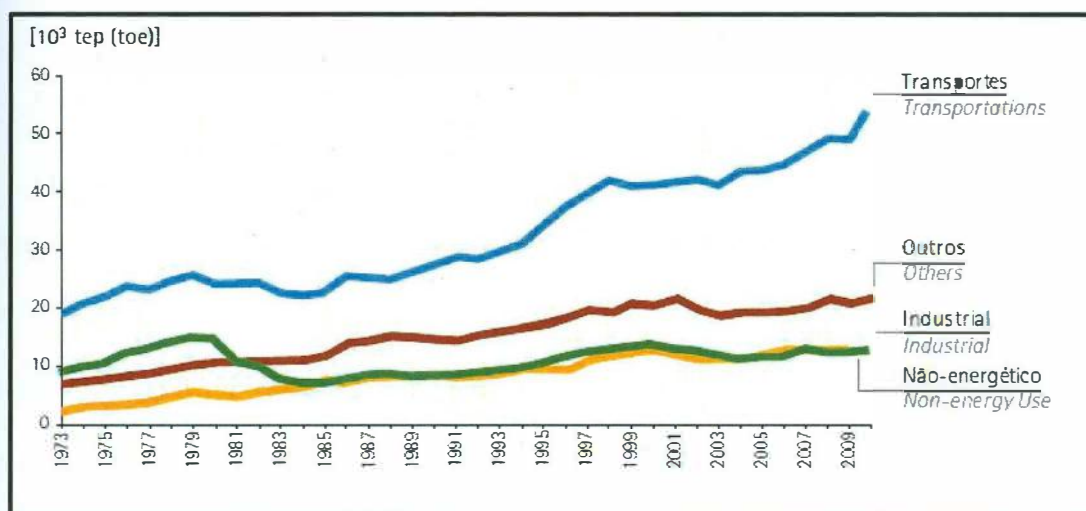


Figura 28: Série histórica mostrando o crescimento do consumo de gás natural em comparação com os outros setores, em toneladas equivalentes de petróleo.  
Fonte: Balanço energético nacional, 2012.

### 3.6.3 - O Mercado Residencial

O setor residencial brasileiro apresentou, em 2004, uma matriz de consumo baseada predominantemente por três fontes de energia: a lenha, eletricidade, o GLP.(Borghetti, 2004). Em 2011, o crescimento do consumo de energia elétrica manteve tendência de crescimento, aproximadamente 6,6%, fruto do aumento de renda per capita. (MME, 2012)

O gás natural representou, em 2011, 1,2% do consumo total do setor residencial.

A Figura 29 apresenta o consumo de gás natural, no setor residencial, em 2011.

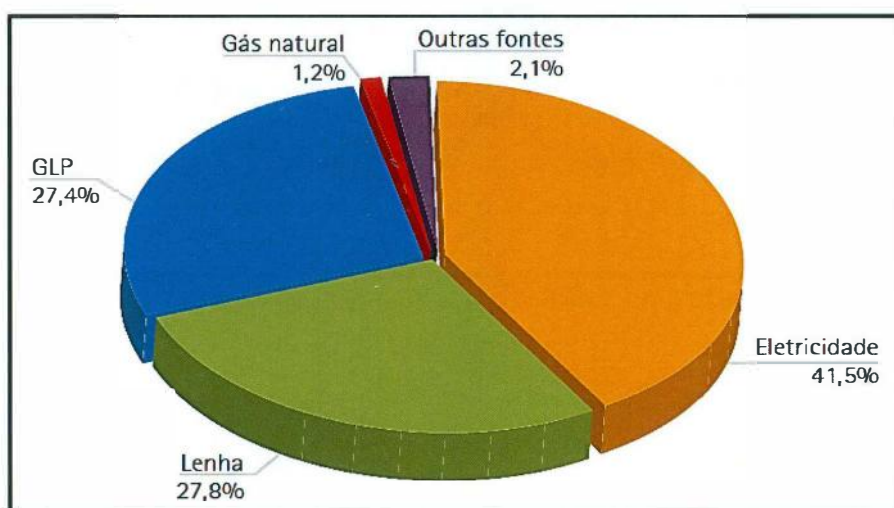


Figura 29: O consumo de energia no mercado residencial.

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2012.

Cabe ressaltar que a compreensão do padrão de uso de energia, no setor residencial, é fruto da estratificação de várias classes de renda, bem como os padrões de uso das diversas regiões do país, aonde se encontra o consumidor final. Assim, o consumo de lenha, cujo principal concorrente no setor é o GLP, ocorre caracteristicamente, na área rural do país. E é destinada a cocção de alimentos e ao aquecimento de água. Trata-se de demandas intermitentes, de curta duração, e razoável intensidade que variam de acordo com o perfil do usuário final. Portanto, o consumo no

mercado residencial depende do tamanho da família, dia da semana, época do ano, região do país. (Ribeiro, 1989 apud Borghetti, 2004)

A Figura 30 mostra a variação do consumo de gás natural, em dois tipos de famílias diferentes, e a Figura 31 apresenta a série histórica da produção de energia primária no Brasil por fontes de energia.

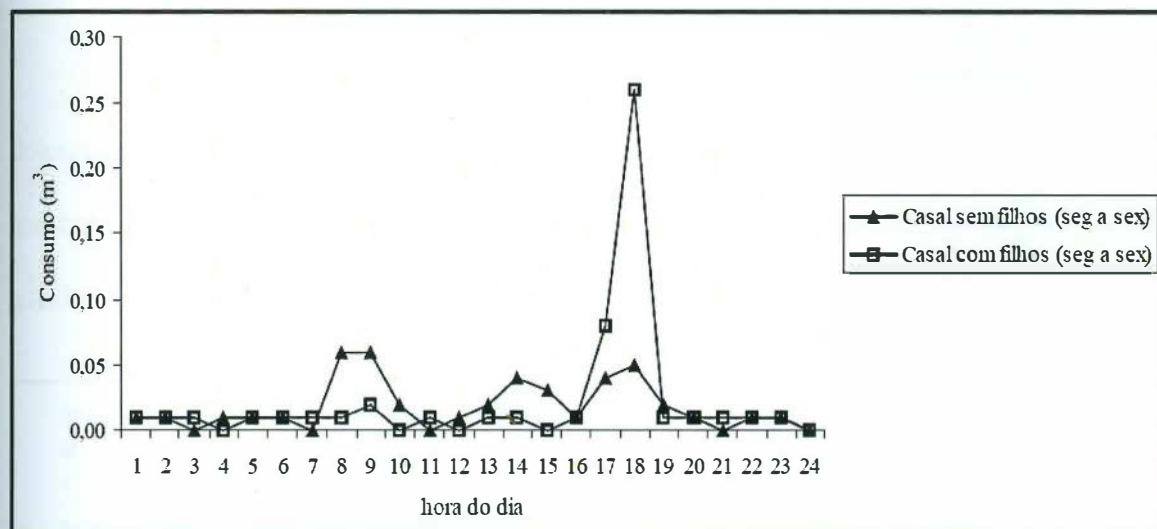


Figura 30: Perfil de consumo de gás natural por família, em países de clima temperado. Fonte: Borghetti, 2004.

### 3.7 - Preços

A formação dos preços praticados no mercado está relacionada com o desmembramento da parcela do preço correspondente a “*commodity*”, da parcela relacionada à tarifa de transportes. Este conceito é conhecido com “*unbundling*” (Borghetti, 2004). E, a partir de 1999, os preços do gás natural passaram a ser indexados aos preços do óleo combustível que são praticados no mercado internacional, o que causou grande volatilidade ao preço do gás natural, pois passara a ser diretamente ligado às oscilações do preço do petróleo.

Este efeito gerou a introdução de mecanismos, representados por um conjunto de ações que visavam à restauração da estabilidade política dos preços praticados na indústria do gás natural, o que eram inexistentes até então. Estes fatores se utilizaram do conceito de “*unbundling*”, mencionado anteriormente, para o fator distância de forma progressiva para o cálculo dos preços máximos de venda, nos pontos de entrega do gás. (Cecchi et al.,2001 apud Borghetti, 2004)

A tecnologia adotada no transporte do gás natural é outro importante fator na determinação do preço final do produto para o mercado consumidor. A Figura 31 mostra a variação do preço de gás natural em investimentos em tubulações de transporte gás de alta pressão em projetos nos E.U.A. no ano de 2000.

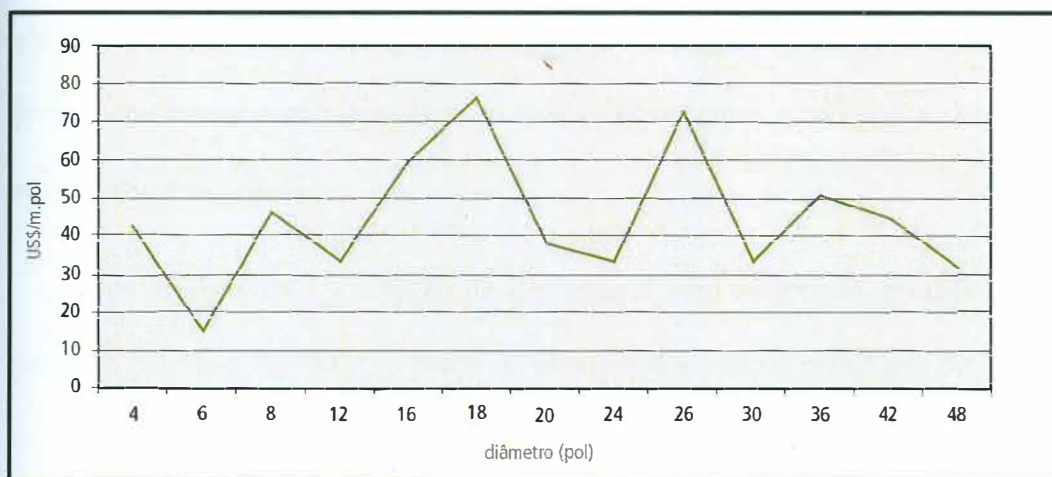


Figura 31: Gráfico mostrando a variação de preços para a construção de gasodutos de alta pressão.

Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012.

No Brasil o preço de tubulações para gasodutos de alta pressão oscilam menor em relação ao diâmetro do duto. A Figura 32 mostra esta oscilação, ao longo do ano de 2000.

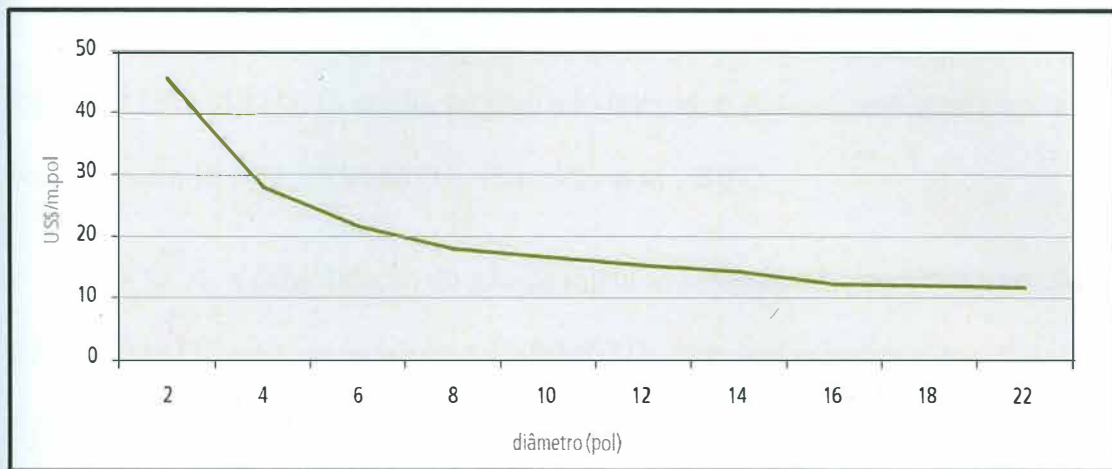


Figura 32: Gráfico mostrando a variação dos preços na construção de gasodutos de alta pressão no Brasil.

Fonte: Alencar, 2000.

Já o gás liquefeito (GNL) possui a vantagem de modular a oferta de gás natural, de forma a atender às variações sazonais e diárias da demanda, em espaços reduzidos, e, por esta razão, o uso de plantas de liquefação se constitui como estratégia para lidar convenientemente com momentos de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de gás natural. (Soares, 2004).

Nos últimos anos a cotação do gás natural vem crescendo, estando associada ao preço do petróleo. Em 2011, o preço do energético alcançou patamares de 99% do preço do óleo combustível, em áreas de concessão da companhia distribuidora local, Comgas. Em 2012, os preços subiram ainda mais devido a mistura com o gás vindo da Bolívia, que está associado ao preço da cotação internacional do dólar. Com o aumento do preço do dólar obrigou a concessionária a vender o gás natural por um preço mais alto do que o óleo combustível, afetando diretamente a competitividade do energético. (Mendonça, 2012)



A última cotação *Henry Hub*<sup>6</sup> do produto, que se desassociou dos preços do óleo, foi de 2,9 US\$/MBTU. Contudo, no mercado interno, o gás nacional brasileiro tem sido vendido entre 10 e 12 US\$/MBTU. (Canellas et al., 2012)

Nos EUA, a consolidação do gás de folhelho deve elevar o patamar dos preços de 2,8 US\$/MBTU para, no máximo 8 US\$/MBTU, caso seja considerado o pior cenário. Estima-se ainda, que a participação deste energético será de 49% na produção total de gás do país até o ano de 2035. (EIA, 2011)

A Figura 33 apresenta a curva de um ciclo típico do preço do gás natural.

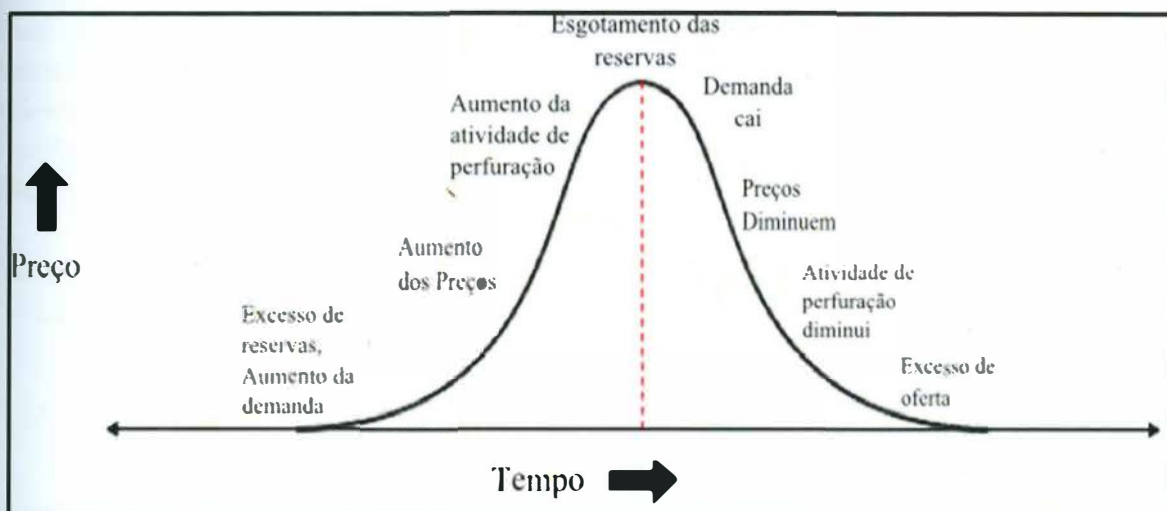


Figura 33: Curva típica do ciclo do preço do gás natural.

Fonte: Autor, 2012.

### 3.8 - Projeção da Demanda e da Oferta de Gás Natural para 2020, no Brasil

Entre os combustíveis fósseis o consumo de gás natural registra uma expressiva taxa de crescimento de 9,1% ao ano, em decorrência do movimento continuado de substituição do óleo combustível, de parte do consumo da lenha, na

<sup>6</sup> ● *Henry Hub* é um centro de distribuição no sistema de gasodutos de gás natural em Erath, Louisiana, de propriedade de Sabine Line Pipe LLC. Devido a sua importância, ele empresta seu nome para o ponto de fixação de preços para mercados futuros de gás natural e contratos negociados na *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) e na *IntercontinentalExchange* (ICE).

indústria brasileira, do consumo em plataformas de petróleo e do consumo devido à expansão do parque instalado de refinarias. (EPE, 2012)

A Tabela 14 ilustra a evolução e a projeção do consumo por fonte.

Tabela 14: Projeção da demanda de energéticos por fonte das principais fontes de energia. \*Variação média anual a partir de 2010. Inclui o consumo não energético.

<b>Fontes de Energia</b>	<b>2011</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>Variação % a.a. 2010/2012 *</b>
Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)	59.472	91.186	135.791	9,1
Carvão mineral e coque (mil t)	10.772	15.668	18.736	6,3
Lenha (mil t)	56.656	62.675	69.446	2,2
Carvão vegetal (mil t)	8.680	11.203	11.975	4,2
Bagaço de cana (mil t)	149.905	187.798	238.019	5,7
Eleticidade (Gwh)	479.037	581.165	730.073	4,9
Etanol (mil m <sup>3</sup> )	23.715	42.268	64.643	10,5
Biodiesel (mil m <sup>3</sup> )	2.441	2.986	3.805	5,1
Derivados de petróleo (mil m <sup>3</sup> )	96.309	104.058	127.992	3,5
Óleo diesel	46.934	57.458	73.363	5,2
Óleo combustível	6.819	8.120	9.336	3,4
Gasolina	24.688	18.174	21.677	-0,3
GLP	13.397	14.792	16.509	2,4
Querosene	4.470	5.513	7.107	5,3

Fonte: Plano Decenal de Energia, 2012.

Dentre os combustíveis de origem fóssil, o gás natural tem a sua participação aumentada de 7,8%, em 2011, para 11,0%, em 2020. Enquanto que os derivados do petróleo registram expressiva queda, saindo de 41,0% para 35,6%, até 2020. Com isso, a participação dos combustíveis fósseis no consumo final decresce de 53,6% para 52,1%, entre 2011 e 2020. As demais fontes energéticas como o carvão mineral e o coque apresentam apenas uma evolução no decênio. (MME, 2012)

A Figura 34 apresenta a evolução das participações das fontes de energia no consumo final.

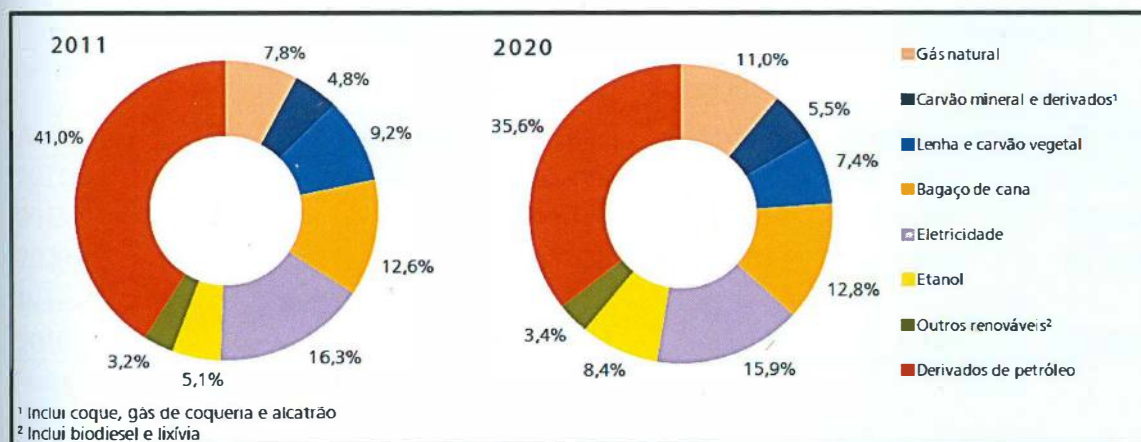


Figura 34: Participação e projeção do consumo final de energético por fonte geradora.  
 Fonte: Plano Decenal de Energia, 2012.

O Gás natural, na matriz energética brasileira, é competidor direto com o óleo combustível, no setor industrial, principalmente em função dos seus preços relativos. Contudo, existem outros elementos que incidem neste aumento do gás natural. Por exemplo, a preferência pelo gás natural em determinados processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, como é o caso da fabricação de vidro, e de determinados tipos de cerâmicas, assim como o segmento de fertilizantes, no qual esta fonte é utilizada tanto com fins energéticos, quanto como matéria prima. (MME, 2012)

Nesta década, a taxa média de crescimento do consumo de gás natural é de 6,8% ao ano, sendo a região Norte é a que apresenta a maior expansão, neste período, com 34,4% ao ano, sendo seguido pela região Centro-oeste com 23,7% ao ano.

A Tabela 15 mostra o consumo de gás natural bem como a sua projeção para 2020, por regiões brasileiras. Para a construção desta Tabela não foi incluído o consumo no setor energético, não energético (matéria-prima), cogeração, consumo *downstream* do sistema Petrobras e o consumo termelétrico. O valor de período representa um acréscimo médio de mil m<sup>3</sup>/dia.

Tabela 15: Projeção do consumo de gás natural do Brasil e por regiões brasileiras, em  $10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$ .

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2011	120	7.992	3.119	27.382	264	38.877
2015	343	10.338	4.156	36.254	1.606	52.696
2020	385	12.758	5.620	48.839	1.956	69.558
<b>Período</b>						
2010-2020	365	5.832	2.590	23.143	1.724	33.654

Fonte: Plano Decenal de Energia, 2012.

O Ministério de Minas e Energia financiou um estudo que apresenta a demanda de gás natural por setor de consumo, incluindo neste, o consumo não energético (matéria-prima), consumo termelétrico médio<sup>7</sup> e adicional termelétrico, associado à operação na potência nominal. A Figura 35 apresenta este estudo. (MME, 2012)

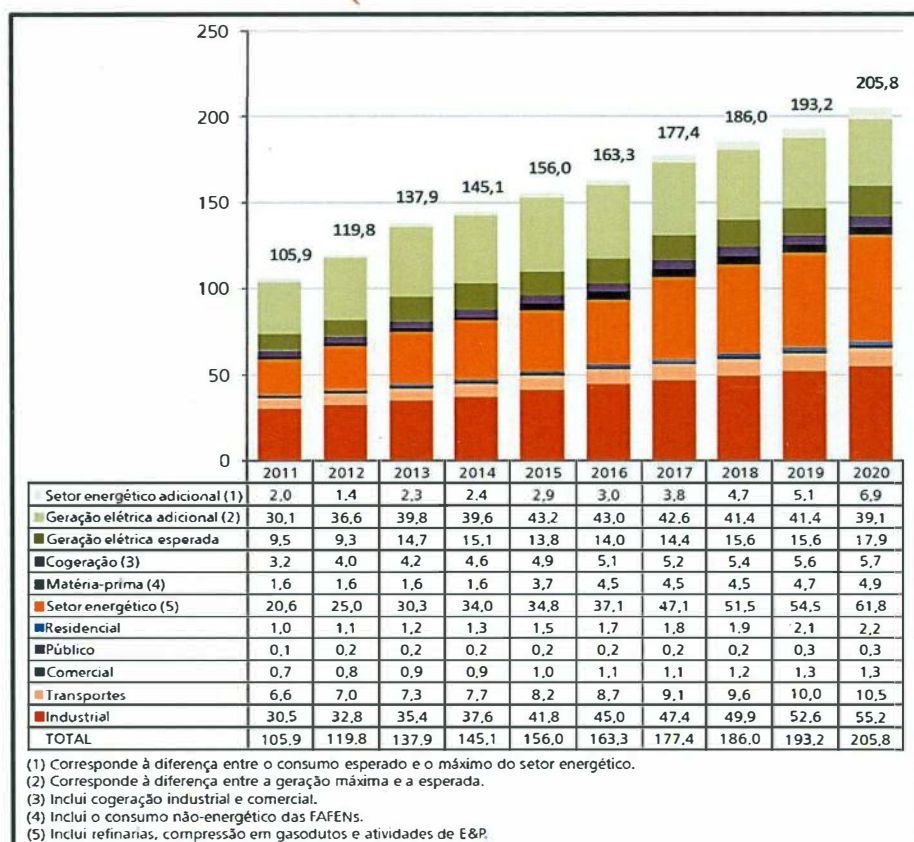


Figura 35: Consumo total de gás natural, em  $10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ , por setor de consumo.

Fonte: Plano Decenal de Energia, 2012.

<sup>7</sup> Função do despacho esperado das usinas termelétricas. Plano decenal de energia, pp-19.



Já com relação à produção potencial de Gás Natural poderá mais do que duplicar até 2020, alcançando valores da ordem de 200 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com significativa contribuição, a partir de 2014, dos recursos do pré-sal, e dos recursos não descobertos sob concessão. Estima-se que a produção líquida<sup>8</sup> de gás natural, nas unidades de processamento alcance cerca de 180 milhões de m<sup>3</sup>/dia ao final desta década. (MME, 2012)

A Figura 36<sup>9</sup> ilustra a previsão de produção potencial diária brasileira de gás natural até 2020.

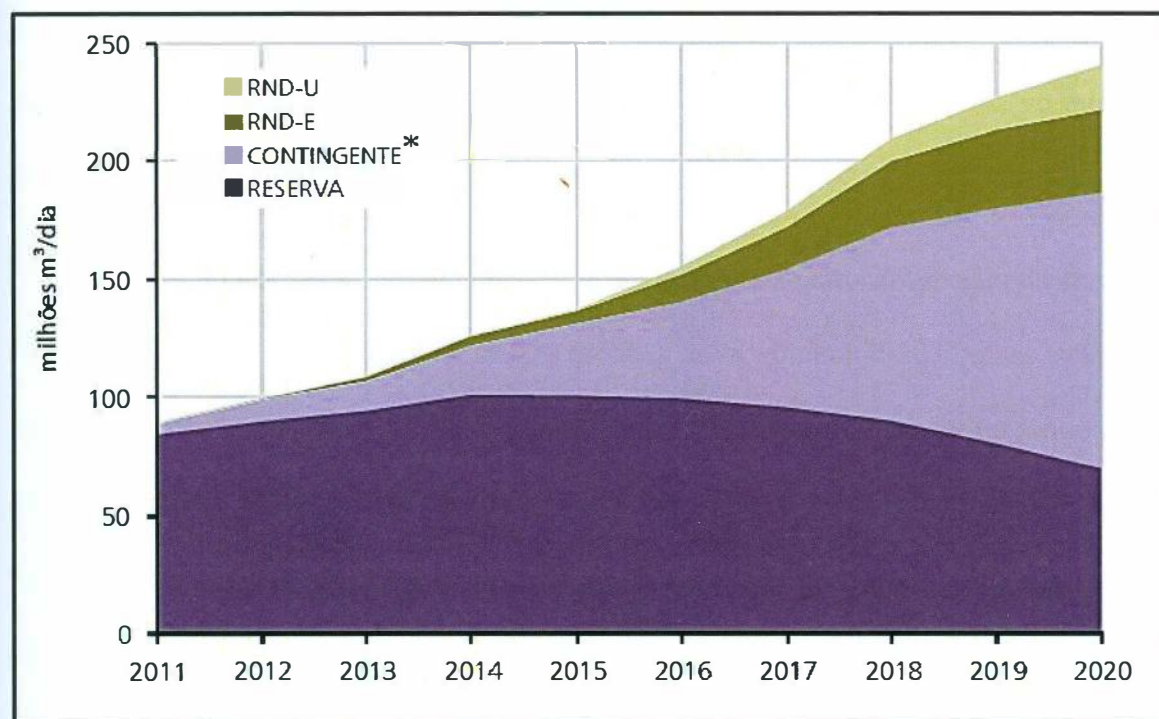


Figura 36: Projeção da produção de gás para o decênio. \* Recursos do pré-sal.  
Fonte: Plano Decenal de Energia, 2012.

A Tabela 16 mostra a projeção da produção dos volumes de gás natural potencialmente disponibilizado para as unidades de processamento.

<sup>8</sup> Produção já sendo descontado o consumo próprio, a reinserção nos reservatório e a queima de gás natural. Plano Decenal de Energia, pp-46.

<sup>9</sup> Na Figura 36, os recursos correspondentes às reservas são aqueles já conhecidos e comumente explorados, os recursos contingentes são os recursos do pré-sal. O RND-E são os recursos não descobertos que estão sob concessão de empresas exploratórias, e o RND-U são os recursos não descobertos que estão sob regência da União.



Tabela 16: Projeção da produção líquida de gás natural, no decênio, 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/dia e em porcentagem.

<b>Gás Natural</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Total líquida	69,4	77,0	83,9	96,5	105,0	119,5	137,5	164,4	177,0	182,9
Ano Base %	100,0	110,9	120,8	139,0	151,2	172,1	198,0	236,8	254,9	263,5
Varição Anual%	0,0	10,9	9,9	18,2	12,2	20,9	25,9	38,8	18,1	8,5

Fonte: Plano Decenal de Energia, 2012.

Cabe ressaltar que a variação da projeção para 2020 aponta um crescimento de 163,5%, na produção de gás natural, no país.

Segundo avaliação das projeções de gás natural, no Henry Hub, os preços internacionais de gás natural para o decênio ficarão em torno de 5 U\$/MBtu, no início, e de 7 U\$/MBtu ao final. (MME, 2012)

Com relação à oferta total de gás natural, projeta-se uma ampliação de cerca de 109 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2011, para 193 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2020. Desses totais, 51 milhões de m<sup>3</sup>/dia correspondem à importação, que permanece constante ao longo desta década, sendo 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás boliviano e de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GNL. Ao se descontar estes valores de importação, verifica-se que a oferta de gás natural nacional eleva-se de um patamar de 58 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2011, para 142 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2020. Sendo que desse total, cerca de 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia referem-se a recursos descobertos, 69 milhões de m<sup>3</sup>/dia a recursos a recursos contingentes (pré-sal) e 33 milhões m<sup>3</sup>/dia a novas descobertas. (MME, 2012)

A Figura 37 a seguir mostra a oferta de gás natural, excluída a região norte.

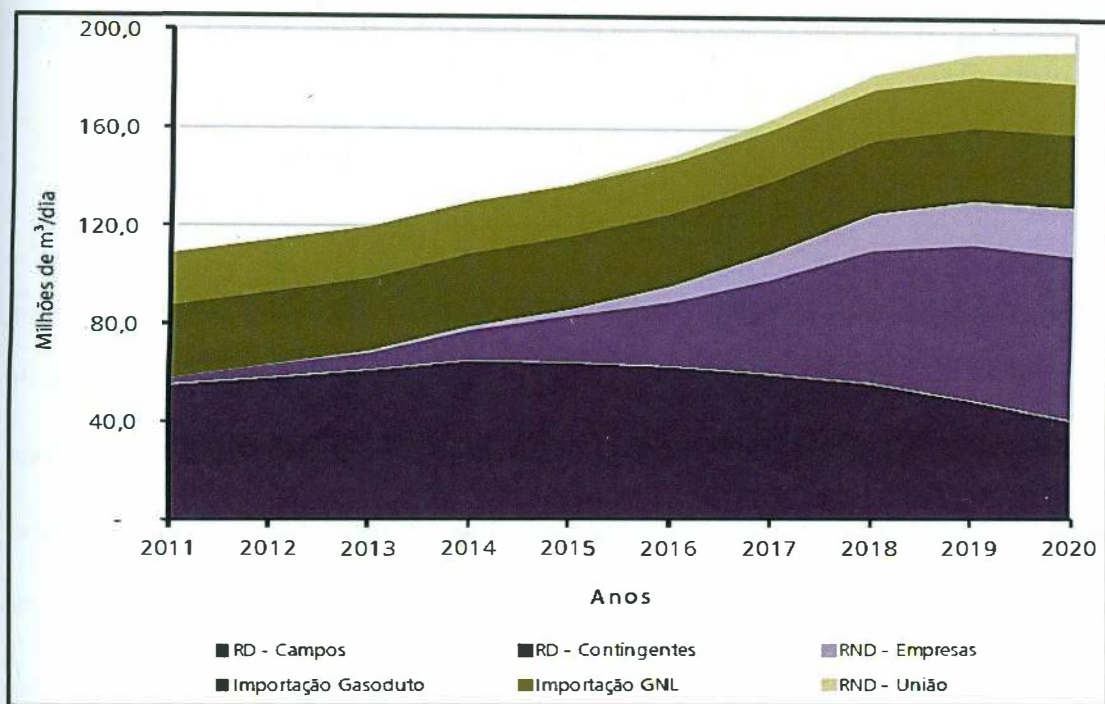


Figura 37: Oferta total do Brasil de gás natural no decênio, excluída a região norte.  
Fonte: Plano Decenal de Energia, 2012.

## CAPÍTULO IV: As Bacias Paleozoicas Interiores com Potencial para Gás de Folhelho no Brasil

Diversas bacias *on shore* apresentam potencial para gás de folhelho no Brasil. Contudo, para a realização deste trabalho foram escolhidas as três principais Bacias Paleozoicas Interiores, que são as Bacias do Paraná, Amazonas e Parnaíba. Estas Bacias são as três maiores sinéclises paleozoicas que ocorrem em território nacional. Por serem bacias de sinéclise estas possuem como principais características uma larga extensão em área, formato ovalado e pouca profundidade.

A Figura 38 abaixo ilustra o formato e a extensão das sinéclises estudadas neste trabalho. Nota-se a pequena profundidade e a grande extensão destas bacias.

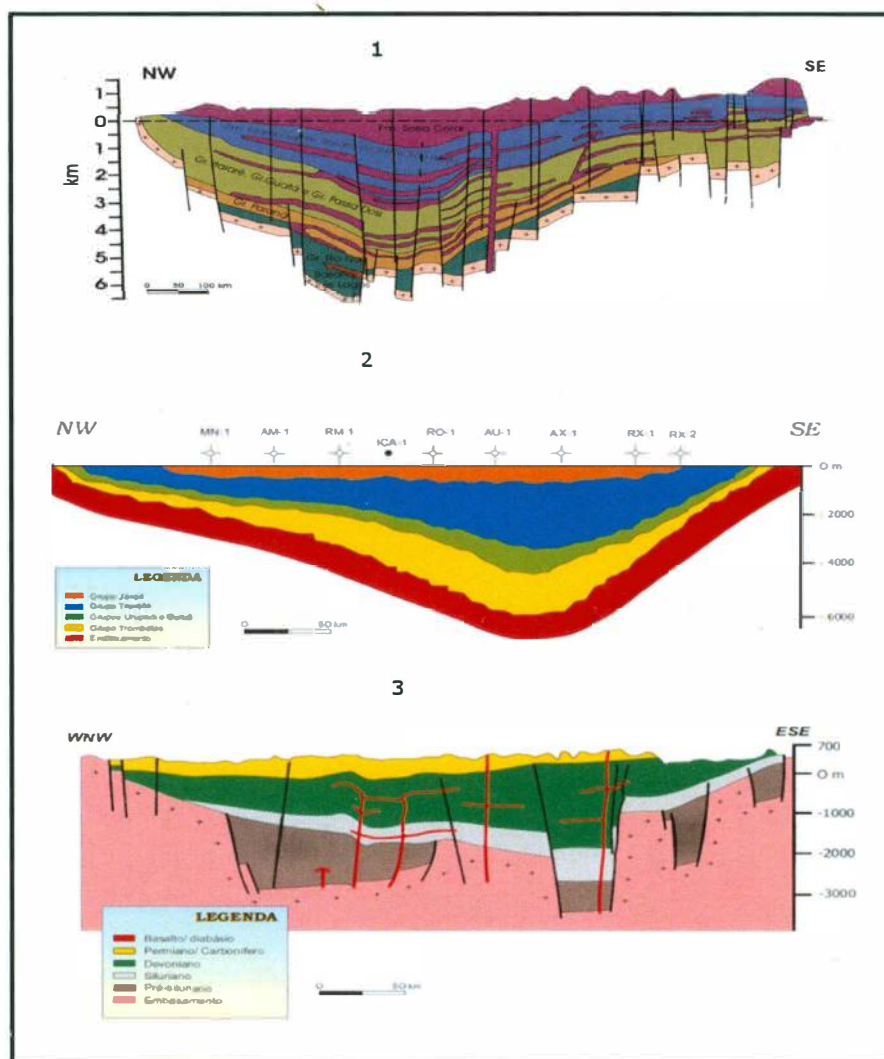


Figura 38: Seção geológica das três sinéclises paleozoicas estudadas neste trabalho. 1 – Seção Geológica esquemática da Bacia do Paraná; 2 – Seção geológica esquemática da Bacia do Amazonas; 3 – Seção geológica esquemática da Bacia do Parnaíba.

Fonte: Milani e Zalán, 1999 e ANP, 2012.

Essas três Bacias, que serão descritas a seguir, apresentam todas as condições que são necessárias para que se tenha gás natural presente nas formações de folhelho. E é por esse motivo que as seções devonianas são destacadas em todas as bacias aqui estudadas. Pois, estas apresentam extensas formações rochosas que são ricas em matéria orgânica além da energia necessária para sua maturação. Essa energia é provida através de inúmeros diques e soleiras de origem magmática, compensando a pequena profundidade dessas bacias.

#### **4.1- A Bacia do Paraná**

A Bacia sedimentar do Paraná está localizada no centro-sul da América do Sul, distribuindo-se amplamente pelo Brasil por cerca de 1.100.000 Km<sup>2</sup>, abrangendo os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, São Paulo, e Minas Gerais. Distribui-se ainda pela República do Paraguai, Uruguai e Argentina, por aproximadamente 100.000Km<sup>2</sup> cada uma respectivamente. (Zalán et al., 1991)

A Figura 39 apresenta a localização bem como a extensão da Bacia do Paraná.



Figura 39: Localização da Bacia do Paraná.  
 Fonte: Modificado de Borghi, 2002 apud Zalán et al., 1991.

Sendo caracterizada como uma bacia do tipo intraplataformal está localizada sob uma litosfera rígida, do tipo continental (Cordiani, 1984). Seu desenvolvimento teve início durante o Cambriano. Seu formato é ovalado e irregular e cobre uma grande área de dimensões da ordem de 1,5 milhões de Km<sup>2</sup>. Corresponde a uma sinéclise de acordo com a nomenclatura russa ou uma bacia cratônica de acordo com a classificação de Bally e Snellso (1980). Contudo, Milani e Ramos (1998) discordam do seu enquadramento como uma Bacia de sinéclise no interior do cráton e sugerem um contexto de bacia cratônica marginal, sob domínio flexural de crosta. (Borghi, 2002)



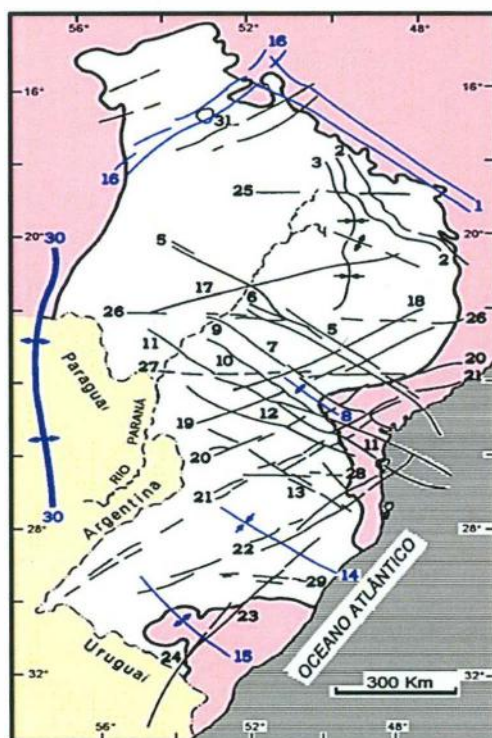


Figura 40: Principais lineamentos da Bacia do Paraná. 8- Arco de Ponta Grossa; 15- Arco do Rio Grande; 16 – Zona de falha do brasileiro; 30- Arco de Assunção.

Fonte: Zalán, 1991 apud Borghi, 2002.

O nome da Bacia foi tomado com base na Bacia hidrográfica homônima e o seu formato ovalado, mencionado anteriormente, possui direção NNE-SSW com cerca de 1750 Km de comprimento e 900 Km de largura, em média. Na superfície, grande parte da porção brasileira é coberta por derrames de lavas basálticas que atingem cerca de 1700m de espessura. E a outra parte menor, é representada por um cinturão de afloramentos de rochas localizados nas bordas Leste, Nordeste, Sul e Oeste da Bacia. O seu preenchimento é composto principalmente por rochas sedimentares do Paleozóico e do Mesozóico, por rochas ígneas vulcânicas (derrames) e intrusivas (diques e sills) do Cretáceo, com uma espessura máxima, no depocentro da bacia de até 7000m. (Borghi, 2002 apud Millani et al, 1990)

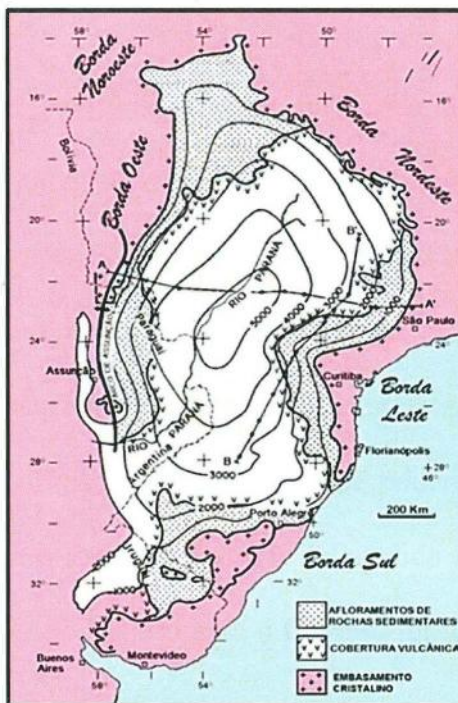


Figura 41: Mapa de isópacas e afloramentos da Bacia do Paraná  
 Fonte: Borghi, 2002 apud Millani et al., 1990.

O conjunto litoestratigráfico compreende, resumidamente, uma sequência sedimentar clástica continental e marinhas de idade Devoniana seguida por outra sequência marinha e continental do Paleozóico Superior com o predomínio de um ambiente glacial, no seu início, e flúvio-lacustre, no seu término. Por conseguinte, esses sedimentos são cobertos por outra sequência sedimentar continental de ambiente semiárido, a qual se encontra associados a extensos derrames de lavas basálticas toleítica de idade juro-cretácea, que se configuram como a maior expressão do vulcanismo básica continental conhecida em território nacional. O conjunto da obra apresenta espessuras da ordem de alguns quilômetros, e atinge pouco mais de 5000 metros no eixo deposicional na bacia. (Borghi, 2002)

#### 4.1.1- O Contexto Geológico Geotectônico

A Bacia do Paraná desenvolveu-se sobre uma área de escudo do continente Gondwana e é composta por uma série de núcleos cratônicos, rodeados por vários cinturões móveis e cobertos por bacias molássicas, que foram desenvolvidas durante o ciclo termo-tectônico Brasileiro que se estendeu durante o neoproterozóico até o Ordoviciano. A deformação decorrente deste ciclo teve início entre 700 Ma e 650 Ma, sendo que a maior parte das intrusões de granitos que podemos observar na Bacia, situou-se dentro do limite entre o Proterozóico e o Paleozóico (cerca de 570 Ma). E o resfriamento ocorreu entre 500-450 Ma, durante o Cambro-Ordoviciano. (Borghi, 2002 apud Zalán et al, 1991).

O embasamento que aflora e ao mesmo tempo, bordejando a Bacia do Paraná é dividido em: margem Leste/Sudeste, representado pelas faixas Dom Feliciano e Ribeira, de idade Brasileira e de direção NE-SW, separados por um núcleo cratônico designado Rio de La Plata/ Luiz Alves; margem Norte/Nordeste, representado pela faixa Uruaçu, de idade mesoproterozóica e de direção NW, e por dois maciços arqueanos (Guaxupé e Goiás), remobilizados durante o ciclo Brasileiro; margem Oeste/Noroeste, representado pela faixa de dobramentos Paraguai/Araguaia, também do ciclo Brasileiro, que delimita o extremo da borda Noroeste da Bacia.

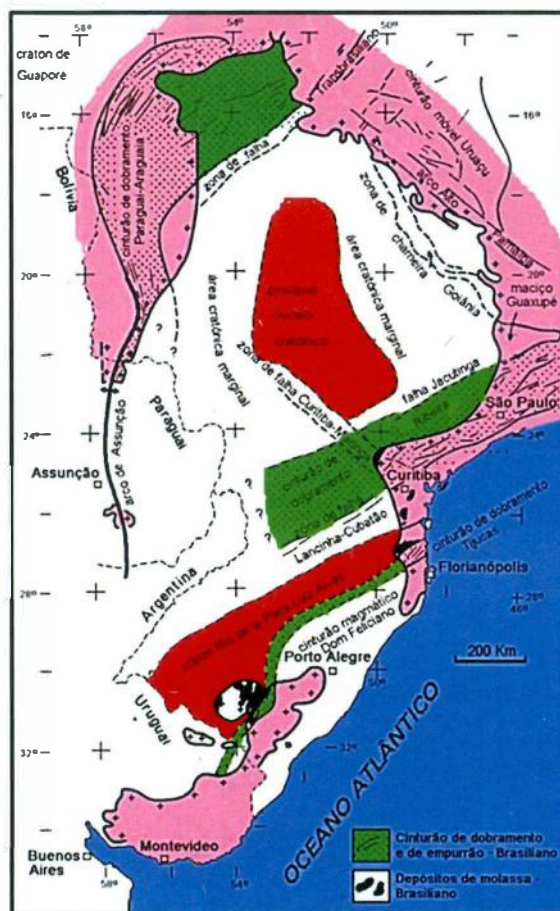


Figura 42: Aspecto geotectônico do embasamento da Bacia do Paraná.  
 Fonte: Borghi, 2002 apud Zalán et al., 1991.

A evolução da bacia do Paraná foi controlada por zonas de fraqueza pré-existentes, que foram herdadas do embasamento, dissipadoras dos esforços intraplaca. Ao longo delas, houve movimentações de blocos, tanto verticais como horizontais. Esses movimentos estes suficientes para controlar a distribuição de fácies sedimentares. Em uma área intraplaca, distante dos eventos tectônicos capazes de causar grandes distúrbios ou gerar novos lineamentos tectônicos, a atividade tectônica está basicamente restrita às reativações de falhamentos do embasamento da bacia. Este é o mecanismo através do qual os esforços intraplaca, criados pelas movimentações das placas e dos eventos orogênicos associados às margens das placas são dissipados. (Zalán, 1987, 1991)



#### 4.1.2- Estratigrafia da Bacia

O arcabouço estratigráfico da Bacia do Paraná ainda é foco de muita discussão e controvérsias devido à falta de informações sob o ponto de vista da análise das fácies sedimentares.

A estratigrafia da Bacia consiste até o momento de seis grandes sequências deposicionais limitadas por discordâncias regionais. São elas: a sequência ordovício-siluriana, devoniana, carbonífera-eotriássica, neotriássica, jurássica-eocretácea e a neocretácea.

A sequência mais antiga, a ordovício-siluriana, é representada pelo grupo Rio-Ivaí, que é composto por conglomerados e arcóseos que passam para quartzo-arenitos, pertencentes à formação Alto Garças, em sequência, vem os diamictitos da formação Iapó e os lutitos fossilíferos da formação Vila Maria. (Assine et al., 1994)

Sobre a primeira grande sequência, depositou-se, em discordância, a sequência devoniana, foco deste trabalho, e que corresponde, em termos litoestratigráficos ao Grupo Paraná. E este, é constituído pelas formações Fumas e Ponta Grossa. A Formação Ponta Grossa, objeto deste trabalho é composta por folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica.

No Eocarbonífero, uma conjunção de fatores climáticos e tectônicos inibiu a sedimentação da margem continental do Gondwana, durante um longo período de tempo, gerando uma discordância regional que resultou no maior hiato registrado na Bacia do Paraná. Durante este período, desenvolveram-se calotas de gelo que associadas a uma epirogênese positiva foram fatores decisivos para a falta de registro sedimentar, que perdurou até o início do neocarbonífero. Durante o neocarbonífero, com o início do degelo, a sedimentação foi retomada na Bacia.



Sobre a sequência devoniana, depositou-se, em discordância a sequência carbonífera-eotriássica, representada em seu intervalo basal pelo Grupo Itararé, na porção sul da bacia, e pela Formação Aquidauana, na porção norte. Este intervalo é caracterizado por uma associação de folhelhos, arenitos e diamictitos, aonde são registrados sistemas deposicionais glaciais e, principalmente, glaciomarinhos. No intervalo médio da sequência, no Permo-carbonífero, a sedimentação assumiu um caráter transgressivo em função da deglaciação. Essa tendência foi interrompida por progradação de cunhas arenosas da Formação Rio Bonito, durante o eopermiano. Retomando as condições transgressivas, depositaram-se os siltitos da plataforma marinha da Formação Palermo. Na parte imediatamente superior da sucessão estratigráfica, deste intervalo médio da sequência estratigráfica carbonífera-eotriássica, a Formação Irati caracteriza-se por uma faciologia bastante complexa, indicativo de uma geometria de bacia complexa, na qual predominavam Baías e Golfos. A Bacia Hipersalina Irati foi afundada ao longo do tempo da deposição dos folhelhos da Formação Serra Alta, seguido por um ciclo regressivo de ampla magnitude. O intervalo superior da bacia carbonífera-eotriássica representa a crescente continentalização que foi submetida toda a Bacia do Paraná. Nesta sequência, a Formação Teresina é caracterizada por siltitos e calcários oolíticos depositados sob a ação de ondas e maré, enquanto que a Formação Rio do Rasto, constituída por arenitos, siltitos, folhelhos, é interpretada como o resultado do avanço de sistemas deltaicos a partir da borda oeste da bacia. A Formação Corumbataí seria cronocorrelata a estas Formações e a Formação Serra Alta, e ocorre na porção norte da bacia.

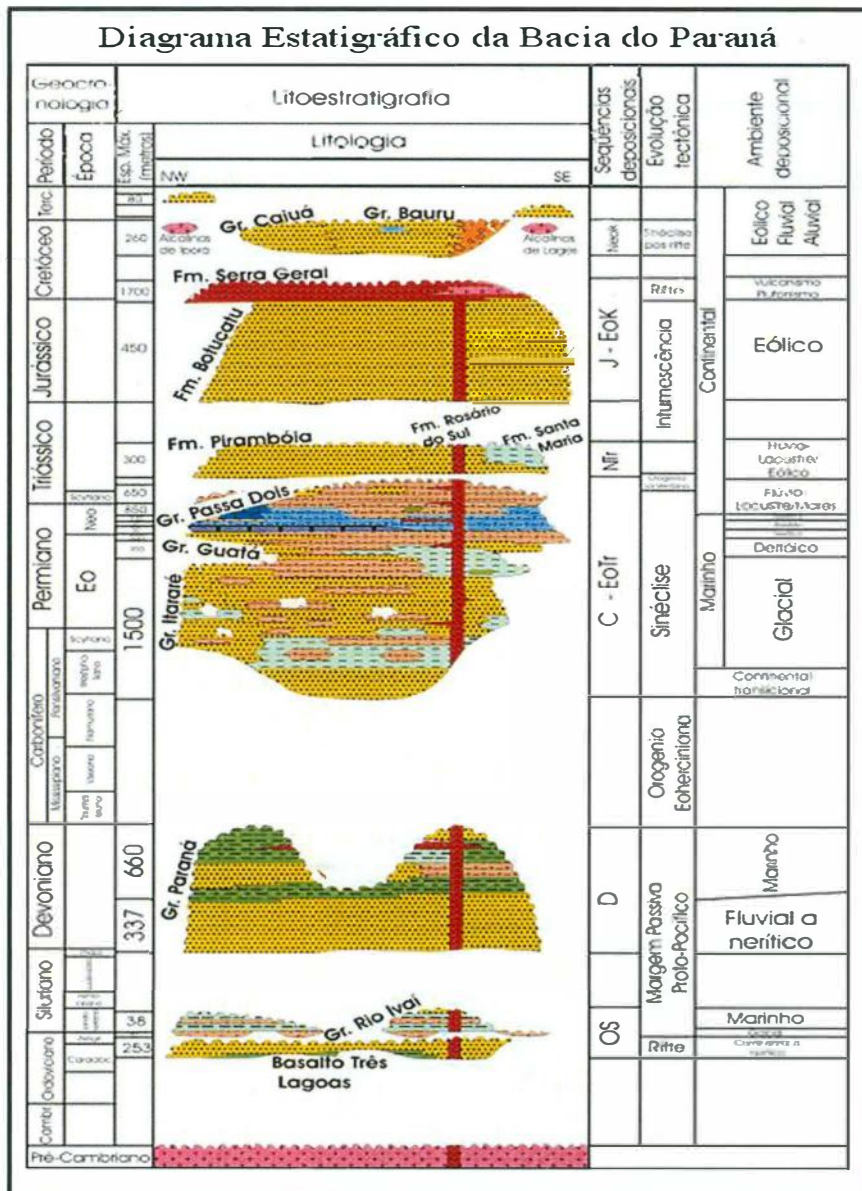
A sequência neotriássica é representada em termos litoestratigráficos pelas Formações Pirambóia e Rosário do sul, constituídas por arenitos depositados por sistemas continentais flúvio-eólicos associados a lagos raso.

Durante o Jurássico, um extenso deserto cobriu inteiramente esta porção do Gondwana, dando origem a Formação Botucatu, que é caracterizada por arenitos avermelhados. No eocretáceo, a Formação Serra Geral marca um grande extravasamento de lava basáltica intracontinental, o que caracteriza uma das primeiras manifestações de ruptura da plataforma continental do Gondwana e da abertura do oceano Atlântico Sul. Estas duas unidades litoestratigráficas constituem a sequência jurássica-eocretácea.

Em termos litoestratigráficos a sequência neocretácea, corresponde aos Grupos Bauru e Caiuá, representados por depósitos continentais de arenitos e conglomerados calcíferos. Esta sequência ocupou a depressão superficial originada pela carga de derrames basálticos, que foi o último episódio de subsidência da Bacia do Paraná.

As Formações Cachoeirinha e Tupanaciretã, localizadas respectivamente na porção norte e sul da bacia, associam-se a ambientes sedimentares de idade Terciária e não são considerados como pertencentes à Bacia do Paraná.

Millani (1997), renomeou como “supersequências” as seis sequências deposicionais de Millani et al (1994) descritas ao longo, sugerindo-lhes uma conotação aloestratigráfica e relacionando-se com os ciclos de sedimentação de 2ª ordem. Diferem, porém, no posicionamento cronoestratigráfico de seus limites inferior e superior. (Borghi, 2002) São estas as supersequências: Rio Ivaí, cujo equivalente seria a sequência ordovício-siluriana; Paraná, cuja sequência correspondente seria a sequência devoniana; Gondwana I, cujo equivalente seria a sequência carbonífera-eocretácea; Gondwana II, cujo equivalente sequencial seria à sequência neotriássica; Gondwana III, cujo equivalente seria a sequência jurássica-eocretácea; e Bauru, cujo equivalente seria a sequência neocretácea.



Quadro 3: Diagrama Estratigráfico da Bacia do Paraná.

Fonte: Modificado do Boletim de Geociências da Petrobrás, 1994.

### 4.1.3- A Formação Ponta Grossa

O termo folhelho Ponta Grossa foi utilizado pela primeira vez em 1912 por Oliveira com a finalidade de designar os folhelhos aflorantes nos arredores da cidade homônima do Paraná. Sendo constituída, por folhelhos siltíticos e siltitos de coloração cinza escura a pretos, localmente carbonosos, fossilíferos e micáceos e com intercalações de arenitos cinza claros, finos a muito finos, micáceos, formando bancos de até 5m de espessura. Quando muito alterada, apresenta colorações variadas,





O contato entre a Formação Furnas e Ponta Grossa, de modo geral, é considerado como concordante principalmente pelo fato de a Formação Furnas ser de origem marinha e de idade devoniana.

O conteúdo fossilífero indica condições marinhas para a deposição. Sendo que a maior parte deste folhelho depositou-se sobre condições de águas rasas e algumas partes desta em ambiente sob a influência de marés. Em Apucarana-PR, os folhelhos negros podem ter sido depositados em águas mais calmas. A presença abundante de trilobitas, braquiópodos e quitinozoários atesta a idade devoniana para a formação. O biozoneamento estratigráfico admitiu que a formação estivesse compreendida entre o Emsiano e o Frasniano. (Lange, 1967; Daemon et al., 1967 – in Schneider et al., 1974)



Figura 44: Caracterização geoquímica, idade e localização da Formação Ponta Grossa.

Fonte: Modificado da 10ª rodada de licitações da ANP.

## 4.2- A Bacia do Amazonas

A Bacia do Amazonas é caracterizada como uma Bacia de interior cratônico, sendo classificada como uma bacia de Tipo I de Interior Simples, segundo a classificação de Klemme (1980). Contudo, Porto e Szatmari (1982) classificam-na como bacia Intracratônica de Interior Remoto, com amplos arcos regionais. (Cunha, 1994)



Distribui-se por cerca de 500.000km<sup>2</sup> e abrangendo parte dos estados do Amapá, Pará e Amazonas, localizados na porção setentrional do Brasil, entre os escudos das Guianas, ao norte, e Brasileiro, ao Sul. Limita-se, ainda, a oeste, com Bacia do Solimões, através do Arco de Purus e a leste, com a Bacia Mesozóica do Marajó, através do Arco de Gurupá. (Cunha, 1994)

Possui uma cobertura Fanerozóica com cerca de 5000m de espessura e é dividida em duas seqüências de primeira ordem: uma principal da era paleozoica, intrudida por diques e soleiras de diabásio; e a outra seqüência das eras mesozoica-cenozoica. A seqüência paleozoica, que é o foco deste trabalho, é dividida em três seqüências de segunda ordem, que são elas: a Ordoviciano-siluriana, Devoniano-carbonífera e Carbonífera-permiana, sendo estas delimitadas por discordâncias regionais. (Cunha et al., 1994)

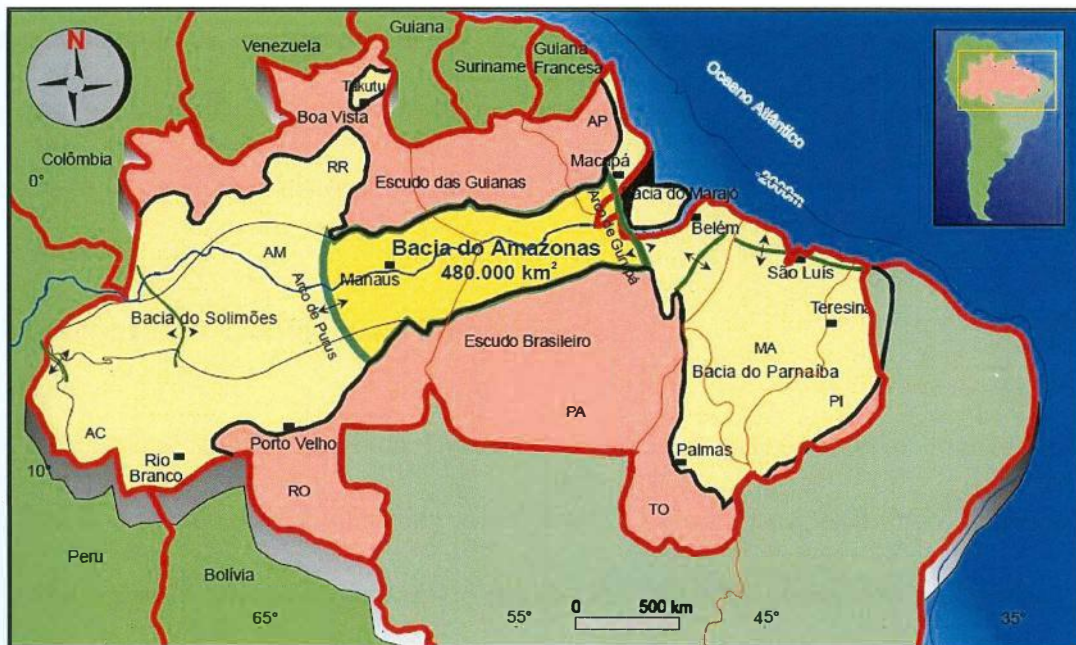


Figura 45: Localização da Bacia do Amazonas.  
Fonte: Cunha, 2000.

O embasamento da bacia é caracterizado por um cráton dividido em Guianas, ao norte e Brasileiro ao sul. Ele é uma paleo-placa que foi recristalizada e metamorfizada

durante os éons Arqueano e Proterozóico, com a bacia do Amazonas situada na sua porção central. O núcleo do seu embasamento é constituído por granitóides e corresponde a província Amazônia central. Na parte oeste, ele está circundado pela faixa Rio Negro-Juruena, composta por rochas gnáissicas e recobertas pelas rochas sedimentares do Grupo Purus, que estão relacionadas ao rifte do Cahimbo, de direção NWN-SES, e que corresponde hoje ao arco de Purus. A leste está delimitado pela faixa móvel Maroni-Itacaiúnas, composta por rochas metassedimentares. (Cordiani et al., 1984 apud Cunha, 2000)

O registro sedimentar e magmático da Bacia do Amazonas são reflexos dos eventos tectônicos do Paleozóico que ocorreram na parte oeste da Placa Gondwânica e da tafrogenia mesozoica do Atlântico Sul. Tais fenômenos causaram movimentações epirogênicas intraplaca, ocasionando a formação de arcos regionais, controle de ingressões marinhas, que influenciaram os ambientes deposicionais e os hiatos nos registros sedimentares. As discordâncias presentes nesse registro refletem as variações climáticas, as variações no afluxo de sedimentos e as variações eustáticas, que ocorreram ao longo de sua história evolutiva.

#### **4.2.1- O Contexto Geológico e Geotectônico**

As rochas sedimentares da Bacia do Amazonas estão sobre as rochas pré-cambrianas dos escudos das Guianas a norte e Brasil Central ao sul. Seu limite ocidental se dá com a bacia do Solimões, através do arco de Purus e o limite oriental se dá através do Rifte mesozoico do Marajó, sendo a ponta deste rifte, denominada Arco de Gurupá. (Cunha, 1994)

Durante a fase de sinéclise que se inicia com a deposição dos sedimentos da Formação Acari, de ambiente transicional, ou da Formação Atuás-Mirin, nerítica,

estando pontuada por orogêneses, responsáveis pelas discordâncias que separam as diversas supersequências. Considerando o Rifte preenchido pela Formação Proesperança, como sendo o precursor da Formação da Bacia.

#### 4.2.2- A Estratigrafia da Bacia

O arcabouço estratigráfico da Bacia do Amazonas, levando-se em conta os princípios da estratigrafia de sequências, apresenta duas importantes megassequências de primeira ordem<sup>10</sup>. Estas duas megassequências totalizam cerca de 5000 m de preenchimento de natureza sedimentar e ígnea, são elas: *Paleozóica*, constituída por rochas sedimentares de naturezas variadas, associadas a um grande volume de intrusões e diques e soleiras de diabásio mesozoicos; e outra *Mesozoica-cenozóica* de origem sedimentar.

A *Megassequência Paleozóica* pode ser dividida em quatro sequências de segunda ordem<sup>11</sup>, sendo designadas como sequência *Ordovício-Siluriana*, *Devono-Tournasiana*, *Neoviseana* e *Pensilvaniano-Permiana*. Todas são marcadas por discordâncias significativas na sedimentação, sendo decorrentes dos eventos tectônicos atuantes nas bordas da Placa Gondwânica, retratadas pelas expressivas discordâncias regionais que as separam.

A sequência *Ordovício-Devoniana* registra os estágios iniciais de deposição na sinéclise, com um caráter pulsante transgressivo-regressivo. Ela representa alternância

<sup>10</sup> Ciclos de primeira ordem são ciclos eustáticos derivados de fenômenos geotectônicos globais, como a formação e ruptura de supercontinentes. Elevações de cerca de 300 metros no nível dos oceanos não podem ser explicadas por glácio-eustasia. Outro exemplo deste ciclo são as grandes transgressões do Eopaleozóico e do Cretáceo, que têm registros em quase todas as partes do mundo. Estratigrafia de sequências, Severiano Ribeiro, pp-21.

<sup>11</sup> Ciclos de segunda ordem ter origem em episódio síncrono de soerguimento e subsidência das áreas cratônicas. Mas, também estão associados à variação da capacidade cúbica dos oceanos, induzidas por mudanças nos sistemas de expansão meso-oceânicos (tectono-eustasia). E ainda podem estar associados a processos tectônicos formadores de bacias tais como sobrecarga litosférica e subsidência distensional, situação em que constituem ciclos regionais. Estratigrafia de sequências, Severiano Ribeiro, pp-21.

de sedimentos glaciais e marinho com ingressões de leste para oeste, sendo depositadas em onlap, sobre o Arco de Purus, que impedia a conexão com a Bacia do Solimões. Para leste a sedimentação ultrapassou atual região do Arco de Gurupá, que não existia até então e se conectou com as bacias do noroeste africano. As rochas desta sequência compõem, o Grupo *Trombetas* definido inicialmente por Ludwing, 1964. O Grupo *Trombetas* abrange as Formações *Autuás-Mirim*, que é composta por arenitos e folhelhos neríticos<sup>12</sup> de idade neo-ordoviciana; *Nhamundá*, composta por arenitos neríticos e glaciogênicos de idade eossiluriana; *Pitinga*, composta por folhelhos e diamictitos marinhos silurianos; *Manacapuru*, constituída por arenitos e pelitos neríticos neossilurianos-eodevonianos; e a Formação *Jatapu*, antigo Membro Jatapu da Formação *Maecuru* do Grupo *Urupadi*, constituída por arenitos e siltitos parálicos datados através de palinologia, localizando-se cronologicamente no devoniano inferior.

Após a discordância Caledoniana dá-se início a um novo ciclo sedimentar de natureza transgressivo-regressiva na bacia, dando origem a sedimentação dos Grupos *Urupadi* e *Curuá*. Estes grupos compõem a sequência *Devono-Tournasiana*, que representa um estágio deposicional marinho com incursões glaciais, sendo extensivas às bacias norte-africanas e ainda sem conexão direta com a Bacia do Solimões, a oeste. O Grupo *Urupadi* abrange as Formações: *Maecuru* que é composta por arenitos e pelitos neríticos a deltaicos de idade neo-emisiana ao eo-eifeliana (transição do Devoniano inferior para o Devoniano intermediário); *Ererê*, constituída por siltitos, folhelhos e arenitos neríticos, de idade neo-eifeliana até eogivetiana (Devoniano intermediário).

Segundo Cunha, 2000, o Grupo *Urupadi* é considerada uma unidade de terceira ordem<sup>13</sup> e o subdivide em ciclos sedimentares de menores de até quinta ordem, que

<sup>12</sup> Nerítico se refere a águas rasas das margens oceânicas e a sedimentos acumulados no seu fundo entre o nível de maré baixa e a borda externa da plataforma continental.

<sup>13</sup> Ciclos de terceira ordem são o resultado de variações eustáticas devido a glaciações e deglaciações.



estão associados a oscilações climáticas oriundas de variações na órbita terrestre, dentro da curva de frequências de Millankovitch. Esses ciclos menores tem duração de cerca de 100 K.a. cada, e estão relacionados à excentricidade curta da órbita da Terra naquele momento.

Seguindo a sequência deposicional posterior ao Grupo *Urupadi*, após uma pequena regressão, seguiu-se uma espessa deposição sedimentar representada pelo Grupo *Curuá* (Ludwing, 1964). Os estudos mais recentes sobre o tema trazem o Grupo *Curuá* como sendo composto pelas seguintes Formações: *Barreirinhas*, *Curiri* e *Oriximiná*. O desmembramento da Formação Faro como unidade autônoma é justificada pela ausência de sedimentos que caracterizam um hiato regional com duração de 12 Ma a 14 Ma (Melo e Loboziak, 2003). A Formação *Barreirinhas* é subdividida em três Membros: *Abacaxis* que é representado por folhelhos cinza escuros a pretos com fissilidade e carbonosos, estes representam os principais geradores de hidrocarbonetos da bacia e depositaram-se em um ambiente marinho distal e euxínico<sup>14</sup>, durante o eofrasniano e o mesofameniano; *Urubu* que, também, é representado por folhelhos cinza escuros, contudo depositados em ambiente regressivo ou progradacional (baseado em evidências palinológicas e nas respostas dos perfis elétricos, radioativos e sônicos), e de idade mesofameniana a neofameniana; *Urariá* que se trata de folhelhos cinza-escuros a claros e siltitos que representam uma sedimentação marinha regressiva, e está separada da porção superior, a Formação *Curiri*, por uma discordância erosiva de curta duração e possui idade neofameniana. A Formação *Curiri* é representada principalmente por diamictitos e secundariamente por folhelhos, siltitos e arenitos de origem glacial e periglacial relacionados ao resfriamento localizado na bacia durante o final do

---

<sup>14</sup> Euxínico é relativo às condições ambientais no fundo de um corpo aquoso estagnado, que se apresenta extremamente empobrecido em oxigênio e enriquecido em gás sulfídrico, constituindo um ambiente impróprio para a vida bentônica. E a matéria orgânica que atinge o fundo sofre decomposição parcial na presença de bactérias anaeróbias, dando origem a sedimentos pelíticos de cores cinza-escura a preta. Geralmente este é um ambiente úmido e a evaporação não excede um influxo de água ao ambiente.



Devoniano, e sua idade data do final do fameniano. (Melo e Loboziak, 2003). A Formação *Oriximiná* é constituída por arenitos e siltitos subordinados depositados em um ambiente marinho raso e um ambiente fluvial de idade mesotournaisiana (Carbonífero Inferior).

A *Sequência Neoviseana* é marcada por uma intensa atividade tectônica que atuou nas margens da Placa Sul-Americana, denominada de orogenia Acadiana ou Chânica. Essa orogenia gerou soerguimento e erosão dando origem a uma discordância que separa a unidade anterior da Formação *Faro*, que compõem isoladamente esta sequência. Esse hiato teve duração de aproximadamente 14 Ma conforme dito anteriormente. A Formação *Faro* se caracteriza por arenitos e peitos de ambiente flúvio-deltaicos e litorâneos com influência de tempestades e de idade neoviseana (Carbonífero Inferior). O topo desta sequência é afetado ainda pela orogenia Eo-Herciniana, que provocou grande erosão na Formação.

A sequência Pensilvaniano-Permiana é a quarta sequência de segunda ordem e é constituído pelo Grupo *Tapajós*, que por sua vez é constituído pelas Formações: *Monte Alegre*, *Itaituba*, *Nova Olinda* e *Andirá*. A Formação *Monte Alegre* é constituída por arenitos eólicos e wadi<sup>15</sup>, intercalados por siltitos e folhehos de interdunas e lagos (Costa, 1984, apud BGP 2007) e de idade neobashkiriana, Neocarbonífero (Playford e Dino, 2000, apud BGP, 2007). A Formação *Itaituba*, também faz parte do processo transgressivo, e é composta por folhelhos, carbonatos e anidritas, de fácies lagunar e marinho raso de idade neobashkiriana-moscoviana (Lemos, 1999, apud BGP, 2007). E em subsequência a Formação *Nova Olinda* composta de calcáreos, anidritas e halitas de inframaré e de planícies de sabkha e de idade Moscoviana-Gzheliana (Lemos, 1999, apud BGP, 2007), contudo também é aceita a idade Moscoviana-Perminana (Playford e

---

<sup>15</sup> Wadi é a denominação para rios efêmeros ou temporários nas regiões de deserto.

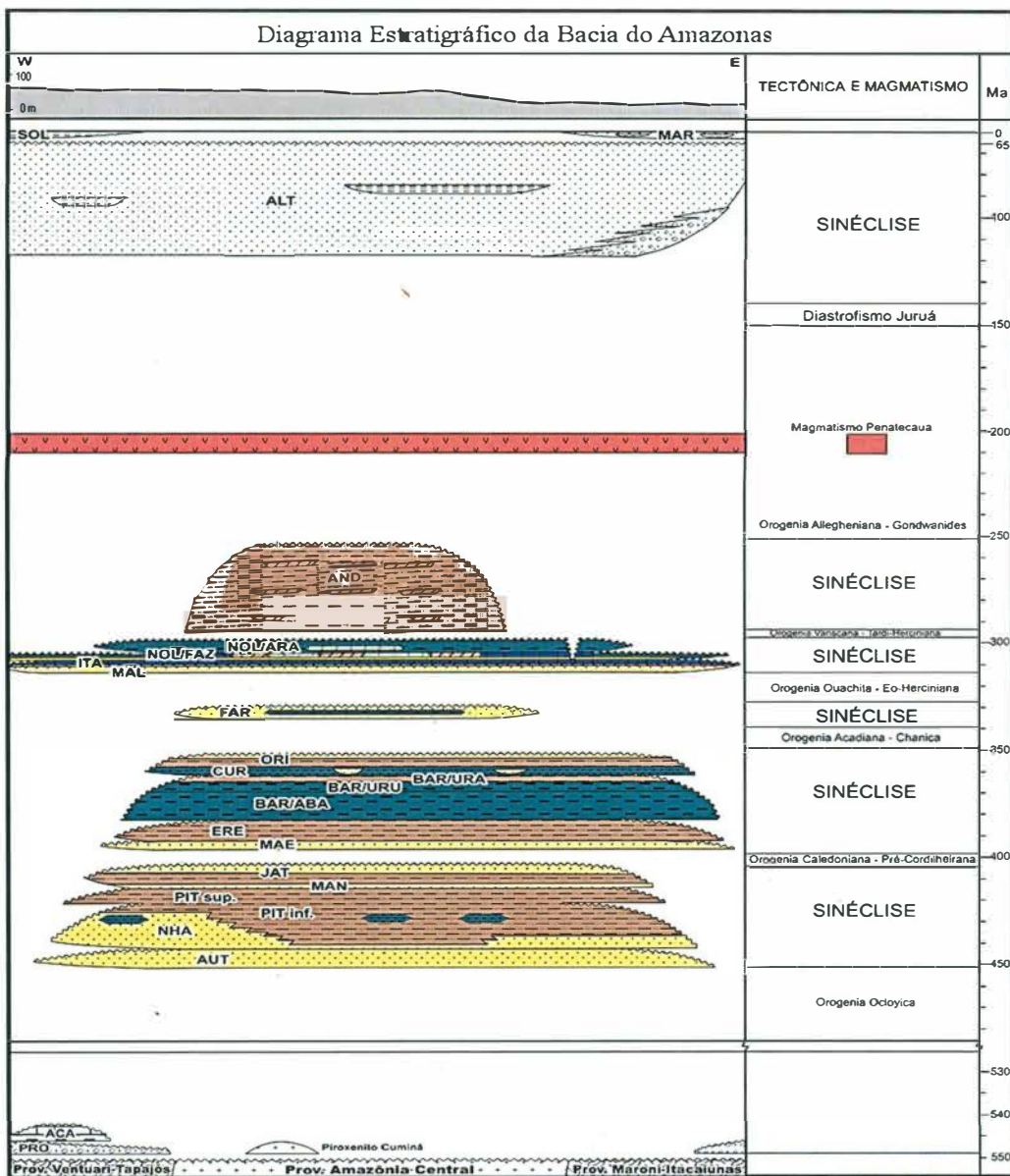
Dino, 2000, apud BGP, 2007). A Formação *Nova Olinda* é ainda subdividida em dois membros, são eles: Membro *Fazendinha*, basal, composto por folhelhos carbonatos, anidritas e halitas e localmente silvita (cloreto de potássio), depositados em ambientes de planícies de sabkha e lagos hipersalinos possuindo idade Moscoviana; e o Membro *Arari*, superior, que marca novo início de regressão e composto por uma associação de folhelhos, siltitos com pacotes de halitas cristaloblásticas<sup>16</sup>. Posteriormente, e associado aos efeitos da Orogenia Tardi-Herciniana, depositou-se a Formação *Andirá* que se caracteriza por siltitos e arenitos avermelhados de ambiente continental com raras anidritas, que estão associadas à fácies fluviais e lacustrinas, e a sua datação, baseada em palinofósseis, é Asseliano-Sakmariano (Permiano Inferior). (Playford e Dino, 2000 BGP, 2007)

A Megassequência *Mesozóica-Cenozóica* é fruto do relaxamento dos esforços tectônicos compressoriais vigentes (Diastrofismo Juruá) que deram início a um novo ciclo deposicional, cuja megassequência em questão se trata. A megassequência *Mesozóica-Cenozóica* é constituída pelas sequências *Cretácea* e *Terciária*, que em conjunto constituem o Grupo *Javari* que é representado pelas Formações *Alter do Chão*, *Solimões* e *Marajó*, localizando-se diretamente sobre a discordância do topo do Paleozóico (discordância Pré-cretácea). A Formação *Alter do Chão* é composta de arenitos e conglomerados de fácies de planície e leques aluviais e está restrita a parte oriental da bacia, e a sua idade varia do Aptiano ao Maastrichtiano (Dino et al., 1999 e Daemon e Contreiras, 1971). A Formação *Solimões* é de ocorrência quase exclusiva da Bacia do Solimões, contudo chega a ultrapassar o Arco de Purus e se depositar na Bacia do Amazonas, e é composta por uma cunha argilosa oeste e predominantemente arenosa e secundariamente argilosa a leste, próximo ao Arco de Gurupá, e de idade Mioceno,

---

<sup>16</sup> Folhelhos que apresentam redes de argila na sua trama interna, resultado do retrabalhamento de seções salíferas mais antigas, que foram soerguidas nas bordas da Bacia e redepositadas nas áreas mais centrais.

Mioceno-Plioceno, e Plioceno. (Cruz, 1984 apud Eiras et al., 1994). E a Formação Marajó que possui uma forte deposição arenosa sob condições flúvio-deltaicas e fluiviais com contribuição marinha, localizada na porção oriental da Bacia do Amazonas para além do Arco de Gurupá, de mesma idade Pliocênica. (Galvão, 2004, BGP, 2007)



Quadro 4: Diagrama estratigráfico da Bacia do Amazonas

Fonte: Modificado de Boletim de Geociências da Petrobrás, 2007 (autor: Paulo Roberto da Cruz Cunha, et al.).

#### 4.2.3- A Formação Ererê / Formação Barreirinhas (Membro Abacaxis)

A deposição dos sedimentos que compõem a Formação Ererê é contextualizada dentro do segundo hem ciclo transgressivo do Sistema Devoniano das Bacias Paleozóicas Brasileiras. Ela é definida pela primeira vez em por Lange em 1967 e tem seu nome derivado das montanhas Ererê, no município de monte Alegre, no Estado do Pará. Ela é constituída por folhelhos fossilíferos bioturbados, siltitos e arenitos. Apresentam estruturas *hummocky* e *wavy-linsen* nos psamitos. Os pelitos são predominantes na parte inferior da formação, enquanto os psamitos são predominantes na porção superior. (BGP, 2007)

O Folhelho tem ocorrência em toda a bacia incluindo-se as bordas norte e sul, possuindo fácies de deltas e plataformas dominadas por tempestades. O intervalo de inundação máxima é marcado bem marcado por folhelhos radioativos, que se localiza no flanco sul da bacia e próximo à base da unidade. Os sedimentos desta unidade se encontram concordantes aos sedimentos da Formação Maecuru, subjacente. E o contato superior apresenta-se discordante com os sedimentos da Formação Barreirinha, exceto nas porções centrais da bacia. (BGP, 2007)

A idade da Formação Ererê se encontra entre o neoeifeliano e o eogivetiano (Melo e Loboziak, 2003 apud BGP, 2007). A seguir apresenta-se, na figura 37, o perfil tipo da Formação Ererê retirado do poço 1-AM-1-AM, realizado pela Petrobras.

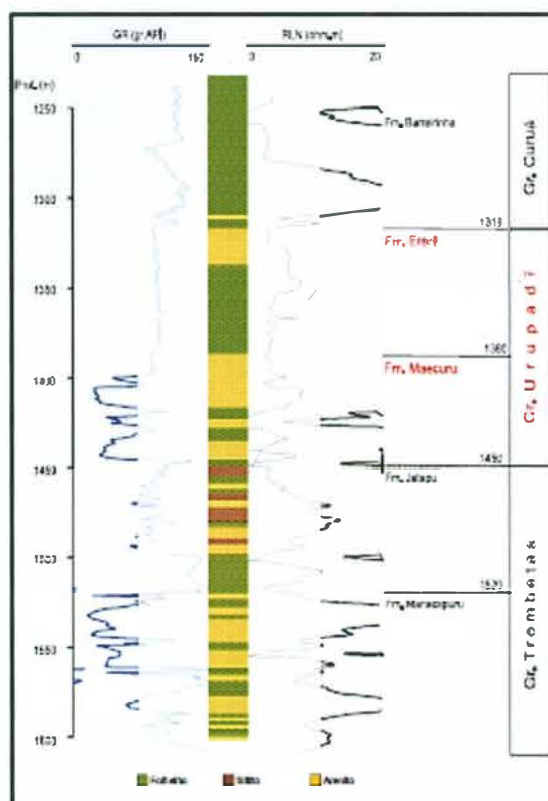


Figura 46: Perfil do poço 1-AM-1-AM, com a localização da Formação Ererê.  
 Fonte: Boletim de Geociências da Petrobrás, 2007. Modificado.

A Formação Barreirinhas é subdividida em três Membros e estima-se uma espessura total variando de 20 a 130 m. O Membro Abacaxis que é representado por folhelhos cinza escuros a pretos com fissilidade e carbonosos, estes representam os principais geradores de hidrocarbonetos da bacia do Amazonas. O nome do membro abacaxis foi proposto no Boletim de Geociências da Petrobras, e deriva do Rio Abacaxis, no estado do Amazonas. (BGP, 2007)

O Membro Abacaxis é composto por um folhelho negro bem laminado e físsil, muito radioativo e espesso. Tem a sua ocorrência registrada em quase toda a bacia, aflorando nas bordas sul e norte, porém seu limite mais afastado do Arco de Purus, ao se comparar com a Formação Ererê. O Membro Abacaxis foi depositado sob regime de sedimentação condensada em ambiente marinho distal e euxínico, conforme



mencionado no subcapítulo anterior. Sendo estes os folhelhos que marcam a superfície de inundação máxima no devoniano superior (Cunha, 2000). Sendo estes os melhores geradores de hidrocarbonetos da bacia. (BGP,2007)

A Figura 48 apresenta o perfil tipo da Formação Barreirinhas realizada pela Petrobras.

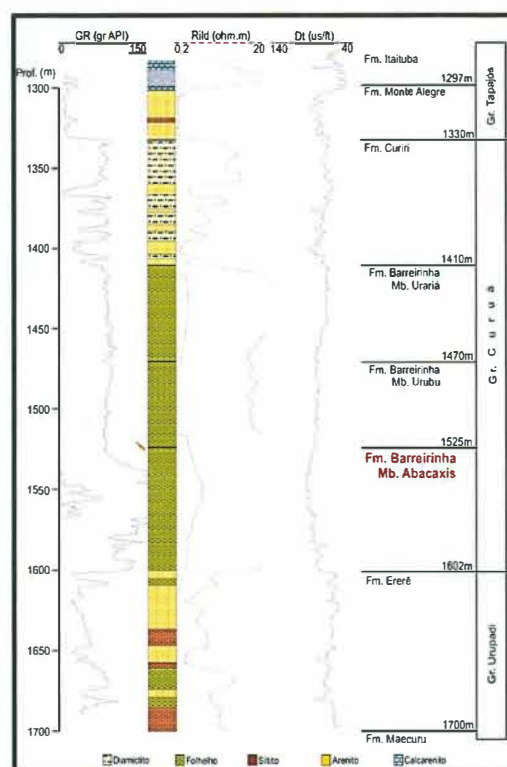


Figura 47: Perfil tipo da Formação Barreirinhas  
Fonte: BGP, 2007.

Os folhelhos deste membro apresentam-se discordantemente aos sedimentos da unidade correspondente a Formação Ererê, exceto nas regiões centrais da Bacia. O contato superior apresenta-se concordante ao membro Urubu, que pertence à própria Formação Barreirinhas. E a idade do membro abacaxis está compreendida entre o eofrasniano até o mesofameniano baseado em palinozonas (Melo e Loboziak, 2003 apud BGP, 2007)

### 4.3 - A Bacia do Parnaíba

Os textos mais antigos se referem à Bacia do Parnaíba como Bacia do Maranhão ou Bacia do Piauí-Maranhão. Esta ocupa cerca de 600 mil Km<sup>2</sup> da porção noroeste do nordeste brasileiro e seu depocentro possui uma espessura total de rochas de cerca de 3.500 m. (Millani et al., 1999)

A evolução sedimentar da bacia inicia-se com uma sequência clástica marinha do paleozoico inferior, mais precisamente do siluriano ao Carbonífero inferior. Seguida por uma sequência clástica predominantemente continental que se estende do Carbonífero inferior ao Triássico. Magmas basálticos invadiram a coluna sedimentar, formando corpos intrusivos, tais como soleiras<sup>17</sup> e diques<sup>18</sup>, durante o Jurássico, na parte ocidental da bacia, até o Cretáceo inferior, na parte ocidental.

A Figura 49 mostra a localização da Bacia do Parnaíba e as principais feições estruturais da Bacia.

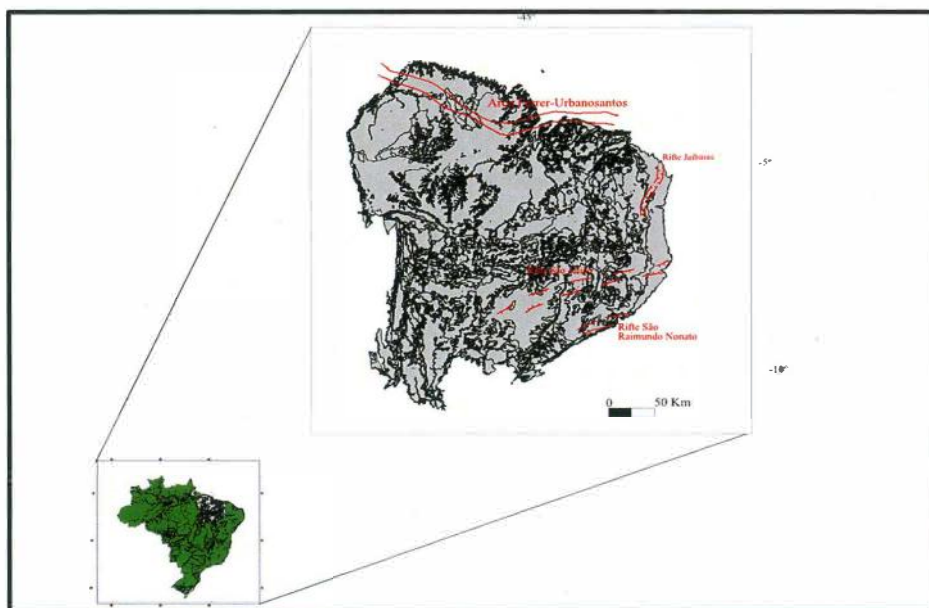


Figura 48: Localização da Bacia do Parnaíba.

Fonte: Autor.

<sup>17</sup> Soleiras ou Sills são corpos de rochas, neste caso magmático intrusivas, com disposição concordante com as estruturas regionais.

<sup>18</sup> Diques são corpos de rochas, que nesse caso em especial são rochas intrusivas ígneas, que estão em discordância com a rocha encaixante.

A bacia é limitada a norte pelo Arco de Ferrer, a leste pela falha de Tauá, a sudeste pelo lineamento Senador Pompeu, e oeste pelo Lineamento Tocantins-Araguaia, e a noroeste pelo Arco Tocantins (Góes, 1995).

#### **4.3.1- O Contexto Geológico e Geotectônico**

A Bacia do Parnaíba desenvolveu-se sobre um embasamento continental durante o estágio de estabilização da Plataforma Sul-Americana. O substrato da bacia é constituído por rochas metamórficas, ígneas e sedimentares, cujas idades abrangem um longo intervalo que se estende do Arqueano ao Ordoviciano, porém predominando rochas formadas entre o final do Proterozóico e o início do Paleozóico, que corresponde ao tempo de consolidação da Plataforma. (Almeida e Carneiro, 2004)

As feições morfo-estruturais mais importantes da bacia são os Lineamentos Picos-Santa Inês, Marajó-Paraíba e a Zona de Falha Transbrasiliiana, sendo esta a mais proeminente e que atravessa toda a sua porção Nordeste e Sul-Sudeste. As fraturas e falhas com maior significado foram importantes, pois controlaram as direções dos eixos deposicionais da bacia até o Eocarbonífero. Contudo, durante o período que se estende do Neocarbonífero até o Jurássico, os depocentros deslocaram-se para a parte central da bacia, a sedimentação passa então a ter um padrão concêntrico e a bacia torna-se ovalada, característica típica de uma sinéclise de interior cratônico.

O arco Ferrer-Urbano Santos é uma feição flexural positiva e está relacionada à abertura do Atlântico Equatorial e define o limite norte da Bacia do Parnaíba, onde o rifteamento do Atlântico quebrou a conexão então existente entre a grande sinéclise com bacias análogas que, se localizam no noroeste da África (Milani e Thomaz Filho, 2000).

Somam-se a estas estruturas dobramentos e intrusões de corpos ígneos mesozoicos, nas camadas sedimentares presentes na Bacia do Parnaíba.

#### 4.3.2- A Estratigrafia da Bacia

O embasamento da Bacia do Parnaíba é caracterizado por duas unidades distintas caracterizadas a seguir. A primeira delas é a *Formação Riachão* caracterizada por grauvacas, arenitos arcóseos, folhelhos vermelhos e ignibritos, possuem idade proterozóica média ou superior. O segundo é o *Grupo Jaibaras* que não é aflorante e ainda não fora amostrado por poço, estima-se que sua litologia esteja ligada a gênese da Bacia que depósitos aluviais, fluviais e lacustres e sua idade seria Cambro-Ordoviciano e está ligado a gênese final do ciclo Brasileiro (Oliveira e Mohriak, 2003).

As sequências sedimentares seguintes são divididas em cinco supersequências, sendo elas: *Siluriana*, *Mesodevoniana-Eocarbonífera*, *Jurássica* e *Cretácea*. Estas supersequências são todas delimitadas por discordâncias que se estendem por toda a bacia ou abrangem extensas regiões.

A supersequência *Siluriana* representa um ciclo transgressivo-regressivo completo e jaz sobre os depósitos cambro-ordovicianos ou proterozóicos da Bacia. Corresponde litoestratigraficamente ao Grupo *Serra Grande* e ocorre em quase toda a subsuperfície, contudo aflora em uma pequena porção na parte leste da bacia. Ela é composta pela Formação *Ipu*, na porção mais inferior, que é composta por arenitos com seixos, conglomerados com matriz areno-argilosas e matações de quartzo ou quartzitos

seguir, em ordem de deposição. Primeiramente a Formação *Itaim*, representada por arenitos finos a médios com grão subarredondados, bem selecionados e com alta esfericidade, aonde na sua base ocorrem intercalações de folhelhos bioturbados e granocrescência ascendente. Esses sedimentos foram depositados em ambientes deltaicos e plataformais, dominados por correntes induzidas por processos de maré e tempestades.

A Formação *Pimenteiras* consiste de folhelhos cinza-escuros a pretos, esverdeados, e em partes bioturbados, e ocorre indicativo de ciclos deposicionais que indicam mudanças de uma tendência transgressiva para outra regressiva na passagem para a formação cabeças, que está sobreposta. Além de tempestitos e estratificações cruzada tabular ou sigmoidal que predominam nesta faixa de transição entre as duas formações. (Della Favera, 1990)

A Formação *Cabeças* é composta predominantemente por arenitos cinza-claros a branco de granulometria média a grossa e com intercalações de delgadas de siltitos e folhelhos além de diamictitos que ocorrem na parte superior e tilitos, pavimentos seixosos estriados que caracterizam um ambiente glacial ou periglacial. (Caputo, 1984)

A Formação *Longá* é caracterizada por folhelhos cinza-escuros a pretos, roxos em alguns pontos, homogêneos e bem laminados e bioturbados. Apresentam na sua parte média arenitos e siltitos cinza-claros a esbranquiçados e laminados e que foram descritos por Lima e Leite, em 1974. Tais rochas foram caracterizadas como um ambiente plataformal dominado por tempestades. (Góes e Feijó, 1994).

A Formação *Poti* caracteriza-se por uma sucessão de estratos que se subdivide em duas porções: a porção inferior que é constituída por arenitos cinza-esbranquiçados, de granulometria média, com lâminas dispersas de siltitos cinza-claros; e a parte



superior que é constituída por lâminas de siltitos e folhelhos com eventuais níveis de carvão (Lima e Leite, 1978). A deposição se deu em ambientes em deltas de planície de maré sob a influência de tempestades. (Góes e Feijó, 1994)

A deposição precedente a Formação Poti está associada ao avanço da placa de gelo sob o continente Gondwana e após a deposição dessa formação movimentos epirogenéticos associado à orogenia Herciniana e uma regressão de caráter global conduziram a bacia a um extenso processo de erosão.

A supersequência *Neocarbonífera-Eotriássica* é alforante nas regiões centro sul e parte das regiões oeste e leste-nordeste. E em subsuperfície ela apresenta-se em uma extensa região da bacia, contudo é afetada pela erosão nas regiões limítrofes. A formação mais antiga desta sequência é a Formação *Piauí* que fora dividida em duas outras sucessões, sendo a primeira delas a sucessão inferior composta por arenitos cor de rosa, médio, maciços ou com estratificação cruzada de grande porte intercalados por folhelhos avermelhado; e a sucessão superior formada por arenitos vermelhos, amarelos, finos a médios, contendo intercalações de folhelhos vermelhos, calcários e finas camadas de sílex, ocorrendo, também, camadas de sílex e siltitos e lentes conglomeráticas (Caputo, 1984). Para a Formação *Piauí* é atribuída ao pensilvaniano intermediário (moscoviano) segundo Melo et al., 1998. O ambiente característico desta formação é o fluvial com contribuição eólica com incursões de marinhas com um clima semi-árido a desértico. (Lima e Leite, 1978)

A formação seguinte é a Formação *Pedra de Fogo* do período permiano (Dino et al. 2002). E é composta por um conjunto variado de rochas que vão do sílex, calcários pisolíticos e oolíticos<sup>20</sup> de coloração variando do creme ao branco, estromatolítico,

---

<sup>20</sup> Oólitos são partículas aloquímicas, isto é, de transporte limitado, dentro da própria bacia, esferoidais cujos diâmetros variam desde microscópicos até 2mm, sendo formados por aragonita ou calcita e,

intercalado por arenito médio a fino de cor amarela, folhelhos cinzas, siltitos, anidrita e eventualmente dolomita. O ambiente de deposição varia do marinho raso ao litorâneo com planícies de sabkha e com influência de tempestades. Possui contatos concordantes, tanto com a formação antecessora quanto com a formação sucessora. (Góes e Feijó, 1994)

A formação que sucede a formação acima mencionada é a Formação *Motuca* que é composta por siltitos vermelhos e marrons, arenito branco de fino a médio e lentes de anidrita e calcários (Lima e Leite, 1978). O ambiente de sedimentação é desértico com lagos associados (Góes e Feijó, 1994). E sua idade se estende do período permiano ao final do Eotriássico (Dino et al., 2002).

Já a Formação *Sambaíba* posicionada acima da Formação *Motuca* e subjacente aos basaltos é composta por arenitos cor de rosa, variando de creme ao branco, finos a médios, subangulosos a subarredondados. Possui dunas com estratificação cruzada de grande porte, caracterizando um ambiente desértico com contribuição fluvial. No topo os arenitos silicificados tornam-se resistentes a erosão formando mesetas e disjunções colunares devido à influência térmica do capeamento dos basaltos. Possuindo uma idade Triássica média a inferior. (Lima e Leite, 1978) A deposição dos sedimentos que compõe esta formação coincidiu com mudanças ambientais e tectônicas profundas na região ocupada pela Bacia do Parnaíba. Os mares abertos com ampla circulação e clima temperado passaram a ser restritos, rasos e de clima árido e quente. É associada a esta mudança ambiental uma regressão de alcance mundial que se deu no final do Permiano e início do Triássico, ocasionando na retirada do mar epicontinental e estabelecimento do deserto no qual foram depositados os arenitos da Formação *Sambaíba*. (Caputo, 1984).

A supersequência Jurássica é constituída apenas por uma formação. A Formação Pastos Bons é subdividida em três partes: na base predomina arenito branco ou com tonalidades esverdeadas, amareladas, fino a médio, grãos subarredondados e geralmente, apresentando estratificação plano-paralela e lentes de calcário. Na parte média da seção ocorrem siltitos, folhelhos e argilitos, de coloração cinza esverdeadas intercalados com arenitos. E a porção superior é composta por arenitos vermelhos roseados, finos, gradando para siltitos contendo níveis de folhelhos. (Caputo, 1984) Com base no conteúdo fossilífero composto por peixes, conchostráceos, ostracodes, atribui-se idade Jurássica média a superior à formação, que fora depositada em paleodepressões continentais lacustrinas, com contribuição fluvial de clima semiárido a árido.

A supersequência Cretácea é marcada por um deslocamento dos depocentros do centro da Bacia para o norte e noroeste, consequência da abertura do oceano Atlântico. Portanto, os afloramentos localizam-se preferencialmente nas regiões norte e nordeste da Bacia e jazem discordantemente da sequência Jurássica anterior. É constituída pelas formações: *Corda*, *Grajaú*, *Itpecuru* e *Codó*.

A Formação *Corda* é composta por arenitos vermelhos com variações de cor para o castanho amarelado de granulometria muito fina a fina, e média de seleção regular e semifriáveis, ricos em óxido de ferro e zeólitas. É marcante a presença de estratificações cruzadas de grande porte, climbings transladantes e ripples, estruturas de fluxo de grãos, típicas de dunas eólicas. Estruturas de pequeno porte como estruturas cruzadas de baixo ângulo e cruzadas acanaladas. O Ambiente de sedimentação é desértico.

A Formação *Grajaú*, por sua vez, ocorre como afloramento próximo à cidade homônima e é constituída por arenitos de coloração creme-clara/esbranquiçada, com

granulometria média a grossa, sub-angulosos e mal selecionados. É comum a presença de seixos e níveis conglomeráticos, além de arenitos finos e pelitos. Possuem abundância de estruturas de carga e estratificações cruzadas acanaladas. Por vezes os basaltos subjacentes servem como área fonte para os arenitos da formação.

A Formação *Codó* é composta por folhelhos, arenitos, calcários, siltitos, gipsita e anidrita, e ainda, por níveis de sílex e estromatólito. Os folhelhos possuem a coloração bege a cinza e preto a esverdeado. Essas variações da coloração dos folhelhos indicariam uma possível transgressão do mar ou do lago Codó. As Formações Codó e Grajaú são ambas do Neo-aptiano ao Neo-albiano e foram depositadas em ambientes marinho raso, lacustre e flúvio-deltaico (Rosseti et al., 2001b).

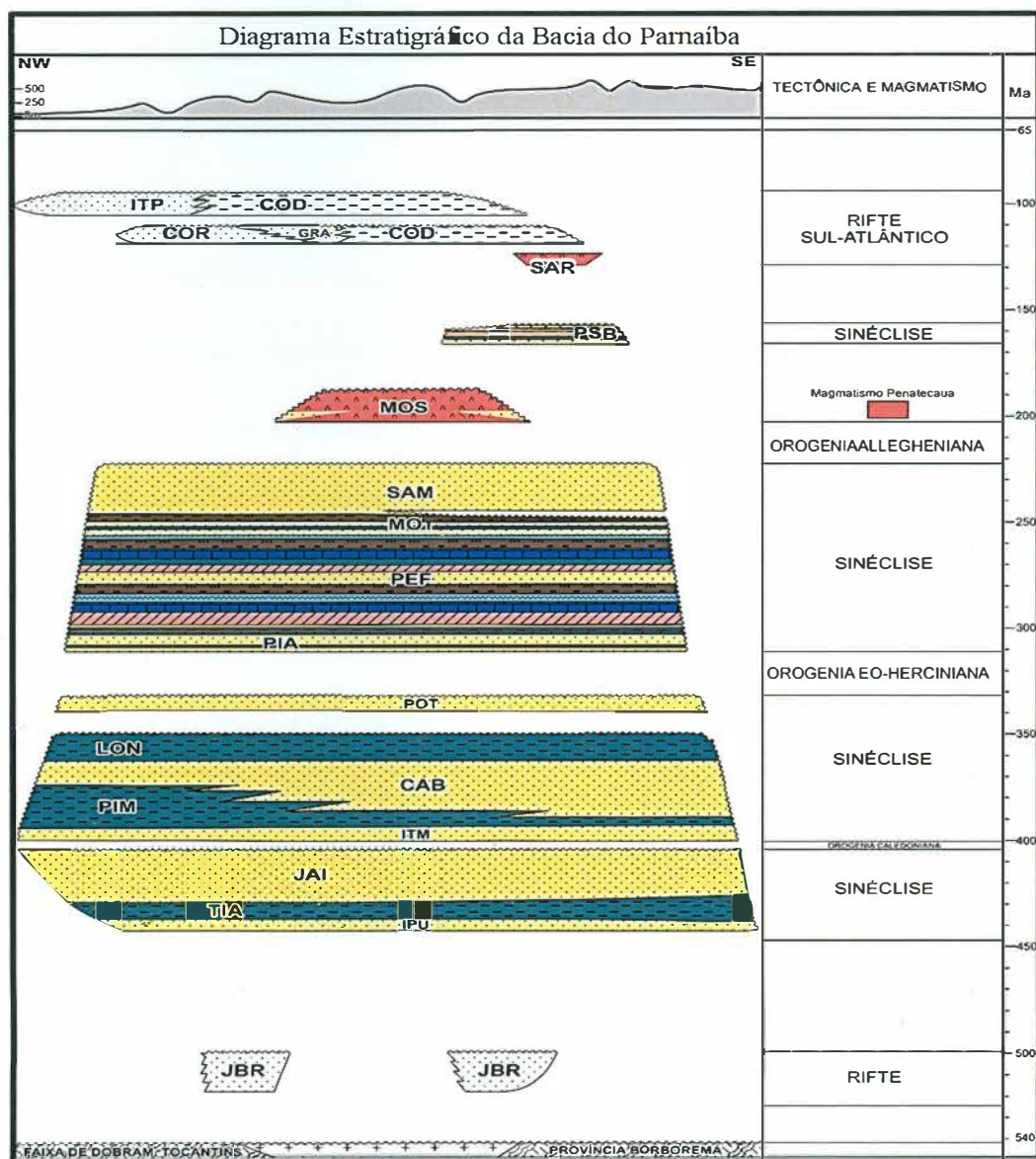
E finalizando esta sequência, jaz a Formação Itapecuru de idade Neoalbiana a Neocretácea (Rosseti et al., 2001b). Formada por arenitos finos, friáveis e com estratificações cruzadas, hummocky, acanalada, tubular e escorregamentos de massa. Além de arenitos conglomeráticos intercalados com pelitos (Anaisse Júnior et al., 2001a). A Formação Itapecuru recobre discordantemente as Formações Codó e Grajaú. (Rossetti et al., 2001a).

As formações Codó, Grajaú e Itapecuru estão associadas à movimentação tectônica e ao processo de separação dos continentes sul-americano e africano durante o Cretáceo, refletindo desta forma a história do Oceano Atlântico (Rosseti et al., 2001a).

Supersequência de rochas magmáticas é formada durante o contexto de ruptura do supercontinente Pangea e que no caso específico da Bacia do Parnaíba acomodaram-se rochas ígneas intrusivas, diques e soleiras de composição básica, que, foram divididas em duas unidades: a Formação *Mosquito* e a Formação *Sardinha*.



A Formação *Mosquito* é caracterizada por arenitos intercalados por basaltos que afloram ao sul da cidade de Fortaleza das Nogueiras, no Estado do Amazonas. E a Formação Sardinha é composta por corpos de basaltos de coloração preta a roxa, entre as cidades Fortaleza das noqueiras e Barra da Costa. (Aguiar, 1971)



Quadro 5: Diagrama estratigráfico da Bacia do Parnaíba  
 Fonte: Boletim de Geociências da Petrobrás, 2007. Autor Pekim Tenório Vaz et al.



### 4.3.3- A Formação Pimenteiras

A Formação Pimenteiras é considerado por diversos autores como sendo o principal intervalo potencialmente gerador de petróleo da Bacia do Parnaíba. E sua importância se dá nos depósitos de arenitos permoporosos que estão em contato com os intervalos potencialmente geradores. O termo Folhelho Pimenteiras foi usado pela primeira vez por Small (1914, apud Souza, 2007) para identificar camadas de folhelhos aflorantes próximos à cidade de Pimenteira, no Município de Valença do Piauí, Estado do Piauí. Em 1948, Plummer (apud Souza, 2007), elevou o termo pimenteira à categoria de Formação, subdividindo-a em dois membros que compunha a parte inferior, composto por folhelhos e o membro Picos que compunha a parte superior, composto por intercalações de arenitos e folhelhos. Kiegel, em 1953, através de estudos faunísticos abandona o membro Otis e redefine a Formação Pimenteiras incluindo na base da seção arenitos denominados membro Itaim, mas mantém a parte superior como membro Picos, composto basicamente por argilitos. Demais autores tais como Lima e Leite (1978, apud Souza 2007) e Blankennagel (1954, apud Souza 2007) consideraram como sendo a Formação Pimenteiras apenas o Membro Picos, posicionando o membro Itaim no topo da Formação Serra Grande. Contudo, a Petrobras adota a proposta de Carozzi et al. (1975), que elevaram o membro Itaim a categoria de Formação, tendo como consequência o abandono do termo Picos. Tal proposta foi oficializada no diagrama estratigráfico proposto por Góes e Feijó (1994) publicado no boletim de ciências da Petrobras. (BGP, 2007)

Litologicamente a Formação Pimenteiras é descrita por Góes e Feijó (1994, apud Souza 2007) como um conjunto de rochas formado por espessas camadas de folhelhos de coloração cinza-escuro a preto e camadas de arenitos muito finos e delgados. Della Fávera (1984 apud Souza, 2007) descreve ciclos granocrescentes, com

10 a 30m de espessura, com geometrias de barras ou lobos e distribuição lateral de aproximadamente 100m. E a principal característica dessas barras de final de ciclo seria a estratificação cruzada *hummocky* e extrema bioturbação no topo.

Em relação ao paleoambiente deposicional, a maioria dos autores concorda que a Formação Pimenteiras se trata de um ambiente marinho plataformar (Souza, 2007). Contudo, Ribeiro e Dardenne (1978 apud, Souza, 2007) interpretam os depósitos de oólitos ferruginosos como sendo de origem lagunar e, para o restante da Formação, o ambiente seria marinho *offshore*.

A espessura total da seção devoniana é estimada em 500m e a espessura do folhelho Pimenteiras é estimada em cerca de 30m. (BGP, 2007)

A figura 50 ilustra a localização e extensão da Formação Pimenteiras.

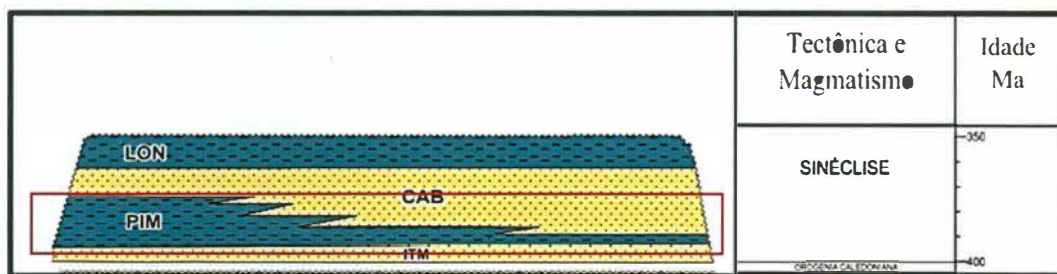


Figura 49: Localização da Formação Pimenteiras.  
Fonte: BGP,2007

## CONCLUSÕES

A larga escala na utilização da perfuração horizontal, em conjunto com a técnica de faturamento hidráulico tem influenciado novas decisões na produção de gás natural de formações geológicas de baixa permeabilidade, em particular das formações compostas por folhelhos. Esta frente exploratória caracteriza-se como uma nova fronteira de oportunidades, pois modifica o cenário geopolítico para os próximos anos.

No cenário energético mundial, os EUA passariam a diminuir exponencialmente a dependência do petróleo externo, que vem de países que em grande parte mantém uma relação tênue, como por exemplo, o Irã e a Rússia. O mundo está propício à adesão de novas fontes de energias menos poluentes e mais baratas, tendo em vista o crescimento dos países em desenvolvimento, que vem apresentando um grande crescimento na demanda de recursos energéticos, como é o caso do Brasil, Índia e China.

A possibilidade de exploração de recursos em reservatórios não convencionais, como é o caso do gás de folhelho tem alterado o cenário econômico e político, na última década. Como é o caso das bacias clássicas para a exploração deste insumo que fazem os E.U.A. e o Canadá despontar na exploração e produção desse recurso.

O Brasil, por sua vez, se apresenta como um grande potencial na produção do gás de folhelho. Seus níveis de produção de gás natural convencional vêm crescendo nos últimos anos e a demanda para este decênio tende a aumentar devido à substituição de energéticos mais poluentes, por outros energéticos menos poluentes, como o gás natural. Este cenário de crescimento na demanda de gás natural impele o Brasil a buscar novas fontes para este recurso, neste caso sendo o gás natural como a opção mais válida

no momento. Grande parte da exploração deste recurso, na atualidade, vem da exploração, nas Bacias de Campos e Santos.

Contudo, o preço do gás praticado no Brasil é muito mais elevado do que os preços praticados em outros países, como os EUA. Esta diferença nos preços praticados no mercado brasileiro tem sido influenciada por dois fatores principais, que são o atrelamento do preço do gás ao preço do petróleo e ao aumento da cotação do dólar em conjunto com a mistura com o gás natural boliviano. Contudo, as Bacias Paleozoicas Interiores estudadas, neste trabalho de conclusão de curso, se apresentam como *plays* exploratórios propícios e com potencial, para exploração de gás natural de folhelho. Merecem destaques as seções devonianas destas bacias, que apresentam condições para gerar e armazenar o gás natural nas formações de folhelhos.

Contudo, como toda a exploração de recursos não renováveis, a produção de gás natural em reservatórios não convencionais, como o gás de folhelho apresenta riscos ao meio ambiente. Riscos que devem ser bem avaliados e bem fiscalizados, pois trazem ameaças às fontes de água subterrânea e de abastecimento público.

Estes impactos ambientais geraram grandes problemas nos EUA aonde a agência fiscalizadora ambiental, EIA, aplicou pesadas multas nas empresas poluidoras por impactos ambientais ocasionados por técnica de fraturamento hidráulico. Além dos problemas ambientais registrados nos EUA, muitos países da Europa, como a França, por exemplo, proibiram a extração de gás de folhelhos. Pois, as ameaças de contaminação das fontes de água não compensavam o lucro que seria gerado através da comercialização de gás de folhelho.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGS. (2012 de setembro de 2012). Acesso em 11 de outubro de 2012, disponível em Alberta Geological Survey: <http://www.ags.gov.ab.ca/energy/shale-gas/>
- AMUNDSEN, L., & LANDRO, M. (Maio de 2012). *Geoexpro. Gas Hydrates: Part I burning ice*, pp. 68-72.
- ANEEL. (2002). *Atlas de energia elétrica do Brasil* (2ª ed.). Brasília, DF: Centro de Documentação e informação - CEDOC.
- ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica no Brasil* (3ª ed.). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANJOS, S. (2008). Unconventional petroleum resources in Brazil: an overview. *19th world petroleum congress, Spain* (pp. 1-12). Petrobras.
- ANP. (2012). *Rodada de Licitações de Blocos exploratórios*. Acesso em 02 de Julho de 2012, disponível em Agência Nacional do Petróleo: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds>
- ARTUR, P. C., & SOARES, P. C. (dezembro de 2002). *Revista Brasileira de Geociências. Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná*, 32, 433-448. (P. B. S.A., Ed.) Macaé, Rio de Janeiro, Brasil: Revista Brasileira de Geociências.
- BERGAMASCHI, S., & PEREIRA, E. (novembro de 2001). Correlação de sequências Paleozóicas Sul-Americanas. *Caracterização de sequências deposicionais de 3ª ordem para o siluro-devoniano na sub-bacia de apucarana, Bacia do Paraná, Brasil*, 20, 63-73. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Ciência-técnica-petróleo.
- BGP. (2007). *Boletim de Geociências da Petrobras*. Rio de Janeiro: Petrobras.
- BORGHETTI, J. S. (Junho de 2004). Tese de Doutorado. *Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição de interenergéticos e na cogeração em regime de "topping"*, 394. (UFRJ, Ed.) Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Coppe.
- BORGHI, L. (14 de fevereiro de 2002). Tese de Doutorado. *A Bacia do Paraná*, 1-13. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ.
- BP. (2011). *Statistical Review of World Energy*.
- CANELLAS, A., & VIANA, R. (25 de setembro de 2012). Modelo de preço reduz desempenho no mercado. (V. Econômico, Entrevistador)
- CAPUTO, J. (8-11 de Junho de 2011). AAPL 57 Annual Meeting. Boston, EUA.
- CARELLI, T. G., & BORGHI, L. (7 de dezembro de 2011). Anuário do Instituto de Geociências. *Caracterização de Microfácies Sedimentares em Folhelhos da Formação Ponta Grossa (Devoniano) na Borda Leste da Bacia do Paraná*, 34, 2ª, 84-104. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ, Instituto de Geociências.



- CAROZZI, A. V. (1979). Petroleum Geology in the Paleozoic Clastics of the middle Amazon basin, Brazil. *Journal of Petroleum*, pp. 55-74.
- CORRÊA, L. M., & PEREIRA, E. (7 de Agosto de 2005). III Simpósio de Vulcanismo e ambientes associados. *Estudo da distribuição das intrusões mesozóicas e a sua relação com os sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná*, 1-6. Cabo Frio, Rio de Janeiro, Brasil: UERJ.
- CUNHA, P. R. (2000). Tese de Mestrado. *Análise Estratigráfica dos sedimentos eomesodevonianos da porção ocidental da Bacia do Amazonas sob a ótica da estratigrafia de seqüências no interior cratônico*, 263. Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil: UFRGS.
- EIA. (2011). *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.
- EIA. (2011). *World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States*. Washington, DC: U.S. Energy information administration.
- ELIAS, A. R., ROS, F. L., & MIZUSAKI, A. P. (Junho de 2004). Padrões Diagenéticos em Arenitos de Sistemas de Sabkha Costeiros-Eólicos: Um Estudo Comparativo dos Reservatórios Juruá da Área de Urucu, Bacia do Solimões, AM. *Instituto de Geociências de Porto Alegre*.
- EPA. (2010). Science in action. *Hydraulic Fracturing Research study*. (E. P. Agency, Ed.)
- FAVERA, J. D. (2000). Sítios geológicos e paleontológicos do Brasil. *Parque Nacional de Sete Cidades, PI*, 25, 335-341. (SIGEP, Ed.) Rio de Janeiro, RJ, Brasil: UERJ.
- FILHO, A. T., MIZUSAKI, A. P., & ANTONIOLI, L. (junho de 2008). Revista Brasileira de Geociências. *Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo*, 38, 2ª, 128-137. (S. B. Geociências, Compilador) Brasil: RBG.
- FOSS, M. M. (2011). *The Outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10?* The Oxford Institute For Energy Studies. Oxford: Oxford.
- FRANÇA, A. B., & POTTER, P. E. (Janeiro de 1991). The American association of Petroleum Geologists Bulletin. *Stratigraphy and Reservoir Potential of the Itararé Group (carboniferous-permian), Paraná Basin, Brazil*, 75, 1ª, 62-85. Houston, Texas, E.U.A.
- HAKESWORTH, C. J., GALLAGHER, K., KIRSTEIN, L., MANTOVANI, M. S., PEATE, D. W., & TURNER, S. P. (9 de abril de 2000). Earth and Planetary Science Letters. *Tectonic controls on magmatism associated with continental break-up: an example from the Paraná-Etendeka Province*, 179, 335-349. ELSEVIER.
- HARTLEY, R. (Maio de 2012). Geoexpo. *What is tight gas*, pp. 86-90.
- HERNANI, A. F. (2012). Gas summit 2012. *Os impactos do Gás não convencional nos países produtores e grandes consumidores de gás*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

- HUGHES, D. J. (2011). *Lifecycle green house gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies* (1ª ed.). (P. C. Institute, Ed.) Santa Rosa, California, U.S.A.
- KPMG. (2011). *Shale gas - A global perspective*. Suíça.
- LEWIS, R., INGRAHAM, D., & PEARCY, M. (2004). New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. *Reservoir Symposium*, pp. 1-12.
- LOBÃO, E. (1 de dezembro de 2011). Gás natural exerce um papel de importância no contexto energético. *Petróleo, gás natural, e combustíveis renováveis*. (F. STUCKERT, Entrevistador) Brasília, DF, Brasil: MME.
- LOBATO, G., & BORGHI, L. (24 de outubro de 2007). *Análise estratigráfica de alta resolução do limite formacional Longá-Poti, Bacia do Parnaíba - um caso de investigação de possíveis corpos isolados de arenito, 4ª*, 1-10. (A. B. Petrólei, Ed.) Campinas, São Paulo, Brasil: ABGP.
- MENDONÇA, M. (25 de setembro de 2012). Modelo de preço reduz desempenho do mercado. (V. Econômico, Entrevistador)
- MENDONÇA, M. L. (14 de maio de 2012). A mídia do petróleo. (R. LEITÃO, Entrevistador)
- MILANI, E. J., & RAMOS, V. A. (dezembro de 1998). Revista Brasileira de Geociências. *Orogenias Paleozóicas no domínio sul-ocidental do Gondwana e os ciclos de subsidência da Bacia do Paraná, 28, 4ª*, 473-484. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: RBG.
- MILANI, E. J., & ZALÁN, P. V. (setembro de 1999). Boletim de Geociências da Petrobras. 22, 3ª, 199-205. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Petróleo Brasileiro SA.
- MILANI, E. J., FRANÇA, A. B., & SCHNEIDER, R. L. (março de 1994). Boletim de geociências da Petrobras. *A Bacia do Paraná, 8, 1ª*, 69-82. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Petróleo Brasileiro S.A.
- MILANI, E. J., MELO, J. G., & SOUZA, P. A. (2007). Boletim de Geociências da Petrobras. *Bacia do Paraná, 15(2)*, 265-287. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Petróleo Brasileiro S.A.
- MMA. (2012). *Energia, Fontes convencionais*. Acesso em 29 de maio de 2012, disponível em Ministério do Meio Ambiente: <http://www.mma.gov.br/clima/energia/fontes-convencionais-de-energia/gas-natural>
- MME. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília: EPE.
- MME. (2011). *Balanço Energético Nacional*. Brasília: EPE.
- MME. (2011). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Brasília: EPE.
- MONTGOMERY, S. L., JARVIE, D. M., & BOWKER, K. A. (17 de setembro de 2004). The American Association of Petroleum Geologists. *Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential*, p. 21.

- MOONEY, C. (Novembro de 2011). The truth about fracking. (S. American, Ed.) *Scientific American*, 85.
- MOREIRA, M. C., & BORGHI, L. (setembro de 1999). Revista Brasileira de Geociências. *Fácies sedimentares e sistemas deposicionais das formações alto garças e vila maria na região da chapada dos guimarães (MT) borda noroeste da Bacia do Paraná*, 29, 3<sup>a</sup>, 419-428. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasileiro: RBG.
- MOSMANN, R., & FLAKENHEIN, F. U. (1985). Oil and Gas Potencial of the Amazon Paleozoic Basins. pp. 207-241.
- NACIONAL, C. (4 de março de 2009). Lei Nº 11.909: A Lei do Gás Natural. Brasília, DF, Brasil.
- NEWELL, R. (21 de junho de 2011). Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). *Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources*. Paris, França: U.S. Energy Information Administration.
- PASLEY, M. A., DAVID, T. P., KEVIN, P. B., ANDRADE, V., & PICANÇO, J. F. (2004). Sequence Stratigraphy and Basin Evolution of the Foz do Amazonas Basin, Brazil. *AAPG International Conference* (pp. 1-4). Cancun: AAPG.
- PETTERSOHN, E. (2008). Décima Rodada de Licitações Bacia do Paraná. (ANP, Ed.) Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Agência Nacional de Petróleo.
- RODRIGUES, R., CHAVES, H. A., & JONES, C. M. (15 de julho de 2012). Where may we find shale gas in Brazil? Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: AAPG.
- SAKMAR, S. L. (2011). Houston Journal of International Law. *Will The Global Shale Gas Initiative: the united states be the role model for the development of shale gas around the world*. San Francisco, Estados Unidos: Universidade de São Francisco.
- SCHERER, C. M., & LAVINA, E. L. (2006). Gondwana Research. *Stratigraphic evolution of a fluvial - eolian succession: The example of the upper Jurassic - Lower cretaceous Guará and Botucatu formations, Paraná Basin Southernmost Brazil*, 9, 475-484. ELSEVIER.
- SCHNEIDER, R. L., NOGUEIRA, A. A., DAEMON, R. F., MEDEIROS, R. A., TOMMASI, E., & MÜHLMANN, H. (1974). Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. *Congresso Brasileiro de Geologia*, 4, pp. 41-65. Porto Alegre.
- SILVA, A. J., CUNHA, L. R., VASCONCELOS, A. M., & BAHIA, R. B. (2003). Bacias Sedimentares Paleozóicas e Meso-Cenozóicas Interiores. In: R. M. SCHOBENHAUS, L. A. BIZZI, R. M. VIDOTTI, & J. H. GONÇALVES, *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil* (pp. 55-85). Brasília, DF, Brasil: CPRM.
- SILVA, F. P. (março de 2005). Revista Brasileira de Geociências. *Estratigrafia de subsuperfície do Grupo Bauru, no estado de São Paulo*, 35, 1<sup>a</sup>, 77-88. São Paulo, São Paulo, Brasil: RBG.
- SINGH, P., SLATT, R., BORGES, G., PEREZ, R., PORTAS, R., MARFUT, K., et al. (Agosto de 2009). OCGS. *RESERVOIR CHARACTERIZATION OF UNCONVENTIONAL GAS*

SHALE RESERVOIRS: EXAMPLE FROM THE BARNETT SHALE, TEXAS, U.S.A., pp. 15-31.

SMITH, T. (Maio de 2012). Geopro. *Solving Hydraulic Fracturing Controversies*, pp. 41-46.

SOUZA, I. V. (março de 2007). Tese de Mestrado. *Faciologia Orgânica de Seções Devonianas da Bacia do Parnaíba (Formação Pimenteira): Implicações para Geração de Petróleo*, 1-160. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Instituto de Geociências - UFRJ.

SOUZA, P. A., & MATZEMBACHER, L. T. (abril de 2010). Revista Brasileira de Paleontologia. *Palinologia da Formação Piauí, pensilvaniano da bacia do parnaíba: biocronoestratigrafia de intervalo selecionado do poço I-UN-09-PI (caxias, MA, Brasil)*, 13, 1<sup>a</sup>, 57-66. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: RBP.

YOUNG, C. G. (fevereiro de 2006). Dissertação de Mestrado. *Estratigrafia de Alta Resolução da Formação Pimenteira (Devoniano, Bacia do Paraná)*, 1-174. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Instituto de Geociências - UFRJ.

ZALÁN, P. V. (2000). XXXI Congresso Internacional de Geologia. *Evolução das Bacias sedimentares brasileiras*, 595-613. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Petróleo Brasileiro SA.

ZALÁN, V. P., WOLF, S., CONCEIÇÃO, J. C., ASTOLFI, M. A., VIEIRA, I. T., APPI, V. T., et al. (1987). Tectônica e Sedimentação da Bacia do Paraná. In: SBG (Ed.), *Ata do III simpósio sul-brasileiro de geologia. I*, pp. 441-475. Curitiba: Sociedade Brasileira de Geologia.



## BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- AGS. (2012 de setembro de 2012). Acesso em 11 de outubro de 2012, disponível em Alberta Geological Survey: <http://www.ags.gov.ab.ca/energy/shale-gas/>
- AMUNDSEN, L., & LANDRO, M. (Maio de 2012). *Geoexpro. Gas Hydrates: Part I burning ice*, pp. 68-72.
- ANEEL. (2002). *Atlas de energia elétrica do Brasil* (2ª ed.). Brasília, DF: Centro de Documentação e informação - CEDOC.
- ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica no Brasil* (3ª ed.). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANJOS, S. (2008). Unconventional petroleum resources in Brazil: an overview. *19th world petroleum congress, Spain* (pp. 1-12). Petrobras.
- ANP. (2012). *Rodada de Licitações de Blocos exploratórios*. Acesso em 02 de Julho de 2012, disponível em Agência Nacional do Petróleo: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds>
- ARTUR, P. C., & SOARES, P. C. (dezembro de 2002). *Revista Brasileira de Geociências. Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná*, 32, 433-448. (P. B. S.A., Ed.) Macaé, Rio de Janeiro, Brasil: Revista Brasileira de Geociências.
- BERGAMASCHI, S., & PEREIRA, E. (novembro de 2001). Correlação de seqüências Paleozóicas Sul-Americanas. *Caracterização de seqüências deposicionais de 3ª ordem para o siluro-devoniano na sub-bacia de apucarana, Bacia do Paraná, Brasil*, 20, 63-73. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Ciência-técnica-petróleo.
- BGP. (2007). *Boletim de Geociências da Petrobras*. Rio de Janeiro: Petrobras.
- BORGHETTI, J. S. (Junho de 2004). Tese de Doutorado. *Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição de interenergéticos e na cogeração em regime de "topping"*, 394. (UFRJ, Ed.) Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Coppe.
- BORGHI, L. (14 de fevereiro de 2002). Tese de Doutorado. *A Bacia do Paraná*, 1-13. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ.
- BP. (2011). *Statistical Review of World Energy*.
- CANELLAS, A., & VIANA, R. (25 de setembro de 2012). Modelo de preço reduz desempenho no mercado. (V. Econômico, Entrevistador)
- CAPUTO, J. (8-11 de Junho de 2011). AAPL 57 Annual Meeting. Boston, EUA.
- CARELLI, T. G., & BORGHI, L. (7 de dezembro de 2011). Anuário do Instituto de Geociências. *Caracterização de Microfácies Sedimentares em Folhelhos da Formação Ponta Grossa (Devoniano) na Borda Leste da Bacia do Paraná*, 34, 2ª, 84-104. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ, Instituto de Geociências.



- CAROZZI, A. V. (1979). Petroleum Geology in the Paleozoic Clastics of the middle Amazon basin, Brazil. *Journal of Petroleum*, pp. 55-74.
- CORRÊA, L. M., & PEREIRA, E. (7 de Agosto de 2005). III Simpósio de Vulcanismo e ambientes associados. *Estudo da distribuição das intrusões mesozóicas e a sua relação com os sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná*, 1-6. Cabo Frio, Rio de Janeiro, Brasil: UERJ.
- CUNHA, P. R. (2000). Tese de Mestrado. *Análise Estratigráfica dos sedimentos eomesodevonianos da porção ocidental da Bacia do Amazonas sob a ótica da estratigrafia de seqüências no interior cratônico*, 263. Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil: UFGRS.
- EIA. (2011). *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.
- EIA. (2011). *World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States*. Washington, DC: U.S. Energy information administration.
- ELIAS, A. R., ROS, F. L., & MIZUSAKI, A. P. (Junho de 2004). Padrões Diagenéticos em Arenitos de Sistemas de Sabkha Costeiros-Eólicos: Um Estudo Comparativo dos Reservatórios Juruá da Área de Urucu, Bacia do Solimões, AM. *Instituto de Geociências de Porto Alegre*.
- EPA. (2010). Science in action. *Hydraulic Fracturing Research study*. (E. P. Agency, Ed.)
- FAVERA, J. D. (2000). Sítios geológicos e paleontológicos do Brasil. *Parque Nacional de Sete Cidades, PI, 25*, 335-341. (SIGEP, Ed.) Rio de Janeiro, RJ, Brasil: UERJ.
- FILHO, A. T., MIZUSAKI, A. P., & ANTONIOLI, L. (junho de 2008). Revista Brasileira de Geociências. *Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo*, 38, 2ª, 128-137. (S. B. Geociências, Compilador) Brasil: RBG.
- FOSS, M. M. (2011). *The Outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10?* The Oxford Institute For Energy Studies. Oxford: Oxford.
- FRANÇA, A. B., & POTTER, P. E. (Janeiro de 1991). The American association of Petroleum Geologists Bulletin. *Stratigraphy and Reservoir Potential of the Itararé Group (carboniferous-permian), Paraná Basin, Brazil*, 75, 1ª, 62-85. Houston, Texas, E.U.A.
- HAKESWORTH, C. J., GALLAGHER, K., KIRSTEIN, L., MANTOVANI, M. S., PEATE, D. W., & TURNER, S. P. (9 de abril de 2000). Earth and Planetary Science Letters. *Tectonic controls on magmatism associated with continental break-up: an example from the Paraná-Etendeka Province*, 179, 335-349. ELSEVIER.
- HARTLEY, R. (Maio de 2012). Geoexpo. *What is tight gas*, pp. 86-90.
- HERNANI, A. F. (2012). Gas summit 2012. *Os impactos do Gás não convencional nos países produtores e grandes consumidores de gás*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

- HUGHES, D. J. (2011). *Lifecycle green house gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies* (1ª ed.). (P. C. Institute, Ed.) Santa Rosa, California, U.S.A.
- KPMG. (2011). *Shale gas - A global perspective*. Suíça.
- LEWIS, R., INGRAHAM, D., & PEARCY, M. (2004). New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. *Reservoir Symposium*, pp. 1-12.
- LOBÃO, E. (1 de dezembro de 2011). Gás natural exerce um papel de importância no contexto energético. *Petróleo, gás natural, e combustíveis renováveis*. (F. STUCKERT, Entrevistador) Brasília, DF, Brasil: MME.
- LOBATO, G., & BORGHI, L. (24 de outubro de 2007). *Análise estratigráfica de alta resolução do limite formacional Longá-Poti, Bacia do Parnaíba - um caso de investigação de possíveis corpos isolados de arenito, 4ª*, 1-10. (A. B. Petrólei, Ed.) Campinas, São Paulo, Brasil: ABGP.
- MENDONÇA, M. (25 de setembro de 2012). Modelo de preço reduz desempenho do mercado. (V. Econômico, Entrevistador)
- MENDONÇA, M. L. (14 de maio de 2012). A mídia do petróleo. (R. LEITÃO, Entrevistador)
- MILANI, E. J., & RAMOS, V. A. (dezembro de 1998). *Revista Brasileira de Geociências. Orogenias Paleozóicas no domínio sul-ocidental do Gondwana e os ciclos de subsidência da Bacia do Paraná, 28, 4ª*, 473-484. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: RBG.
- MILANI, E. J., & ZALÁN, P. V. (setembro de 1999). *Boletim de Geociências da Petrobras, 22, 3ª*, 199-205. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Petróleo Brasileiro SA.
- MILANI, E. J., FRANÇA, A. B., & SCHNEIDER, R. L. (março de 1994). *Boletim de geociências da Petrobras. A Bacia do Paraná, 8, 1ª*, 69-82. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Petróleo Brasileiro S.A.
- MILANI, E. J., MELO, J. G., & SOUZA, P. A. (2007). *Boletim de Geociências da Petrobras. Bacia do Paraná, 15(2)*, 265-287. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Petróleo Brasileiro S.A.
- MMA. (2012). *Energia, Fontes convencionais*. Acesso em 29 de maio de 2012, disponível em Ministério do Meio Ambiente: <http://www.mma.gov.br/clima/energia/fontes-convencionais-de-energia/gas-natural>
- MME. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília: EPE.
- MME. (2011). *Balanço Energético Nacional*. Brasília: EPE.
- MME. (2011). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Brasília: EPE.
- MONTGOMERY, S. L., JARVIE, D. M., & BOWKER, K. A. (17 de setembro de 2004). The American Association of Petroleum Geologists. *Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential*, p. 21.

- MOONEY, C. (Novembro de 2011). The truth about fracking. (S. American, Ed.) *Scientific American*, 85.
- MOREIRA, M. C., & BORGHI, L. (setembro de 1999). Revista Brasileira de Geociências. *Fácies sedimentares e sistemas deposicionais das formações alto garças e vila maria na região da chapada dos guimarães (MT) borda noroeste da Bacia do Paraná*, 29, 3<sup>a</sup>, 419-428. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasileiro: RBG.
- MOSMANN, R., & FLAKENHEIN, F. U. (1985). Oil and Gas Potencial of the Amazon Paleozoic Basins. pp. 207-241.
- NACIONAL, C. (4 de março de 2009). Lei N° 11.909: A Lei do Gás Natural. Brasília, DF, Brasil.
- NEWELL, R. (21 de junho de 2011). Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). *Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources*. Paris, França: U.S. Energy Information Administration.
- PASLEY, M. A., DAVID, T. P., KEVIN, P. B., ANDRADE, V., & PIKANÇO, J. F. (2004). Sequence Stratigraphy and Basin Evolution of the Foz do Amazonas Basin, Brazil. *AAPG International Conference* (pp. 1-4). Cancun: AAPG.
- PETTERSOHN, E. (2008). Décima Rodada de Licitações Bacia do Paraná. (ANP, Ed.) Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Agência Nacional de Petróleo.
- RODRIGUES, R., CHAVES, H. A., & JONES, C. M. (15 de julho de 2012). Where may we find shale gas in Brazil? Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: AAPG.
- SAKMAR, S. L. (2011). Houston Journal of International Law. *Will The Global Shale Gas Initiative: the united states be the role model for the development of shale gas around the world*. San Francisco, Estados Unidos: Universidade de São Francisco.
- SCHERER, C. M., & LAVINA, E. L. (2006). Gondwana Research. *Stratigraphic evolution of a fluvial - eolian succession: The example of the upper Jurassic - Lower cretaceous Guará and Botucatu formations, Paraná Basin Southernmost Brazil*, 9, 475-484. ELSEVIER.
- SCHNEIDER, R. L., NOGUEIRA, A. A., DAEMON, R. F., MEDEIROS, R. A., TOMMASI, E., & MÜHLMANN, H. (1974). Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. *Congresso Brasileiro de Geologia*, 4, pp. 41-65. Porto Alegre.
- SILVA, A. J., CUNHA, L. R., VASCONCELOS, A. M., & BAHIA, R. B. (2003). Bacias Sedimentares Paleozóicas e Meso-Cenozóicas Interiores. In: R. M. SCHOBENHAUS, L. A. BIZZI, R. M. VIDOTTI, & J. H. GONÇALVES, *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil* (pp. 55-85). Brasília, DF, Brasil: CPRM.
- SILVA, F. P. (março de 2005). Revista Brasileira de Geociências. *Estratigrafia de subsuperfície do Grupo Bauru, no estado de São Paulo*, 35, 1<sup>a</sup>, 77-88. São Paulo, São Paulo, Brasil: RBG.
- SINGH, P., SLATT, R., BORGES, G., PEREZ, R., PORTAS, R., MARFUT, K., et al. (Agosto de 2009). OCGS. *RESERVOIR CHARACTERIZATION OF UNCONVENTIONAL GAS*

SHALE RESERVOIRS: EXAMPLE FROM THE BARNETT SHALE, TEXAS, U.S.A., pp. 15-31.

SMITH, T. (Maio de 2012). *Geoexpro. Solving Hydraulic Fracturing Controversies*, pp. 41-46.

SOUZA, I. V. (março de 2007). Tese de Mestrado. *Faciologia Orgânica de Seções Devonianas da Bacia do Parnaíba (Formação Pimenteira): Implicações para Geração de Petróleo*, 1-160. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Instituto de Geociências - UFRJ.

SOUZA, P. A., & MATZEMBACHER, L. T. (abril de 2010). *Revista Brasileira de Paleontologia. Palinologia da Formação Piauí, pensilvaniano da bacia do parnaíba: biocronoestratigrafia de intervalo selecionado do poço I-UN-09-PI (coxias, MA, Brasil)*, 13, 1<sup>a</sup>, 57-66. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: RBP.

YOUNG, C. G. (fevereiro de 2006). Dissertação de Mestrado. *Estratigrafia de Alta Resolução da Formação Pimenteira (Devoniano, Bacia do Paraná)*, 1-174. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Instituto de Geociências - UFRJ.

ZALÁN, P. V. (2000). XXXI Congresso Internacional de Geologia. *Evolução das Bacias sedimentares brasileiras*, 595-613. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Petróleo Brasileiro SA.

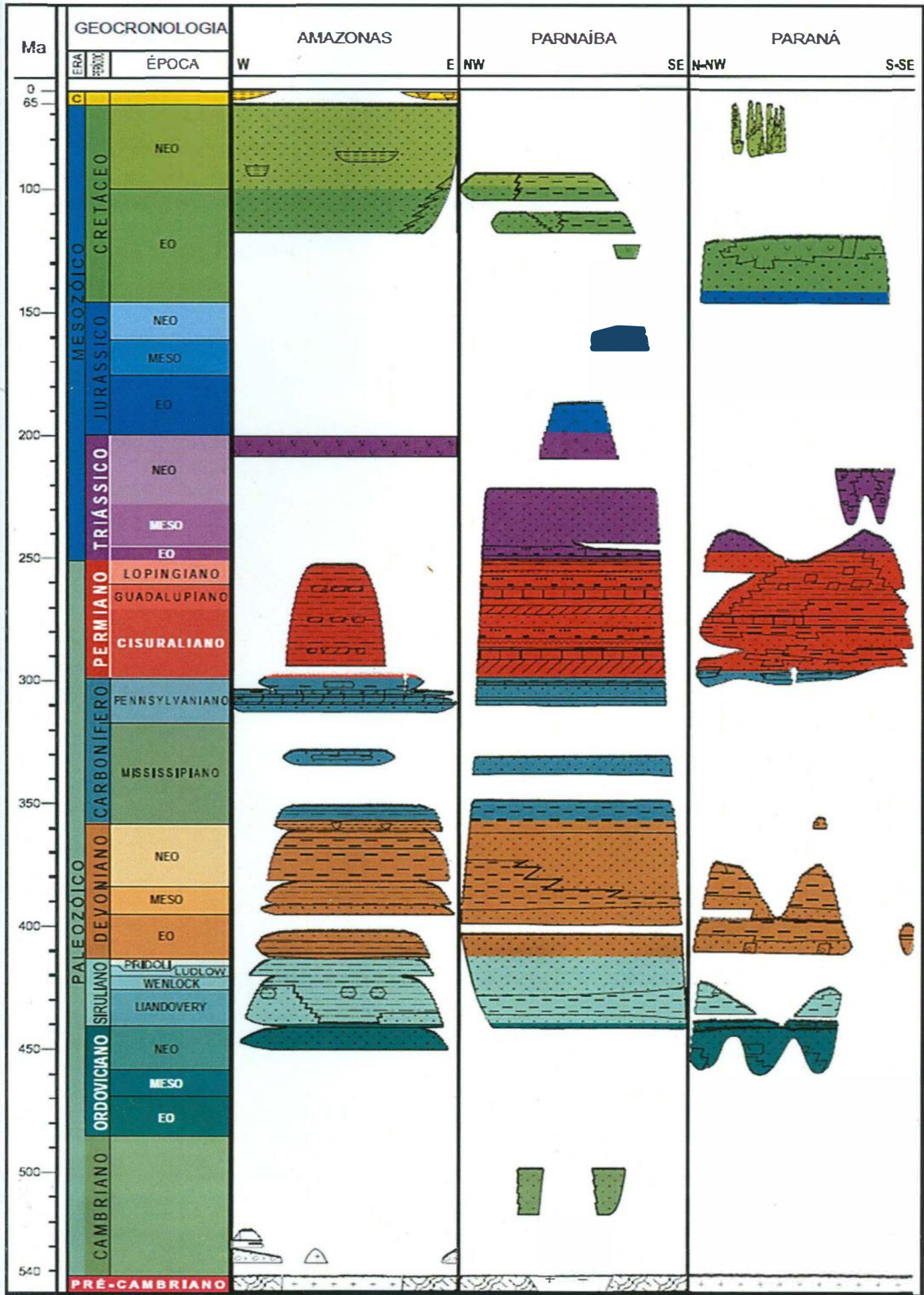
ZALÁN, V. P., WOLF, S., CONCEIÇÃO, J. C., ASTOLFI, M. A., VIEIRA, I. T., APPI, V. T., et al. (1987). Tectônica e Sedimentação da Bacia do Paraná. In: SBG (Ed.), *Ata do III simpósio sul-brasileiro de geologia. I*, pp. 441-475. Curitiba: Sociedade Brasileira de Geologia.

# APÊNDICES



**APÊNDICE A**

**Tabela: As três Bacias de sinéclises paleozoicas estudadas nesta TCC. Modificado do Boletim de Ciências da Petrobras. Volume 15, número 2 de 2007, página 187.**



**APÊNDICE B****Quadro: Dados**

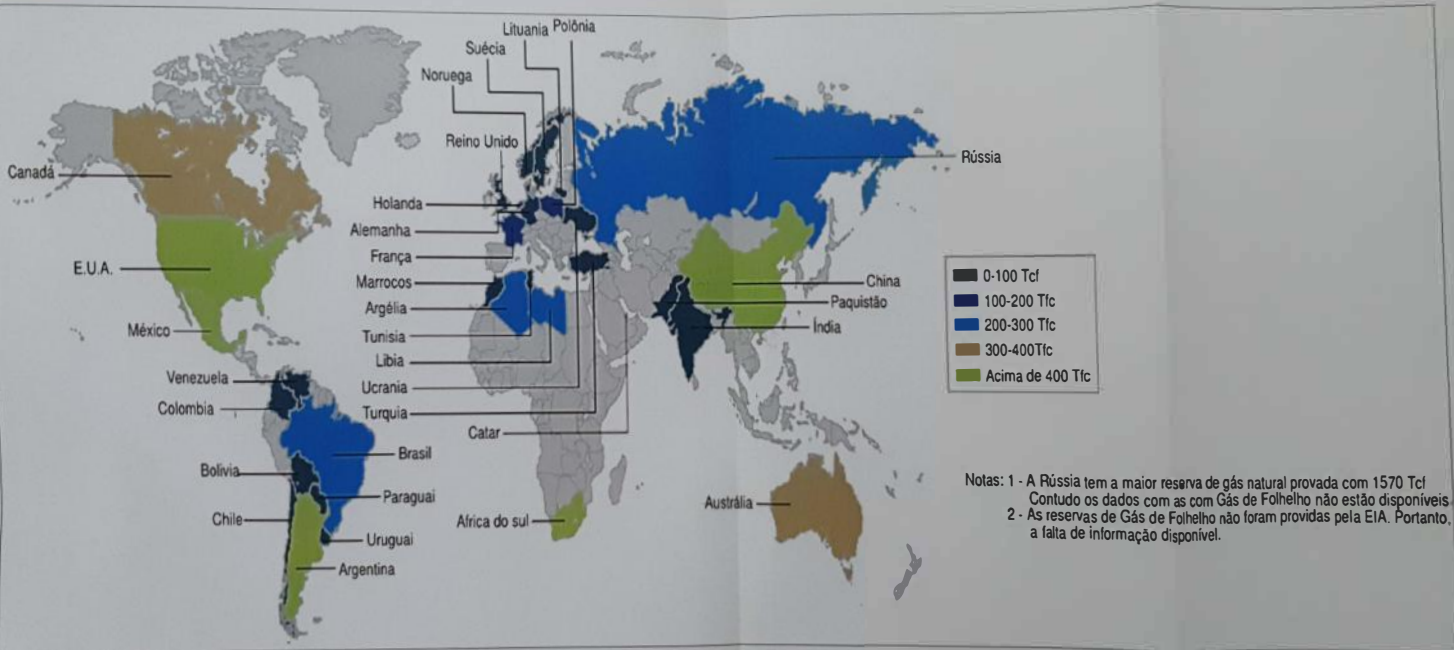
estimados de produção consumo, importação, exportação do mercado global de Gás natural. Bem como dados estimados das reservas provadas e tecnicamente recuperáveis. O \* inclui os países Hungria, Romênia e Bulgária. Adaptado de World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Página 4.

	Mercado Mundial de Gás Natural 2009 (Trilhão de Litros)				Reservas de Gás Natural Provadas (Trilhão de Litros)	Reservas de Gás natural Técnicamente Recuperáveis (Trilhão de Litros)
	Produção	Consumo	Importação	Exportação		
<b>Europa</b>						
França	0,85	48,99	98%	-	5,66	5.097,03
Alemanha	14,44	92,6	84%	-	175,56	226,53
Países Baixos	79	48,7	-	62%	1.387,52	481,19
Noruegua	103,36	4,53	-	2156%	2.038,10	2.350,30
Reino Unido	59,18	88,07	33%	-	254,85	566,34
Dinamarca	8,5	4,53	-	91%	59,47	651,29
Suíça	-	1,13	100%	-	-	1.160,99
Polônia	5,95	16,42	64%	-	164,24	5.295,25
Turquia	0,85	35,11	98%	-	5,66	424,75
Ucrânia	20,39	44,17	54%	-	1.104,36	1.189,31
Lituânia	-	2,83	100%	-	-	113,27
Outros *	13,59	26,9	50%	-	76,74	538,02
<b>América do Norte</b>						
E.U.A	583,33	645,42	10%	-	7.716,34	24.409,11
Canadá	165,09	85,23	-	87%	1.755,44	10.986,93
México	50,12	60,88	18%	-	339,8	19.283,77
<b>Ásia</b>						
China	82,97	87,22	5%	-	3.029,90	36.103,97
Índia	40,49	52,95	24%	-	1.073,21	1.783,96
Paquistão	38,51	38,51	-	-	841,01	1.444,16
<b>Oceania</b>						
Austrália	47,29	30,87	-	52%	3.114,85	11.213,47
<b>África</b>						
África do Sul	1,98	5,38	63%	-	-	13.733,67
Libia	15,86	5,95	-	165%	1.548,93	8.211,88
Tunísia	3,68	4,81	26%	-	65,13	509,70
Argélia	81,55	28,88	-	183%	4.502,38	6.541,19
Marrocos	0	0,57	90%	-	2,83	311,49
Sahara do Oeste	-	-	-	-	-	198,22
Mauritânia	-	-	-	-	28,32	0,00
<b>América do Sul</b>						
Venezuela	18,41	20,1	9%	-	5.065,88	311,49
Colômbia	10,48	8,78	-	21%	113,27	538,02
Argentina	41,34	43,04	4%	-	379,45	2.191,23
Brasil	10,19	18,69	45%	-	365,29	6.399,60
Chile	1,42	2,83	52%	-	99,11	1.812,28
Uruguai	-	0	100%	-	-	594,65
Paraguai	-	-	-	-	-	1.755,64
Bolívia	12,74	2,83	-	346%	750,4	1.359,21

**APÊNDICE C**

**Mapa: Localização das principais reservas de gás natural no mundo bem como a sua localização e os principais países que as contém. Adaptado de World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Página 17.**





Notas: 1 - A Rússia tem a maior reserva de gás natural provada com 1570 Tcf. Contudo os dados com as com Gás de Folhelho não estão disponíveis.  
 2 - As reservas de Gás de Folhelho não foram providas pela EIA. Portanto, a falta de informação disponível.