



# **Estudo do Impacto Econômico da Produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos**

**Gabriel Lengruber Carestiato**

**Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.**

**Orientador: Prof<sup>a</sup>. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.**

Rio de Janeiro  
Março de 2014

# **Estudo do Impacto Econômico da Produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos**

**Gabriel Lengruber Carestiato**

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Examinado por:

---

**Prof<sup>a</sup>. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.**

---

**Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.**

---

**Eng. Juliana Souza Baioco, M.Sc.**

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO de 2014

Carestiato, Gabriel Lengruber

Estudo dos Impactos que o Desenvolvimento da Exploração e Produção de *Shale Gas* causa na Oferta e Consumo de Gás Natural e sua Relação com a Precificação do mesmo, analisando o caso dos EUA/ Gabriel Lengruber Carestiato – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2014.

xv, 119 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2014.

Referências Bibliográficas: p.113-119.

1. *Shale Gas*. 2. Reservatórios não Convencionais 3. Oferta de Gás Natural. 4. Demanda de Gás Natural. 5. Precificação do Gás Natural. I. Bröker Bone, Rosemarie. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Estudo do Impacto Econômico da Produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos.

## **Dedicatória**

Dedico esse projeto à minha mãe, Alexandra Patrícia Crespo Lengruber, ao meu pai, Márcio Nideck Carestiato, aos meus irmãos, Nathália Lengruber Carestiato e Raphael Lengruber Carestiato, aos meus avós, primos e tios, enfim, dedico este trabalho à toda minha família que me deu suporte ao longo dos meus 23 anos de vida, transmitindo força e sabedoria para que eu conseguisse superar todos os desafios encontrados durante este percurso.

## Agradecimentos

Primeiramente, agradeço à Deus por iluminar meu caminho e guiar minhas escolhas, me dando sabedoria e coragem para tomar decisões corretas.

À minha família que durante todo este percurso me deu forças para continuar e para superar todas as dificuldades vivenciadas ao longo da minha vida. Agradeço por todo amor, apoio, carinho, paciência, dedicação, ensinamentos e conselhos que me tornaram uma pessoa de bom caráter. Além de serem exemplos para mim.

À Rosemarie Bröker Bone, minha amiga e orientadora deste projeto, por ter aceitado este desafio e ter conduzido a elaboração do mesmo da melhor maneira possível.

A todos os professores que possibilitaram a evolução da minha formação ao se dedicarem ao curso de Engenharia de Petróleo.

A todos os amigos de longa data que me apoiaram e me ajudaram a encarar todas as dificuldades, em especial ao pessoal do Rapeize, uma vez que somos exemplos de amizade e companheirismo e seremos amigos para sempre (lá laiá laiá laiá). Além de todos os amigos formados nesses 5 anos de curso que contribuíram para o meu desenvolvimento acadêmico e também tornaram os dias no Fundão mais divertidos. Agradeço também a todas aquelas pessoas que estão presentes na minha vida ou que um dia fizeram parte dela, sempre me incentivando a seguir a diante.

À ANP que contribuiu com quaisquer meios financeiros e acadêmicos que se fizessem necessários para a elaboração deste projeto, principalmente através do Programa de Recursos Humanos, PRH-21.

Por fim, agradeço a *Society of Petroleum Engineers (SPE)* por ter me conferido inúmeras oportunidades acadêmicas que me fez crescer, tanto pessoal quanto profissionalmente, principalmente quando fui Diretor de Infraestrutura do Capítulo de Estudantes da SPE/UFRJ.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

## **Estudo do Impacto Econômico da Produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos**

Gabriel Lengruher Carestiato

Março/2014

Orientador: Prof<sup>ª</sup>. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Curso: Engenharia do Petróleo

### **Resumo**

Fatores tecnológicos e econômicos permitiram uma revolução no Setor Petrolífero. O sucesso dos EUA na exploração de suas reservas de *Shale Gas* fez com que os recursos não convencionais ganhassem importância, atraindo atenção de muitos países, inclusive o Brasil. Após uma explicação sobre os reservatórios não convencionais e uma explanação sobre os aspectos tecnológicos que tornaram o desenvolvimento do *Shale Gas* possível, mapeamos os principais *plays* de *Shale Gas* nos EUA: *Barnett*, *Marcellus*, *Haynesville/Bossier*, *Fayetteville*, *Woodford* e *Eagle Ford*. Em seguida, realizamos uma análise da oferta e demanda de Gás Natural no país, por meio de projeções para 2040 do *Annual Energy Outlook* 2013. Depois, estudamos os impactos que as alterações na produção e consumo terão na precificação do gás. Por fim, fizemos uma análise de amostras de dados econômicos de três empresas que atuam nos EUA, correlacionando o preço do Gás Natural, a Lucratividade e os Investimentos destas empresas. Nesse sentido, concluímos que os preços do gás exercem influência sobre o planejamento empresarial e para um cenário futuro de alta deste insumo, conforme previsão da *EIA*, temos que os grandes investimentos em recursos não convencionais apresentam alta lucratividade e, portanto, são economicamente viáveis, uma vez que a preços mais altos, há um maior incentivo às atividades de exploração e produção de gás.

*Palavras-Chave:* *Shale Gas*, Reservatórios não convencionais, Oferta de Gás Natural, Demanda de Gás Natural, Precificação do Gás Natural

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

## **Study of the Economic Impact of Shale Gas Production in the United States**

Gabriel Lengruher Carestiato

March/2014

Advisor: Rosemarie Bröker Bone, Dr<sup>a</sup>

Course: Petroleum Engineering

### **Abstract**

Technological and economic factors permitted a revolution in Petroleum Industry. The U.S. success in exploiting its reserves of Shale Gas made the unconventional resources to gain importance, attracting attention from many countries, including Brazil. After an explanation of unconventional reservoirs and an explanation of the technological aspects which made the development of Shale Gas possible, we pointed the main plays of Shale Gas in the U.S.: Barnett, Marcellus, Haynesville/Bossier, Fayetteville, Woodford and Eagle Ford. Then, we performed an analysis of supply and demand for Natural Gas in the country through 2040 projections from the Annual Energy Outlook 2013. Later, we studied the impacts that changes in production and consumption have on Natural Gas pricing. Finally, we analyzed samples of economic data from three companies that operate in United States, correlating the price of Natural Gas, Profitability and Investment of the sampled companies. Accordingly, we concluded that gas prices have an influence on business planning and in a future scenario of high gas prices, as EIA's forecast, large investments in unconventional resources present high profitability and therefore are economically viable. This is because with higher prices, there is a greater incentive to the activities of exploration and production of gas.

**Keywords:** Shale Gas, Unconventional Reservoirs, Natural Gas Supply, Natural Gas Demand, Natural Gas Pricing

# Sumário

|                                                                                |           |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Lista de Figuras .....</b>                                                  | <b>x</b>  |
| <b>Lista de Tabelas .....</b>                                                  | <b>xv</b> |
| <b>1    Introdução .....</b>                                                   | <b>1</b>  |
| 1.1    Motivação .....                                                         | 3         |
| 1.2    Objetivo .....                                                          | 4         |
| 1.3    Metodologia .....                                                       | 4         |
| 1.4    Estrutura do Trabalho .....                                             | 5         |
| <b>2    Rochas Reservatório .....</b>                                          | <b>7</b>  |
| 2.1    Introdução .....                                                        | 8         |
| 2.2    Reservatórios Convencionais .....                                       | 10        |
| 2.2.1    Arenitos .....                                                        | 10        |
| 2.2.2    Rochas Carbonatadas .....                                             | 11        |
| 2.3    Reservatórios Não Convencionais .....                                   | 11        |
| 2.3.1 <i>Shale Gas</i> .....                                                   | 12        |
| 2.3.2 <i>Tight Gas</i> .....                                                   | 15        |
| 2.3.3 <i>Coalbed Methane (CBM)</i> .....                                       | 18        |
| 2.3.4 <i>Gas Hydrates</i> .....                                                | 22        |
| 2.3.5 <i>Deep Natural Gas</i> .....                                            | 26        |
| 2.3.6 <i>Geopressurized Zones</i> .....                                        | 27        |
| <b>3    Tecnologia Utilizada para a Produção de Gás Não Convencional .....</b> | <b>29</b> |
| 3.1    Desenvolvimento Tecnológico .....                                       | 30        |
| 3.2    Perfuração Direcional .....                                             | 31        |
| 3.2.1 <i>Definições Básicas</i> .....                                          | 34        |
| 3.2.2 <i>Planejamento do Poço</i> .....                                        | 36        |
| 3.3    Estimulação de Poços .....                                              | 40        |
| 3.3.1 <i>Fraturamento Hidráulico</i> .....                                     | 40        |
| <b>4    Exploração, Produção e Consumo de Gás Natural nos EUA .....</b>        | <b>52</b> |
| 4.1    Histórico da Exploração de <i>Shale Gas</i> nos EUA .....               | 54        |



|          |                                                              |            |
|----------|--------------------------------------------------------------|------------|
| 4.2      | Potencial Gaseífero Americano.....                           | 56         |
| 4.3      | Mapeamento dos Principais Plays de Gás Natural dos EUA ..... | 59         |
| 4.3.1    | <i>Barnett</i> .....                                         | 61         |
| 4.3.2    | <i>Marcellus</i> .....                                       | 64         |
| 4.3.3    | <i>Haynesville/Bossier</i> .....                             | 66         |
| 4.3.4    | <i>Fayetteville</i> .....                                    | 69         |
| 4.3.5    | <i>Woodford</i> .....                                        | 71         |
| 4.3.6    | <i>Eagle Ford</i> .....                                      | 74         |
| 4.4      | Produção de Gás Natural.....                                 | 76         |
| 4.4.1    | Fornecimento de Gás Natural .....                            | 80         |
| 4.4.2    | Projeções em Relação às Exportações .....                    | 81         |
| 4.5      | Consumo de Gás Natural .....                                 | 83         |
| <b>5</b> | <b>Precificação do Gás Natural .....</b>                     | <b>85</b>  |
| <b>6</b> | <b>Amostragem de Dados Econômicos .....</b>                  | <b>89</b>  |
| 6.1      | Chesapeake Energy Corporation.....                           | 89         |
| 6.1.1    | Valor das Ações.....                                         | 90         |
| 6.1.2    | Lucratividade da Empresa .....                               | 91         |
| 6.1.3    | Investimentos da Empresa .....                               | 93         |
| 6.2      | EOG Resources, Inc.....                                      | 94         |
| 6.2.1    | Valor das Ações.....                                         | 95         |
| 6.2.2    | Lucratividade da Empresa .....                               | 96         |
| 6.2.3    | Investimentos da Empresa .....                               | 98         |
| 6.3      | Carrizo Oil & Gas, Inc. ....                                 | 99         |
| 6.3.1    | Valor das Ações.....                                         | 100        |
| 6.3.2    | Lucratividade da Empresa .....                               | 101        |
| 6.3.3    | Investimentos da Empresa .....                               | 103        |
| 6.4      | Contagem de Sondas de Perfuração de Gás.....                 | 104        |
| 6.5      | Análise dos Resultados .....                                 | 109        |
| <b>7</b> | <b>Conclusão e Sugestões.....</b>                            | <b>110</b> |
| <b>8</b> | <b>Referências Bibliográficas .....</b>                      | <b>113</b> |

# Lista de Figuras

|                                                                                                                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1.1. Mapa de Gasodutos nos EUA. Fonte: <i>EIA</i> , 2007.....                                                                                                   | 2  |
| Figura 2.1. Relações Espaciais entre Rochas Geradoras, Reservatórios e Selantes. Fonte: THOMAS, 2001. ....                                                             | 8  |
| Figura 2.2. Triângulo de Recursos para o Gás Natural. Fonte: Adaptado de HOLDITCH, 2006.....                                                                           | 12 |
| Figura 2.3. Desenho Esquemático de Reservatórios Convencionais e Não Convencionais de Acumulação de Gás Natural. Fonte: Adaptado de DUNCAN, 2009.14                    |    |
| Figura 2.4. Taxa Média de Produção por Poço de <i>Shale Gas</i> em <i>Plays</i> nos EUA. Fonte: Adaptado de BUSINESS INSIDER, 2013. ....                               | 15 |
| Figura 2.5. Comparação entre a Permeabilidade de Reservatórios de <i>Tight Gas</i> e Reservatórios Convencionais. Fonte: <i>U.S. Geological Survey</i> .....           | 16 |
| Figura 2.6. Perfuração de Vários Poços Direcionais a Partir de um Mesmo Local. Fonte: Adaptado de RIGZONE, 2014. ....                                                  | 17 |
| Figura 2.7. Principais <i>Plays</i> de <i>Tight Gas</i> nos EUA. Fonte: <i>EIA</i> , 2010.....                                                                         | 18 |
| Figura 2.8. Reservatório de <i>Coalbed Methane</i> . Fonte: <i>SCHLUMBERGER</i> , 2013.....                                                                            | 19 |
| Figura 2.9. Movimentação do Gás em Camadas de Carvão com o Aumento de Escala. Fonte: Adaptado de LOFTIN, 2009. ....                                                    | 20 |
| Figura 2.10. Campos de <i>Coalbed Methane</i> nos EUA. Fonte: <i>EIA</i> , 2009.....                                                                                   | 22 |
| Figura 2.11. Estrutura dos Hidratos de Gás – Gaiolas ( <i>cages</i> ) Formadas por Moléculas de Água que “Aprisionam” Moléculas de Gás. Fonte: <i>PEER</i> , 2014..... | 23 |
| Figura 2.12. Combustão de Hidratos de Gás. Fonte: <i>DOE</i> , 2014. ....                                                                                              | 23 |
| Figura 2.13. Curva de Estabilidade dos Hidratos de Gás (Metano). Fonte: MACHADO, 2009. ....                                                                            | 24 |
| Figura 2.14. Áreas de Ocorrência de Hidratos no Brasil. Fonte: MACHADO, 2009....                                                                                       | 25 |
| Figura 2.15. Ocorrências de Hidratos de Gás no Mundo. Fonte: Adaptado de KVENVOLDEN, 1993.....                                                                         | 26 |
| Figura 3.1. Incremento na Produção de Gás Natural no <i>Play</i> de <i>Barnett</i> . Fonte: Adaptado de NEWELL, 2011. ....                                             | 31 |
| Figura 3.2. Aplicações da Perfuração Direcional. Fonte: THOMAS, 2001.....                                                                                              | 33 |
| Figura 3.3. Pontos Básicos de um Poço Direcional. Fonte: Adaptado de ROCHA <i>et. al</i> , 2011. ....                                                                  | 35 |

|                                                                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 3.4. Movimentação de Cascalhos em Várias Seções de um Poço Horizontal.<br>Fonte: ROCHA <i>et. al</i> , 2011.....                                            | 37 |
| Figura 3.5. Prisão Por Pressão Diferencial. Fonte: ROCHA <i>et. al</i> , 2011.....                                                                                 | 38 |
| Figura 3.6. Esquema Típico de Revestimentos em Poços Verticais e Horizontais. Fonte:<br>ROCHA <i>et. al</i> , 2011.....                                            | 39 |
| Figura 3.7. Faixas de Permeabilidade das Formações Produtoras. Fonte: Adaptado de<br>KING, 2010.....                                                               | 40 |
| Figura 3.8. Primeiro Fraturamento Experimental no Campo de <i>Hugoton</i> , em 1947.<br>Fonte: HOLDITCH, 2007. ....                                                | 41 |
| Figura 3.9. Extração de Gás por Meio do Fraturamento Hidráulico. Fonte: Adaptado de<br><i>ENERGY API</i> , 2010.....                                               | 42 |
| Figura 3.10. Composição Básica de um Fluido Base Água Utilizado nos <i>Plays</i> de <i>Shale Gas</i> nos EUA. Fonte: Adaptado de <i>FRACFOCUS.ORG</i> , 2013. .... | 46 |
| Figura 3.11. Diferentes Granulometrias para Propantes. Fonte: Adaptado de<br><i>ALIBABA.COM</i> , 2013. ....                                                       | 47 |
| Figura 3.12. Diagrama 3D de Tensões Principais. Fonte: YEW, 2008.....                                                                                              | 48 |
| Figura 3.13. Tensões Principais em uma Seção Horizontal de um Poço Vertical,<br>Indicando a Direção de Propagação das Fraturas. Fonte: YEW, 2008.....              | 49 |
| Figura 3.14. Representação de um Poço Canhoneado. Fonte: YEW, 2008. ....                                                                                           | 50 |
| Figura 3.15. Registro de Pressão de Fundo Durante a Operação de Fraturamento. Fonte:<br>YEW, 2008.....                                                             | 51 |
| Figura 4.1. Produção de Gás Natural em Campos Convencionais nos EUA. Fonte:<br>Adaptado de <i>EIA</i> , 2009.....                                                  | 54 |
| Figura 4.2. Produção de <i>Shale Gas</i> dos EUA em Quatro Cenários (em Trilhões de Pés<br>Cúbicos). Fonte: Adaptado de <i>AEO/EIA</i> , 2012. ....                | 58 |
| Figura 4.3. Reservas Provadas de Gás Natural Úmido dos EUA. Fonte: Adaptado de<br><i>EIA</i> , 2013b.....                                                          | 59 |
| Figura 4.4. Mudanças Anuais nas Reservas Provadas de Gás Natural Úmido ( <i>Shale</i> e<br>outros Recursos). Fonte: Adaptado de <i>EIA</i> , 2013b. ....           | 60 |
| Figura 4.5. Localização dos <i>Plays</i> de <i>Shale Gas</i> nos EUA. Fonte: Adaptado de <i>EIA</i> ,<br>2011. ....                                                | 60 |
| Figura 4.6. Localização do <i>Play</i> de <i>Barnett</i> . Fonte: <i>WOOD MACKENZIE</i> .....                                                                      | 62 |
| Figura 4.7. Localização do <i>Play</i> de <i>Marcellus</i> . Fonte: <i>WOOD MACKENZIE</i> .....                                                                    | 64 |

|                                                                                                                                                                                                                                                  |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 4.8. Localização do <i>Play</i> de <i>Haynesville/Bossier</i> . Fonte: <i>WOOD MACKENZIE</i> .<br>.....                                                                                                                                   | 67 |
| Figura 4.9. Localização do <i>Play</i> de <i>Fayetteville</i> . Fonte: <i>WOOD MACKENZIE</i> . ....                                                                                                                                              | 70 |
| Figura 4.10. Localização do <i>Play</i> de <i>Woodford</i> . Fonte: <i>WOOD MACKENZIE</i> . ....                                                                                                                                                 | 72 |
| Figura 4.11. Localização do <i>Play</i> de <i>Eagle Ford</i> . Fonte: <i>EIA</i> , 2011b. ....                                                                                                                                                   | 74 |
| Figura 4.12. Produção Total de Gás Natural, Consumo e Importações Líquidas dos EUA<br>(em Trilhões de Pés Cúbicos). Fonte: Adaptado de <i>AEO/EIA</i> , 2013. ....                                                                               | 77 |
| Figura 4.13. Produção Total de Gás Natural dos EUA para Três Preços de Petróleo<br>Bruto (em Trilhões de Pés Cúbicos por Ano). Fonte: Adaptado de <i>AEO/EIA</i> , 2013. ....                                                                    | 79 |
| Figura 4.14. Produção de Gás Natural por Diferentes Recursos (em Trilhões de Pés<br>Cúbicos). Fonte: Adaptado de <i>AEO/EIA</i> , 2013. ....                                                                                                     | 80 |
| Figura 4.15. Importações Líquidas dos EUA de Gás Natural por Fonte (em Trilhões de<br>Pés Cúbicos). Fonte: Adaptado de <i>AEO/EIA</i> , 2013. ....                                                                                               | 82 |
| Figura 4.16. Consumo de Gás Natural por Setor (em Trilhões de Pés Cúbicos). Fonte:<br>Adaptado de <i>AEO/EIA</i> , 2013. ....                                                                                                                    | 83 |
| Figura 5.1. Média Anual de Preço <i>Spot</i> do Gás Natural no <i>Henry Hub</i> em 5 Diferentes<br>Casos (Dólar de 2011 por Milhão de <i>Btu</i> ). Fonte: Adaptado de <i>AEO/EIA</i> , 2013. ....                                               | 86 |
| Figura 6.1. Ações Ordinárias da <i>Chesapeake Energy Corporation</i> . Fonte: Adaptado de<br><i>CHESAPEAKE ENERGY CORPORATION ANNUAL REPORT</i> , 2012. ....                                                                                     | 90 |
| Figura 6.2. Histórico das Receitas da Empresa <i>Chesapeake Energy Corporation</i> . Fonte:<br>Elaboração própria a partir do <i>Chesapeake Energy Corporation Annual Report</i> , 2012. ....                                                    | 91 |
| Figura 6.3. Evolução das Reservas Provadas de Gás Equivalente e da Produção de Gás<br>Natural da <i>Chesapeake Energy Corporation</i> . Fonte: Elaboração própria a partir do<br><i>Chesapeake Energy Corporation Annual Report</i> , 2012. .... | 92 |
| Figura 6.4. Evolução das Receitas, Despesas e Lucros da <i>Chesapeake Energy<br/>Corporation</i> . Fonte: Elaboração própria a partir do <i>Chesapeake Energy Corporation<br/>Annual Report</i> , 2012. ....                                     | 93 |
| Figura 6.5. Total de Investimentos da <i>Chesapeake Energy</i> em Comparação com o Preço<br>do Gás Natural. Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2013, e <i>Chesapeake Energy<br/>Corporation Annual Report</i> , 2012. ....       | 94 |
| Figura 6.6. Ações Ordinárias da <i>EOG Resources, Inc.</i> . Fonte: Elaboração própria a<br>partir de <i>EIA</i> , 2013, e <i>EOG Resources Annual Report</i> , 2012. ....                                                                       | 95 |

|                                                                                                                                                                                                                                                     |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6.7. Participação da Produção e Venda de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e GNL nas Receitas Anuais da <i>EOG Resources, Inc.</i> . Fonte: Elaboração própria a partir do <i>EOG Resources Annual Report, 2012</i> . .....                  | 96  |
| Figura 6.8. Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e GNL nos EUA da <i>EOG Resources, Inc.</i> . Fonte: Elaboração própria a partir do <i>EOG Resources Annual Report, 2012</i> . .....                                | 97  |
| Figura 6.9. Evolução das Receitas, Despesas e Lucros da <i>EOG Resources, Inc.</i> . Fonte: Elaboração própria a partir do <i>EOG Resources Annual Report, 2012</i> . .....                                                                         | 98  |
| Figura 6.10. Total de Investimentos da <i>EOG Resources, Inc.</i> em Comparação com o Preço do Gás Natural. Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA, 2013</i> , e <i>EOG Resources, Inc. Annual Report, 2012</i> . .....                       | 99  |
| Figura 6.11. Ações Ordinárias da <i>Carrizo Oil &amp; Gas, Inc.</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA, 2013</i> , e <i>Carrizo Oil &amp; Gas Annual Report, 2012</i> . .....                                                           | 100 |
| Figura 6.12. Participação da Produção e Venda de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e GNL nas Receitas Anuais da <i>Carrizo Oil &amp; Gas, Inc.</i> . Fonte: Elaboração própria a partir do <i>Carrizo Oil &amp; Gas Annual Report, 2012</i> . ..... | 101 |
| Figura 6.13. Evolução das Receitas, Despesas e Lucros da <i>Carrizo Oil &amp; Gas, Inc.</i> . Fonte: Elaboração própria a partir do <i>Carrizo Oil &amp; Gas Annual Report, 2012</i> . .....                                                        | 102 |
| Figura 6.14. Total de Investimentos da <i>Carrizo Oil &amp; Gas, Inc.</i> em Comparação com o Preço do Gás Natural. Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA, 2013</i> , e <i>Carrizo Oil &amp; Gas, Inc. Annual Report, 2012</i> . .....       | 104 |
| Figura 6.15. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no <i>Play</i> de <i>Barnett</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de dados da <i>Baker Hughes</i> . .....                                                                        | 105 |
| Figura 6.16. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no <i>Play</i> de <i>Marcellus</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de dados da <i>Baker Hughes</i> . .....                                                                      | 105 |
| Figura 6.17. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no <i>Play</i> de <i>Haynesville</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de dados da <i>Baker Hughes</i> . .....                                                                    | 106 |
| Figura 6.18. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no <i>Play</i> de <i>Fayetteville</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de dados da <i>Baker Hughes</i> . .....                                                                   | 106 |
| Figura 6.19. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no <i>Play</i> de <i>Woodford</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de dados da <i>Baker Hughes</i> . .....                                                                       | 107 |
| Figura 6.20. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no <i>Play</i> de <i>Eagle Ford</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de dados da <i>Baker Hughes</i> . .....                                                                     | 107 |

Figura 6.21. Histórico do Total de Sondas de Perfuração de Gás Natural nos EUA.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *Baker Hughes*. ..... 108

# Lista de Tabelas

|                                                                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 3-1. Volume de Água Utilizado para Produzir 1 MMBtu de Energia em Diferentes Tipos de Recursos. Fonte: Adaptado de <i>GROUNDWATER PROTECTION COUNCIL</i> , 2010..... | 44 |
| Tabela 4-1. Principais <i>Plays</i> de <i>Shale Gas</i> : Produção e Reservas Provadas de Gás Natural. Fonte: <i>EIA</i> , 2013b.....                                       | 61 |
| Tabela 4-2. Dados de <i>Barnett</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b.....                                                                         | 63 |
| Tabela 4-3. Propriedades Médias de <i>Barnett</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b. ....                                                          | 63 |
| Tabela 4-4. Dados de <i>Marcellus</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b.....                                                                       | 65 |
| Tabela 4-5. Propriedades Médias de <i>Marcellus</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b.....                                                         | 66 |
| Tabela 4-6. Dados de <i>Haynesville/Bossier</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b. ....                                                            | 68 |
| Tabela 4-7. Propriedades Médias de <i>Haynesville/Bossier</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b. ....                                              | 68 |
| Tabela 4-8. Dados de <i>Fayetteville</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b..                                                                       | 70 |
| Tabela 4-9. Propriedades Médias de <i>Fayetteville</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b.....                                                      | 71 |
| Tabela 4-10. Dados de <i>Woodford</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b... 73                                                                      |    |
| Tabela 4-11. Propriedades Médias de <i>Woodford</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b.....                                                         | 73 |
| Tabela 4-12. Dados de <i>Eagle Ford</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b. 75                                                                      |    |
| Tabela 4-13. Propriedades Médias de <i>Eagle Ford</i> . Fonte: Elaboração própria a partir de <i>EIA</i> , 2011b.....                                                       | 76 |
| Tabela 6-1. Participação nas Receitas. Fonte: Elaboração própria a partir do <i>Chesapeake Energy Corporation Annual Report</i> , 2012. ....                                | 92 |

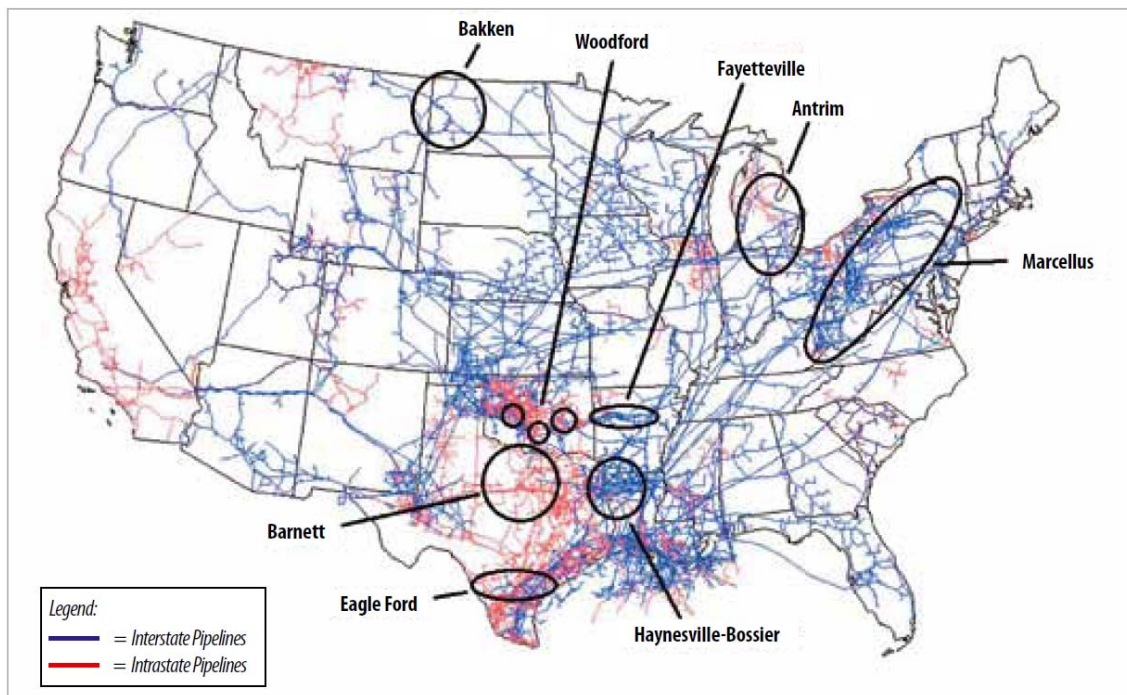
# 1 Introdução

Nas últimas décadas, os Estados Unidos tem participado do desenvolvimento e da evolução de uma nova fonte de energia: o *Shale Gas*. Com enormes reservas descobertas, os Estados Unidos estão registrando uma forte mudança na matriz energética. Sabe-se que a exploração dessas reservas somente se tornou possível devido a inúmeros fatores, principalmente, tecnológicos e econômicos.

A partir dos anos de 1980, as grandes empresas, chamadas de *Majors* do Setor Petrolífero, estavam focadas em campos *offshore* do Golfo do México. Além disso, até meados de 2000, as pequenas empresas independentes puderam realizar os investimentos necessários para a exploração do *Shale Gas*, devido ao baixo custo de capital e a um mercado de crédito favorável existente nos Estados Unidos. Dessa forma, pode-se dizer que estas empresas independentes foram os agentes responsáveis pelo desenvolvimento da tecnologia necessária para a exploração deste recurso, isto é, a perfuração direcional e o fraturamento hidráulico (GÉNY, 2010).

Outro fator importante que permitiu o desenvolvimento da exploração de recursos não convencionais, diz respeito à rede de distribuição de Gás Natural existente nos Estados Unidos. A infraestrutura de transporte de gás já é madura no país e o mercado consumidor, consolidado. Dessa forma, a produção pode ser facilmente escoada para os mercados consumidores, sem que haja necessidade de novos investimentos em ativos específicos, como a construção de gasodutos para transporte do gás até estes mercados consumidores. A Figura 1.1 mostra a malha de gasodutos existente nos EUA, além de indicar a localização das principais áreas de exploração de *Shale Gas* no país. Como podemos notar, essas áreas encontram-se em regiões onde a malha de gasodutos já é bem desenvolvida, facilitando o escoamento da produção. Adicionalmente, o processo para acesso a essa malha de gasodutos é simples e rápido, uma vez que nos Estados Unidos, o mercado de gás natural é liberalizado e com concorrência gás-gás (ANP, 2012).





**Figura 1.1. Mapa de Gasodutos nos EUA. Fonte: EIA, 2007.**

Uma particularidade observada nos Estados Unidos, diz respeito à estrutura regulatória para questões ambientais e de acesso à terra, que é bastante favorável. A produção de Gás Natural ocorre, principalmente, em terras privadas ou de propriedade dos Estados. No caso das terras privadas, o proprietário pode tanto arrendá-las para exploração dos recursos quanto vendê-las, uma vez que ele também detém os direitos sobre os recursos naturais. Nesse sentido, o acesso às terras privadas é feito através da negociação contratual entre proprietários de terra e operadoras, podendo prever, inclusive, o pagamento de bônus de assinatura e *royalties* (que pode chegar a 25% em alguns Estados) (ANP, 2012). Já para as terras de propriedade Estadual, o acesso se dá por meio do arrendamento através de leilões organizados pelos Estados, em que estes estabelecem as regras para as operações de extração de petróleo e Gás Natural dentro de suas jurisdições (ANP, 2012).

Já em relação aos aspectos econômicos, temos a elevação dos preços do Gás Natural observada a partir de 1999 e mantida durante praticamente toda a década de 2000. Nesse sentido, é interessante observar que no período entre 2004 e 2009, em que se verificou o *boom* na produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos, os preços do Gás Natural mantiveram-se entre US\$6-8/MBtu, com alguns picos (ANNUAL ENERGY

OUTLOOK/EIA, 2013). A elevação nos preços do gás tornou as operações relacionadas à sua exploração mais lucrativas.

Desta forma, com todo este cenário favorável, vemos o sucesso que está sendo o desenvolvimento das reservas não convencionais de Gás Natural nos Estados Unidos. Sendo assim, ao longo do trabalho, iremos estudar os impactos que esses recursos causarão tanto na oferta como na demanda, uma vez que o norte-americano mudou sua forma de utilizar seus recursos naturais. Nesse sentido, procuraremos perceber, através de projeções para 2040, se o aumento na oferta também será acompanhado por um acréscimo na demanda de Gás Natural e em quais setores. Com isso, será possível estudar a relação dessas mudanças com a precificação deste insumo. Também a partir de projeções, buscaremos verificar a tendência do preço do Gás Natural, se é de alta ou de baixa.

Para comprovar nossas conclusões a respeito dos impactos que as grandes mudanças proporcionadas pelo *Shale Gas* irão causar na economia, iremos analisar alguns dados econômicos de três empresas de diferentes portes que participam das atividades de Exploração e Produção nos principais *plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos, buscando correlacionar os parâmetros: preço do gás, lucratividade e investimentos das empresas. Dessa forma, seremos capazes de dizer se os grandes investimentos em recursos não convencionais apresentam alta lucratividade e como os preços do Gás Natural exercem influência sobre o planejamento empresarial.

## **1.1 Motivação**

Atualmente, o mundo energético está passando por uma revolução no que diz respeito ao Setor de Gás Natural. Novas tecnologias tornaram o desenvolvimento de reservas não convencionais uma atividade economicamente viável. Nesse cenário, um tipo de recurso tem ganhado especial atenção: o *Shale Gas*. Com o sucesso observado nos Estados Unidos no desenvolvimento da exploração e produção de *Shale Gas*, o mundo inteiro tem se voltado para estas novas fontes de recursos. O Brasil está entre os países interessados, uma vez que, apesar de apresentar um estágio embrionário no que diz respeito à infraestrutura de transportes de Gás Natural, estimativas indicam que o país

possui 245 trilhões de pés cúbicos de reservas tecnicamente recuperáveis de *Shale Gas* (EIA, 2013c). Nesse sentido, a experiência americana nos possibilitará entender esta nova dinâmica e, com isso, aplicá-la futuramente, na medida do possível, no Brasil.

## **1.2 Objetivo**

Após analisar todo o contexto ao qual o Setor de Gás Natural encontra-se inserido nos Estados Unidos, a intenção do trabalho é estudar a importância dos recursos não convencionais, principalmente o *Shale Gas*, neste Setor. Neste sentido, desejamos entender como o desenvolvimento da exploração e produção deste insumo irá afetar a oferta de Gás Natural no país e, assim, alterar a forma como o norte-americano utiliza seus recursos naturais.

Ao ser realizado um estudo acerca dos impactos que essas mudanças na oferta e demanda de Gás Natural irão causar na precificação do mesmo, assim como uma análise das amostras de dados econômicos coletados das empresas, poderemos concluir se os grandes investimentos aplicados para o desenvolvimento do *Shale Gas* são economicamente viáveis, no sentido de gerar grande lucratividade e se os níveis de preço do Gás Natural exercem influência no planejamento empresarial.

Dessa forma, a partir da experiência dos Estados Unidos, será possível sugerir para outros países, como o Brasil, se é válido o desenvolvimento destes recursos não convencionais.

## **1.3 Metodologia**

Ao estudar os principais reservatórios de Gás Natural, será visto que, ultimamente, os reservatórios não convencionais, principalmente o *Shale Gas*, estão ganhando uma atenção especial.

Após descrever os principais reservatórios não convencionais de Gás Natural, serão aprofundados os conhecimentos sobre os reservatórios de *Shale Gas*. Estudaremos as

duas principais tecnologias que tornaram o desenvolvimento da exploração e produção deste tipo de recurso possível: a perfuração direcional e o fraturamento hidráulico.

Em seguida, será realizado um mapeamento dos principais *plays* de *Shale Gas* dos Estados Unidos, no qual será dada uma breve descrição do *play*, como localização e características geológicas, além de estimativas de reservas, companhias ativas e custos dos poços.

Após toda essa contextualização, iremos fazer uma análise acerca da oferta e demanda do Gás Natural, levando em consideração o significativo aumento da produção de *Shale Gas*. Nesse sentido, principalmente utilizando dados do *Annual Energy Outlook* 2013, publicado pelo *U.S. Energy Information Administration* em Abril de 2013, serão feitas projeções para 2040 em relação ao consumo e a produção de Gás Natural nos Estados Unidos.

Após essa análise, será estudado como essas mudanças no cenário de oferta e demanda irão impactar na precificação do Gás Natural no *Henry Hub*, o maior centro de comercialização de Gás Natural do mundo, na *Lousiana*, em que são conectados 12 gasodutos, possibilitando a transferência de gás de um gasoduto para o outro.

Por fim, iremos estudar a viabilidade econômica dos investimentos na área de *Shale Gas*, comprovando as tendências observadas por meio de amostras de dados econômicos de três empresas ativas nos *plays* de *Shale Gas*, através da correlação das variáveis: preço do gás, lucratividade e investimento das empresas amostradas.

#### **1.4 Estrutura do Trabalho**

O trabalho foi estruturado da seguinte maneira:

No capítulo 1, apresentamos brevemente uma introdução sobre o tema que será estudado, falando sobre os principais aspectos relacionados ao desenvolvimento do *Shale Gas*, além de mostrar os objetivos, a metodologia aplicada e a motivação que levaram à elaboração deste estudo.

No capítulo 2, será explicado um dos elementos que compõem um Sistema Petrolífero: a Rocha Reservatório. Nesse sentido, serão abordados os reservatórios convencionais e os não convencionais, com um maior aprofundamento nos seis principais tipos de reservatórios não convencionais de Gás Natural, principalmente o *Shale Gas*.

No capítulo 3, iremos detalhar como o desenvolvimento tecnológico permitiu a evolução da exploração e produção dos recursos não convencionais, abordando as duas técnicas que tornaram o desenvolvimento do *Shale Gas* possível: a perfuração direcional (horizontal) e o fraturamento hidráulico.

No capítulo 4, iremos estudar todos os aspectos relativos à exploração, produção e consumo de Gás Natural nos Estados Unidos, analisando como o *Shale Gas* está alterando a forma como o norte-americano utiliza seus recursos naturais e realizando projeções até 2040. Além disso, será feito um mapeamento de todos os principais *plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos.

No capítulo 5, após ter sido realizado um estudo sobre os impactos do *Shale Gas* na oferta e demanda de Gás Natural nos Estados Unidos, iremos analisar como a precificação deste recurso será afetada, realizando também projeções para 2040.

No capítulo 6, será realizada uma análise através de amostras de dados econômicos de três empresas de diferentes portes que atuam nos *plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos. Nesse sentido, serão correlacionadas três variáveis: Preço do Gás Natural, Lucratividade da empresa e Investimentos da empresa.

No capítulo 7, serão expostas as conclusões do trabalho. Neste sentido, mostraremos se os investimentos em exploração e desenvolvimento de novas reservas de *Shale Gas* são ou não economicamente viáveis, baseando-se nos níveis futuros previstos para o preço do Gás Natural. Também serão feitas sugestões para que outros países com grandes reservas, como o Brasil, busquem o desenvolvimento de *Shale Gas*.

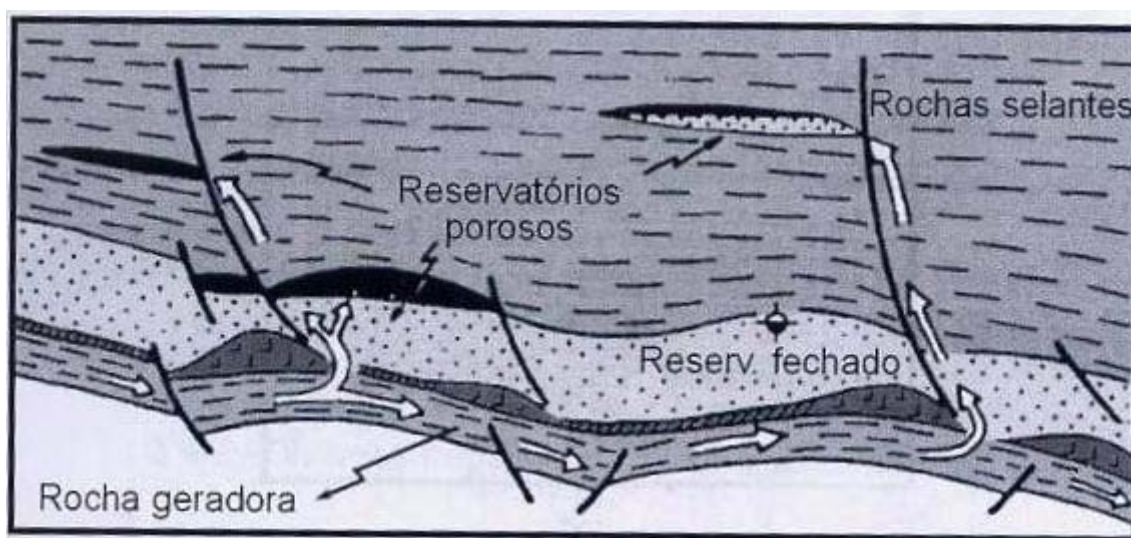
## 2 Rochas Reservatório

Um Sistema petrolífero é um modelo que engloba todos os elementos e processos geológicos necessários à existência de acumulações de óleo e gás. Segundo GLOSSÁRIO OGX (2014), ele é composto basicamente por:

- Rocha Geradora, que são rochas sedimentares com alto teor de matéria orgânica que em condições ideais de soterramento (pressão e temperatura) podem gerar hidrocarbonetos;
- Após ser gerado, o hidrocarboneto deve passar pela etapa de Migração, em que, ele se desloca através do meio poroso e/ou através de falhas/fraturas na rocha, podendo atingir um reservatório trapeado e formar uma acumulação ou então migrar até a superfície, formando as exsudações;
- Rocha Reservatório, que são rochas com permeabilidades e porosidades suficientes para armazenar e permitir o escoamento de fluidos contidos nos seus poros;
- Trapas ou Armadilhas, que são o conjunto de rochas reservatórios e selantes organizadas em estruturas ou outras situações geológicas que permitem a acumulação de petróleo, ou seja, elas permitem que o hidrocarboneto fique aprisionado após sua formação e migração, sem que haja escoamento para a superfície;
- Rocha Selante ou Selo, que é a rocha impermeável que impede a passagem do petróleo durante a migração; e
- Timing, isto é, todos esses elementos e processos do Sistema Petrolífero devem ocorrer de forma sincronizada em relação ao tempo geológico para que seja possível a acumulação de hidrocarbonetos. Nesse sentido, assim que as rochas geradoras começam a formação de petróleo e a migração se inicia, as rochas reservatório e

selantes já devem estar depositadas e arranjadas em trapas, para que o petróleo gerado e em movimento possa ser aprisionado e, assim, formar uma acumulação.

A Figura 2.1 ilustra algumas situações geológicas mostrando a migração de petróleo desde a rocha geradora até as rochas reservatório.



**Figura 2.1. Relações Espaciais entre Rochas Geradoras, Reservatórios e Selantes. Fonte: THOMAS, 2001.**

Nesse capítulo, iremos nos aprofundar nos conceitos relativos à Rocha Reservatório, abordando e detalhando suas duas importantes classificações: reservatórios convencionais e reservatórios não convencionais.

## **2.1 Introdução**

Após ser gerado e passar pelo processo de migração, o petróleo, ocasionalmente, fica aprisionado por uma armadilha. Sendo assim, ele é acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório. Esta pode ser de qualquer natureza, no entanto, para ser um reservatório, ela deve apresentar espaços vazios em seu interior, isto é, porosidade e, além disso, estes espaços devem estar interconectados, garantindo-lhe a característica de permeabilidade (THOMAS, 2001).

Uma rocha reservatório é composta, de forma geral, por grãos ligados uns aos outros por um material chamado de cimento. Além disso, entre os grãos existe um material muito fino

chamado matriz. O volume total,  $V_t$ , ocupado pela rocha reservatório é dado pela soma do volume dos materiais sólidos,  $V_s$ , (grãos, matriz e cimento) com o volume dos espaços vazios,  $V_p$ , existentes entre eles, chamado de volume poroso (THOMAS, 2001). Portanto, a porosidade,  $\Phi$ , de uma rocha é definida por:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t}$$

e o volume total da rocha é dado por:

$$V_t = V_p + V_s$$

A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanhos dos grãos, além do grau de cimentação da rocha. Geralmente, existe comunicação entre os poros de uma rocha. No entanto, alguns poros podem ficar isolados devido à cimentação. Recebe o nome de “porosidade absoluta” a razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha. Já a razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha damos o nome de “porosidade efetiva”. Como os fluidos aprisionados nos poros isolados não podem ser produzidos, a porosidade efetiva é o parâmetro que importa para a Engenharia de Reservatórios, uma vez que ela representa o volume máximo de fluido que pode ser extraído da rocha. Ela pode ser medida a partir de perfis elétricos executados nos poços ou de ensaios de laboratório em amostras da rocha (THOMAS, 2001).

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos, isto é, é uma medida da condutividade de fluidos de um material (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

Quando a rocha é saturada por apenas um fluido, essa propriedade recebe o nome de “permeabilidade absoluta”. O grau de permeabilidade depende do tamanho e da forma dos poros e das suas interligações. Na existência de mais de um fluido, a facilidade com que cada um se move é chamada de “permeabilidade efetiva”. Ela depende também das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. Por fim, temos a “permeabilidade relativa”, que é a razão dos valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade



escolhido como base. Geralmente, é utilizado como base o valor da permeabilidade absoluta (THOMAS, 2001).

A unidade de medida da permeabilidade é o Darcy (D). Um darcy é a permeabilidade de uma rocha em que um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm<sup>3</sup>/s de um fluxo de viscosidade de 1 centipoise através de 1 cm<sup>2</sup> de área aberta ao fluxo. No entanto, como Darcy é uma unidade muito grande, na indústria petrolífera é mais comumente usado o seu submúltiplo “mildarcy” (mD).

A seguir, apresentaremos duas divisões de reservatórios: Reservatórios Convencionais e Reservatórios Não Convencionais.

## **2.2 Reservatórios Convencionais**

Historicamente, são denominados reservatórios convencionais aqueles em que a extração do produto é considerada prática, fácil e econômica em um dado estágio tecnológico de desenvolvimento (BISAGGIO, ESTEVÃO e CONFORT, 2010).

De acordo com ROSA, CARVALHO e XAVIER (2011), os reservatórios convencionais são aqueles constituídos por rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente arenitos e calcários. Estas rochas reservatório apresentam boa porosidade e boa permeabilidade e contém fluidos de baixa a média viscosidade. Além disso, geralmente, nos reservatórios convencionais, os hidrocarbonetos podem ser extraídos por processos de recuperação primária e secundária.

Em seguida, serão definidas as duas principais rochas encontradas como reservatórios convencionais.

### **2.2.1 Arenitos**

Os arenitos são a mais frequente rocha reservatório encontrada no mundo. Além de grande continuidade lateral, eles podem apresentar grandes espessuras, chegando a centenas de metros.

Apresentam dois tipos de porosidade: intergranular e por fraturas. A primeira é decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial, que depende, principalmente, do grau de seleção dos grãos de areia, foi reduzida pela cimentação. Como o arenito é uma rocha quebradiça, ela está sujeita a fissuramentos e, portanto, devido a essas fraturas, a sua porosidade real pode ser bem elevada (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

### **2.2.2 Rochas Carbonatadas**

As rochas carbonatadas são os calcários, as dolomitas e as intermediárias entre os dois. Este tipo de rocha difere em muitos aspectos em relação aos arenitos, principalmente no que diz respeito a sua permeabilidade e porosidade. Esta é normalmente localizada, tanto lateral quanto verticalmente, dentro de uma camada. Já aquela costuma apresentar altos valores, uma vez que seus poros podem ser muito maiores que os de arenitos. Isso ocorre, principalmente, devido ao processo de dissolução, em que a calcita ou a dolomita é lixiviada pelas águas subterrâneas, o que forma cavidades com dimensões que variam de minúsculos poros a enormes cavernas (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

## **2.3 Reservatórios Não Convencionais**

Nos reservatórios não convencionais, os hidrocarbonetos encontram-se aprisionados em rochas com baixa porosidade e pouca permeabilidade. Dessa forma, a movimentação dos fluidos nelas contidos é bastante dificultada.

É importante perceber que o termo não convencional está relacionado com as características do reservatório que tornam sua exploração mais cara, chegando a ser, muitas vezes, inviável. Além disso, as atividades para o desenvolvimento destes reservatórios são mais complexas. Nesse sentido, com o avanço do conhecimento geológico e da tecnologia disponível, os recursos não convencionais podem ser desenvolvidos a ponto de se tornarem importantes fontes de suprimento, como vem ocorrendo nos EUA e na China, por exemplo, e assim, passarem a ser considerados como convencionais através de novos processos e técnicas (BISAGGIO, ESTEVÃO e CONFORT, 2010).

A Figura 2.2 mostra um comparativo entre os recursos e tecnologias necessários para o desenvolvimento e exploração dos reservatórios convencionais e não convencionais.

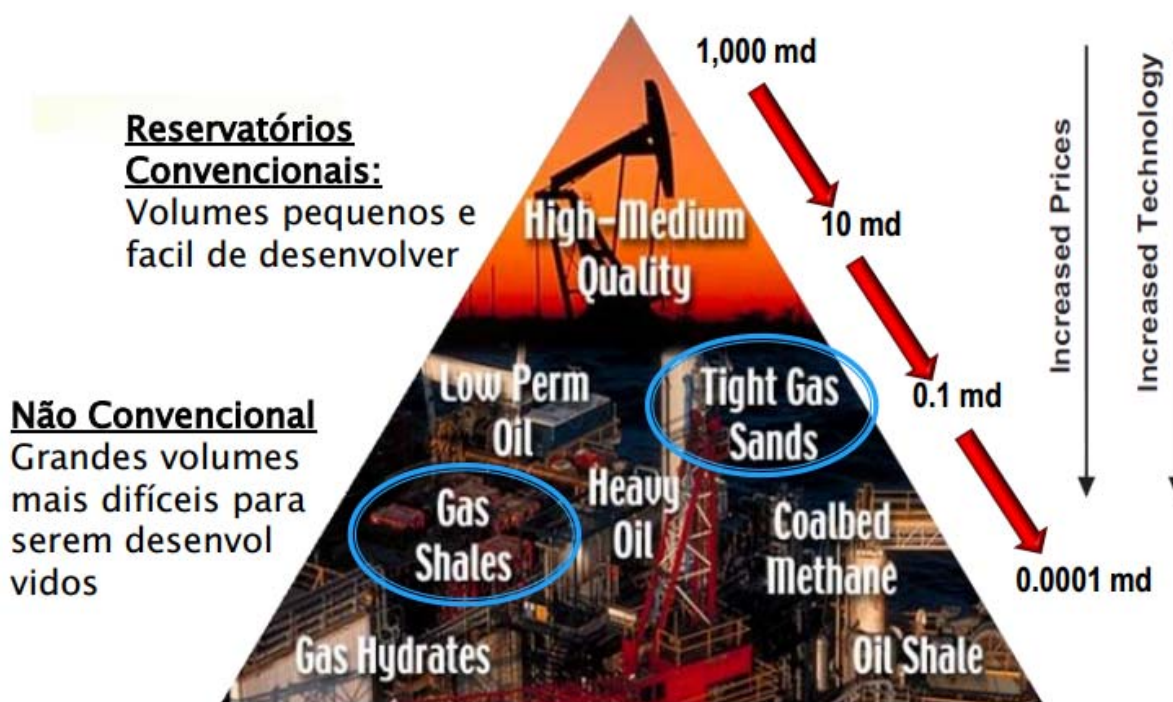


Figura 2.2. Triângulo de Recursos para o Gás Natural. Fonte: Adaptado de HOLDITCH, 2006.

Existem reservatórios não convencionais tanto de óleo quanto de gás. No entanto, como nossa principal área de interesse para este trabalho são os de Gás Natural, a seguir, serão apresentados alguns dos principais tipos de Gás Natural não convencional: *Shale Gas*, *Tight Gas*, *Coalbed Methane (CBM)*, *Gas Hydrates*, *Deep Natural Gas* e *Geopressurized Zones*.

### 2.3.1 *Shale Gas*

O termo *shale* sugere uma estrutura fissil e laminar presente em certas rochas. Mas, além disso, também é utilizado para se referir às rochas sedimentares detríticas de granulação fina, compostas por silte e argila (GLORIOSO e RATTIA, 2012).

O folhelho (*shale*) é a rocha sedimentar argilosa mais abundante na Terra. Ela é formada por uma fração granulométrica de argila ou silte. Os grãos são depositados por decantação em

ambientes de baixa energia, isto é, com baixos níveis de tração, formando camadas com laminações paralelas que, eventualmente, podem conter gás confinado no espaço entre elas. Normalmente, os folhelhos derivam de dois tipos de ambientes: marinho (ricos em clorita e argilas do grupo da illita) ou de água doce (enriquecidos em montmorilonita). Dessa forma, sua composição e coloração, do vermelho amarronzado ao preto, podem variar de acordo com a rocha à que estão associados (SUGUIO, 2003).

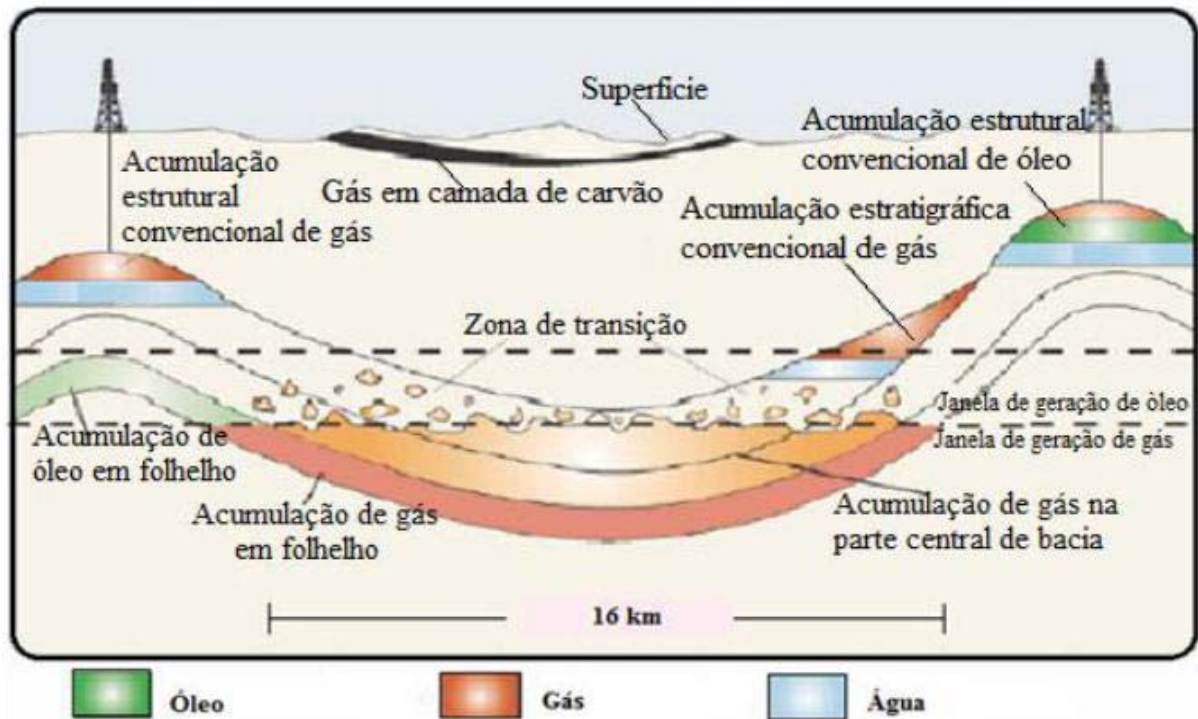
Apesar de possuírem um alto conteúdo de matéria orgânica, os folhelhos apresentam uma permeabilidade extremamente baixa, na faixa de 0,000001 mD a 0,0001 mD (ou 1 a 100 nanoDarcies) (KING, 2010). Portanto, a exploração e produção comercial desse gás somente se tornaram viáveis depois dois avanços tecnológicos: a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico, que juntos conseguem aumentar a comunicação rocha-poço e contornar o problema gerado pela estrutura de laminação paralela dos folhelhos. Essas técnicas serão detalhadas no Capítulo 3.

Outro fato importante a ser observado é que, a fim de evitar a degradação da matéria orgânica e, assim, possibilitar a ocorrência de hidrocarbonetos, a matéria orgânica geradora deverá se acumular sem sofrer oxidação. Portanto, em um dado ambiente deposicional, a camada onde ocorrem taxas mínimas de oxigênio, denominada de *Oxygen Minimum Layer (OML)*, representa um bom local para a deposição e preservação dos recursos marinhos ricos em sedimentos orgânicos. Além disso, um folhelho gerador com grande potencial para ser considerado *Shale Gas*, seria um folhelho rico em matéria orgânica e com algumas características, como coloração escura a preta, Conteúdo Orgânico Total (TOC) entre 1% e 10% (ou mais), boa estratificação, baixa porosidade e permeabilidade e ocorrência de Pirita (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Quando analisamos os reservatórios de *Shale Gas*, observamos que o gás está presente no interior da própria rocha geradora, ou seja, além de geradora e reservatório, a rocha também precisa apresentar características de rochas selantes (SAKMAR, 2011).

Podemos classificar os reservatórios de *Shale Gas* quanto a sua acumulação como *plays* “contínuos” de Gás Natural. Isto significa que as acumulações são difundidas em grandes áreas geográficas. Essas acumulações diferem das convencionais de hidrocarbonetos em dois

aspectos principais. Primeiro, elas não ocorrem acima de uma base de água, e segundo, elas geralmente não são estratificadas por densidade dentro do reservatório. A Figura 2.3 ilustra essas diferenças.

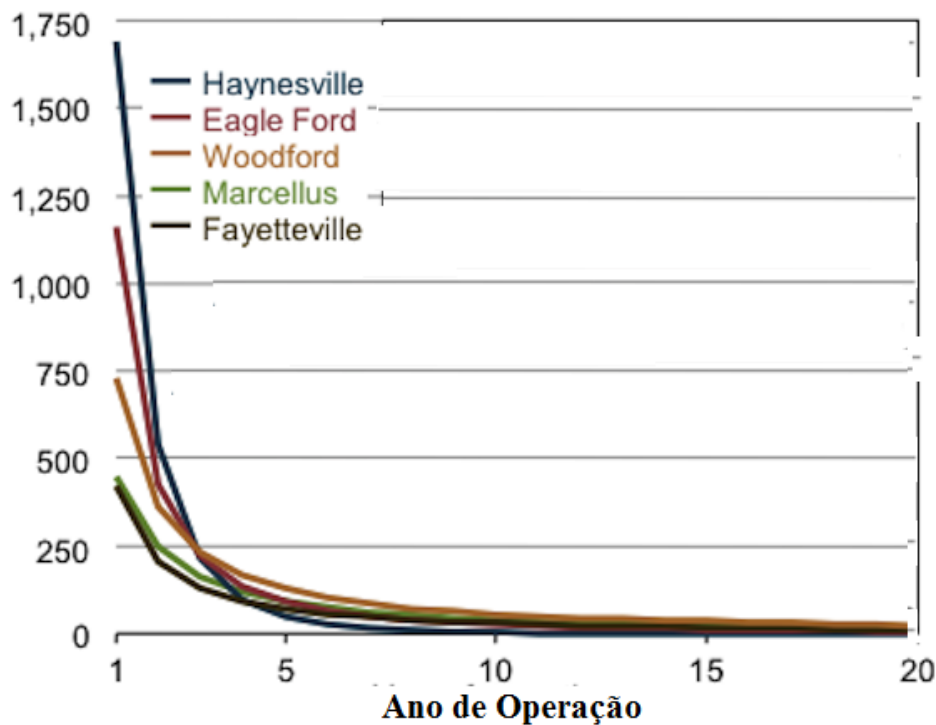


**Figura 2.3. Desenho Esquemático de Reservatórios Convencionais e Não Convencionais de Acumulação de Gás Natural. Fonte: Adaptado de DUNCAN, 2009.**

Um fato interessante a ser notado por Gény (2010) é que à medida que o reservatório vai sendo fraturado, o gás livre começa a fluir mais facilmente, o que resulta em um pico de produção logo no primeiro dia de produção. Além disso, verifica-se um declínio rápido da produção do poço, de 60% a 90%, ainda no primeiro ano de operação. Isso ocorre, pois conforme o gás livre vai se extinguindo, resta apenas o gás aprisionado que flui mais lentamente e, conseqüentemente, o reservatório passa a ter baixas taxas de produção por longos períodos de tempo.

Dessa forma, essa peculiaridade dos reservatórios de *Shale Gas*, faz com que a produtividade do mesmo seja significativamente maior no primeiro ano de produção em comparação com as fontes convencionais de gás. Isto ocorre, pois o formato da curva de produção depende da maneira de como o gás está estocado dentro da rocha. Na Figura 2.4, podemos observar essa característica marcante para cinco *plays* de *Shale Gas* nos EUA.

**Taxa de Produção  
(milhões de ft<sup>3</sup>/ano)**



**Figura 2.4. Taxa Média de Produção por Poço de *Shale Gas* em *Plays* nos EUA. Fonte: Adaptado de BUSINESS INSIDER, 2013.**

Devido a esse rápido declínio na produtividade, o fator de recuperação de reservatórios de *Shale Gas* é de aproximadamente 20% a 30%, enquanto que, para reservatórios convencionais de gás, ele chega aos 80%. No entanto, com as novas descobertas de *Shale Gas* principalmente nos EUA, como será detalhada no Capítulo 4, estima-se que as suas reservas são bastante superiores as do gás convencional.

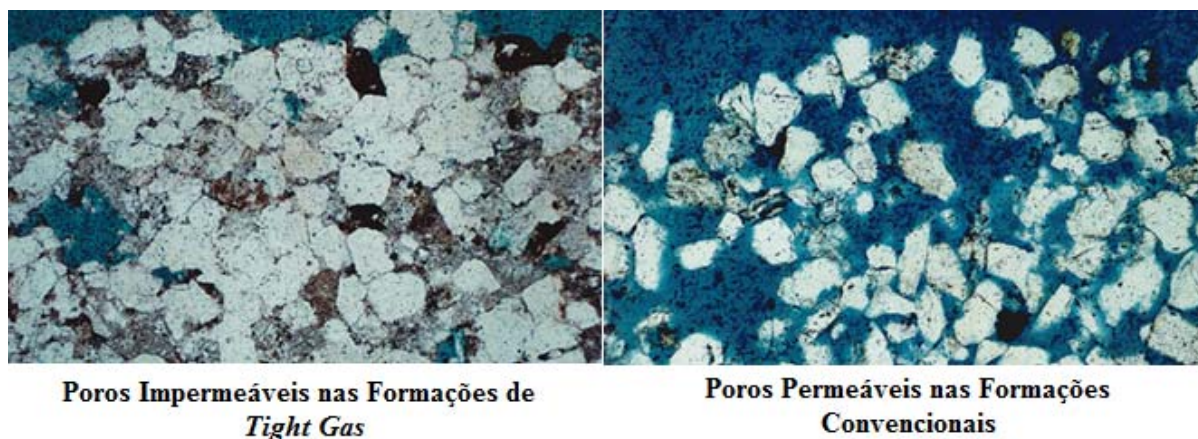
### **2.3.2 *Tight Gas***

Não existe uma definição formal para o termo *Tight Gas* e o uso deste termo varia consideravelmente. LAW e CURTIS (2002) definiram Reservatórios de Baixa Permeabilidade (*Tight*) como sendo reservatórios com permeabilidade abaixo de 0,1mD e porosidade abaixo de 10%. Sendo assim, o termo *Tight Gas Reservoir* passou a ser definido como reservatórios de Gás Natural com uma permeabilidade média abaixo de 0,1mD.



Mais recentemente, a Sociedade Científica Alemã para o Petróleo, o Gás Natural e o Carvão (DGMK) anunciou uma nova definição para reservatórios de *Tight Gas*, elaborada pela Indústria Petrolífera Alemã. Esta definição passou a incluir os reservatórios com uma permeabilidade efetiva de gás abaixo de 0,6mD.

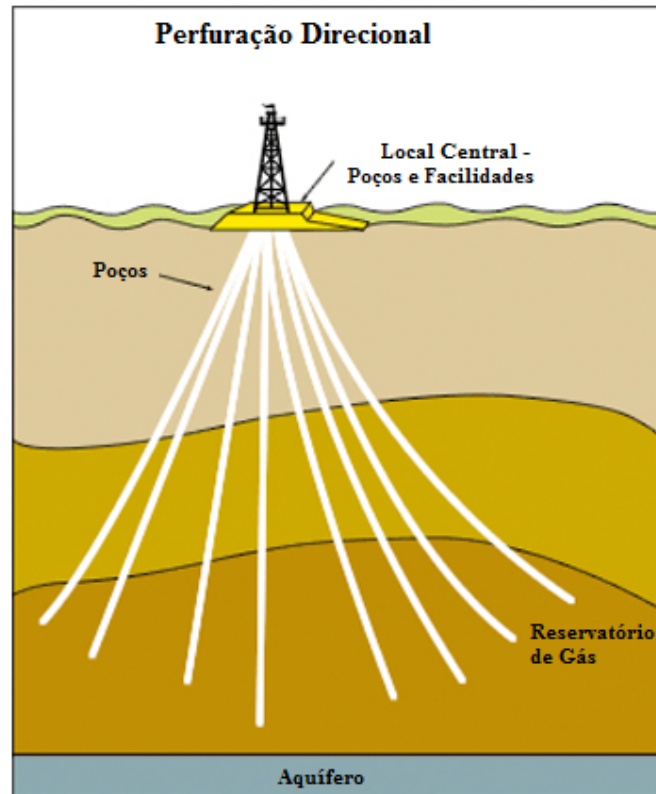
Sendo assim, podemos dizer que *Tight Gas* refere-se ao Gás Natural aprisionado em reservatórios extremamente impermeáveis, tornando a formação bastante compactada. Além disso, também pode ser atribuído ao Gás Natural aprisionado em arenitos ou calcários que são atipicamente impermeáveis ou com porosidade extremamente irregular e pouco conectada por capilaridades, conhecidos como *Tight Sands*. A Figura 2.5 mostra uma comparação entre a permeabilidade de reservatórios convencionais e de *Tight Gas*.



**Figura 2.5. Comparação entre a Permeabilidade de Reservatórios de *Tight Gas* e Reservatórios Convencionais. Fonte: U.S. Geological Survey.**

A produção do *Tight Gas* caracteriza-se por um curto período de alta produção com rápida queda, seguida por um longo período de baixa produção e declínio lento. A vida útil de um poço de *Tight Gas* pode ser de até 50 anos. Com o objetivo de tornar a produção mais atrativa economicamente, é muito importante melhorar a produtividade nos estágios iniciais de produção, além de gerenciar a produção nos estágios mais avançados, uma vez que isso impacta diretamente a reserva possível de ser recuperada (SMITH *et al.*, 2009). Outro fator que afeta a sua produtividade é a geometria do poço. Normalmente, são utilizados poços únicos verticais para a recuperação do *Tight Gas*, principalmente devido ao pouco conhecimento da região e dos altos riscos envolvidos. No entanto, à medida que os estudos avançam e o campo passa a ser melhor entendido, o risco se torna gerenciável, e assim, novos projetos podem ser implementados, como a utilização de poços direcionais ou horizontais, o

fraturamento e a acidificação (SMITH *et al.*, 2009). A Figura 2.6 ilustra uma técnica muito comum para a produção desse tipo de reservatório, na qual vários poços direcionais são perfurados a partir de um único local.



**Figura 2.6. Perfuração de Vários Poços Direcionais a Partir de um Mesmo Local. Fonte: Adaptado de RIGZONE, 2014.**

Na Figura 2.7, podemos ver os principais *plays* de *Tight Gas* dos Estados Unidos.



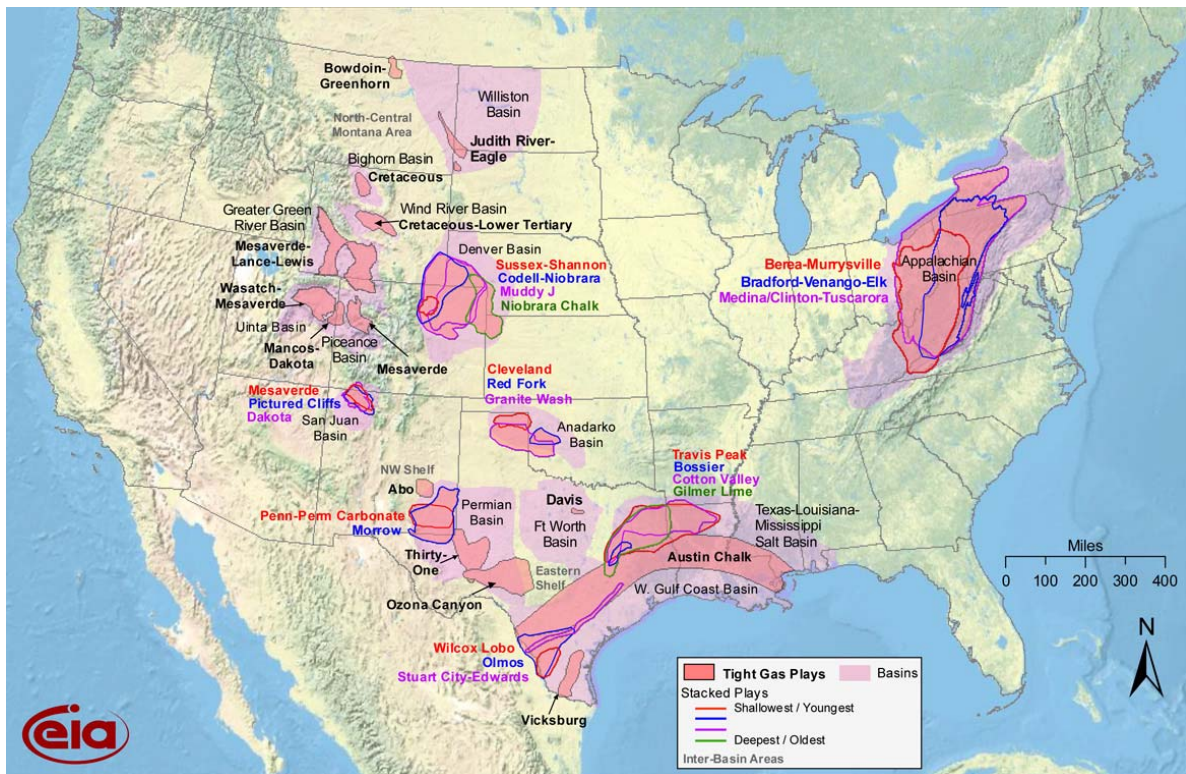


Figura 2.7. Principais Plays de Tight Gas nos EUA. Fonte: EIA, 2010.

### 2.3.3 Coalbed Methane (CBM)

Quando o carvão é formado em condições geológicas similares à do Gás Natural e petróleo, ele também pode apresentar condições favoráveis para gerar e conter gás. Gás este que permanece aprisionado até o início da atividade de extração do mineral. No passado, o metano acumulado no carvão era liberado para a atmosfera e era sido considerado um grande problema no processo de mineração, uma vez que elevadas concentrações do gás em minas representam grande ameaça à segurança dos trabalhadores. Entretanto, atualmente, o gás adsorvido nas camadas de carvão constitui uma fonte de gás não convencional (NATURALGAS.ORG, 2014).

O Coalbed Methane é o gás gerado durante a formação das camadas de carvão. Quimicamente, ele é semelhante a outras fontes de Gás Natural (cerca de 95% de metano puro) e pode ser vendido em qualquer mercado. Como geralmente não contém sulfeto de hidrogênio, é considerado um "gás verde". Além disso, o CBM contém poucos hidrocarbonetos mais pesados, como o gás propano ou butano, e não apresenta condensado de Gás Natural, que é frequentemente encontrado em Gás Natural convencional. No entanto, pode conter dióxido de carbono. Devido à grande área superficial interna, as camadas de

carvão armazenam entre seis e sete vezes mais gás de metano do que o volume equivalente de uma rocha reservatório de gás convencional (LOFTIN, 2009).

Diferentemente do processo de estocagem em reservatórios convencionais, em que o gás é estocado sob pressão nos espaços porosos das rochas reservatórios, nos reservatórios de *Coalbed Methane*, o armazenamento do gás ocorre pelo fenômeno de adsorção. Na Figura 2.8, podemos observar um reservatório de *CBM*.

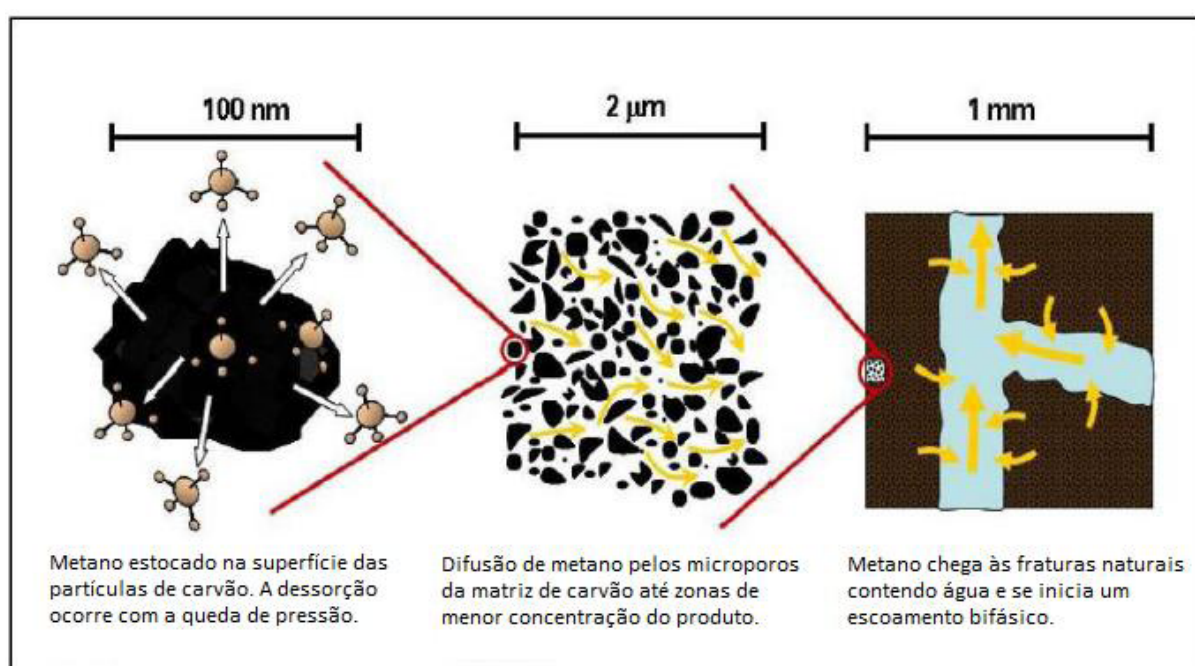


**Figura 2.8. Reservatório de *Coalbed Methane*. Fonte: SCHLUMBERGER, 2013.**

No processo de adsorção, o metano adere à superfície das pequenas partículas de carvão promovendo um aumento da densidade do fluido até valores próximos daqueles do líquido correspondente. Sendo assim, a capacidade de estocagem nesses sistemas é muito maior que aquela normalmente encontrada nos reservatórios convencionais. As alterações de pressão controlam a adsorção do metano no carvão. Nesse sentido, quando há diminuição de pressão, ocorre a dessorção das moléculas da superfície sólida e este processo leva ao retorno das moléculas sólidas à fase gasosa (LOFTIN, 2009).

Ainda segundo LOFTIN (2009), através do processo de difusão, as moléculas livres na fase gasosa permeiam os microporos da matriz de carvão. No entanto, este processo é lento e

ocorre apenas em pequenos percursos, até que as fraturas naturais do material sejam alcançadas. Vale notar que a transferência de gás do reservatório até o poço se dá, principalmente, através destas fraturas. Geralmente, elas encontram-se cheias de água, e, assim, o gás é mantido adsorvido na superfície do carvão devido à pressão hidrostática. Com a retirada de água em grandes volumes do conjunto de fraturas, ocorre uma redução abrupta da pressão, uma vez que trata-se de um líquido altamente incompressível, o que permite a dessorção do gás, sua difusão pela rede carbonífera, e, por fim, a sua penetração no conjunto de fraturas naturais. Dessa forma, o gás pode ser produzido. A Figura 2.9 ilustra o sistema de extração de gás das camadas de carvão.



**Figura 2.9. Movimentação do Gás em Camadas de Carvão com o Aumento de Escala. Fonte: Adaptado de LOFTIN, 2009.**

Nesse sentido, é interessante perceber um comportamento bem diferente da produção de gás a partir de reservatórios convencionais, em que nos primeiros estágios de produção, a vazão de gás é maior e há pouca produção de água. No início da produção de gás nas camadas de carvão, grande parte do fluido produzido é composta quase que exclusivamente de água, uma vez que a quantidade de gás livre no sistema é muito pequena. Com o avanço da produção, o grau de saturação de gás na água aumenta e a taxa de recuperação de gás começa a atingir níveis comerciais (LOFTIN, 2009).

Ainda segundo LOFTIN (2009), o carvão pode estocar outros gases além do metano, como o CO<sub>2</sub>. É importante perceber que o dióxido de carbono é adsorvido preferencialmente pelo carvão em relação ao metano. Nesse sentido, à medida que o metano é liberado, a quantidade de CO<sub>2</sub> adsorvido no carvão tende a aumentar. Sendo assim, no futuro, pode-se pensar em outras utilidades para os reservatórios de carvão, como a utilização de campos para sequestro de CO<sub>2</sub>, ou ainda aproveitar essa maior afinidade do carvão pelo CO<sub>2</sub> para aumentar a recuperação de metano através da injeção do dióxido de carbono.

De acordo com RICE (1993), a geração de Gás Natural a partir do carvão é controlada por dois processos:

I. Geração Biogênica: A decomposição da matéria orgânica por meio de microorganismos promove a geração de gás, que é composto principalmente por metano e CO<sub>2</sub>. Para a geração e preservação do gás biogênico são necessárias algumas condições específicas, como ambiente anóxico, baixa concentração de sulfatos, baixa temperatura, abundância de matéria orgânica, elevado pH, porosidade adequada e rápida sedimentação.

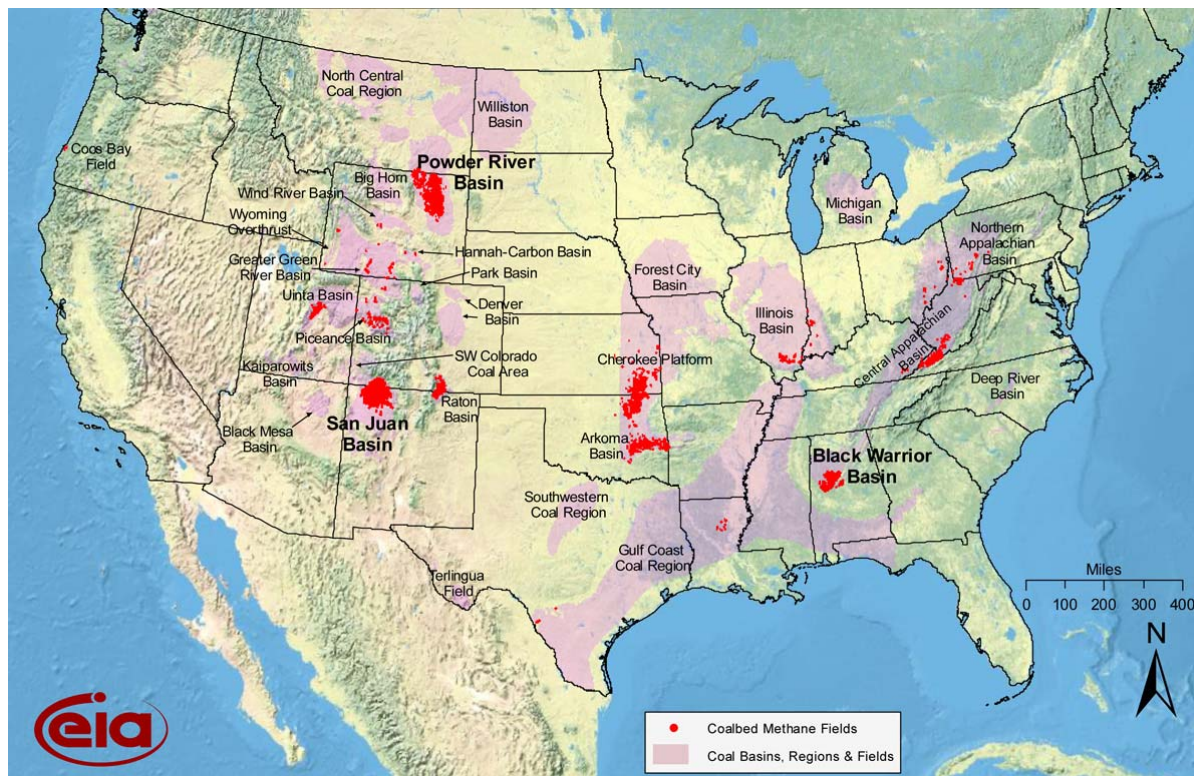
II. Geração Termogênica: Os gases gerados são provenientes do craqueamento das moléculas de carvão, uma vez que com o aumento da carbonificação (*rank*) ocorre uma elevação da temperatura. Dessa forma, à medida que a carbonificação do carvão aumenta, há um aumento na quantidade de metano gerado, associado aos processos de catagênese e metagênese da matéria orgânica.

Em um reservatório de *CBM* pode existir qualquer combinação destes processos de geração de metano. Algumas características devem ser observadas para que seja possível que o carvão seja utilizado como reservatório de *CBM*, tais como: grau de carbonificação, composição petrográfica, conteúdo de matéria mineral, capacidade de adsorver água e sistema de fraturas, que se relaciona com permeabilidade, macroporosidade e microporosidade (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Com a redução dos recursos convencionais mundiais de petróleo e Gás Natural, nota-se um interesse cada vez maior na avaliação dos recursos de metano nas camadas de carvão. A produção de metano adsorvido no carvão provou ser economicamente viável em várias bacias



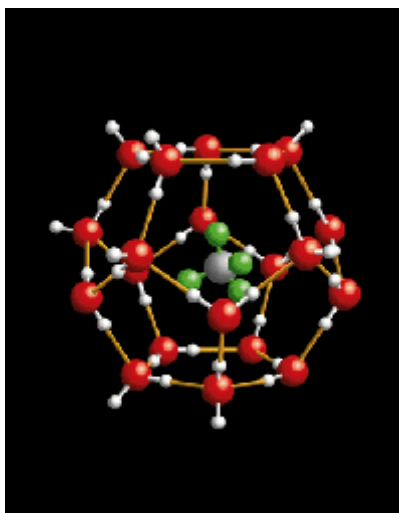
sedimentares nos Estados Unidos, como podemos observar na Figura 2.10, e Canadá. Em outros países, como Alemanha, Bélgica e China, testes experimentais têm sido muito bem sucedidos.



**Figura 2.10. Campos de Coalbed Methane nos EUA. Fonte: EIA, 2009.**

### 2.3.4 Gas Hydrates

O gás proveniente de hidratos geralmente é composto de metano. Entretanto, também podem ser encontrados outros gases, como etano e propano aprisionados em hidratos. Sob condições específicas, ao se solidificar, as moléculas de água podem aprisionar as moléculas de gás, formando os hidratos. Nesse sentido, as moléculas hidrocarbonetos são retidas por meio de estruturas do tipo “gaiola” formadas pelas moléculas de água. Para ilustrar essa estrutura, podemos ver a Figura 2.11. A primeira descoberta de reservas de hidratos ocorreu em regiões árticas. A Figura 2.12 mostra a combustão de hidratos de gás.



**Figura 2.11. Estrutura dos Hidratos de Gás – Gaiolas (*cages*) Formadas por Moléculas de Água que “Aprisionam” Moléculas de Gás. Fonte: *PEER*, 2014.**



**Figura 2.12. Combustão de Hidratos de Gás. Fonte: *DOE*, 2014.**

Os hidratos de gás também são chamados como clatratos, do latim *clathratus*, que significa “aprisionado pelas barras de uma grade”.

Existem três fatores que determinam as condições de formação e estabilidade dos hidratos. São eles: a concentração do gás (metano), temperatura e pressão. Nesse sentido, os hidratos de gás tendem a se formar em locais onde há temperaturas relativamente baixas, pressões relativamente altas e quantidades suficientes de água e gás formador do hidrato. Na Figura 2.13 podemos observar a curva de estabilidade dos hidratos de gás em função da temperatura e pressão.

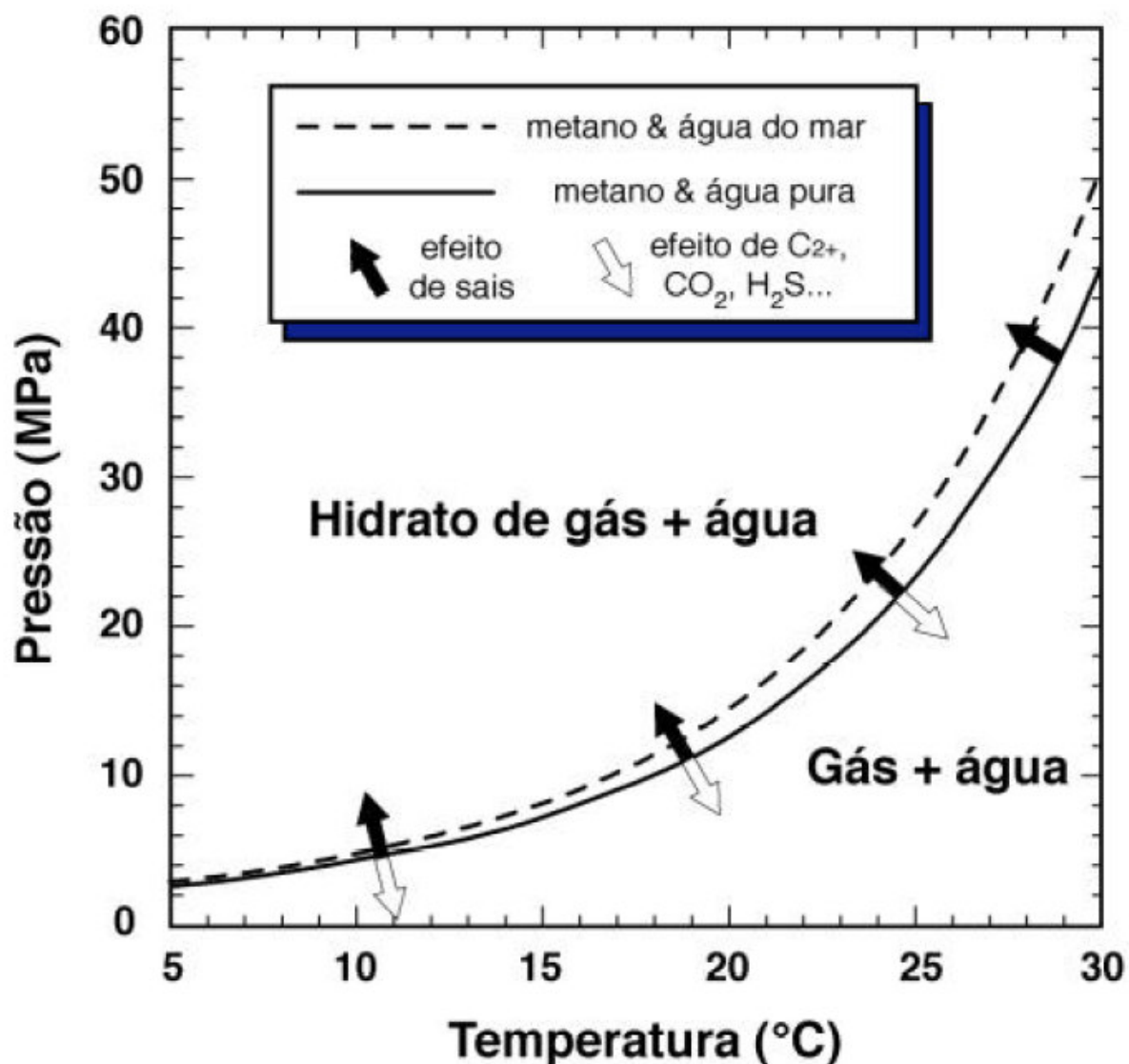


Figura 2.13. Curva de Estabilidade dos Hidratos de Gás (Metano). Fonte: MACHADO, 2009.

Uma das características dos hidratos é que eles são grandes fontes de gás. A dissociação de 1m<sup>3</sup> de hidrato à temperatura ambiente resulta em 164m<sup>3</sup> de metano e 0,8m<sup>3</sup> de água (KVENVOLDEN, 1993).

No entanto, segundo EIA (2012), com a disponibilidade abundante de Gás Natural a partir de recursos convencionais e de *shale*, não há incentivo econômico para desenvolver os recursos de hidratos de gás e ainda não há tecnologias em escala comercial para explorá-los. Apesar disso, um método que teve êxito em produzir o gás economicamente a partir de hidrato é o "método de despressurização". Este método só é aplicável a hidratos que existem em regiões polares sob o chamado "*permafrost*".



Segundo MACHADO (2009), no Brasil, muito tem sido pesquisado sobre estas estruturas. No entanto, estas pesquisas são voltadas para o desenvolvimento de inibidores de hidratos de gás, com o objetivo evitar os prejuízos causados pela obstrução dos dutos de óleo e gás. Apesar disso, há indicações da ocorrência de reservas no Brasil, além do registro da presença do composto na foz do Amazonas e na Bacia de Pelotas. Também existem alguns indícios de que sejam encontrados nas bacias sedimentares de Campos, Espírito Santo e Cumuruxatiba. A Figura 2.14 identifica as áreas consideradas promissoras para a exploração de hidratos.



Figura 2.14. Áreas de Ocorrência de Hidratos no Brasil. Fonte: MACHADO, 2009.



Estimativas do *U.S. Geological Survey*, afirmam os que hidratos de gás possam conter mais hidrocarboneto que todas as reservas mundiais de carvão, petróleo e Gás Natural convencional juntas.

Na Figura 2.15, podemos observar as principais ocorrências de hidratos de gás no mundo.

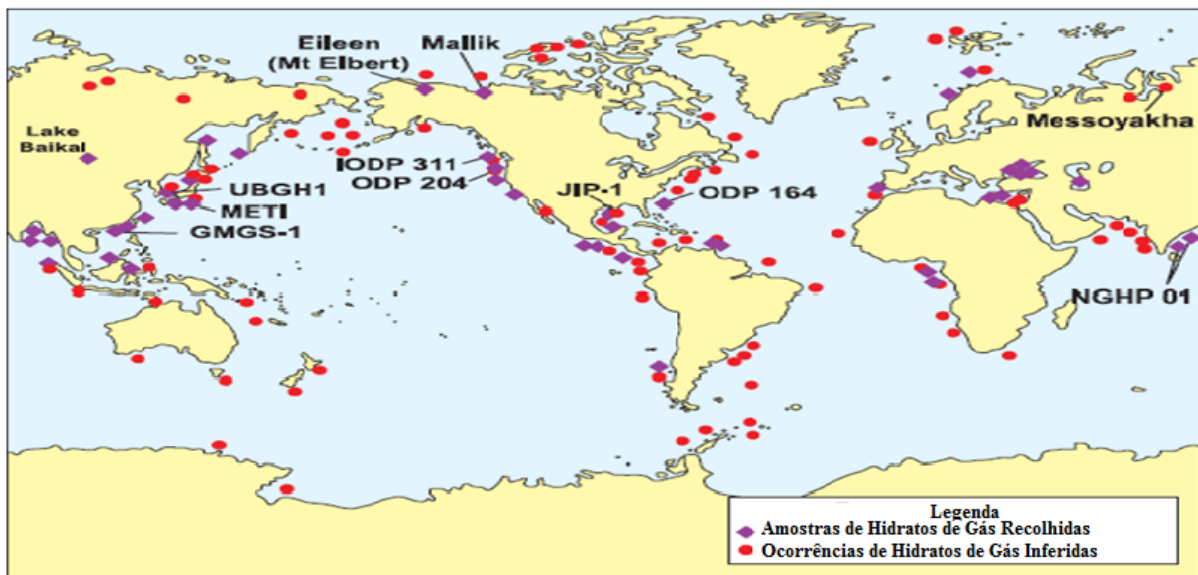


Figura 2.15. Ocorrências de Hidratos de Gás no Mundo. Fonte: Adaptado de KVENVOLDEN, 1993.

### 2.3.5 Deep Natural Gas

*Deep Natural Gas* é geralmente definido como o Gás Natural que ocorre em reservatórios abaixo de 4500m (15.000ft). Além disso, também podemos definir o Gás Natural para águas ultra profundas como sendo aquele cuja ocorrência está abaixo dos 7500m (25.000 ft) (*NATURALGAS.ORG*, 2014).

Do ponto de vista operacional, o termo “*Deep*” (profundo) pode ser entendido como sendo relativo aos conhecimentos geológico e técnico da engenharia de gás (e petróleo) sobre determinada área, uma vez que o gás geralmente é encontrado apenas a alguns milhares de metros de profundidade. É importante perceber que reservatórios em grandes profundidades apresentam alta pressão e alta temperatura, o que torna as atividades de perfuração, completação e perfilagem muito mais complexas. Vale ressaltar que *Deep Natural Gas* pode ocorrer em ambos os tipos de acumulações, isto é, em reservatórios convencionais ou não

convencionais, sendo estes essencialmente grandes campos individuais com dimensões espaciais muitas vezes superiores que as dos campos convencionais.

Como poucos poços foram perfurados nas porções mais profundas de muitas bacias, as origens do *Deep Natural Gas* são pouco conhecidas em relação ao que se sabe sobre as origens do gás em profundidades mais rasas. Alguns dos muitos fatores que contribuem para a origem e a acumulação do *Deep Natural Gas* incluem a concentração inicial de matéria orgânica, a estabilidade térmica de metano, o papel de minerais, a presença de água e gases que não são hidrocarbonetos na geração de Gás Natural, a perda de porosidade com o aumento da profundidade, a maturidade térmica, a cinética de geração de gás em grandes profundidades, o craqueamento térmico de óleo para gás, o potencial da rocha fonte baseada na maturidade térmica e o tipo de querogênio gerado. Simulações experimentais recentes que utilizam métodos de pirólise em laboratório forneceram muitas informações sobre as origens desse tipo de gás.

### **2.3.6 *Geopressurized Zones***

Zonas geopressurizadas (*Geopressurized Zones*) são formações naturais que estão sob altas pressões. Estas pressões são bem maiores que as que seriam esperadas para sua profundidade. Este fato ocorre devido a rápida deposição e compactação das camadas de argila sobre materiais porosos, como areia e silte. Devido à rápida compressão, a água e o Gás Natural presentes na argila são expulsos para as regiões de maior porosidade. Com isso, o gás fica confinado nessas zonas sob pressões bastante elevadas (BISAGGIO, ESTEVÃO e CONFORT, 2010).

Normalmente, as zonas geopressurizadas estão localizadas grandes profundidades, que variam de 3000 a 7600 metros. Dessa forma, sua exploração raramente é economicamente viável.

Nos Estados Unidos, estas zonas encontram-se principalmente na região da Costa do Golfo. Segundo dados do *NATURALGAS.ORG* (2014), embora a quantidade de Gás Natural presente nessas zonas seja incerta, estimativas indicam que exista algo entre 5.000 a 49.000 Tcf de gás. Além disso, estima-se que o total global de reservas de gás em zonas

geopressurizadas exceda todos os outros gases convencionais e não convencionais somados, com exceção dos Hidratos de Metano. Sendo assim, devido ao tamanho dessas reservas, no futuro, esse recurso deverá ser muito aproveitado, apesar de ainda não terem sido desenvolvidas técnicas de extração comercialmente viáveis e, atualmente, apenas foram feitas algumas perfurações exploratórias (TELEDYNE ISCO, 2011).

### 3 Tecnologia Utilizada para a Produção de Gás Não Convencional

Nas fases iniciais da vida produtiva de um reservatório de petróleo, a produção ocorre por causa da energia, chamada de primária ou natural, armazenada nos fluidos neles presentes. Essa energia é proveniente de mecanismos de produção que atuam nos reservatórios, como Capa de Gás, Gás em Solução e Influxo de Água. No entanto, os dois primeiros ocorrem exclusivamente em reservatórios de óleo e apenas o último pode ocorrer também em reservatórios de gás (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

Conforme o poço vai sendo produzido, a energia primária vai sendo dissipada. Dissipação esta causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Como consequência desta dissipação, nota-se o decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade dos poços (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

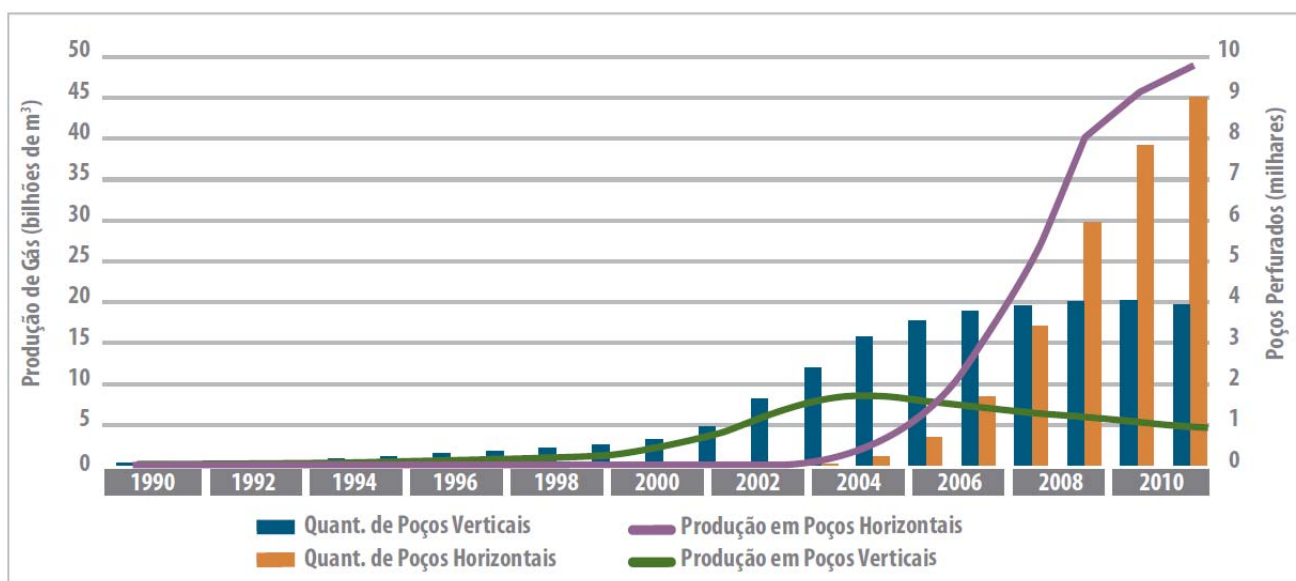
Com o objetivo de reduzir os efeitos nocivos da dissipação de energia primária do reservatório e, assim, aumentar a produtividade dos poços, faz-se necessária a utilização de técnicas para incrementar a energia natural do reservatório. Essas técnicas recebem o nome de Recuperação Avançada.

Neste capítulo, iremos explicar como o desenvolvimento tecnológico permitiu que a produtividade dos poços em reservatórios não convencionais, que antes era extremamente baixa, pudesse ser aumentada, tornando assim, a exploração e produção dos mesmos economicamente viáveis. Nesse sentido, também serão explicadas as duas técnicas que tornaram o *Shale Gas* um recurso tão promissor a ser explorado: a perfuração direcional e o fraturamento hidráulico.

### 3.1 Desenvolvimento Tecnológico

Conforme foi dito anteriormente, duas técnicas recentes na Indústria Petrolífera permitiram o desenvolvimento da produção dos recursos naturais. O primeiro experimento com fraturamento hidráulico ocorreu em 1947, no entanto, apenas em 1949 que esta técnica se tornou comercialmente viável. Já o primeiro poço horizontal foi perfurado em 1930, mas foi apenas na década de 1970 que eles se tornaram comuns. Hoje em dia, essas técnicas são extremamente utilizadas e, segundo com estimativas da *SPE (Society of Petroleum Engineers)*, cerca de 2,5 milhões de fraturamentos hidráulicos já foram realizados no mundo, sendo 1 milhão somente nos EUA e também dezenas de milhares de poços horizontais foram perfurados nos últimos 60 anos (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Com o objetivo de fraturar a formação produtora, ao final dos anos 1940, as companhias de perfuração começaram a induzir pressão hidráulica nos poços de petróleo. Essa técnica aumentava significativamente o contato entre o poço e a formação, o que acabava estimulando o aumento da produção de fluidos. Além disso, com os avanços na tecnologia, outra forma de aumentar o contato do poço foi desenvolvida: a utilização da perfuração horizontal, o que ampliou ainda mais a área de drenagem do reservatório. Outra vantagem da perfuração horizontal é a perfuração de vários poços a partir de um único poço, o que chamamos de poços multilaterais, reduzindo assim os custos e os efeitos ambientais. Para perceber como a perfuração horizontal foi importante para o desenvolvimento dos recursos não convencionais, podemos ver a Figura 3.1, em que observamos o incremento da produção de Gás Natural no *play* de *Shale Gas* de *Barnett* com a perfuração de novos poços horizontais.



**Figura 3.1. Incremento na Produção de Gás Natural no Play de Barnett.** Fonte: Adaptado de NEWELL, 2011.

Sendo assim, é possível perceber que a combinação da aplicação do fraturamento hidráulico com a perfuração horizontal, foi decisiva para viabilizar o desenvolvimento e a produção de reservatórios considerados não convencionais nos EUA.

### 3.2 Perfuração Direcional

Segundo ROCHA *et al.* (2011), a perfuração direcional é uma técnica usada na exploração de petróleo, em que poços inclinados permitem que objetivos localizados em coordenadas diferentes daquelas da cabeça do poço sejam atingidos. É interessante notar a importância dessa evolução na Indústria do Petróleo, uma vez que ela passou a permitir, por exemplo, que vários poços de desenvolvimento sejam perfurados de uma única plataforma, o que reduz custos com instalações submarinas e linhas de produção.

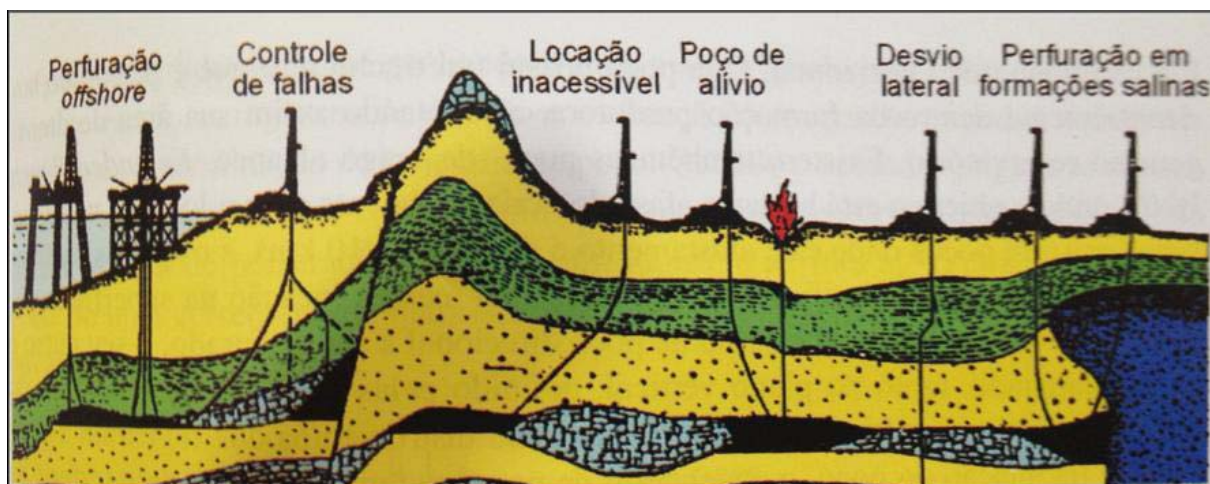
Além disso, há casos em que o controle de verticalidade necessário em função da acentuada inclinação das camadas de sedimentos, faz com que a perfuração de um poço vertical se torne extremamente complicada, o que eleva o custo final do poço. Nesse sentido, conhecendo-se a geologia local, como a tendência das camadas, a sonda pode ser deslocada de modo a permitir que os desvios causados durante a perfuração levem ao objetivo desejado. Esta técnica vem sendo muito utilizada no Brasil, principalmente em campos *onshore* da Bahia,

onde as falhas geológicas provocam grandes afastamentos dos poços com relação à vertical que passa pelo objetivo.

Dentre as inúmeras aplicações dos poços direcionais, podemos citar as principais:

- *Sidetrack* – Primeira aplicação a ser utilizada. Ela consiste em realizar um desvio feito a partir de um poço já perfurado. Possui inúmeros objetivos, como a reperfuração de poços perdidos e o aproveitamento de um trecho do poço, caso o alvo não tenha sido atingido na primeira perfuração;
- Atingir alvos de difícil acesso, como formações que estejam abaixo de lagos, rios etc;
- Construir poços para exploração de novas reservas;
- Perfurar poços a partir de uma plataforma única para desenvolvimento de campos;
- Atingir alvos em áreas urbanas e de proteção ambiental;
- Desviar a trajetória do poço de áreas de domos salinos ou conectar as zonas fraturadas;
- Controlar um *Blowout* através da perfuração de poços de alívio;
- Perfurar poços multilaterais e horizontais; e
- Construir um poço piloto até a zona produtora com o intuito de verificar o topo do reservatório, os contatos óleo/água e gás/óleo, a estratigrafia do reservatório ou as profundidades das camadas de melhor permeabilidade, antes de se construir um poço horizontal.

A seguir, na Figura 3.2, podemos observar a esquematização de algumas das principais aplicações da perfuração direcional.



**Figura 3.2. Aplicações da Perfuração Direcional. Fonte: THOMAS, 2001.**

Dentre essas inúmeras aplicações dos poços direcionais, podemos citar uma que, atualmente, vem sendo muito estudada e aperfeiçoada: a Perfuração Horizontal. Com ela, os poços possuem seções retas que atingem ângulos próximos de 90°, o que possibilita a exposição de grandes trechos do reservatório, aumentando, assim, a área de drenagem. Dessa forma, há um aumento da vazão de óleo produzido e, conseqüentemente, uma melhora no fator de recuperação. Um tipo especial de poço horizontal que tem se mostrado bastante eficiente na exploração do *Shale* é o poço horizontal de longo alcance (*Extended Reach Wells - ERW*), com ele, objetivos localizados há uma grande distância horizontal da sua localização na superfície podem ser alcançados.

Uma das grandes importâncias da perfuração horizontal é o fato de ela ser extremamente necessária para o desenvolvimento de *Shale Gas*. No caso de formações pouco espessas ou inclinadas de folhelho, um poço horizontal de longo alcance faz com que seja maior o contato entre o poço e o intervalo de gás da formação, aumentando, assim, a área superficial para o escoamento do gás para dentro do poço. Com o objetivo de comparar a eficiência de um poço horizontal de *Shale Gas* com um poço vertical, utilizaremos como exemplo a formação de folhelho de *Marcellus*, localizada da Pensilvânia, EUA. Segundo a ALL Consulting (2008), um poço perfurado horizontalmente nessa formação possui uma área de drenagem cerca de 4000 vezes maior do que a área drenada por um poço vertical. Como resultado, temos que o poço horizontal na formação de *Marcellus* resulta em grandes vantagens econômicas quando comparado com o poço vertical.



No entanto, em muitos casos, apenas esse aumento na extensão dos poços pode ser insuficiente, necessitando de algum meio de estimulação artificial para o fluxo. Em algumas formações de arenito e carbonato, a injeção de ácido diluído dissolve o cimento natural que liga os grãos de areia, aumentando dessa maneira a permeabilidade da rocha. Já para formações de folhelho, a indução de fraturas aumenta significativamente o fluxo (SANTOS e CORADESQUI, 2013)

Sendo assim, deve-se ter em mente que um bom planejamento do poço se faz necessário, de forma a minimizar os custos e tornar os investimentos mais atrativos economicamente.

Para melhor entendimento dos conceitos relativos à perfuração direcional, a seguir serão fornecidas algumas das principais definições envolvidas no processo. E, somente então, será dada uma breve explicação sobre o planejamento do poço.

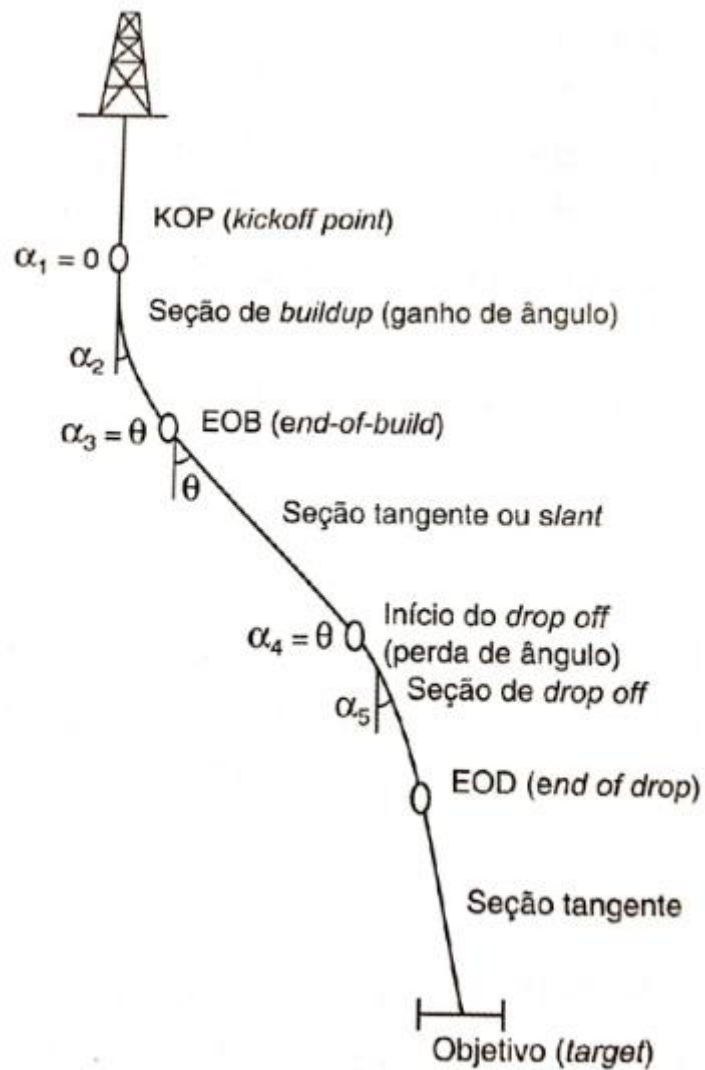
### **3.2.1 Definições Básicas**

As principais definições relativas aos conceitos básicos da perfuração direcional são, de acordo com ROCHA *et. al* (2011):

- *KOP (Kickoff Point)*: É o começo da seção de ganho de ângulo;
- *Buildup, Buildup Rate e End-of-Buildup*: *Buildup* é a seção em que acontece o ganho de ângulo, isto é, a inclinação do poço varia com a profundidade. Já a *Buildup Rate* é a taxa de ganho de ângulo e, normalmente, é constante e medida em graus/30 metros ou graus/100 pés. Por fim, o *End-of-Buildup* é o final do *Buildup* e ocorre quando o trecho reto seguinte é atingido;
- *Seção Tangente ou Slant*: É a seção onde a inclinação é mantida até atingir o objetivo ou até que haja uma nova seção de ganho ou perda de ângulo;
- *Início do Drop off (Perda de Ângulo)*: É a profundidade onde o poço começa a perder ângulo, caso seja necessário.

- Seção de *Drop off*: É o trecho do poço onde ocorre perda de ângulo. É representada por um *Buildup Rate* negativo.

A Figura 3.3 mostra os pontos básicos de uma trajetória de um poço direcional.



**Figura 3.3. Pontos Básicos de um Poço Direcional.** Fonte: Adaptado de ROCHA *et. al*, 2011.

Dada as definições, podemos agora seguir com uma explicação bem simplificada sobre os principais pontos do planejamento de poços direcionais.

### 3.2.2 Planejamento do Poço

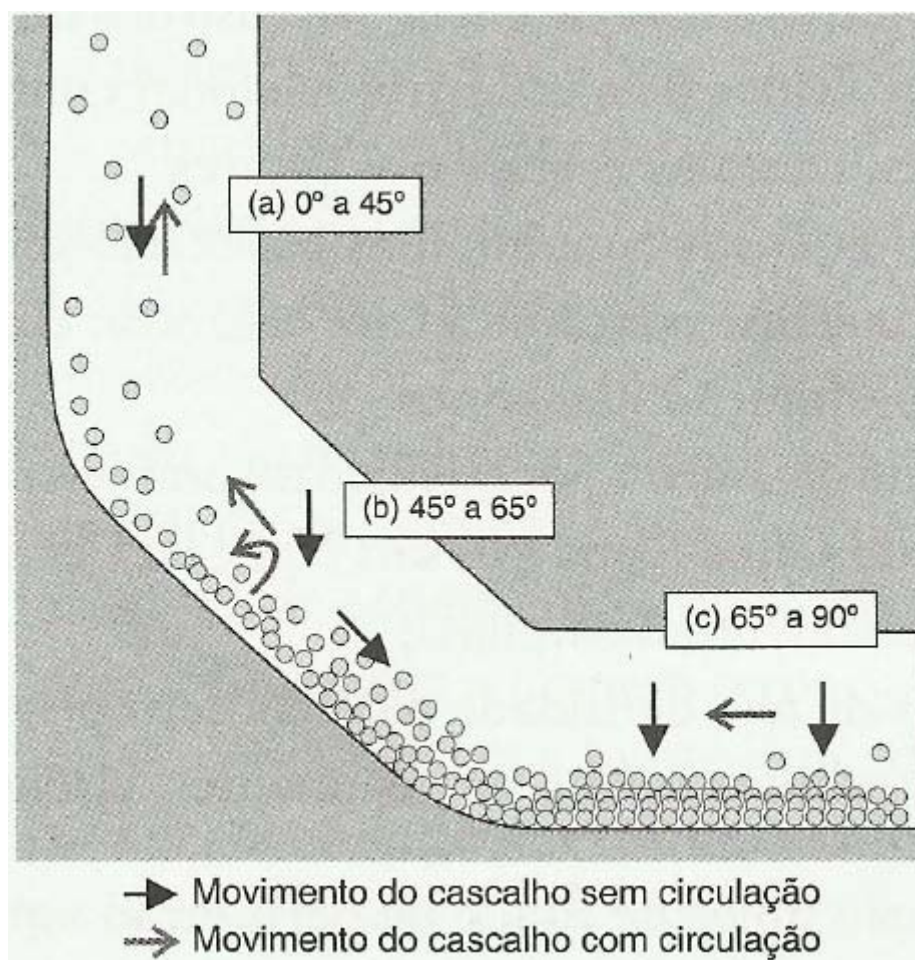
Inicialmente, um Geólogo ou um Engenheiro de Reservatórios define o alvo, isto é, a região em que o poço deve penetrar. Este alvo, ou objetivo, deve ser muito bem definido e seu tamanho e forma dependem das características geológicas e da localização das zonas produtoras.

Como já foi dito anteriormente, muitas formações apresentam tendências naturais de desvios e, sendo assim, o posicionamento da sonda de perfuração também deve ser planejado, de modo a, sempre que possível, posicionar a sonda de forma favorável a esses desvios.

Além disso, a broca de perfuração possui uma tendência natural de se desviar lateralmente durante a perfuração. Esse desvio é conhecido como *Bit Walk* e, geralmente, ele é para a direita (ROCHA *et. al*, 2011). Dessa forma, o desenho da trajetória do poço e o planejamento das operações de perfuração, devem considerar este fato.

Outra importância da trajetória é que ela irá afetar todos os aspectos relevantes de um programa de poço, como, por exemplo, a escolha dos equipamentos adequados que serão utilizados na perfuração, no revestimento e na completação; na limpeza do poço; no torque e arraste; na dificuldade de manobra das colunas de perfuração, entre outros. Ela também deve ser analisada em termos de sua proximidade com outros poços, para se evitar a colisão. Sendo assim, mudanças na inclinação, na profundidade do *Kickoff Point*, no *Buildup Rate* entre outros podem ser realizadas (ROCHA *et. al*, 2011).

Outro fator importante a ser estudado cautelosamente são os fluidos de perfuração. Eles devem ser controlados de forma a reduzir o arraste dos poços horizontais e, assim, permitir uma boa limpeza do poço, uma alta lubricidade, entre outros. A dinâmica da limpeza do poço também é afetada pela inclinação do poço, como pode ser observada na Figura 3.4.

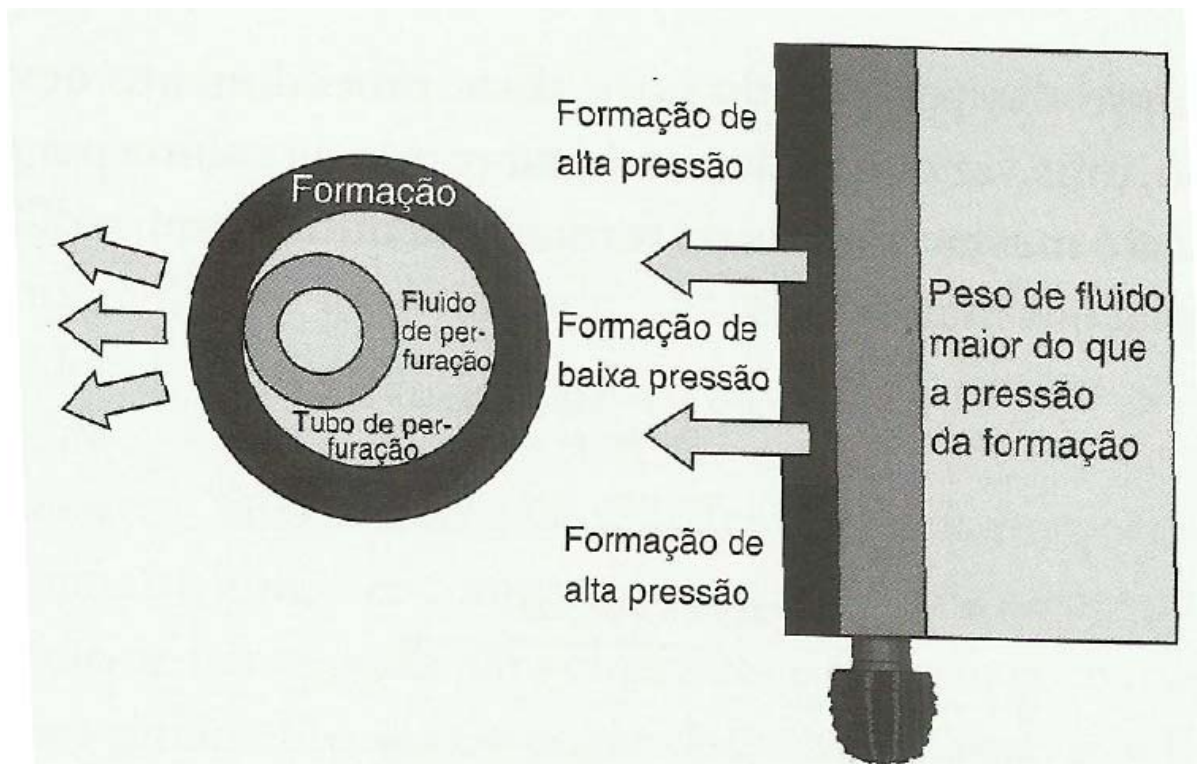


**Figura 3.4. Movimentação de Cascalhos em Várias Seções de um Poço Horizontal. Fonte: ROCHA *et. al*, 2011.**

A hidráulica de perfuração e o *ECD* (*Equivalent Circulating Density*) também devem ser estudados, uma vez que sempre que as bombas de lama são acionadas, o fluido de perfuração percorre um longo caminho. Em todo o trajeto, são geradas perdas de pressão, chamadas de perdas de carga. Sendo assim, os cálculos da perda de carga são fundamentais para uma boa otimização hidráulica. Já o *ECD* deverá ser analisado não apenas na fase de perfuração, mas também nas manobras da coluna, uma vez que os efeitos de pistoneio gerados irão afetar as pressões no poço, limitando a velocidade de manobra da coluna (ROCHA *et. al*, 2011).

Uma correta estimativa das geopressões se faz extremamente necessária por inúmeros fatores. No entanto, um fator muito importante para o caso de poços direcionais é o da prisão diferencial, que ocorre quando a pressão exercida pela coluna de fluido de perfuração é maior que a dos fluidos da formação. Dessa forma, em zonas permeáveis, o filtrado da lama irá fluir

do poço para a formação, aumentando o reboco. Caso a coluna de perfuração fique por algum tempo em contato com essas zonas, poderá ocorrer a prisão da coluna por pressão diferencial, como podemos observar na Figura 3.5.



**Figura 3.5. Prisão Por Pressão Diferencial.** Fonte: ROCHA *et. al*, 2011.

Em poços direcionais, a coluna de perfuração está sempre em contato com a parede do poço e, muitas vezes, parada devido à perfuração em modo orientado. Sendo assim, as chances de ocorrer esse tipo de problema são significativamente maiores.

Em relação ao revestimento e à cimentação, temos que o poço de petróleo em geral é perfurado em fases, cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final projetada. Normalmente, projeta-se um poço com três ou quatro fases. No entanto, em alguns casos, pode-se chegar a oito. Vale lembrar que cada uma das fases é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e sua cimentação.

Segundo ROCHA *et. al*, 2011, assim, como em poços verticais, durante a primeira fase da perfuração de um reservatório de *Shale Gas*, o revestimento condutor é assentado a uma pequena profundidade, de modo a sustentar os sedimentos superficiais não consolidados.

Continua-se com a perfuração até que se chega à parte inferior do reservatório de água e então, um segundo revestimento (de superfície) é descido e, em seguida, cimentado. Este revestimento impede que a água do reservatório entre para o poço, além de proteger o lençol freático dos fluidos de perfuração. É importante saber que, geralmente, em poços direcionais, os revestimentos de superfície são verticais, cobrindo as formações acima do KOP, enquanto que os revestimentos intermediários cobrem os trechos de ganho ou perda de ângulo e parte da seção tangente, com o objetivo de garantir a estabilidade e a segurança do poço, como ilustrado na Figura 3.6. Já o revestimento produtor é, geralmente, assentado no topo do reservatório em poços horizontais. No entanto, a geologia do campo também deve ser levada em consideração, podendo levar a mudanças nessa estruturação.

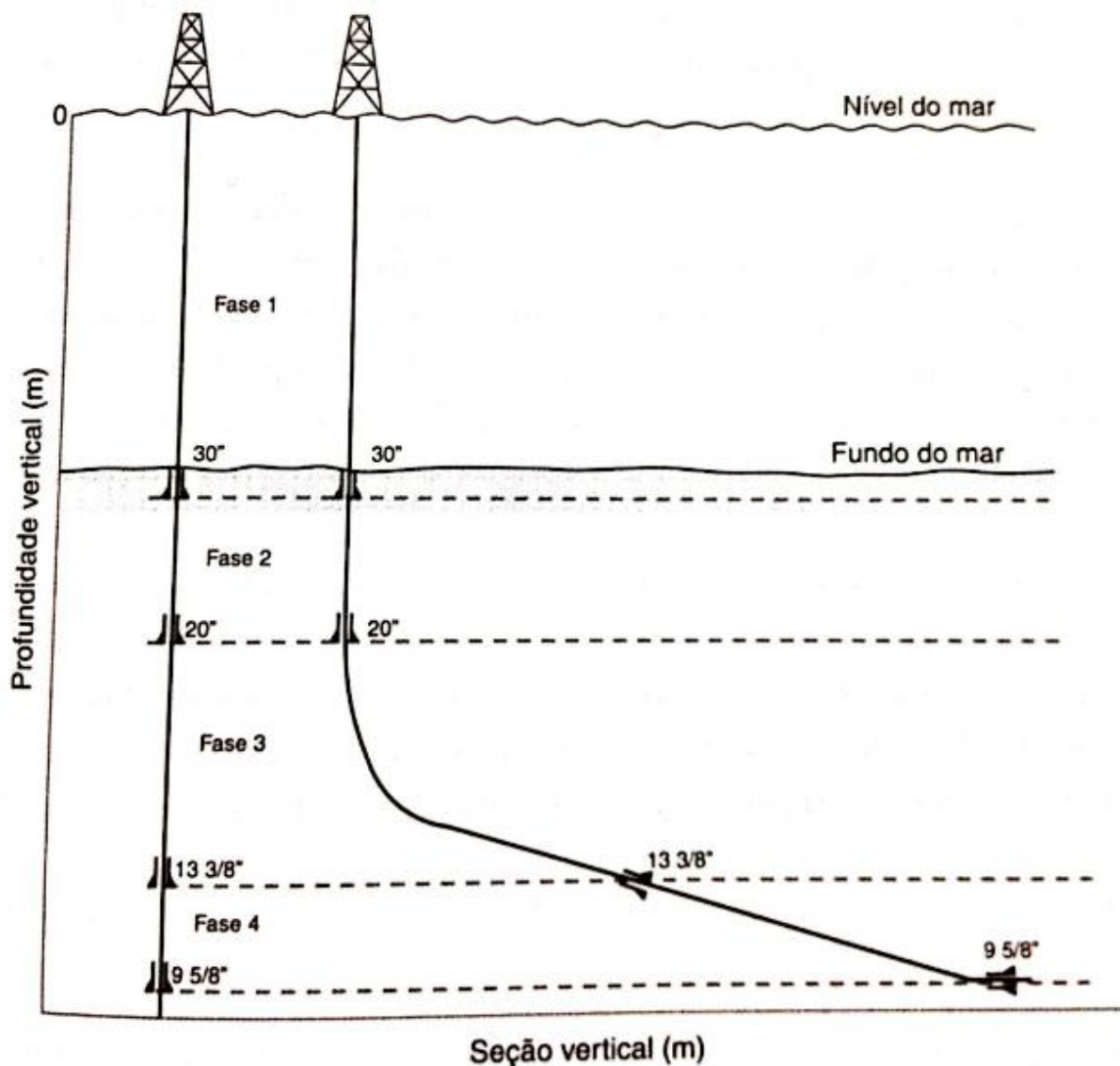


Figura 3.6. Esquema Típico de Revestimentos em Poços Verticais e Horizontais. Fonte: ROCHA *et. al*, 2011.

### 3.3 Estimulação de Poços

A estimulação de poços de petróleo é um processo realizado quando deseja-se aumentar a produtividade ou injetividade de um poço, de modo a tornar a exploração de um campo economicamente viável. As operações de estimulação atuam aumentando a permeabilidade da formação, como, por exemplo, através dissolução da matriz da rocha a partir da injeção de uma solução ácida, que, inclusive, remove o dano (*skin* ou efeito de película) ou aumentando o contato do poço com a formação, a partir da criação de canais condutivos.

Existem diversas técnicas de estimulação um poço, as principais são: fraturamento hidráulico, fraturamento ácido e acidificação de matriz.

No entanto, a principal técnica utilizada para a produção de reservatórios não convencionais é o fraturamento hidráulico. Portanto, iremos nos focar em explicar como ocorre apenas esse processo.

A Figura 3.7 mostra as faixas de permeabilidades das formações produtoras, indicando aquelas em que o fraturamento hidráulico deve ser realizado para aumentar a produção.

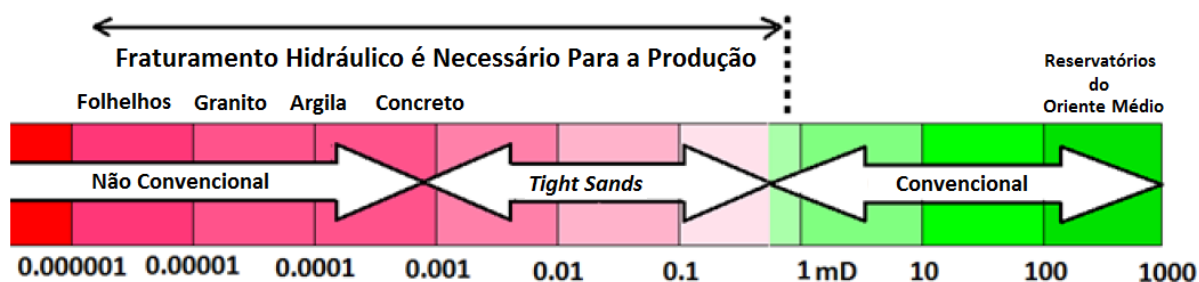


Figura 3.7. Faixas de Permeabilidade das Formações Produtoras. Fonte: Adaptado de KING, 2010.

#### 3.3.1 Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico é uma tecnologia desenvolvida na década de 1940. Segundo THOMAS (2001), atualmente essa é a técnica mais utilizada e mais eficaz para estimulação de poços. Em 1947, foi realizada sua primeira aplicação experimental, em um poço de gás



operado pela companhia *Stanolind Oil* no campo de *Hugoton* localizado em *Grant County, Kansas*, EUA, conforme podemos ver na Figura 3.8.



**Figura 3.8. Primeiro Fraturamento Experimental no Campo de *Hugoton*, em 1947. Fonte: HOLDITCH, 2007.**

No entanto, foi somente em 17 de março de 1949, que foram executadas as duas primeiras operações comerciais de fraturamento hidráulico. O procedimento foi realizado pela empresa *Howco* (*Halliburton Oil Well Cementing Company*), detentora exclusiva da patente da então nova tecnologia. Para o fluido, foi utilizada uma mistura de óleo cru e gasolina com a adição de 100 a 150 lbm (45.3 a 67.9 kg) de areia. Os primeiros tratamentos foram realizados ao custo médio de US\$ 950,00 (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Apenas neste ano, 332 poços foram estimulados e obtiveram expressivos resultados, com cerca de um aumento de produção média de 75%. Desde sua primeira execução comercial em 1949, estimativas indicam que cerca de 2,5 milhões de operações de fraturamento já tenham sido executadas em todo mundo e que, aproximadamente, 60% dos poços perfurados atualmente recebem este tipo de tratamento, de acordo com a *SPE*.



### 3.3.1.1 Operação Técnica do Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido (fraturante) na formação sob vazão e pressão controladas e elevadas suficientemente para causar a ruptura da rocha por tração. Dessa forma, é iniciada uma fratura que se propaga durante o período em que o fluido é bombeado. A pressão de bombeio de até 8000 *psi* é suficiente para fraturar o folhelho em até 914,4 metros em cada direção ao redor do poço. Sob pressão, as fraturas geradas mais próximas do poço podem medir de 3,175 mm a 6,35 mm de largura (*SCHLUMBERGER*).

Quando o bombeamento termina, a tendência é o fechamento das fraturas recém-criadas, por causa do peso das camadas superiores da rocha (*overburden*). Para evitar esse fechamento, um material granular, conhecido como material de sustentação de fratura ou propante, é bombeado juntamente com o fluido de fraturamento, o que mantém a fratura aberta e cria caminhos preferenciais de alta permeabilidade para o deslocamento dos fluidos que serão produzidos (*SANTOS e CORADESQUI, 2013*). Vale lembrar que se não houver a utilização do material de sustentação, mesmo que, em alguns casos as fraturas permaneçam abertas durante um tempo, inevitavelmente elas irão se fechar e, assim, reduzir a permeabilidade para o fluxo. A Figura 3.9 ilustra todo o mecanismo do fraturamento hidráulico.

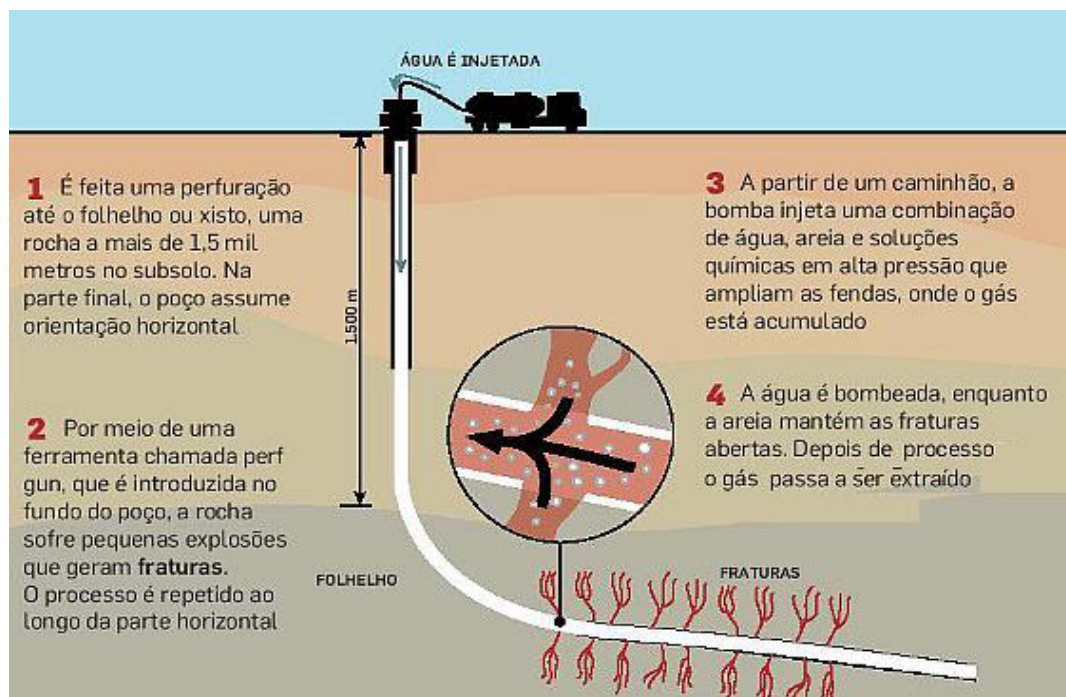


Figura 3.9. Extração de Gás por Meio do Fraturamento Hidráulico. Fonte: Adaptado de *ENERGY API*, 2010.

42

Em relação às formações em que o fraturamento hidráulico é utilizado, podemos dizer que elas podem possuir tanto alta como baixa permeabilidade. No entanto, esta técnica é geralmente aplicada a arenitos, enquanto que para rochas carbonáticas é mais indicado o uso do tratamento ácido como método de estimulação.

É importante perceber que um estudo cuidadoso deve ser realizado antes de se iniciar o fraturamento propriamente dito. Testes nos poços são realizados com o objetivo de determinar se eles resistem às pressões hidráulicas geradas durante o bombeio. Feito isso e o poço estando qualificado para receber esta técnica, uma solução de ácido clorídrico é bombeada com o intuito de limpar o poços dos resíduos deixados durante a cimentação (API.ORG, 2010).

O fraturamento hidráulico leva a um aumento da produtividade no poço, no entanto, se não for executado corretamente, pode produzir o efeito inverso, ocasionando até mesmo na perda do mesmo. Com o objetivo de restaurar a produção em poços já existentes e aumentar a quantidade de gás recuperado de forma economicamente viável, também pode ser realizado a operação de refraturamento do poço (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

De acordo com API (2014), em apenas alguns meses um poço de *Shale Gas* nos Estados Unidos é colocado em produção. Esse tempo é dividido, normalmente, em 4 a 8 semanas para se preparar o local de perfuração, 4 ou 5 para as atividades de perfuração, revestimento e cimentação e, por fim, o processo de fraturamento hidráulico leva de 2 a 5 dias. Vale lembrar que a vida produtiva do poço pode durar de 20 a 40 anos.

### **3.3.1.2 Volumes de Água Utilizados**

Segundo dados do *U.S. Geological Survey*, ao se utilizar esta técnica, o consumo de água para uma única fratura pode ultrapassar mais de 500 mil galões, isto é, mais de 1.892.706 litros de água. Sendo assim, poços sujeitos a múltiplas fraturas consomem milhões de galões de água. De acordo com NATURALGAS.ORG (2013b), um poço horizontal de *Shale Gas* consome, em média, 3,5 milhões de galões de água. Este volume é equivalente ao de 5,5 piscinas olímpicas.

No entanto, apesar de uma grande quantidade de água, quando comparado com outras atividades como Agricultura e Indústria, o volume utilizado no fraturamento é relativamente baixo. Muito se discute em relação a este consumo, uma vez que o desenvolvimento de grandes quantidades de poços em regiões áridas acaba gerando a escassez de água nestes locais (KING, 2010).

Para efeito de comparação, a tabela 3-1 mostra a utilização de água na produção de alguns recursos energéticos, Esta comparação é válida, uma vez que água e energia são mutuamente dependentes, já que para o desenvolvimento dos recursos energéticos, a água é essencial, enquanto que para a produção, processamento, distribuição e uso dos recursos hídricos, a energia é extremamente necessária (KING, 2010).

**Tabela 3-1. Volume de Água Utilizado para Produzir 1 MMBtu de Energia em Diferentes Tipos de Recursos. Fonte: Adaptado de *GROUNDWATER PROTECTION COUNCIL*, 2010**

| Recursos de Energia                                   | Volume de Água Usada por MMBTU de Energia Produzida |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Shale Gas de Chesapeake                               | (3,18 - 12,61) Litros <sup>1</sup>                  |
| Gas Natural Convencional                              | (3,79 - 11,36) Litros                               |
| Carvão (transporte em pó)                             | (7,57 - 30,28) Litros                               |
| Carvão (transporte em pasta)                          | (49,2 - 121,13) Litros                              |
| Nuclear (urânio pronto para uso em planta de energia) | (30,28 - 53) Litros                                 |
| Shale Oil de Chesapeake                               | (30,13 - 72,87) Litros <sup>2</sup>                 |
| Óleo convencional                                     | (30,28 - 35,71) Litros                              |
| Sintético - Carvão Gaseificado                        | (41,64 - 98,42) Litros                              |
| Petróleo de Shale Oil                                 | (83,28 - 212) Litros                                |
| Petróleo de areias betuminosas                        | (102 - 257,4) Litros                                |
| Combustível Sintético - Fisher Tropsch <sup>3</sup>   | (155,2 - 227) Litros                                |
| Recuperação avançada (EOR)                            | (79,5 - 9.463,5) Litros                             |
| Biocombustíveis (etanol de milho, biodiesel de soja)  | > 9.463,5 Litros                                    |

<sup>1</sup> O transporte do gás natural pode acrescentar até 7,6 Litros por MMBTU

<sup>2</sup> Inclui o refino, que consome a maior porção (90%) da água necessária (26,5 - 68 Litros por MMBtu's)

<sup>3</sup> Processo químico para a produção de hidrocarbonetos líquidos a partir de gás de síntese (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O).

Como podemos concluir ao se analisar a tabela, a geração de energia através do Gás Natural consome muito menos água por unidade do que a produção de energia através de qualquer outro recurso energético.

### **3.3.1.3 Fluido de Fraturamento**

O fluido de fraturamento tem o objetivo de transmitir a pressão diferencial necessária para ocasionar a quebra da formação e, em seguida, possibilitar a manutenção da abertura dos canais criados, através da alocação dos agentes propantes no interior da rocha reservatório.

Segundo ECONOMIDES e MARTIN (2010), com o objetivo de diminuir sua perda para a formação rochosa, o fluido ideal também deve formar uma espécie de reboco nas faces da fratura ao mesmo tempo em que permite minimizar o dano no pacote do agente de sustentação e nas faces das fraturas. Isso é importante, pois caso houvesse dano, ocorreria uma redução da permeabilidade e, portanto, uma perda da eficiência da técnica.

Outra característica que o fluido de fraturamento deve apresentar está relacionada com a sua viscosidade. Ela deve ser baixa na coluna para reduzir a perda de carga e, no entanto, durante a propagação e fechamento da fratura, deve ser alta o suficiente para evitar a decantação do agente de sustentação. Além disso, a sua viscosidade deve ser reduzida rapidamente após o fechamento das fraturas de modo a facilitar a limpeza do poço (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

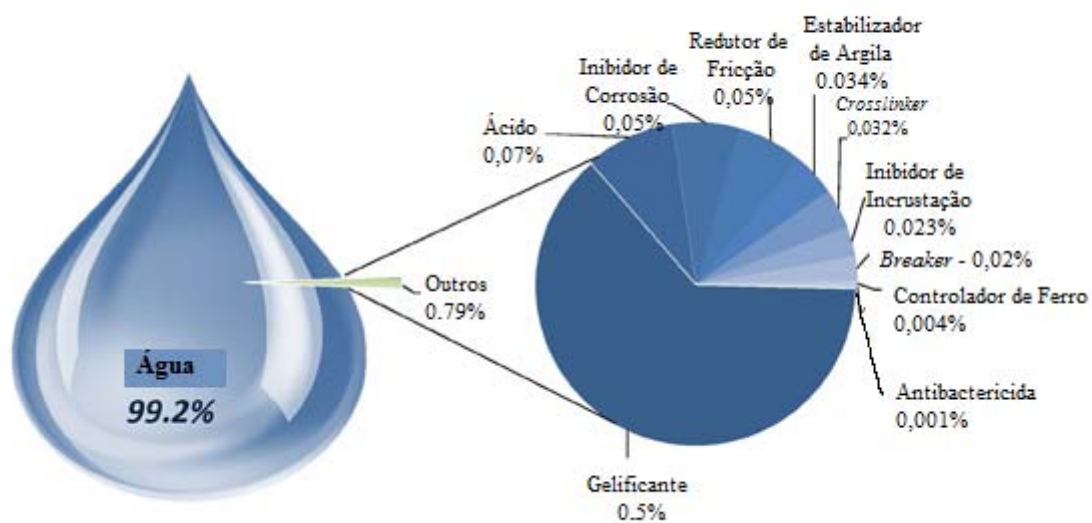
Existem vários tipos de fluidos de fraturamento para se adequarem aos diferentes reservatórios de petróleo existentes. Entre eles, os principais são: fluidos base água, fluidos base óleo, fluidos base ácido.

Os fluidos base água são os mais utilizados, principalmente em formações de folhelho, uma vez que apresentam baixo custo, alto desempenho e facilidade de manuseio. Para auxiliar na formação de espuma, os fluidos podem também conter nitrogênio e dióxido de carbono.

Os fluidos base óleo são mais caros e mais difíceis de manusear, no entanto, podem ser utilizados em intervalos de formações suscetíveis a danos causados pela água.

Por fim, os fluidos base ácido contém ácido clorídrico em sua composição. O ácido dissolve a matriz mineral das formações de carbonato (calcário e dolomita) e, dessa forma, ocorre um aumento da porosidade da formação.

A Figura 3.10 mostra a composição básica de um fluido base água utilizado nos *plays* de *Shale Gas* dos EUA.



**Figura 3.10. Composição Básica de um Fluido Base Água Utilizado nos *Plays* de *Shale Gas* nos EUA.**

**Fonte: Adaptado de FRACFOCUS.ORG, 2013.**

#### 3.3.1.4 Propantes

Os propantes, ou agentes de sustentação, são materiais que impedem o fechamento das fraturas quando é interrompido o bombeamento do fluido de fraturamento, após o término do tratamento.

Eles devem apresentar resistência mecânica suficiente para resistirem às pressões internas impostas pelas rochas e, além disso, devem possuir uma densidade moderada para que seu processo de injeção na fratura não seja comprometido (BARRETO, 2010).

Como exemplo de materiais propantes, podemos encontrar grãos de areia, areias tratadas com resinas, cerâmicas ou outras partículas. A Figura 3.11 mostra diferentes granulometrias para os propantes.



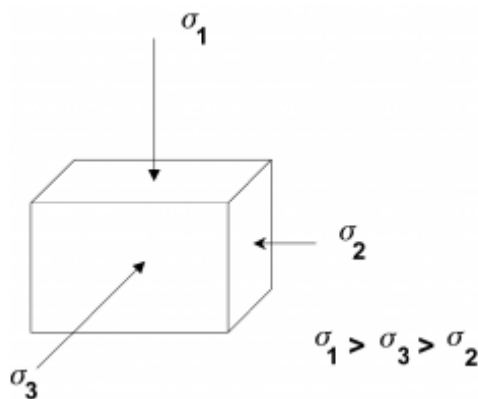
**Figura 3.11. Diferentes Granulometrias para Propantes. Fonte: Adaptado de ALIBABA.COM, 2013.**

### **3.3.1.5 Mecânica do Fraturamento**

Em um projeto de fraturamento hidráulico, a previsão das dimensões finais da fratura, além das pressões necessárias para fraturar a rocha, a pressão de fundo de poço e pressão de propagação é muito importante para que o procedimento seja bem sucedido. Para isso, são estudadas as tensões *in situ* da formação geológica e as propriedades das rochas.

Segundo TEIXEIRA *et al.* (2010), as rochas localizadas em subsolo encontram-se submetidas a um campo de tensões resultantes de diversos fatores. Existem dois tipos de forças que atuam nos corpos geológicos, são elas: as Forças de Corpo (ou de Volume) e as Forças de Contato (ou de Superfície).

As forças de volume, como a gravitacional e a eletromagnética, atuam sobre a massa do corpo como um todo. Já as forças de contato, atuam tracionando ou comprimindo o corpo rochoso ao longo de superfícies imaginárias (OLIVEIRA, 2012). Elas são resultantes de fatores como pressão litostática ou hidrostática e temperatura e podem ser divididas em três direções principais, como está mostrado na Figura 3.12.



**Figura 3.12. Diagrama 3D de Tensões Principais. Fonte: YEW, 2008.**

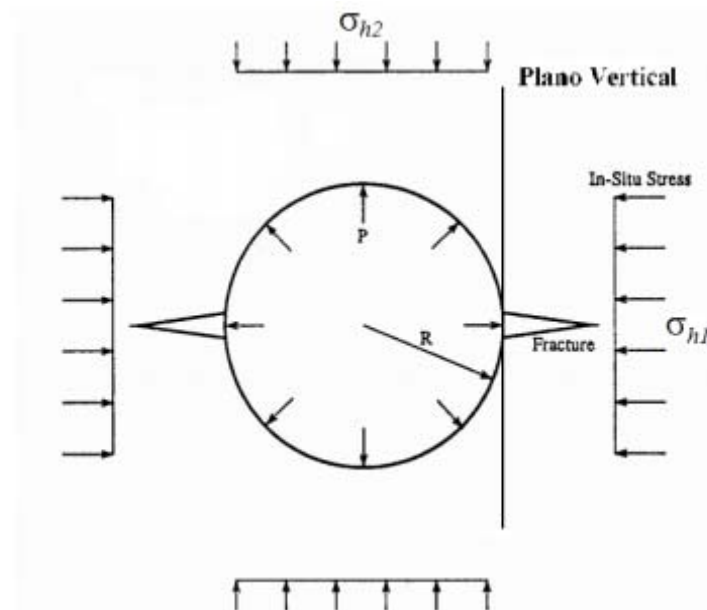
Nesta Figura, os parâmetros são definidos como:  $\sigma_1$  é a tensão vertical,  $\sigma_2$  é a tensão horizontal mínima e  $\sigma_3$  é a tensão horizontal máxima. Geralmente, essas tensões são compressivas, anisotrópicas e não homogêneas. Sendo assim, os esforços compressivos na rocha não apresentam os mesmos valores e tem sua magnitude alterada de acordo com a direção.

A pressão necessária para criar e propagar uma fratura, assim como a forma e a extensão da mesma e sua direção (horizontal, vertical ou inclinado) são controlados pela magnitude e direção das tensões principais. Além disso, elas são responsáveis por comprimir ou expulsar os agentes propantes durante a produção do poço (OLIVEIRA, 2012).

O conjunto de forças responsáveis por manter a rocha unida é definido pela estrutura da formação, seu processo de compactação e cimentação e pelas tensões de contato. Todos estes fatores estão associados à resistência natural de determinada formação (OLIVEIRA, 2012).

Ao ser induzida uma fratura hidráulica na rocha, ela irá se propagar perpendicularmente ao plano da menor tensão principal, conforme podemos observar na Figura 3.13. Para formações rasas, a menor tensão é a resultante da sobrecarga, sendo assim, a fratura será horizontal. Segundo HOLDITCH (2007), para formações com profundidades maiores que 300 metros, a tensão de sobrecarga será maior e, portanto, a fratura será vertical.





**Figura 3.13. Tensões Principais em uma Seção Horizontal de um Poço Vertical, Indicando a Direção de Propagação das Fraturas. Fonte: YEW, 2008.**

O azimute das tensões principais é um fator importante para se determinar a direção de propagação da fratura. Sendo assim, em poços horizontais ou desviados, este fato torna-se crítico, uma vez que devido à ação de tensões cisalhantes não planares, a fratura hidraulicamente induzida pode estar em ângulo com o eixo do poço. Além disso, a fratura pode girar e se desviar durante os estágios iniciais de propagação a fim de alinhar seu plano perpendicular à mínima tensão (OLIVEIRA, 2012). Com isso, podemos ter problemas como a limitação da abertura da fratura ou a produção de fraturas múltiplas ao longo do poço (YEW, 2008).

Por fim, temos ainda uma outra questão operacional, uma vez que a maioria dos poços que recebem o tratamento de fraturamento hidráulico são revestidos. Sendo assim, para se fraturar um poço revestido, inicialmente, deve-se canhoneá-lo através de cargas moldadas para que se obtenha uma série de orifícios perfurados dispostos em forma de espiral ao longo da superfície do poço. Estes canhoneios possuem um espaçamento típico de 4 a 6 polegadas e um ângulo de fase de 60 a 120 graus (OLIVEIRA, 2012). A Figura 3.14 mostra a configuração dos canhoneios. Assim que o poço é pressurizado, os primeiros canhoneios a serem fraturados são aqueles na direção da tensão horizontal *in situ* máxima.



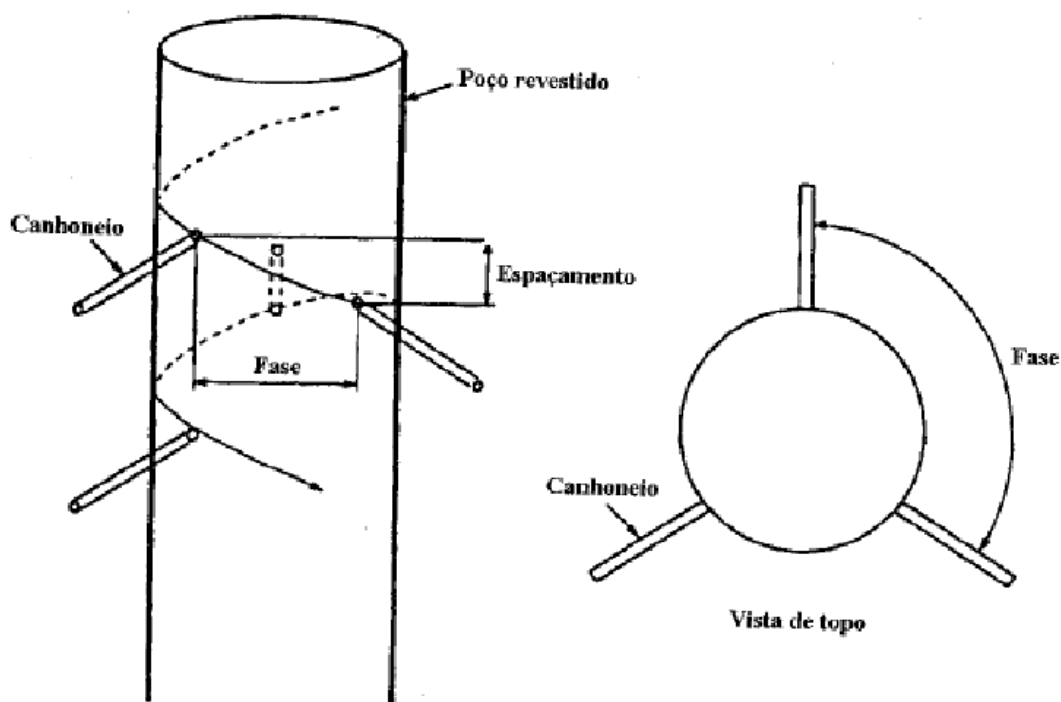


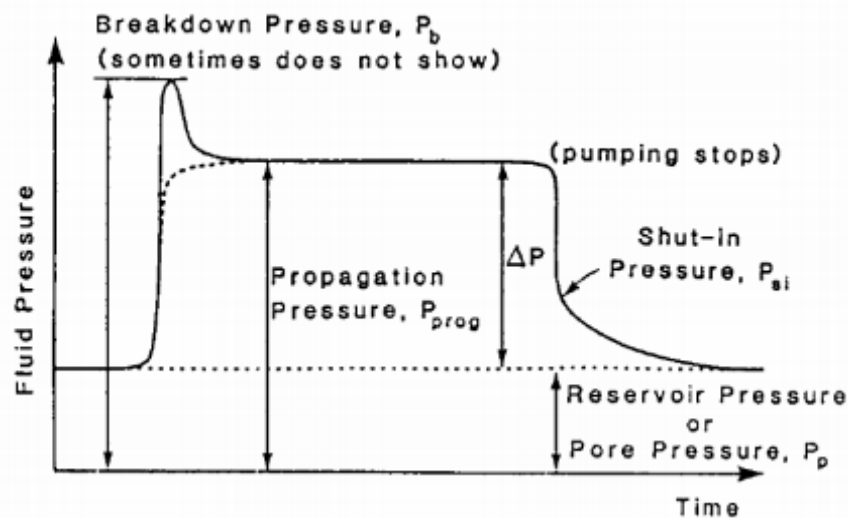
Figura 3.14. Representação de um Poço Canhoneado. Fonte: YEW, 2008.

### 3.3.1.6 Pressões no Fraturamento Hidráulico

No início da operação de fraturamento hidráulico, temos a pressurização do poço através do bombeio de fluidos. Conforme a pressão nos poros da rocha aumenta, cria-se uma tensão interna na formação de mesma magnitude em todas as direções. Quando esta tensão criada torna-se mais elevada que a menor tensão que mantém a rocha coesa –  $\sigma_{\min}$  – tem-se então o aparecimento de uma fratura perpendicular ao plano desta menor tensão (YEW, 2008).

A Figura 3.15 mostra um registro da pressão de fundo comumente visto durante o procedimento de fraturamento hidráulico. Vale lembrar que a pressão de fundo é medida próxima à entrada da fratura. Ao se analisar o gráfico, notamos que, inicialmente, o diferencial de pressão aplicado ultrapassa a pressão de poros do reservatório e, em seguida, supera a tensão compressiva alojada na parede do poço, o que causa uma tração em sua superfície. O início da fratura se dá assim que a tração superficial supera a resistência à tração da rocha. Enquanto o bombeio é mantido, a fratura se propaga hidraulicamente pelo reservatório. Além disso, parte do fluido de fraturamento é perdida para o meio rochoso

circundante por filtração. É importante notar que a fratura é mantida pela diferença entre a pressão líquida (pressão do fluido menos a pressão do reservatório) e a tensão horizontal mínima efetiva, enquanto que a taxa de filtração pela superfície da fratura é causada somente pela pressão líquida (OLIVEIRA, 2012).



**Figura 3.15. Registro de Pressão de Fundo Durante a Operação de Fraturamento. Fonte: YEW, 2008.**

A pressão inicial de quebra,  $P_b$ , é a máxima pressão atingida no início do tratamento. Ela tende a diminuir quando a fratura se inicia na superfície do poço. Já a pressão de propagação,  $P_{prog}$ , é a responsável pela propagação da fratura hidráulica pelo reservatório. Podemos notar que ela se mantém praticamente constante. Assim que o bombeio é encerrado, a pressão cai drasticamente e, em seguida, continua a decrescer mais lentamente até atingir a pressão do reservatório. Este ponto de transição entre a queda abrupta de pressão e a queda mais suave é chamado de pressão instantânea,  $P_{si}$ , ou *ISIP (Instantaneous Shut-in Pressure)*. Neste ponto, o fluxo de fluido pela fratura cessa e, assim, não há perda de carga ocasionada pelo mesmo. No entanto, ele continua a filtrar pela superfície da fratura até que sua pressão entre em equilíbrio com a tensão mínima *in situ*, o que resulta no seu fechamento (OLIVEIRA, 2012).

## 4 Exploração, Produção e Consumo de Gás Natural nos EUA

A exploração de Gás Natural nos Estados Unidos não foi comercialmente desenvolvida até o século XIX, quando empresários norte-americanos reconheceram o potencial do Gás Natural para iluminação e, assim, a sua exploração começou a se tornar economicamente viável. O primeiro poço perfurado especificamente para o Gás Natural possuía 9 metros de profundidade e foi perfurado na cidade de Fredônia, no Estado de Nova Iorque, EUA, em 1821 por William Hart, quando ele percebeu bolhas de gás na superfície de um lago (THE SCIENCE BENEATH THE SURFACE, 2010). William Hart ficou conhecido como o “Pai do Gás Natural nos Estados Unidos”. O trabalho de Hart teve continuação quando foi fundada a *Fredonia Gas Light Company*, formando-se assim a primeira companhia de Gás Natural dos Estados Unidos (NATURALGAS.ORG, 2013). É importante ressaltar que este era um poço de *Shale Gas* e foi perfurado décadas antes do primeiro poço de óleo ser perfurado pelo Coronel Edwin Drake, em 1859, em *Tittusville* na Pensilvânia. No entanto, com a perfuração do poço do Coronel Drake, a produção de *Shale Gas* foi ofuscada, uma vez que o volume de gás proveniente dos reservatórios convencionais era muito maior (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Durante praticamente todo o século XIX, o Gás Natural foi utilizado quase que exclusivamente como fonte de luz. Como não havia uma infraestrutura adequada de *pipelines*, era difícil transportar o gás para muito longe ou para dentro das residências para ser utilizado como meio de aquecimento. No fim deste século, com o advento da luz elétrica, a iluminação a gás foi convertida para luz elétrica. Dessa forma, os produtores de Gás Natural tiveram que encontrar novos usos para seus produtos (NATURALGAS.ORG, 2013).

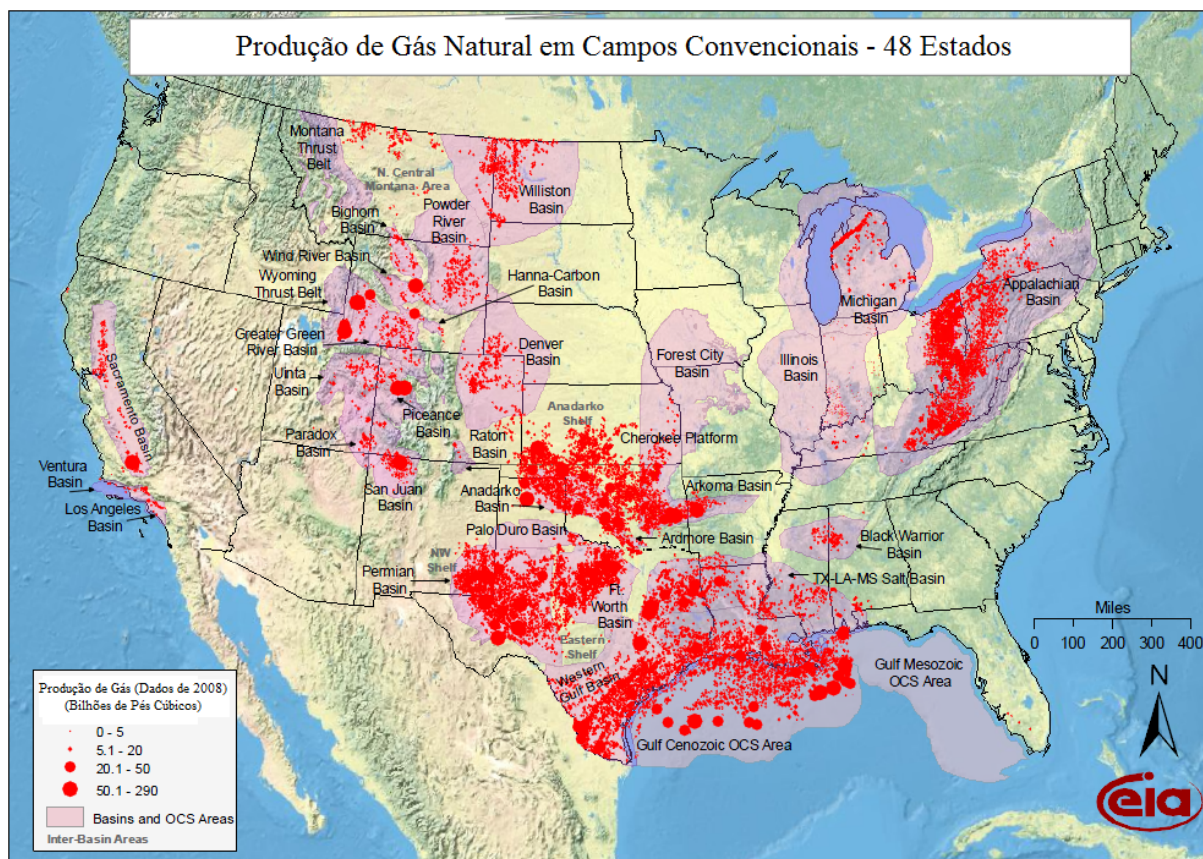
Em 1885, Robert Bunsen inventou o que hoje é conhecido como o bico de *Bunsen*. Ele conseguiu criar um dispositivo que mistura o gás com o ar nas proporções certas, criando uma chama que pode ser usada com segurança para cozinhar e aquecer. A invenção do bico de *Bunsen* abriu novas oportunidades para o uso de Gás Natural nos Estados Unidos e em todo o mundo. A invenção dos dispositivos de regulação de temperatura permitiu uma melhor

utilização do potencial de aquecimento de Gás Natural, uma vez que a temperatura da chama podia ser ajustada e monitorada. No entanto, com nenhuma forma de transportar o gás de maneira eficiente, o gás descoberto até a Segunda Guerra Mundial geralmente era ventilado ou queimado (*NATURALGAS.ORG*, 2013).

Um dos primeiros grandes gasodutos foi construído em 1891. Ele possuía cerca de 190 quilômetros de comprimento e levou o Gás Natural de poços em *Indiana* central para a cidade de *Chicago*. No entanto, este gasoduto não foi muito eficiente no transporte de Gás Natural. Até 1920 não houve nenhum esforço significativo para a construção de uma infraestrutura de gasodutos. Após a Segunda Guerra Mundial, novas técnicas de soldagem, juntamente com os avanços da metalurgia, melhoraram a confiabilidade dos gasodutos. Esse *boom* da construção de gasodutos no pós-guerra durou até os anos 1960 e permitiu a construção de milhares de quilômetros de gasodutos na América do Norte (*NATURALGAS.ORG*, 2013).

Uma vez que o transporte de Gás Natural se tornou possível, foram descobertos novos usos para o mesmo. Entre eles estão o de aquecer casas e operar aparelhos como aquecedores de água e fornos. Além disso, a Indústria começou a utilizá-lo nas plantas de fabricação e processamento. Ele também passou a ser usado para aquecer caldeiras com o objetivo de gerar eletricidade. Com a expansão da infraestrutura de distribuição do gás, ele se tornou mais acessível e foi se tornando uma opção cada vez mais popular de energia (*NATURALGAS.ORG*, 2013).

A Indústria de Gás Natural já existe no país há mais de 150 anos e continua a crescer. A constante reestruturação do Setor e o movimento crescente a favor da queima mais limpa de combustíveis criaram um enorme mercado de gás em todo os Estados Unidos. Assim, como podemos ver na Figura 4.1, atualmente, mesmo sem levar em consideração os *plays* de reservatórios não convencionais, a produção de gás norte-americana já se encontra bastante desenvolvida.



**Figura 4.1. Produção de Gás Natural em Campos Convencionais nos EUA. Fonte: Adaptado de EIA, 2009.**

Outro fator importante é que a tecnologia está sempre em desenvolvimento, o que permite a utilização do gás das mais diversas formas possíveis. Além disso, novas técnicas de exploração e produção permitem a extração do gás em reservatórios não convencionais, principalmente o *Shale Gas*.

#### **4.1 Histórico da Exploração de *Shale Gas* nos EUA**

Com a perfuração do primeiro poço de petróleo realizada pelo Coronel Edwin Drake, em 1859, a produção de *Shale Gas* foi ofuscada. No entanto, estas formações continuaram a serem desenvolvidas, ainda que em volumes pouco significativos. Nesse sentido, a produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos se dava de forma bastante lenta, uma vez que o gás era produzido a partir de fraturas naturais da rocha, tornando esse tipo de formação pouco atrativa economicamente para as grandes empresas, chamadas de "*Majors*" do setor. Sendo

assim, somente com os investimentos realizados pelas pequenas empresas independentes que o desenvolvimento dessas reservas foi possível (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

De acordo com GÉNY (2010), essas pequenas empresas independentes foram os agentes responsáveis pelo desenvolvimento da tecnologia específica e adequada para a exploração do *Shale Gas*, uma vez que graças ao baixo custo de capital e ao mercado de crédito favorável até meados da década de 2000, elas conseguiram realizar os investimentos necessários à exploração deste recurso. Nota-se também um aumento considerável do interesse dos pequenos produtores pelos recursos não convencionais a partir da década de 1980, enquanto que as *Majors* estavam focadas em campos *offshore* do Golfo do México (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

No início, observava-se que eram obtidos níveis de produção pouco significativos, uma vez que a tecnologia não era suficientemente desenvolvida e, a maioria dos poços eram verticais para desenvolver campos com pouca profundidade. Esta situação começou a mudar quando em 1986, a *Mitchell Energy & Development Corporation*, operadora em *Barnett Shale*, no *Texas*, desenvolveu uma técnica inovadora de estimulação por fraturamento hidráulico utilizando fluido de fraturamento contendo cerca de 99% de água (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Com esta técnica, observou-se uma taxa de produção elevada nos primeiros estágios da operação. No entanto, esta taxa declinava rapidamente. Para solucionar este problema, os operadores descobriram que um maior contato com o reservatório seria necessário. Sendo assim, outra técnica foi introduzida: a perfuração de poços horizontais de longo alcance.

No entanto, o início da produção de *Shale Gas* em grandes escalas, só foi possível quando as experiências realizadas pela *Mitchell Energy* em *Barnett* conseguiram transformar esta inovação na técnica de fraturamento hidráulico em uma realidade comercial. Este fato ocorreu a partir de 2005, quando a produção em *Barnett* atingiu 0,5 trilhões de pés cúbicos (*Tcf*) de Gás Natural por ano (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Atualmente, esta combinação de fraturamento hidráulico com perfuração horizontal é amplamente utilizada e foi expandida para os outros *plays* de *Shale Gas*. Sendo assim,

podemos perceber que, ao longo do tempo, o maior conhecimento a respeito da geologia local, aliado a um desenvolvimento tecnológico contínuo, tornaram possível a exploração de grandes quantidades deste recurso.

## **4.2 Potencial Gaseífero Americano**

Como já foi dito anteriormente, o *Shale Gas* é o principal responsável pelo arranque da produção de gás do país como um todo, e, por isso, é considerado como a fonte de energia que mais se expandirá nos Estados Unidos pelos próximos 25 anos. Dessa forma, uma análise acerca das reservas deste recurso é extremamente necessária para se entender as variações de produção e o preço do Gás Natural.

De acordo com *Annual Energy Outlook/EIA* (2012), as previsões de reserva e produção de gás, sejam eles de reservatórios convencionais ou não, variam em função de alguns parâmetros, no entanto, dois deles são bastante importantes e são chamados de *TRR* (*Technically Recoverable Resource*) e *EUR* (*Estimated Ultimate Recovery*).

*TRR* (*Technically Recoverable Resource*) consiste em “reservas provadas” e “recursos não provados”. As reservas provadas são os volumes estimados que se espera serem produzidos, com razoável certeza, em condições econômicas e operacionais existentes. Elas também são ativos financeiros que as empresas informam aos investidores, conforme determinado pela regulamentação do *U.S. Securities and Exchange Commission*. Já os recursos não provados são os volumes adicionais estimados que possam ser tecnicamente recuperáveis, sem levar em consideração as condições econômicas ou operacionais e tendo como base a aplicação da tecnologia atual. Como novos poços são perfurados e equipamentos de campo são instalados, os recursos não provados, podem se tornar reservas provadas e, eventualmente, serem produzidos. Dessa forma, *TRR* representa os recursos tecnicamente recuperáveis e são substancialmente incertos em regiões onde poucos poços foram perfurados, variando de forma considerável à medida que novos poços são perfurados e novas informações geológicas são adquiridas sobre um campo. Assim, as regiões de exploração de *Shale Gas*, por ainda carecerem de informações de poços e por se tratarem de bacias relativamente novas em termos de exploração e conhecimento, podem variar razoavelmente ao longo dos anos de suas explorações. Vale lembrar que as estimativas de *TRR* utilizadas pela *U.S. Energy Information*

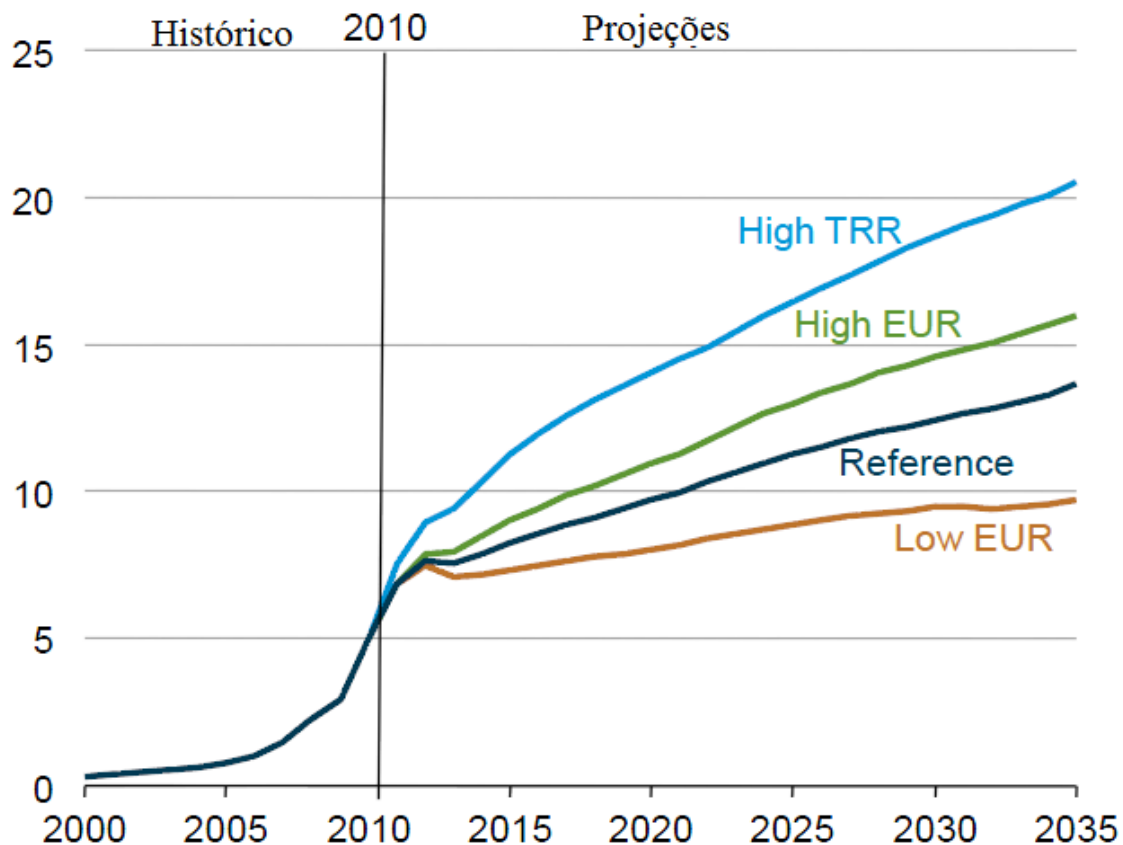
*Administration (EIA)* para cada *Annual Energy Outlook (AEO)* são baseados nos dados mais recentes de produção disponíveis e em informações de outros órgãos federais e estaduais.

O segundo parâmetro para o cálculo de produção de óleo e gás é o *EUR (Estimated Ultimate Recovery)*, que equivale à recuperação estimada de gás ou óleo, consistindo na produção acumulativa de um poço em até 30 anos de sua vida produtiva, considerando a tecnologia vigente e descartando as condições operacionais e econômicas (*ANNUAL ENERGY OUTLOOK/EIA*, 2012). Este parâmetro é dividido em três categorias distintas: baixo *EUR (Low EUR)*, *EUR* referencial (*Reference EUR*) e alto *EUR (High EUR)*.

Contudo, a produção de uma fonte energética é relacionada diretamente com a situação macroeconômica de um país. Ou seja, além dos dois parâmetros citados, a produção de gás é relacionada ao consumo (demanda) da fonte energética e este é dependente da economia. Se os Estados Unidos estiverem com a economia em ascensão, o consumo e produção de gás serão maiores para acompanhar o ritmo da demanda e assim as bacias serão depletadas mais rapidamente. No caso de os EUA apresentarem um baixo desenvolvimento econômico, acontecerá o contrário, isto é, a demanda não irá crescer de forma expressiva em pouco período de tempo e, sendo assim, a produção será freada.

A Figura 4.1 representa uma projeção da produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos sob o ponto de vista de quatro cenários diferentes.





**Figura 4.2. Produção de Shale Gas dos EUA em Quatro Cenários (em Trilhões de Pés Cúbicos). Fonte: Adaptado de AEO/EIA, 2012.**

No caso de *Low EUR*, a *EUR* por poço de *Shale Gas* é assumida como sendo 50% menor do que no caso de referência, o que acaba aumentando o custo por unidade produzida para se desenvolver este recurso. Já para o caso de *High EUR*, a *EUR* por poço de *Shale Gas* é assumida como sendo 50% maior que no caso de referência, o que leva a redução do custo por unidade produzida para se desenvolver este recurso. Por fim, para o caso de *High TRR*, o espaçamento entre os poços em um *play* de *Shale Gas* é assumido como sendo 8 poços por milha quadrada (o que leva a uma área de drenagem de cerca de 80 acres por poço) e a *EUR* por poço de *Shale Gas* é assumida como sendo 50% maior que no caso de referência. Além disso, a *TRR* é ampliada para cerca de duas vezes mais que a *TRR* de referência (AEO/EIA, 2012).

A seguir, será feito um mapeamento de todo o Setor de Gás Natural nos Estados Unidos, abordando a atual conjuntura do mesmo no que diz respeito ao consumo e produção. Além disso, será realizada uma breve descrição dos principais *plays* de *Shale Gas* no país. Lembrando que este tipo de recurso não convencional será enfatizado, uma vez que se trata

da fonte de gás mais promissora nos EUA. Nesse sentido, também mostraremos, em seções posteriores, as previsões para um horizonte até 2040 de como a inserção deste recurso irá afetar a Indústria como um todo.

### 4.3 Mapeamento dos Principais *Plays* de Gás Natural dos EUA

Segundo dados da *EIA* (2013), os Estados Unidos possuem 349 trilhões de pés cúbicos de reservas provadas de Gás Natural. Lembrando que esses dados são referentes ao ano de 2011. Em comparação com 2010, houve um aumento de 31,2 trilhões de pés cúbicos. Este foi o segundo aumento, perdendo apenas para o ano de 2010 que, em relação ao ano de 2009, teve um acréscimo de 33,8 trilhões de pés cúbicos.

Como podemos perceber na Figura 4.3, as reservas provadas de Gás Natural tem tido um aumento expressivo desde 1999. Esse acréscimo é resultado da expansão da exploração e desenvolvimento das atividades nos *plays* de *Shale Gas*, como pode ser observado na Figura 4.4, em que são comparadas as contribuições de *Shale Gas* com a de outras fontes de gás para o aumento das reservas.

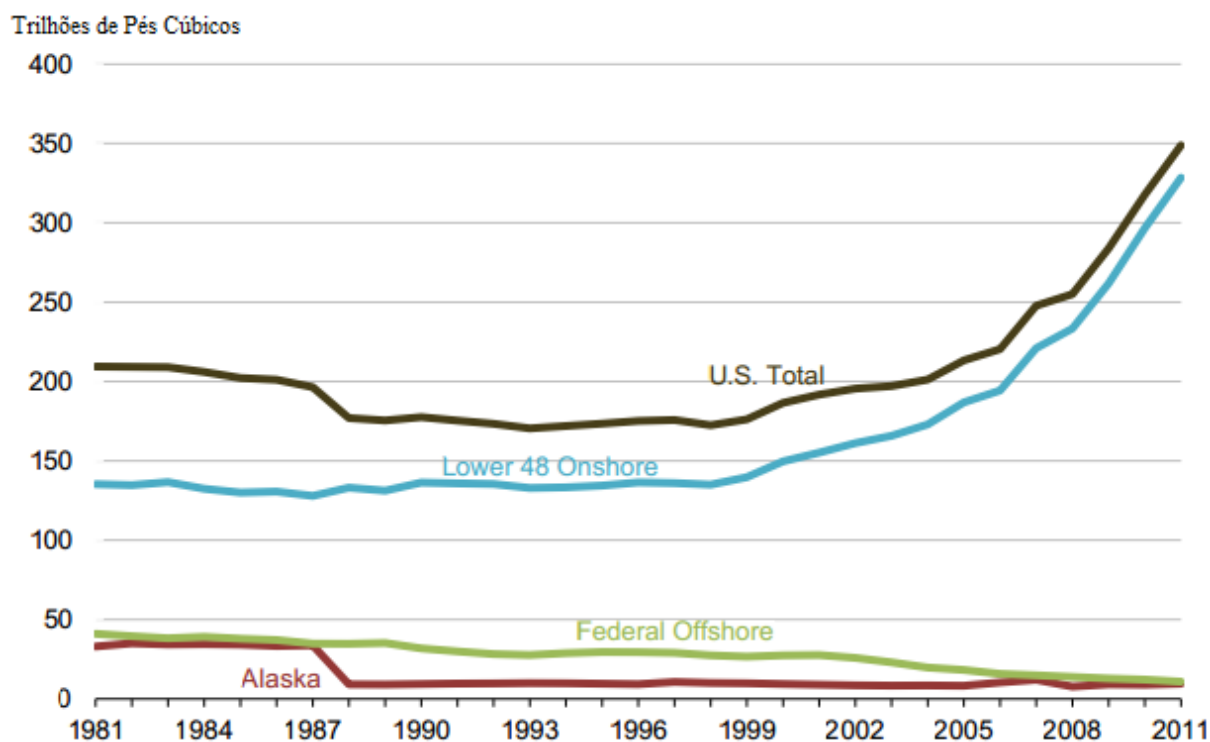


Figura 4.3. Reservas Provadas de Gás Natural Úmido dos EUA. Fonte: Adaptado de *EIA*, 2013b.

#### Mudanças Anuais (Tfc)

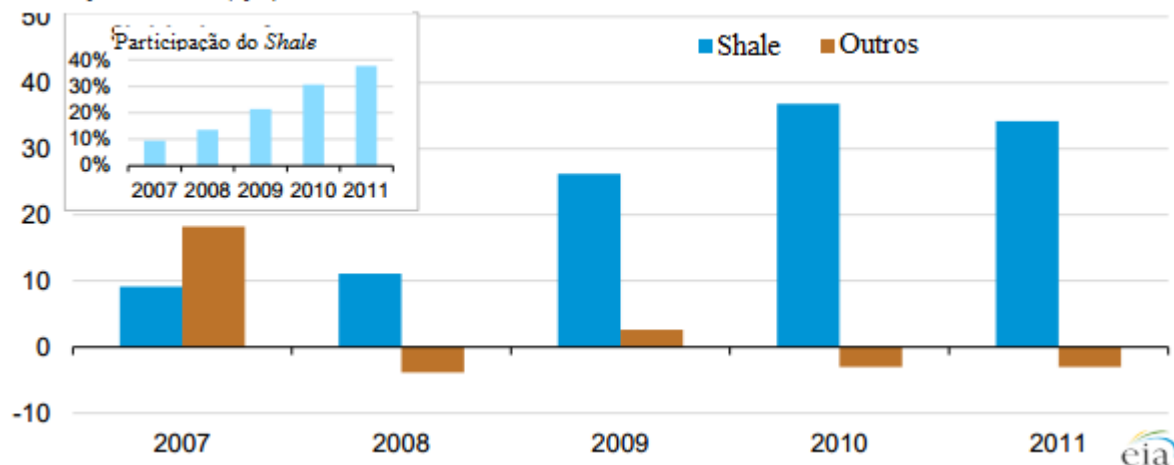


Figura 4.4. Mudanças Anuais nas Reservas Provasdas de Gás Natural Úmido (*Shale* e outros Recursos).

Fonte: Adaptado de EIA, 2013b.

Nos Estados Unidos, as reservas de *Shale Gas* são encontradas em mais de 48 estados, como está ilustrado na Figura 4.5. No entanto, apenas seis *plays* são responsáveis por quase a totalidade das reservas, como podemos observar na tabela 4-1. Sendo eles: *Barnett*, *Marcellus*, *Haynesville/Bossier*, *Fayetteville*, *Woodford* e *Eagle Ford*.



Figura 4.5. Localização dos *Plays* de *Shale Gas* nos EUA. Fonte: Adaptado de EIA, 2011.

**Tabela 4-1. Principais *Plays* de *Shale Gas*: Produção e Reservas Provadas de Gás Natural. Fonte: EIA, 2013b.**

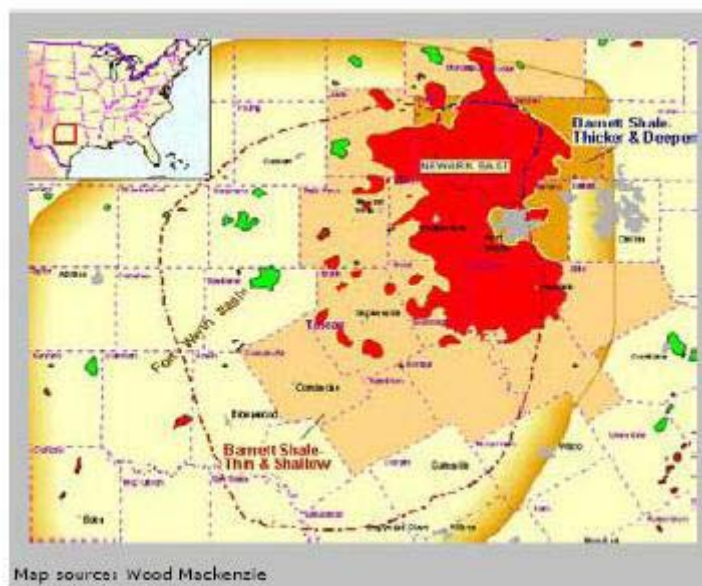
| trillion cubic feet             |                                 |                           |                    |                  |                    |                  |                  |             |
|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|------------------|-------------|
| Basin                           | Play                            | State(s)                  | 2010<br>Production | 2010<br>Reserves | 2011<br>Production | 2011<br>Reserves | Change 2011-2010 |             |
|                                 |                                 |                           |                    |                  |                    |                  | Production       | Reserves    |
| Ft. Worth                       | <i>Barnett</i>                  | TX                        | 1.9                | 31               | 2.0                | 32.6             | 0.1              | 1.6         |
| Appalachian                     | <i>Marcellus</i>                | PA, WV, KY, TN,<br>NY, OH | 0.5                | 13.2             | 1.4                | 31.9             | 0.9              | 18.7        |
| Texas-<br>Louisiana Salt        | <i>Haynesville/<br/>Bossier</i> | TX, LA                    | 1.5                | 24.5             | 2.5                | 29.5             | 1.0              | 5.0         |
| Arkoma                          | <i>Fayetteville</i>             | AR                        | 0.8                | 12.5             | 0.9                | 14.8             | 0.1              | 2.3         |
| Anadarko                        | <i>Woodford</i>                 | TX, OK                    | 0.4                | 9.7              | 0.5                | 10.8             | 0.1              | 1.1         |
| Western Gulf                    | <i>Eagle Ford</i>               | TX                        | 0.1                | 2.5              | 0.4                | 8.4              | 0.3              | 5.9         |
| <b>Sub-total</b>                |                                 |                           | <b>5.2</b>         | <b>93.4</b>      | <b>7.7</b>         | <b>128.0</b>     | <b>2.5</b>       | <b>34.6</b> |
| <i>Other shale gas plays</i>    |                                 |                           | 0.2                | 4.0              | 0.3                | 3.6              | 0.1              | -0.4        |
| <b>All U.S. shale gas plays</b> |                                 |                           | <b>5.4</b>         | <b>97.4</b>      | <b>8.0</b>         | <b>131.6</b>     | <b>2.6</b>       | <b>34.2</b> |

A seguir, iremos detalhar os principais *plays* de *Shale Gas*, descrevendo-os, além de dizer suas reservas estimadas, suas principais atividades e o custo dos poços.

#### 4.3.1 *Barnett*

##### 4.3.1.1 Descrição do *Play*

*Barnett* está localizado nas bacias *Forth Worth* e Permiano, no norte do estado do *Texas*. Está dividido em duas seções: “Núcleo” e “Não desenvolvida”. A primeira corresponde às áreas onde o *Shale Gas* está sendo desenvolvido. Já a segunda corresponde à área que ainda não foi desenvolvida pelas empresas. Essas divisões ocorreram para fins de modelagem, uma vez que *Barnett* se estende por duas bacias em regiões diferentes do *Texas* (EIA, 2011b). A localização do *play* pode ser vista na Figura 4.6.



**Figura 4.6. Localização do Play de Barnett. Fonte: WOOD MACKENZIE.**

Descoberto em 1950, sua extração comercial só se tornou viável em 1980, quando as técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico foram aperfeiçoadas neste *play*. Graças ao seu desenvolvimento e sucesso comercial que outras áreas de *Shale Gas* dos Estados Unidos começaram a ser desenvolvidas.

#### **4.3.1.2 Estimativa de Reservas**

A área total de *Barnett* foi estimada pela *U.S. Geological Survey* em 16.726 quilômetros quadrados. Conforme o desenvolvimento de *Barnett* foi se estendendo para além do campo Leste de *Newark*, esta parte ficou conhecida como a seção ativa do *Barnett*. A área restante é considerada seção não desenvolvida.

O *play* de *Barnett*, incluindo a área ativa e a área não desenvolvida, possui um *EUR* (*Estimated Ultimate Recovery*) médio de 1,4 *Bcf* (Bilhões de pés cúbicos) por poço e, aproximadamente, *TRR* (*Technically Recoverable Resource*) de 43,37 *Tcf* (Trilhões de pés cúbicos). Na tabela 4-2, podemos ver um resumo destes dados, especificando para as duas seções do *play*.

**Tabela 4-2. Dados de *Barnett*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

|                                                | Ativa | Não Desenvolvida |
|------------------------------------------------|-------|------------------|
| Área (Km <sup>2</sup> )                        | 10554 | 6171,9           |
| EUR (Bcfe/Poço)                                | 1,6   | 1,2              |
| Espaçamento dos Poços (Poços/mi <sup>2</sup> ) | 5,5   | 8                |
| TRR (Tcf)                                      | 23,81 | 19,56            |

Algumas outras propriedades para *Barnett*, como profundidade, espessura e porosidade foram estimadas também e podem ser observadas na tabela 4-3.

**Tabela 4-3. Propriedades Médias de *Barnett*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

| Características  |       |
|------------------|-------|
| Profundidade (m) | 2286  |
| Espessura (m)    | 91,44 |
| Porosidade (%)   | 5     |

#### **4.3.1.3 Companhias Ativas**

Em 2008, segundo dados da EIA (2011b), existiam 10 empresas atuantes na seção ativa e 10 empresas atuantes na seção não desenvolvida. Sendo assim, existe atividade significativa de perfuração em *Barnett*. Há pelo menos 58 plataformas atualmente ativas no *Shale*. Destes, 14 são operados por *EOG Resources* e 22 por *Chesapeake*.

#### **4.3.1.4 Custos dos Poços**

Os custos relatados em 2008 e 2009 foram entre US\$2 milhões e US\$ 3 milhões de dólares para um poço em *Barnett*. No entanto, Os custos nas regiões sul e ocidental e ocidentais



atingiram um valor maior, entre US\$1,6 milhões e US\$3,7 milhões de dólares por poço (EIA, 2011b).

#### 4.3.2 *Marcellus*

##### 4.3.2.1 Descrição do *Play*

O *play* de *Shale Gas* de *Marcellus* está localizado na Bacia do *Appalachian*, em grande parte do Leste dos Estados Unidos, sendo compreendido por seis estados. São eles: *Maryland* (1,09% em área), *Nova Iorque* (20,06% em área), *Ohio* (18,19% em área), *Pensilvânia* (35,35% em área), *Virginia* (3,85% em área) e *West Virginia* (21,33% em área), como pode ser observado na Figura 4.7. É o *play* mais extenso dos Estados Unidos, de acordo com a *U.S. Geological Survey*.

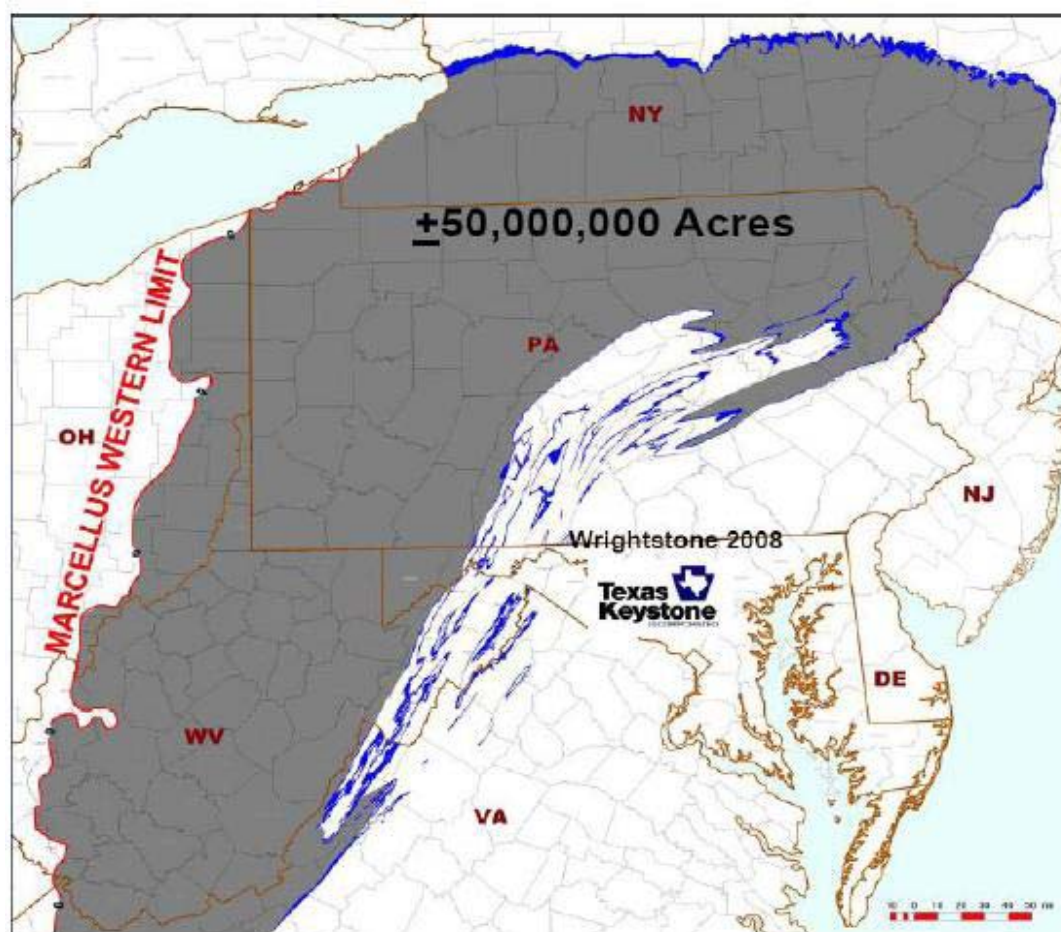


Figura 4.7. Localização do *Play* de *Marcellus*. Fonte: WOOD MACKENZIE

Para fins de modelagem, *Marcellus* foi dividida em duas unidades principais: a área ativa e a área não desenvolvida. A área ativa, definida como a área em regime de locação pelas empresas, está localizada principalmente nos estados de *West Virginia* e Pensilvânia e é estimada em 27.511 quilômetros quadrados. A parte restante de área, correspondente a 218.261 quilômetros quadrados, corresponde à área que não foi alugada pelas empresas.

#### 4.3.2.2 Estimativa de Reservas

Estimada pelo *U.S. Geological Survey*, o *play* de *Marcellus* tem uma área total de 245.772 quilômetros quadrados. A profundidade do *Shale* varia entre 1.219,2 e 2590,8 metros com uma espessura entre 15,2 e 61 metros. O *EUR* médio para ambas as áreas, ativa e não desenvolvida, é 2,325 bilhões de pés cúbicos por poço. A área ativa, assim como está detalhado na Tabela 4-4, tem um *TRR* de 177,9 trilhões de pés cúbicos, o que é equivalente a 3,5 bilhões de pés cúbicos por poço. Devido a uma série de problemas governamentais, a unidade não desenvolvida de *Marcellus*, apresenta um *TRR* incerto. No entanto, nesta unidade, o *EUR* foi estimado em 1,15 bilhões de pés cúbicos.

**Tabela 4-4. Dados de *Marcellus*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

|                                                | Ativa | Não Desenvolvida |
|------------------------------------------------|-------|------------------|
| Área (Km <sup>2</sup> )                        | 27511 | 218261           |
| <i>EUR</i> (Bcfe/Poço)                         | 3,5   | 1,15             |
| Espaçamento dos Poços (Poços/mi <sup>2</sup> ) | 8     | 8                |
| <i>TRR</i> (Tcf)                               | 177,9 | 232,44           |

Outras propriedades médias foram estimadas para o *play* de *Marcellus*. Estas incluem a profundidade, espessura, porosidade e teor de matéria orgânica total do *shale*. Os valores são apresentados na Tabela 4-5. Para efeito de comparação, em 2002, o *U.S. Geological Survey* realizou uma avaliação de *Marcellus* e estimou que o total de recursos não recuperados estivesse entre 822 Bcf e 3668 Bcf.



**Tabela 4-5. Propriedades Médias de *Marcellus*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

| Características                      |        |
|--------------------------------------|--------|
| Profundidade (m)                     | 2057,4 |
| Espessura (m)                        | 38,1   |
| Porosidade (%)                       | 8      |
| Teor de Matéria Orgânica Total (%wt) | 12     |

#### **4.3.2.3 Companhias Ativas**

Em 2008, havia 19 empresas detentoras de concessões no *play* de *Marcellus*.

#### **4.3.2.4 Custos dos Poços**

Em 2008, o *Deutsche Bank* informou que o custo médio por poço estava entre US\$3 milhões e US\$4 milhões de dólares. Este valor é aproximadamente igual ao nível de custos declarados em 2010 por grande parte das empresas. O custo mais alto reportado é o da *Rex Energy*, entre US\$4,5 milhões e US\$4,7 milhões de dólares por poço (EIA, 2011b).

### **4.3.3 Haynesville/Bossier**

#### **4.3.3.1 Descrição do Play**

O *play* de *Haynesville*, também conhecido como *play* de *Haynesville/Bossier*, está localizado no Leste do *Texas* e na parte ocidental da *Lousiana*. Em 2007, as altas taxas de produção de *Shale Gas* sugeriram que *Haynesville* pode ter reservas significantes de gás. Sua localização pode ser observada na Figura 4.8.

Segundo a EIA, apesar de uma profundidade elevada e, portanto, uma elevada pressão da formação, o que aumenta os custos de produção, este *play* é bastante atrativo

economicamente uma vez que possui uma grande espessura de folhelho, levando assim, a uma possibilidade de haver maior quantidade de gás.

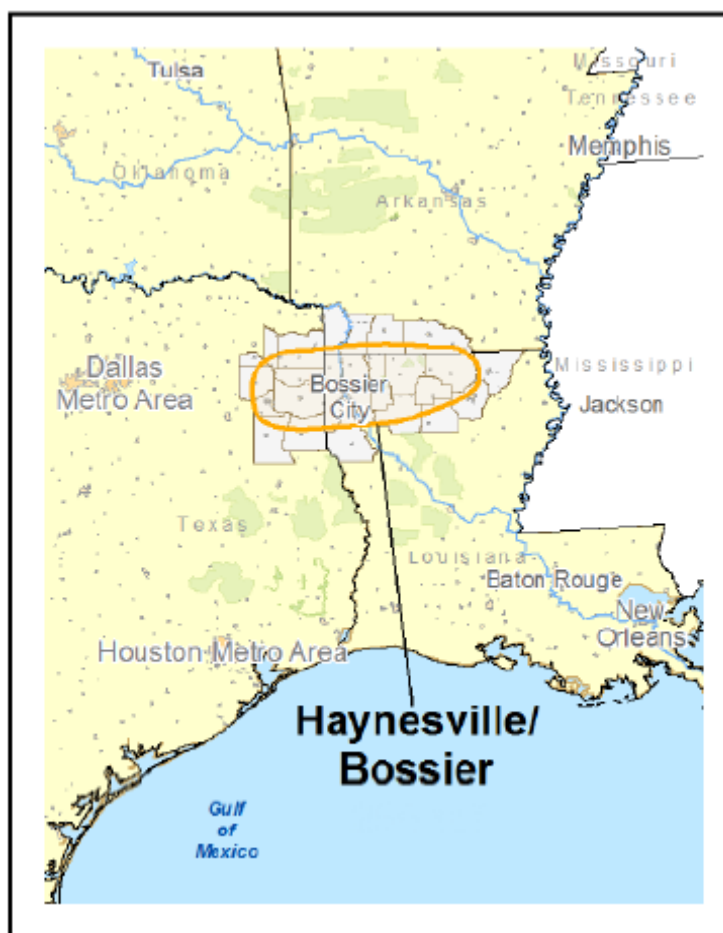


Figura 4.8. Localização do Play de Haynesville/Bossier. Fonte: WOOD MACKENZIE.

#### 4.3.3.2 Estimativa de Reservas

Estimada pelo *U.S. Geological Survey*, o *play* de Haynesville/Bossier tem uma área total de 23.310 quilômetros quadrados e um *TRR* estimado de 74,7 trilhões de pés cúbicos. O *EUR* médio por poço é estimado em 3,6 bilhões de pés cúbicos. A profundidade da camada de *Shale* está entre 3200 e 4115 metros com uma espessura de 60,96 a 91,44 metros. Haynesville/Bossier também pode ser dividida em duas zonas: a ativa e a não desenvolvida. A área ativa corresponde àquela que está sob concessão das empresas e está sendo desenvolvida. Já a área não desenvolvida é aquela que não está sob concessão de nenhuma companhia.

A área ativa, assim como está descrito na tabela 4-6, é 9.256,6 quilômetros quadrados e tem um *TRR* de 53,3 trilhões de pés cúbicos, o que é equivalente a 6,5 bilhões de pés cúbicos por poço. Já o *TRR* para a área não desenvolvida é 19,41 trilhões de pés cúbicos, o que representa 1,5 bilhões de pés cúbicos por poço.

**Tabela 4-6. Dados de *Haynesville/Bossier*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

|                                                | Ativa  | Não Desenvolvida |
|------------------------------------------------|--------|------------------|
| Área (Km <sup>2</sup> )                        | 9256,6 | 14053            |
| <i>EUR</i> (Bcfe/Poço)                         | 6,5    | 1,5              |
| Espaçamento dos Poços (Poços/mi <sup>2</sup> ) | 8      | 8                |
| <i>TRR</i> (Tcf)                               | 53,3   | 19,41            |

Outras propriedades médias foram estimadas para o *play* de *Haynesville/Bossier*. Estas incluem a profundidade, espessura, porosidade e teor de matéria orgânica total do *shale*. Os valores são apresentados na Tabela 4-7.

**Tabela 4-7. Propriedades Médias de *Haynesville/Bossier*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

| Características                      |        |
|--------------------------------------|--------|
| Profundidade (m)                     | 365,76 |
| Espessura (m)                        | 76,2   |
| Porosidade (%)                       | 8,5    |
| Teor de Matéria Orgânica Total (%wt) | 2,25   |

#### 4.3.3.3 Companhias Ativas

Em 2008, havia 19 empresas detentoras de concessões no *play* de *Haynesville/Bossier*. Sendo assim, existe atividade de perfuração significativa neste *play*. Em agosto de 2010, *Plains*

*Exploration and Production* informou que havia 48 sondas ativas. Além disso, afirmaram que 31 destas foram operados por *Chesapeake*.

#### **4.3.3.4 Custos dos Poços**

Em 2008, o *Deutsche Bank* informou o custo médio por poço como sendo entre US\$6 milhões e US\$7 milhões de dólares. Já em 2010, o custo aumentou para pelo menos US\$7 milhões de dólares. O custo mais alto reportado por uma empresa está entre US\$9,5 milhões e US\$10 milhões de dólares, em que estão incluídos pelo menos US\$2 milhões para estimulação (*EIA*, 2011b).

#### **4.3.4 Fayetteville**

##### **4.3.4.1 Descrição do Play**

Segundo *EIA* (2011b), o *play* de *Fayetteville* está localizado dentro da bacia de *Arkoma*, no *Arkansas*. *Fayetteville* é dividido em duas unidades principais, Central e Ocidental, com base na localização do *shale*. *Fayetteville* Central se estende desde a fronteira *Arkansas-Oklahoma* para o leste de *Johnson*, *Logan* e *Yell*. A Figura 4.9 mostra a localização e área de *Fayetteville* Central.

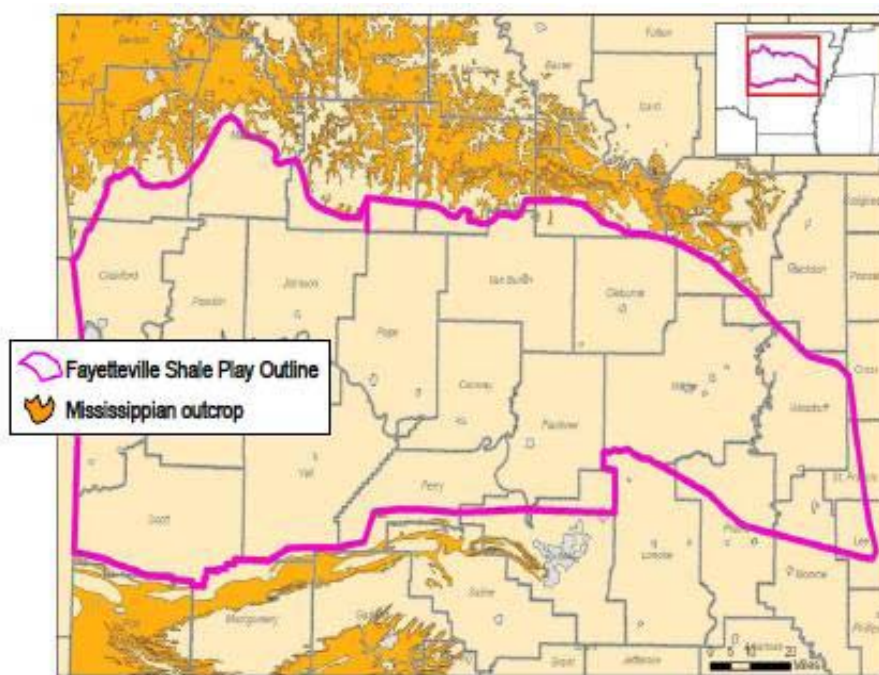


Figura 4.9. Localização do Play de Fayetteville. Fonte: WOOD MACKENZIE.

#### 4.3.4.2 Estimativa de Reservas

Com base no *U.S. Department of Energy*, a área total do play de Fayetteville, incluindo as duas zonas, Central e Ocidental, é de 23.310 quilômetros quadrados, sendo que a parte Central possui cerca de 10.360 km<sup>2</sup> e a Ocidental, 12.950 km<sup>2</sup>. Este play tem um EUR médio de 1,7 bilhões de pés cúbicos por poço e, aproximadamente, 31,96 trilhões de pés cúbicos de TRR. A profundidade da camada de shale varia entre 304,8 e 2133,6 metros e sua espessura varia de 6,1 a 60,9 metros. Esses valores, assim como outras propriedades como a porosidade e o teor de matéria orgânica total podem ser vistos nas tabelas 4-8 e 4-9.

Tabela 4-8. Dados de Fayetteville. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.

|                                                | Central | Ocidental |
|------------------------------------------------|---------|-----------|
| Área (Km <sup>2</sup> )                        | 10360   | 12950     |
| EUR (Bcfe/Poço)                                | 1,15    | 2,25      |
| Espaçamento dos Poços (Poços/mi <sup>2</sup> ) | 8       | 8         |
| TRR (Tcf)                                      | 4,64    | 27,32     |

**Tabela 4-9. Propriedades Médias de Fayetteville. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

| Características                      |        |
|--------------------------------------|--------|
| Profundidade (m)                     | 1219,2 |
| Espessura (m)                        | 33,5   |
| Porosidade (%)                       | 5      |
| Teor de Matéria Orgânica Total (%wt) | 6,9    |

#### **4.3.4.3 Companhias Ativas**

Em 2008, havia 9 empresas detentoras de concessões no *play* de Fayetteville. Sendo assim, existe atividade de perfuração significativa neste *play*. A *Southwestern Energy* perfurou e completou 249 poços dentro dos primeiros seis meses de 2010. Até o final deste mesmo ano, eles planejaram participar de 650 a 680 poços, além de operar de 475 a 500 poços.

#### **4.3.4.4 Custos dos Poços**

De acordo com a *Southwestern Energy*, o custo médio por poço completado para 2009 foi de US\$2,9 milhões de dólares. Este valor está dentro da faixa de US\$1,75 milhões a US\$3,05 milhões de dólares como foi reportado pelo *Deutsche Bank* (EIA, 2011b).

### **4.3.5 Woodford**

#### **4.3.5.1 Descrição do Play**

De acordo com EIA (2011b), o *play* de Woodford é dividido em duas seções baseadas na localização do *Shale* em Oklahoma. O Woodford Central está localizado na Bacia de Ardmore, enquanto que Woodford Ocidental está localizado na Bacia de Arkoma. A Figura 4.10 mostra o *play*.



Figura 4.10. Localização do *Play* de *Woodford*. Fonte: WOOD MACKENZIE.

#### 4.3.5.2 Estimativa de Reservas

Segundo dados da *Advanced Resources International*, a área total do *play* de *Woodford* é de 7.511 quilômetros quadrados na Bacia de *Arkoma* e 4.662 quilômetros quadrados na Bacia de *Ardmore*. Em ambas as áreas, o espaçamento entre os poços é de 160 acres por milha quadrada. Este *play* contém um *EUR* médio de 2,5 bilhões de pés cúbicos por poço e, aproximadamente, 22,2 trilhões de pés cúbicos de *TRR*, juntando-se ambas as seções. Dentro da Bacia do *Arkoma*, o *Woodford* Ocidental varia de 1.828,8 a 3.962,4 metros de profundidade, com uma espessura de 45,7 metros e uma *EUR* de 4,0 *Bcf* por poço. Já o *Woodford* Central tem uma profundidade de 1.524 metros, com uma *EUR* de 1,0 *Bcf* por poço. Estes valores, assim como outras propriedades médias, como porosidade e teor de matéria orgânica total, são fornecidos nas tabelas 4-10 e 4-11.

**Tabela 4-10. Dados de *Woodford*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

|                                                | Central | Ocidental |
|------------------------------------------------|---------|-----------|
| Área (Km <sup>2</sup> )                        | 4662    | 7511      |
| EUR (Bcfe/Poço)                                | 1       | 4         |
| Espaçamento dos Poços (Poços/mi <sup>2</sup> ) | 4       | 4         |
| TRR (Tcf)                                      | 2,95    | 19,26     |

**Tabela 4-11. Propriedades Médias de *Woodford*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

| Características                      |         |           |
|--------------------------------------|---------|-----------|
|                                      | Central | Ocidental |
| Profundidade (m)                     | 1524    | 2895,6    |
| Espessura (m)                        | 76,2    | 45,7      |
| Porosidade (%)                       | 6       | 7         |
| Teor de Matéria Orgânica Total (%wt) | 4       | 6,5       |

#### 4.3.5.3 Companhias Ativas

Em 2008, havia 13 empresas detentoras de concessões no *play* de *Woodford*. Devido à falta de atividade de perfuração na Bacia de *Ardmore*, não há dados disponíveis em relação às atividades recentes. No entanto, o *shale* de *Woodford* na Bacia de *Arkoma* teve 166 poços verticais e 37 poços horizontais completados em 2007.

#### 4.3.5.4 Custos dos Poços

Em 2007, a *Marsh Operating Company* estimou que o custo de cada poço para o *play* de *Woodford* na Bacia de *Arkoma* variava entre US\$6 milhões a US\$7 milhões de dólares. Já em



2008, a *Deutsche Bank* reportou uma faixa maior de custos, variando entre US\$4,6 milhões e US\$8 milhões de dólares para os poços em ambas as Bacias (EIA, 2011b).

#### 4.3.6 *Eagle Ford*

##### 4.3.6.1 Descrição do Play

O *play* de *Eagle Ford* está localizado na Bacia de *Maverick*, no *Texas*. Este *play* contém elevados níveis de líquido. Sendo assim, precisou ser dividido em três diferentes zonas: zona de óleo, zona de gás condensado e zona de gás seco. A localização do *play*, assim como suas três divisões podem ser observadas na Figura 4.11. Ele foi descoberto em 2008 pela *Petrohawk*. O primeiro poço foi perfurado no campo de *Hawkville*, em *LaSalle County*, *Texas*.

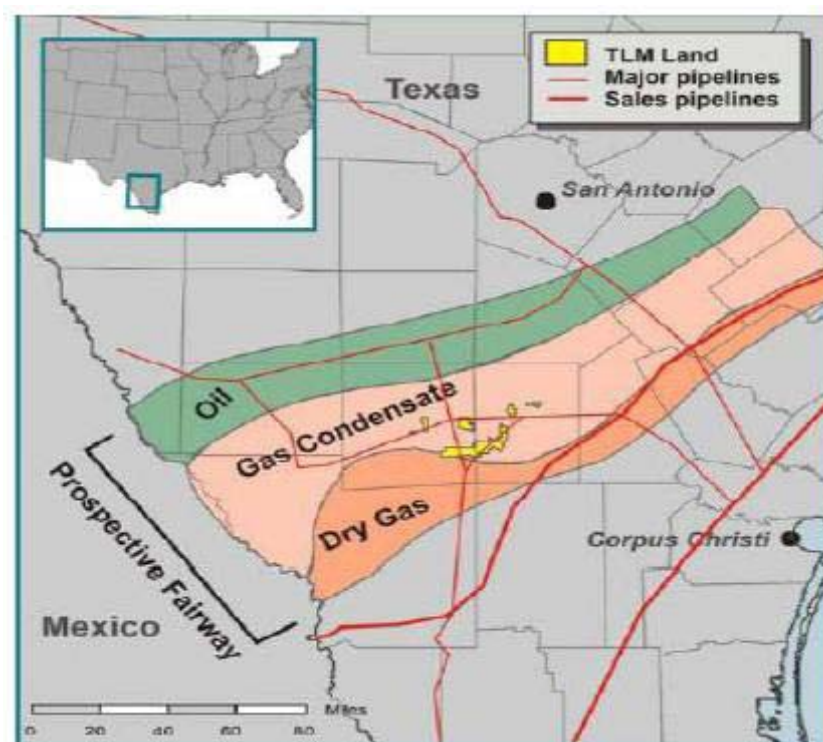


Figura 4.11. Localização do Play de *Eagle Ford*. Fonte: EIA, 2011b

#### 4.3.6.2 Estimativa de Reservas

A área de *Eagle Ford* foi calculada usando mapas e outros dados reportados pelas empresas que possuem contratos nesta região. A área da zona de gás seco foi estimada em 518 quilômetros quadrados. O mesmo processo foi realizado para a zona de óleo e de gás condensado, isto é, a partir da soma da área de cada empresa. Sendo assim, a área da zona de gás condensado foi estimada em 2305,1 quilômetros quadrados e a área da zona de óleo foi calculada em 5783,4 quilômetros quadrados. *Eagle Ford* tem um *EUR* médio de 5,0 bilhões de pés cúbicos por poço e 300 milhões de barris de óleo por poço. O *play* tem, aproximadamente, 20,81 trilhões de pés cúbicos de gás tecnicamente recuperável e 3,35 bilhões de barris de óleo tecnicamente recuperável. Os dados para cada zona de *Eagle Ford* são mostrados na tabela 4-12.

**Tabela 4-12. Dados de *Eagle Ford*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

|                                                | Zona de Gás Seco | Zona de Gás Condensado | Zona de Óleo |
|------------------------------------------------|------------------|------------------------|--------------|
| Área (Km <sup>2</sup> )                        | 518              | 2305,1                 | 5783,4       |
| <i>EUR</i> (Bcfe/Poço)                         | 5,5              | 4,5                    |              |
| <i>EUR</i> (MBO/Poço)                          |                  |                        | 300          |
| Espaçamento dos Poços (Poços/mi <sup>2</sup> ) | 4                | 8                      | 5            |
| TRR (BBO)                                      |                  |                        | 3,35         |
| TRR ( <i>Tcf</i> )                             | 4,38             | 16,43                  |              |

Outras propriedades médias foram estimadas para o *play* de *Eagle Ford*. Estas incluem a profundidade, espessura, porosidade e teor de matéria orgânica total do *shale*. Os valores são apresentados na Tabela 4-13.

**Tabela 4-13. Propriedades Médias de *Eagle Ford*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2011b.**

| Características                      |        |
|--------------------------------------|--------|
| Profundidade (m)                     | 2133,6 |
| Espessura (m)                        | 61     |
| Porosidade (%)                       | 9      |
| Teor de Matéria Orgânica Total (%wt) | 4,25   |

#### **4.3.6.3 Companhias Ativas**

Existem mais de 11 empresas detentoras de concessões no *play* de *Eagle Ford*. No entanto, como se trata de um *play* em desenvolvimento, existem poucas informações disponíveis a respeito das atividades futuras de perfuração.

#### **4.3.6.4 Custos dos Poços**

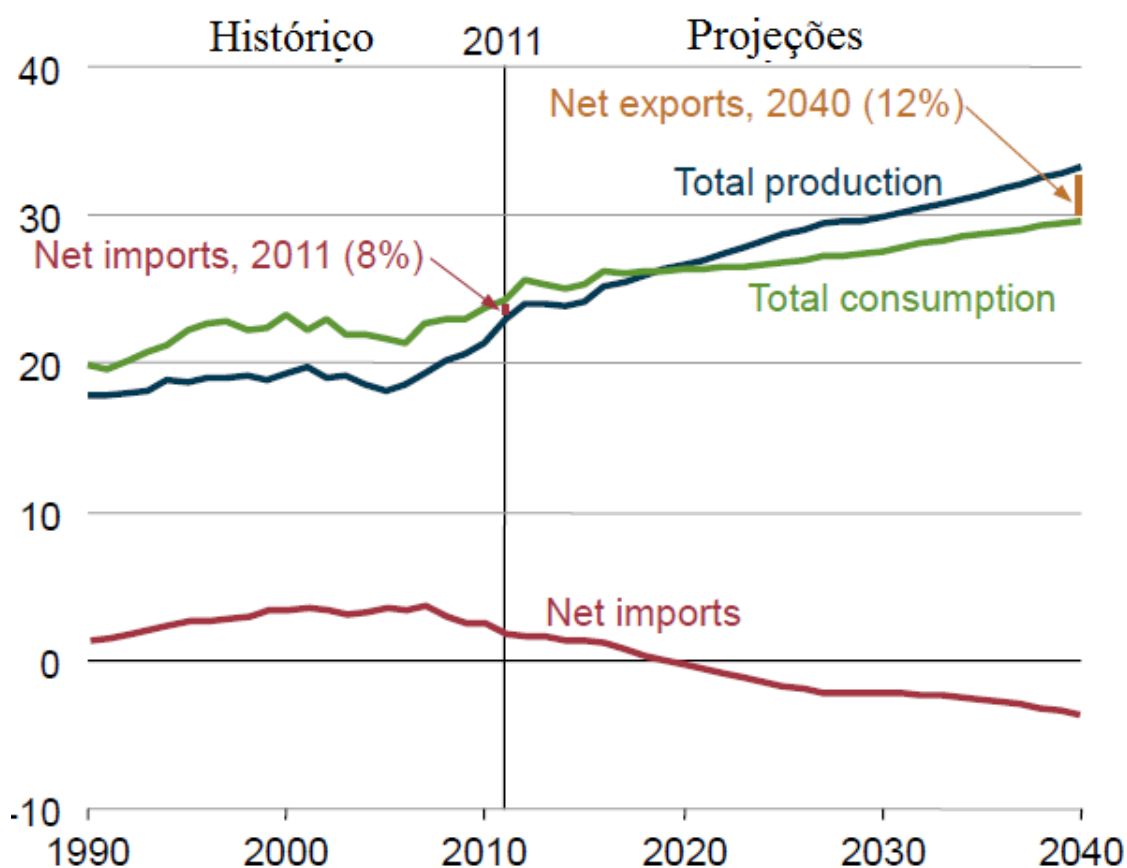
De acordo com a *Petrohawk Energy*, o custo médio por poço horizontal perfurado varia entre US\$4 milhões e US\$6,5 milhões de dólares (EIA, 2011b).

### **4.4 Produção de Gás Natural**

Nesta seção, será realizada uma análise acerca da produção de Gás Natural nos Estados Unidos. Como pudemos perceber ao longo deste texto, os Estados Unidos estão passando por um momento de transformação do que diz respeito à matriz energética. A produção de Gás Natural, que antes estava relativamente estagnada, com o desenvolvimento dos recursos não convencionais, principalmente o *Shale Gas*, passou a experimentar expressivos incrementos. Este aumento de produção tende a se concretizar ainda mais pelo menos até 2040.

Segundo dados do *Annual Energy Outlook/EIA* (2013), os Estados Unidos consumiram mais Gás Natural do que produziram em 2011, com as importações líquidas de quase 2 trilhões de pés cúbicos. No entanto, como a oferta interna aumentou, foi observada uma queda nos

preços do Gás Natural, o que tornou os Estados Unidos um mercado menos atraente e, assim, suas importações foram reduzidas. Por outro lado, estes preços mais baixos fizeram com que a compra de Gás Natural dos Estados Unidos fosse mais atraente e, dessa forma, suas exportações aumentaram. Neste cenário, de acordo com o AEO/EIA (2013), o país se tornará um exportador líquido de gás em 2020. Esta previsão pode ser vista na Figura 4.12.



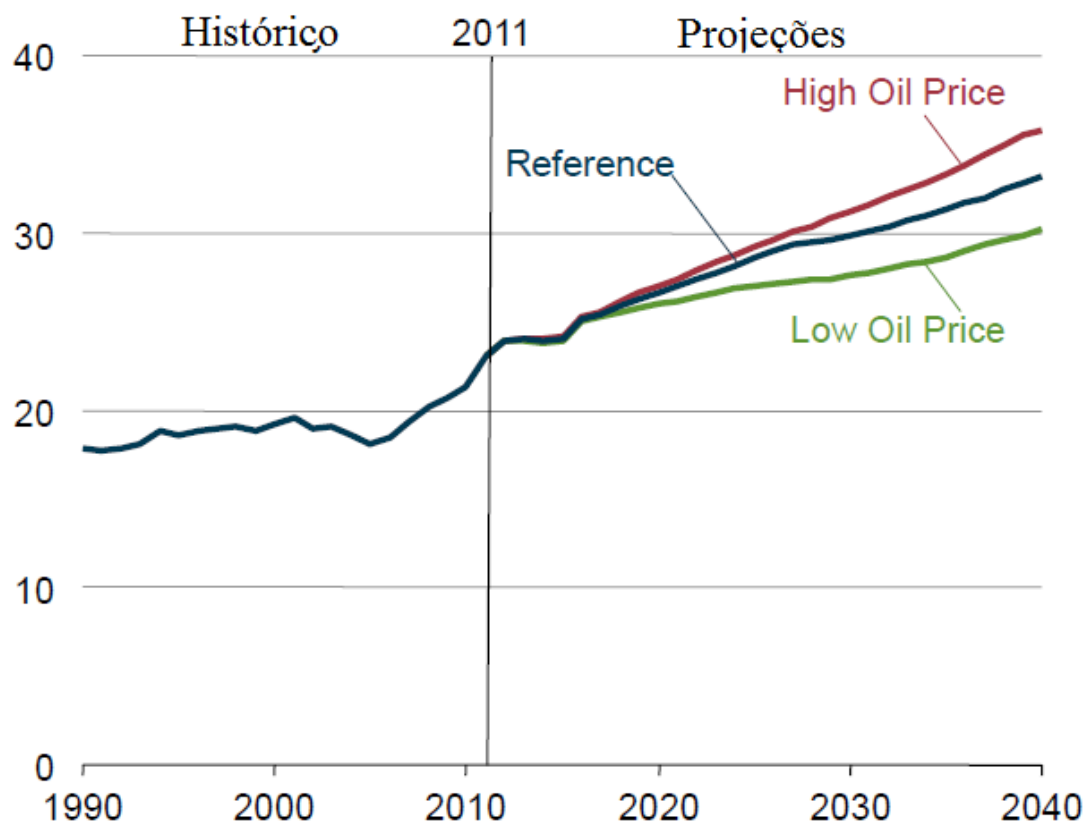
**Figura 4.12. Produção Total de Gás Natural, Consumo e Importações Líquidas dos EUA (em Trilhões de Pés Cúbicos). Fonte: Adaptado de AEO/EIA, 2013.**

Como pode ser observado na Figura 4.12, o crescimento da produção, liderado por um maior desenvolvimento de recursos de *Shale Gas*, supera o crescimento do consumo, em um caso de referência, e este padrão é mantido até 2040. Como resultado, as exportações continuam a crescer a uma taxa de cerca de 17,7% ao ano desde 2020 até 2040. Dessa forma, as exportações líquidas em 2020 serão menos de 1% do consumo total, enquanto que em 2040 serão de 12% do consumo interno.

Nesse sentido, a produção de Gás Natural norte-americana cresce cerca de 1% ao ano entre 2011 e 2040, o que é suficiente para atender a demanda interna e, ao mesmo tempo, permitir um aumento das exportações.

No entanto, é importante perceber que estas perspectivas para exportações futuras são altamente incertas, uma vez que elas dependem de muitos fatores que são difíceis de prever, como por exemplo, o desenvolvimento de novas capacidades de produção de outros países, principalmente a partir de reservatórios em águas profundas, depósitos de *Shale Gas* e reservatórios no Ártico.

Outro fator que afeta a produção de Gás Natural nos Estados Unidos é o preço do petróleo bruto, principalmente através de mudanças no consumo de gás e nas suas exportações. De acordo com os casos estudados pelo AEO/EIA (2013) para precificação do petróleo bruto, as maiores mudanças no uso do gás ocorrem na conversão do gás para combustível líquido, diretamente consumido como combustível para transporte como GNC (Gás Natural Comprimido) ou GNL (Gás Natural Liquefeito), ou para ser exportado como GNL. Como os preços do GNL no mundo são diretamente afetados pelos preços do petróleo bruto (e também pelas condições do mercado regional), os preços do petróleo são importantes para o valor de mercado do GNL exportado pelos Estados Unidos. A Figura 4.13 mostra a variação da produção de gás para três preços de petróleo bruto diferentes.



**Figura 4.13. Produção Total de Gás Natural dos EUA para Três Preços de Petróleo Bruto (em Trilhões de Pés Cúbicos por Ano). Fonte: Adaptado de AEO/EIA, 2013.**

A rentabilidade da utilização do Gás Natural como combustível para transporte, ou para exportação de GNL, depende, em grande parte, da diferença de preço entre o petróleo bruto e o Gás Natural. Quanto maior for esta diferença, maior será o incentivo ao uso do Gás Natural. Por exemplo, no caso *Low Oil Price*, entre 2012 e 2040, os preços médios do petróleo serão cerca de US\$7,80 dólares por milhão de *Btu* mais elevados do que os preços de Gás Natural. Esta diferença de preço é relativamente baixa e não leva a praticamente nenhum uso do Gás Natural para transporte e pouco para exportações de GNL. Já no caso *High Oil Price*, entre 2012 e 2040, a diferença média de preço será de cerca de US\$24,30 dólares por milhão de *Btu*. Sendo assim, há um maior incentivo para promover o uso de Gás Natural no setor de transporte e para a exportação.

Através do estudo destes diferentes casos de preços do petróleo bruto, a produção total de Gás Natural varia em 5,6 trilhões de pés cúbicos em 2040. As mudanças nas exportações de GNL são responsáveis por 3,6 trilhões de pés cúbicos desta diferença. Já o consumo direto de Gás Natural para transporte contribui com 2,1 trilhões de pés cúbicos para esta diferença e,

por fim, o consumo para a produção de combustível líquido a partir do gás é responsável por 1,1 trilhões de pés cúbicos (AEO/EIA, 2013).

#### 4.4.1 Fornecimento de Gás Natural

Como já foi dito em seções anteriores, o aumento de 44% da produção total de Gás Natural, desde 2011 até 2040, tendo como base o caso de referência do AEO/EIA (2013), resulta do maior desenvolvimento do *Shale Gas*, *Tight Gas* e *Coalbed Methane*. Conforme podemos observar na Figura 4.14, a produção de *Shale Gas*, que crescerá 113% entre 2011 e 2040, é o maior contribuinte para o crescimento da produção de Gás Natural. Sua participação na produção total aumenta de 34% em 2011 para 50% em 2040. Já a produção de *Tight Gas* e *Coalbed Methane* também irá aumentar em 25% e 24%, respectivamente, de 2011 a 2040. No entanto, suas participações na produção total irão declinar suavemente. A partir de 2035, podemos perceber um crescimento da produção de *Coalbed Methane*. Isto se dá, pois os preços do Gás Natural, assim como o nível de demanda, serão altos o suficiente para estimular mais perfurações nestas formações.

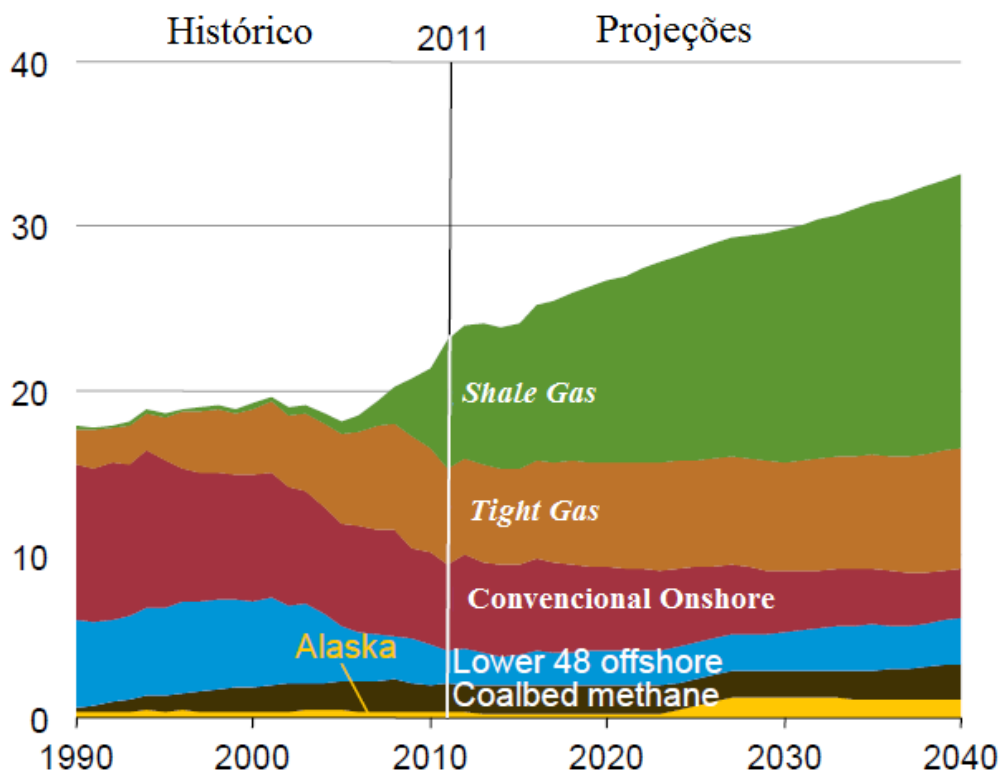


Figura 4.14. Produção de Gás Natural por Diferentes Recursos (em Trilhões de Pés Cúbicos). Fonte:

Adaptado de AEO/EIA, 2013.

Analisando a Figura 4.14, também podemos notar que a produção *offshore* de Gás Natural declinou em 0,3 trilhões de pés cúbicos entre 2011 e 2014. Isto pode ser explicado, pois as atividades de exploração e desenvolvimento *offshore* estão direcionadas para as zonas de óleo do Golfo do México. Após 2014, a produção de Gás Natural *offshore* se recupera, uma vez que os preços do gás irão subir (como veremos em seção posterior), crescendo para 2,8 trilhões de pés cúbicos em 2040. Como resultado, de 2011 a 2040, a produção de Gás Natural *offshore* aumenta em 35%.

Ainda sobre a Figura 4.14, observamos que a produção de Gás Natural do Alasca também aumenta. Isto se deve ao advento das exportações de GNL do Alasca, com início em 2024 e crescendo a 0,8 trilhões de pés cúbicos por ano em 2027. Em 2040, a produção de Gás Natural do Alasca totaliza 1,2 trilhões de pés cúbicos.

Por fim, embora a produção total de Gás Natural dos Estados Unidos aumente em toda a projeção, percebemos que a produção *onshore* de gás convencional declina de 3,6 trilhões de pés cúbicos em 2011 para 1,9 trilhões de pés cúbicos em 2040, quando representará apenas 6% do total da produção, contrastando com os 16% em 2011.

#### **4.4.2 Projeções em Relação às Exportações**

Com os preços do Gás Natural relativamente baixos, segundo dados do AEO/EIA (2013), os Estados Unidos tornar-se-ão um país exportador líquido deste insumo em 2020 e, além disso, as exportações líquidas irão crescer para 3,6 trilhões de pés cúbicos em 2040, como mostra a Figura 4.15. A maior parte do crescimento projetado para as exportações norte-americanas consiste na exportação, através de *pipelines*, para o México, que aumentam progressivamente ao longo do período de projeção, com o objetivo de minimizar o *gap* crescente entre o consumo e a produção de gás no México. Nesse sentido, as exportações para o México, aumentarão de 0,5 trilhões de pés cúbicos em 2011 para 2,4 trilhões de pés cúbicos em 2040.



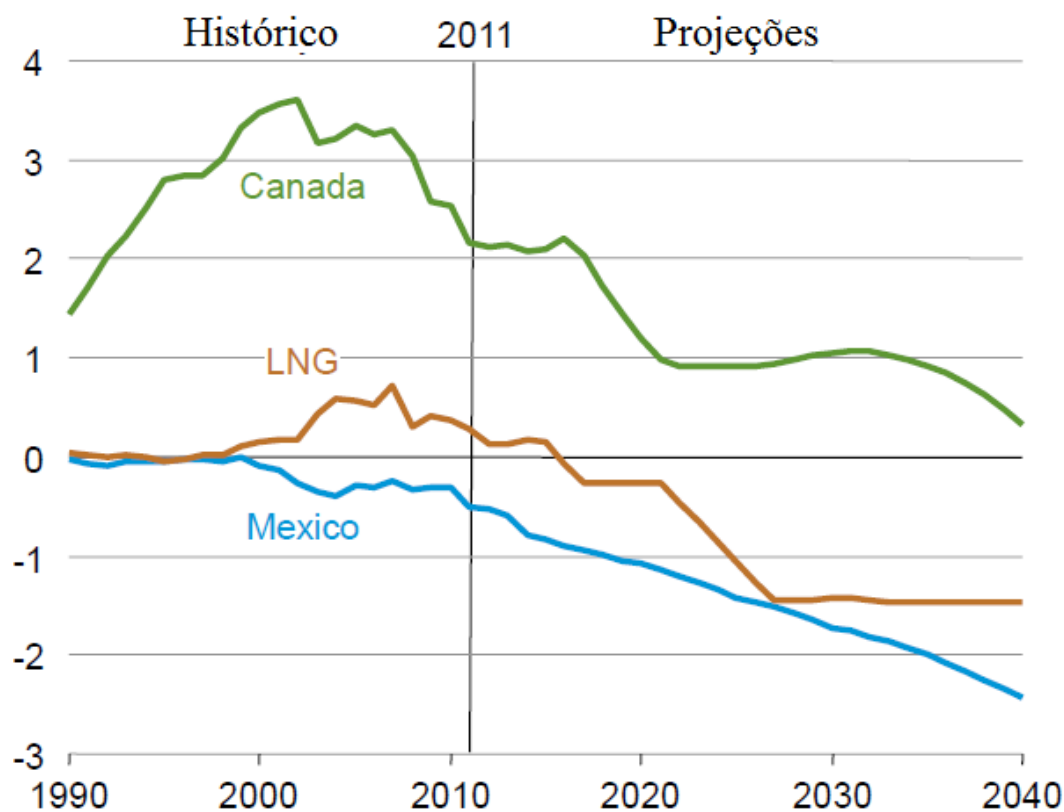


Figura 4.15. Importações Líquidas dos EUA de Gás Natural por Fonte (em Trilhões de Pés Cúbicos).

Fonte: Adaptado de AEO/EIA, 2013.

Ainda em relação à Figura 4.15, as exportações de GNL de origem nacional dos Estados Unidos começarão em 2016 e irão subir para um nível de 1,6 trilhões de pés cúbicos por ano em 2027. Vale ressaltar que metade deste aumento projetado se deve aos 48 estados mais baixos e a outra metade é proveniente da produção do Alasca. Nota-se também que as importações vão atingindo níveis cada vez mais baixos até 2016. No entanto, devemos lembrar que as futuras exportações de GNL dos Estados Unidos dependem de uma série de fatores que são difíceis de prever, incluindo a velocidade e a extensão da convergência dos preços nos mercados mundiais de Gás Natural, na medida em que o gás compete com o petróleo nos mercados nacionais e internacionais e o ritmo de crescimento do fornecimento de gás fora dos Estados Unidos.

Por fim, analisando a situação das importações de gás Canadense, percebemos que haverá uma queda acentuada entre 2016 e 2022, ano em que se estabiliza novamente até que nos anos finais da projeção, elas voltam a cair. Isto ocorre, uma vez que o crescimento contínuo da produção interna reduz a necessidade de importações.

## 4.5 Consumo de Gás Natural

Nesta seção, será abordada a magnitude de gás que é consumido nos Estados Unidos, assim como serão apontados os setores que mais consomem este tipo de recurso. Também iremos realizar projeções para um horizonte de até 2040, procurando entender como o advento do *Shale Gas* modificará de forma significativa a maneira como o norte-americano consome seus recursos naturais.

Segundo dados do *Annual Energy Outlook/EIA* (2013), o consumo total de Gás Natural dos Estados Unidos crescerá de 24,4 trilhões de pés cúbicos em 2011, para 29,5 trilhões de pés cúbicos em 2040. Como podemos observar na Figura 4.16, o consumo de Gás Natural aumentará em todos os setores, exceto o residencial. Este declínio na área residencial é o resultado de melhorias na eficiência dos aparelhos domésticos, além da queda da demanda por aquecedores, devido, em parte, às migrações populacionais para regiões mais quentes do país.

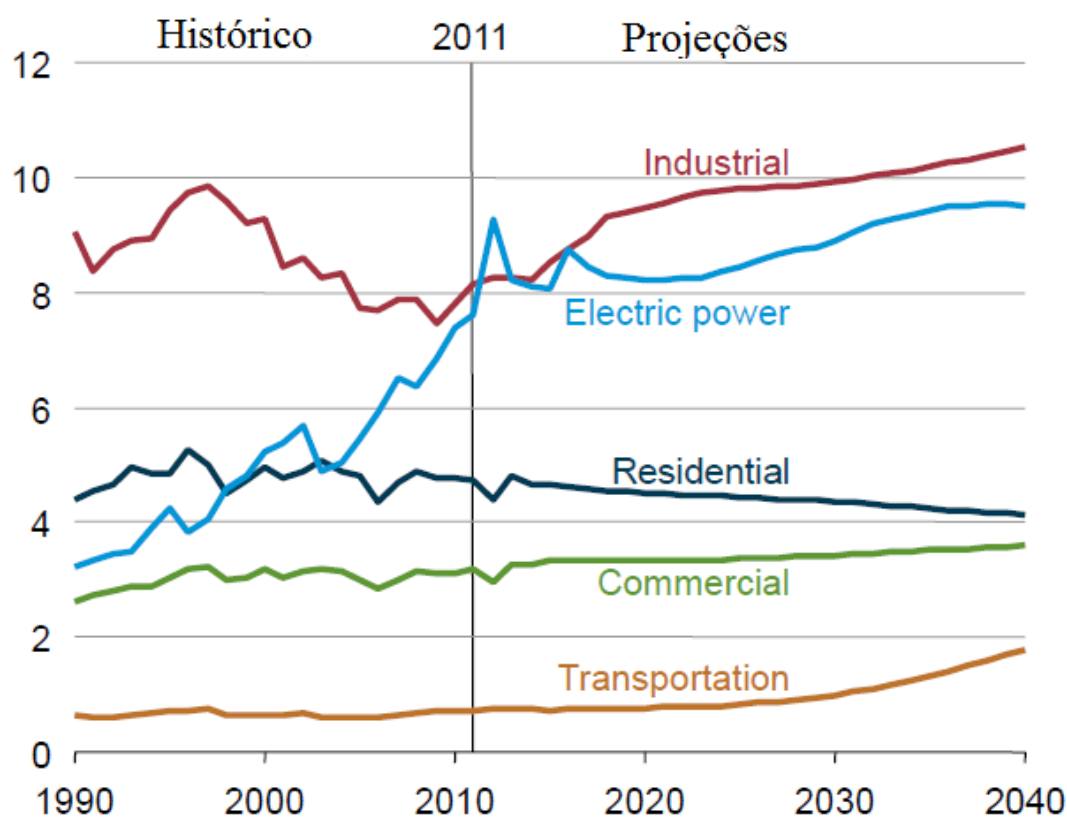


Figura 4.16. Consumo de Gás Natural por Setor (em Trilhões de Pés Cúbicos). Fonte: Adaptado de AEO/EIA, 2013.

Analisando a Figura 4.16, percebemos que apesar da queda no início do período de projeção a partir de um pico em 2012 (pico este que resultou dos preços do Gás Natural bem abaixo dos preços do carvão), o consumo de Gás Natural para geração de energia aumenta em uma média de 0,8% ao ano. O fato de mais gás ser utilizado para a produção de eletricidade a preços relativamente baixos acaba tornando o Gás Natural mais competitivo que o carvão. Dessa forma, ao longo do período de projeção, a participação do Gás Natural na produção total de energia cresce, enquanto que a porcentagem de carvão diminui.

Além disso, o consumo de Gás Natural no Setor Industrial aumenta em uma média de 0,5% ao ano entre 2011 e 2040. Isso inclui os 0,7 trilhões de pés cúbicos de gás utilizados no processo de conversão de gás para líquido, que é largamente consumido no setor de transportes. A produção industrial cresce à medida que as indústrias de energia intensiva tiram proveito dos preços relativamente baixos do Gás Natural, principalmente até 2025. Depois deste ano, o crescimento do setor diminui em resposta ao aumento dos preços, que será visto no próximo capítulo, e ao aumento da concorrência internacional.

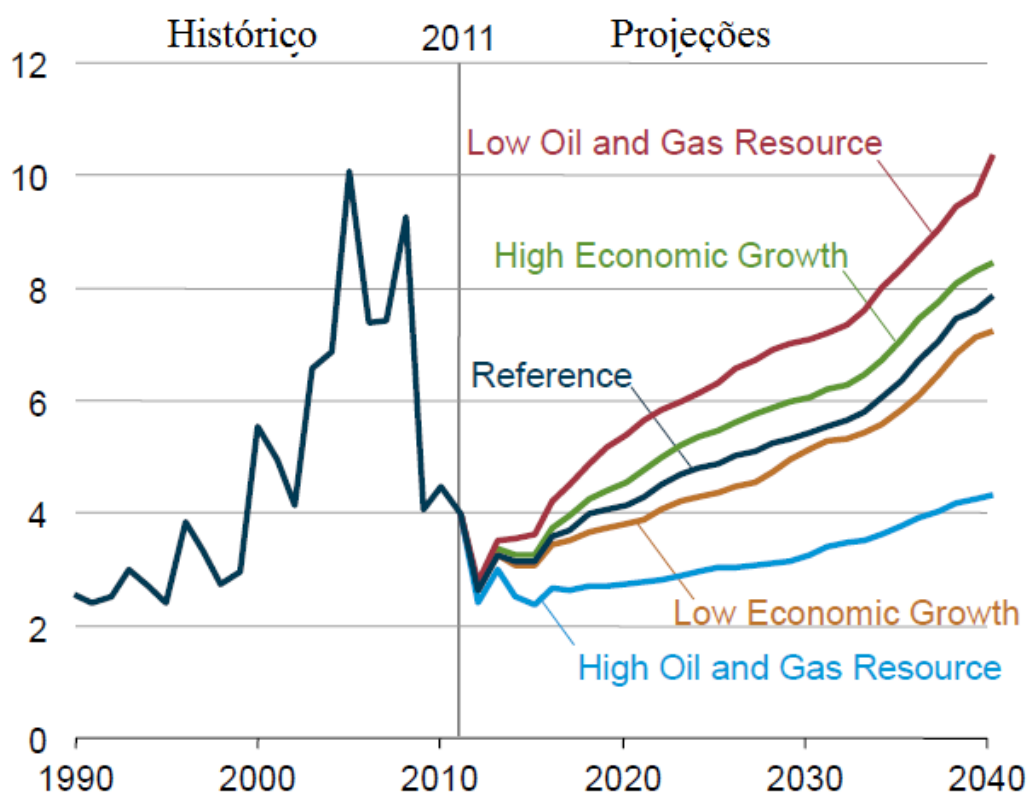
Embora os veículos, atualmente, representem apenas uma pequena parte do consumo total de Gás Natural dos EUA, o crescimento projetado na demanda de gás para este fim é o maior crescimento percentual observado. Os incentivos e os baixos preços do gás conduzem ao aumento da demanda do mesmo como combustível para *HDVs (Heavy Duty Vehicles)*.

A seguir, como já foi estudada toda a dinâmica que movimenta o Setor de Gás Natural dos Estados Unidos e todas as mudanças que este sofrerá em relação à sua oferta e demanda, iremos analisar os impactos que o Setor sofrerá em relação à precificação do Gás Natural e assim, buscar perceber o quão válido são os investimentos nos recursos não convencionais.

## 5 Precificação do Gás Natural

Ao analisarmos a situação dos Estados Unidos em relação ao Gás Natural, constatamos que em um horizonte até 2040, o país passará por grandes mudanças. O desenvolvimento da produção de *Shale Gas* irá aumentar muito a oferta, no entanto, os custos de produção deste tipo de recurso são mais elevados que o do gás convencional. Além disso, como vimos, por conta dos recursos não convencionais, os Estados Unidos também irão alterar a forma como consomem seus recursos. Neste sentido, neste capítulo iremos abordar os impactos que essas mudanças, tanto na oferta, quanto na demanda, causarão na precificação do Gás Natural.

Inicialmente, é importante perceber que os níveis futuros do preço do Gás Natural dependem de muitos fatores, incluindo as taxas de crescimento macroeconômicas e taxas de retorno esperadas dos recursos a partir de poços de Gás Natural. De acordo com o *AEO/EIA* (2013), as maiores taxas de crescimento econômico levam a um aumento do consumo de Gás Natural, causando o esgotamento mais rápido dos recursos e, assim, um aumento mais acelerado dos custos para desenvolvimento de novas reservas. Dessa forma, os preços do Gás Natural são empurrados para cima. Já para o caso de baixo crescimento econômico, o inverso é verdadeiro, como podemos ver na Figura 4.16.



**Figura 5.1. Média Anual de Preço Spot do Gás Natural no Henry Hub em 5 Diferentes Casos (Dólar de 2011 por Milhão de Btu). Fonte: Adaptado de AEO/EIA, 2013.**

Ainda analisando a Figura 5.1, a menor taxa de recuperação dos poços de petróleo e gás implica em custos mais elevados por unidade produzida e, conseqüentemente, preços mais elevados. Já uma maior taxa de recuperação implica em custos mais baixos por unidade produzida e, assim, preços mais baixos. Em comparação com o caso de referência, o caso *Low Oil and Gas Resource*, assume um menor recuperação estimada (*EUR*) por poço de *Shale Gas* ou *Tight Gas*. Já o caso *High Oil and Gas Resource* representa uma situação mais extrema, com estimativas mais elevadas para recuperação final (*EUR*) por poço de óleo e gás nas formações de *Shale* e *Tight*.

Em ambos os casos, há efeitos atenuantes que amortecem a resposta do preço inicial em relação às mudanças na demanda e na oferta. Por exemplo, preços mais baixos do Gás Natural levam a um acréscimo das exportações do mesmo, o que acaba pressionando para o aumento dos preços. Além disso, com preços mais baixos deste recurso, há um menor incentivo às novas perfurações e, sendo assim, um menor potencial de produção de Gás Natural, o que também leva a uma pressão ascendente sobre os preços (AEO/EIA, 2013).

Historicamente, observa-se que os preços do Gás Natural dos Estados Unidos mantiveram-se relativamente baixo ao longo dos últimos cinco anos. Este fato é resultado do abundante abastecimento interno e dos métodos eficientes de produção. No entanto, o custo de desenvolvimento de novas reservas para gerar produções adicionais de gás aumenta gradualmente, levando a um aumento no preço *spot* no *Henry Hub*.

Analisando-se o caso de referência, vemos que os preços do Gás Natural permanecem baixos no início do período de projeção, uma vez que os produtores continuam a extrair os recursos de Gás Natural das áreas mais produtivas e baratas. A atividade de perfuração permanece intensa, apesar dos preços relativamente baixos (abaixo de US\$ 4 por milhão de *Btu*). Os preços começam a subir a partir de 2015, e eles continuam a aumentar na projeção até 2040. Nota-se, portanto, um acréscimo de cerca de 2,4% ao ano, chegando, em 2040, a US\$7,83 dólares por milhão de *Btu* (dólares de 2011).

Portanto, podemos concluir, ao realizar projeções quanto às futuras demandas, apesar do atual nível baixo dos preços do Gás Natural, é economicamente viável um pesado investimento no desenvolvimento das novas reservas de recursos não convencionais, principalmente, o *Shale Gas*. Em um primeiro momento, pode-se pensar que com esse investimento e, consequente aumento significativo da produção de Gás Natural, os investidores acabariam se prejudicando, uma vez que poderia reduzir ainda mais os preços, devido ao aumento expressivo da oferta. No entanto, ao analisarmos todo o contexto no qual o Setor de Gás Natural encontra-se inserido, percebemos que o aumento da oferta será acompanhado de um aumento expressivo da demanda, principalmente no setor industrial e na área de geração de energia. Além disso, como já vimos anteriormente, com essas novas descobertas, os Estados Unidos se tornaram potenciais exportadores de gás. Paralelamente, ao se estudar a precificação do Gás Natural, notamos que, no longo prazo, o esgotamento dos recursos irá fazer com que os custos para aumentar a produção se eleve, o que acabará aumentando os preços do gás em cerca de 2,4% ao ano, chegando a US\$7,83 dólares por milhão de *Btu* (dólares de 2011), tornando-o assim, mais lucrativo.

Para comprovar nossas conclusões a respeito dos impactos que a precificação do gás causa no planejamento empresarial, iremos analisar alguns dados econômicos de três empresas, buscando correlacionar os parâmetros: preço do gás, lucratividade e investimentos das

empresas. Dessa forma, ao estudarmos a evolução das empresas ao longo dos anos, seremos capazes de dizer se os grandes investimentos em recursos não convencionais serão, de fato, economicamente viáveis no médio e longo prazo.

## 6 Amostragem de Dados Econômicos

Neste capítulo, iremos realizar um estudo a partir de amostras de dados econômicos de algumas empresas que participam das atividades de Exploração e Produção nos seis principais *plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos, isto é, *Barnett*, *Marcellus*, *Haynesville/Bossier*, *Fayetteville*, *Woodford* e *Eagle Ford*.

Com esse estudo, buscamos correlacionar três variáveis: o preço do Gás Natural, a Lucratividade das empresas amostradas e Investimentos nos *plays* de *Shale Gas*.

A lucratividade será contabilizada a partir da evolução dos lucros líquidos anuais da empresa. Para isso, iremos quantificar o quanto foi gasto e o quanto foi gerado, uma vez que o lucro é obtido subtraindo-se as despesas das receitas. É interessante perceber que para entender a variação das receitas, precisamos observar a evolução das reservas totais provadas de Gás Natural da empresa, uma vez que o preço do gás influencia no volume total destas reservas. Já os investimentos serão contabilizados a partir do fluxo de caixa disponibilizado pelas empresas em que é mostrado o montante de capital destinado às atividades de Investimentos. Outra forma de contabilizar os investimentos seria realizar uma contagem de sondas de perfuração presentes nos *plays*, uma vez que em um cenário de alta do gás, há um maior incentivo a novas perfurações, enquanto que para um caso de baixa do gás, ocorre uma redução nas atividades de perfuração.

Por conseguinte, após esta análise seremos capazes de comprovar todo o estudo realizado nos capítulos anteriores, principalmente no que diz respeito aos impactos da precificação do gás em relação a atratividade econômica dos investimentos para o desenvolvimento de novos recursos.

### 6.1 *Chesapeake Energy Corporation*

A *Chesapeake Energy Corporation* é a segunda maior produtora de gás natural, além de ser a décima maior produtora de óleo e líquidos de Gás Natural. Também é a empresa de perfuração mais ativa na região de sua sede nos Estados Unidos, isto é, em *Oklahoma City*.



As operações da empresa estão focadas na exploração e desenvolvimento de campos *onshore* de Gás Natural e de petróleo não convencional.

A *Chesapeake Energy Corporation* detém posições de liderança nos *plays* de óleo não convencional de *Eagle Ford*, *Utica*, *Granite Wash*, *Cleveland*, *Tonkawa*, *Mississippi Lime* e *Niobrara*, além dos *plays* de Gás Natural não convencional *Haynesville/Bossier*, *Marcellus* e *Barnett*. A empresa também é proprietária de serviços de *marketing*, de compressão e de serviços em campos petrolíferos através de suas subsidiárias *Chesapeake Energy Marketing, Inc.*, *MidCon Compression, LLC* and *Chesapeake Oilfield Operating, L.L.C.*

### 6.1.1 Valor das Ações

A Figura 6.1 mostra o valor das ações ordinárias da *Chesapeake Energy Corporation* em comparação com o preço do Gás Natural no *Henry Hub*. Desta forma, podemos perceber que o valor da empresa está diretamente ligado à precificação do gás, uma vez que, como foi dito, ela está focada, principalmente no desenvolvimento do *Shale Gas*.

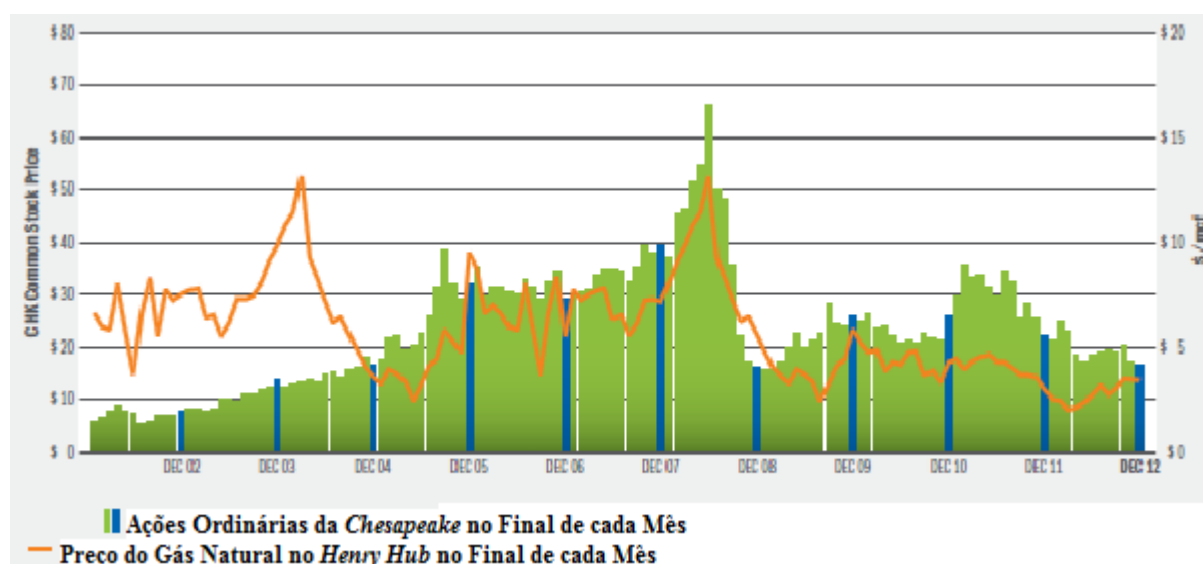
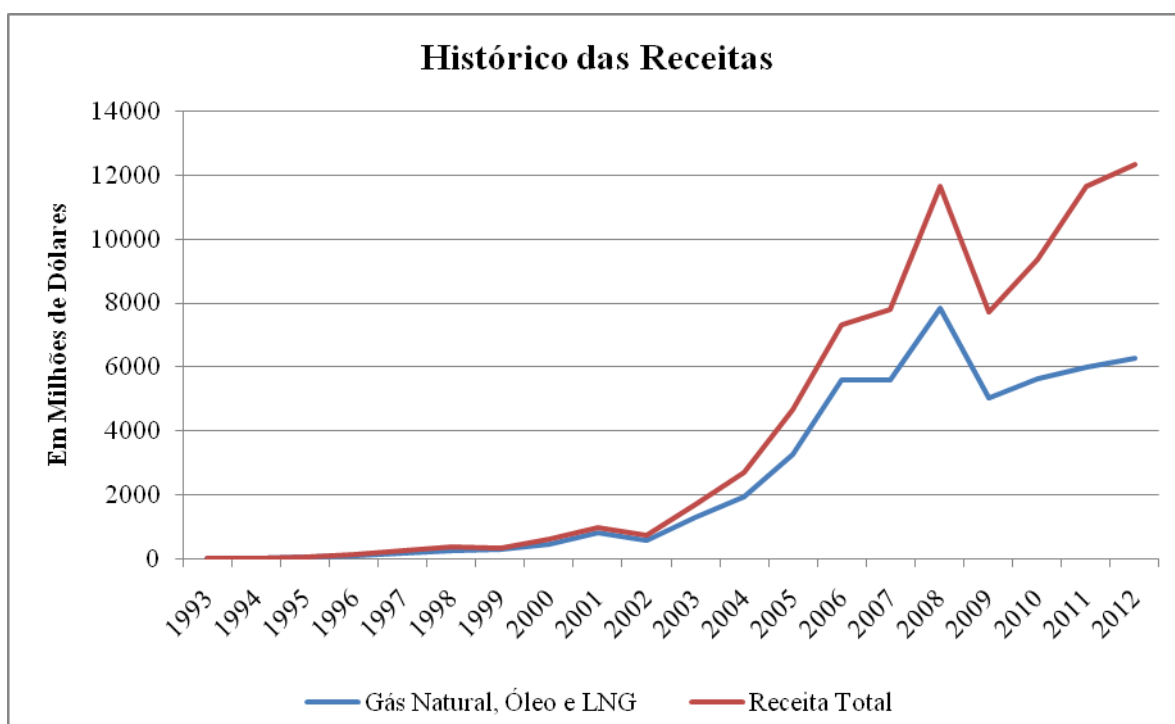


Figura 6.1. Ações Ordinárias da *Chesapeake Energy Corporation*. Fonte: Adaptado de *CHESAPEAKE ENERGY CORPORATION ANNUAL REPORT, 2012*.

### 6.1.2 Lucratividade da Empresa

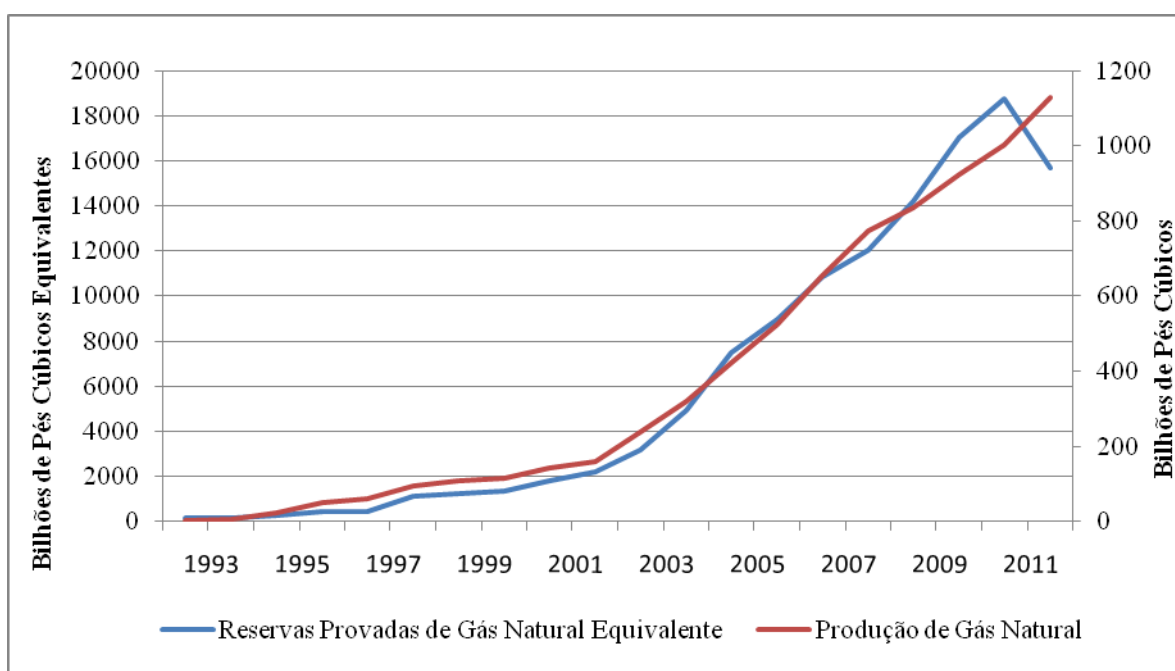
Nesta seção, iremos contabilizar a evolução dos lucros da *Chesapeake Energy Corporation*. A Figura 6.2 mostra um histórico das receitas da empresa. A curva azul representa as receitas provenientes apenas da produção e venda do Gás Natural, Óleo e Gás Natural Liquefeito (GNL). Já a curva vermelha representa as receitas totais da empresa, em que, além das vendas dos hidrocarbonetos, encontra-se também as receitas provenientes de *marketing*, coleta e compressão do Gás Natural e de serviços realizados em campo.



**Figura 6.2. Histórico das Receitas da Empresa *Chesapeake Energy Corporation*. Fonte: Elaboração própria a partir do *Chesapeake Energy Corporation Annual Report*, 2012.**

É importante notar a grande queda na receita a partir do ano de 2009, ano em que o preço do Gás Natural no *Henry Hub* sofreu uma redução abrupta. A partir do ano de 2010, apesar de os preços baixos do gás terem sido mantidos, podemos observar que a receita da *Chesapeake Energy Corporation* começou a crescer lentamente. Este fato pode ser explicado, pois a produção de Gás Natural continuou a crescer, uma vez que novas reservas foram descobertas e desenvolvidas, como podemos ver na Figura 6.3. Além disso, percebemos que, de 2010 em diante, a produção e venda de óleo vem tendo um papel cada vez maior nas receitas, como pode ser visto na Tabela 6-1, uma vez que devido ao crescente *gap* entre os preços do

petróleo bruto e do Gás Natural, um incremento na produção de óleo leva a um aumento significativo na receita gerada.

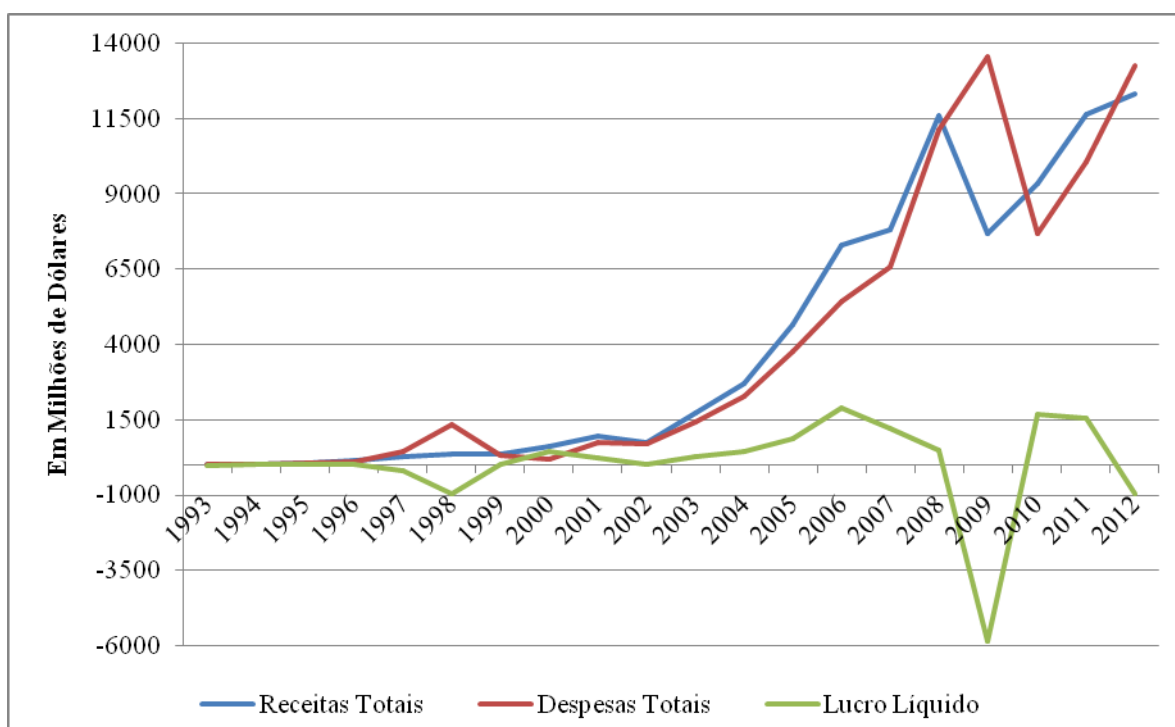


**Figura 6.3. Evolução das Reservas Provadas de Gás Equivalente e da Produção de Gás Natural da Chesapeake Energy Corporation.** Fonte: Elaboração própria a partir do *Chesapeake Energy Corporation Annual Report, 2012*.

**Tabela 6-1. Participação nas Receitas.** Fonte: Elaboração própria a partir do *Chesapeake Energy Corporation Annual Report, 2012*.

| Participação nas Receitas |      |      |      |
|---------------------------|------|------|------|
| Data                      | 2012 | 2011 | 2010 |
| Gás Natural               | 37%  | 60%  | 75%  |
| Óleo                      | 53%  | 29%  | 19%  |
| GNL                       | 10%  | 11%  | 6%   |
| Total                     | 100% | 100% | 100% |

Após ter visto o histórico das receitas geradas pela empresa, iremos observar a evolução dos lucros da *Chesapeake Energy Corporation*. Vale lembrar que o lucro de uma empresa é dado descontando-se as despesas das receitas. Sendo assim, a Figura 6.4 mostra essas três curvas, isto é, receitas totais, despesas totais e lucro líquido.



**Figura 6.4. Evolução das Receitas, Despesas e Lucros da *Chesapeake Energy Corporation*. Fonte: Elaboração própria a partir do *Chesapeake Energy Corporation Annual Report*, 2012.**

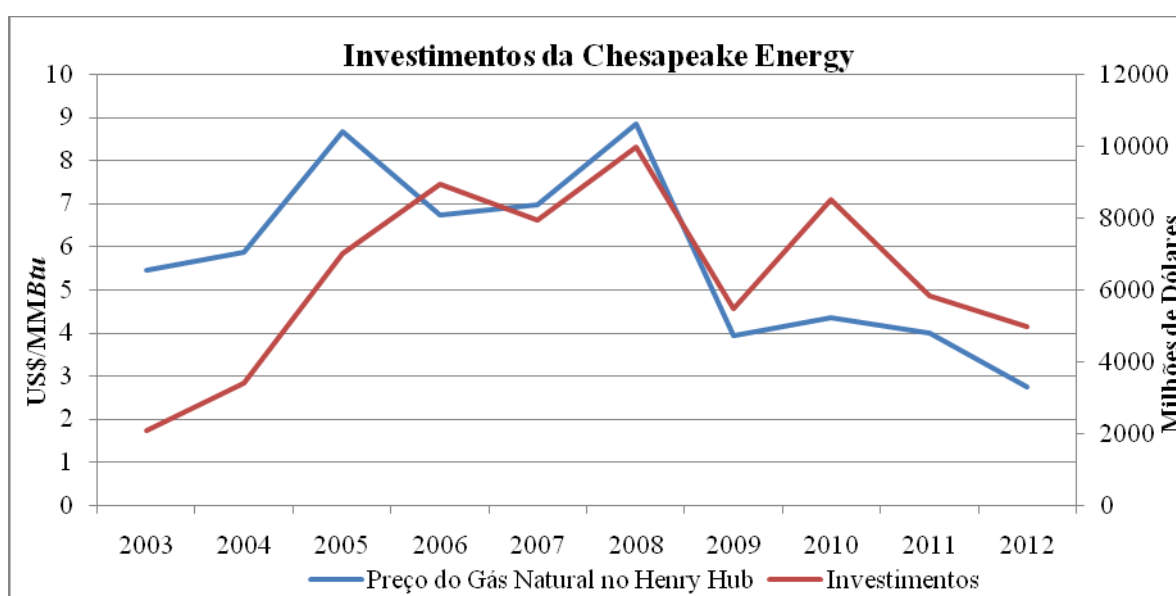
Como podemos perceber, no ano de 2009 há uma grande queda na lucratividade, chegando a ser um ano de prejuízo. Esta queda se deu, principalmente, devido à desvalorização das propriedades de gás, por causa da redução dos níveis de preço do Gás Natural. Além disso, apesar de em 2010 e 2011 a empresa ter se recuperado, em 2012, novamente a empresa fechou o ano em prejuízo. Neste ano, o preço do Gás Natural no *Henry Hub* atingiu os níveis mais baixos em dez anos. Sendo assim, ocorreu uma redução das reservas provadas deste recurso e uma nova desvalorização das propriedades.

### 6.1.3 Investimentos da Empresa

Nesta seção, iremos contabilizar os investimentos realizados pela *Chesapeake Energy Corporation* ao longo dos anos de 2007 a 2012 (período em que os dados são disponibilizados). Nesse sentido, a Figura 6.5, apresenta a quantia total, em milhões de

dólares, aplicados pela empresa. Como forma de comparação, a mesma figura contém o preço do Gás Natural no *Henry Hub* para este mesmo período.

Vale lembrar que, de acordo com o *CHESAPEAKE ENERGY CORPORATION ANNUAL REPORT* (2012), os investimentos totais são contabilizados a partir de todos os custos envolvidos com a perfuração e completação, com a aquisição de novas reservas provadas e não provadas, a aquisição de outros bens e equipamentos, além dos rendimentos dos desinvestimentos de reservas provadas e não provadas, rendimentos da venda de outros ativos, aquisições de outras empresas e acréscimo no caixa restrito. Isto é, neste caso, não se encontra apenas os investimentos nas atividades relacionadas com o Gás Natural. No entanto, podemos perceber que a busca da empresa por novos investimentos depende fortemente do preço do Gás Natural, assim, como da tendência de precificação futura.



**Figura 6.5. Total de Investimentos da Chesapeake Energy em Comparação com o Preço do Gás Natural.**

**Fonte:** Elaboração própria a partir de EIA, 2013, e *Chesapeake Energy Corporation Annual Report*, 2012.

## 6.2 EOG Resources, Inc.

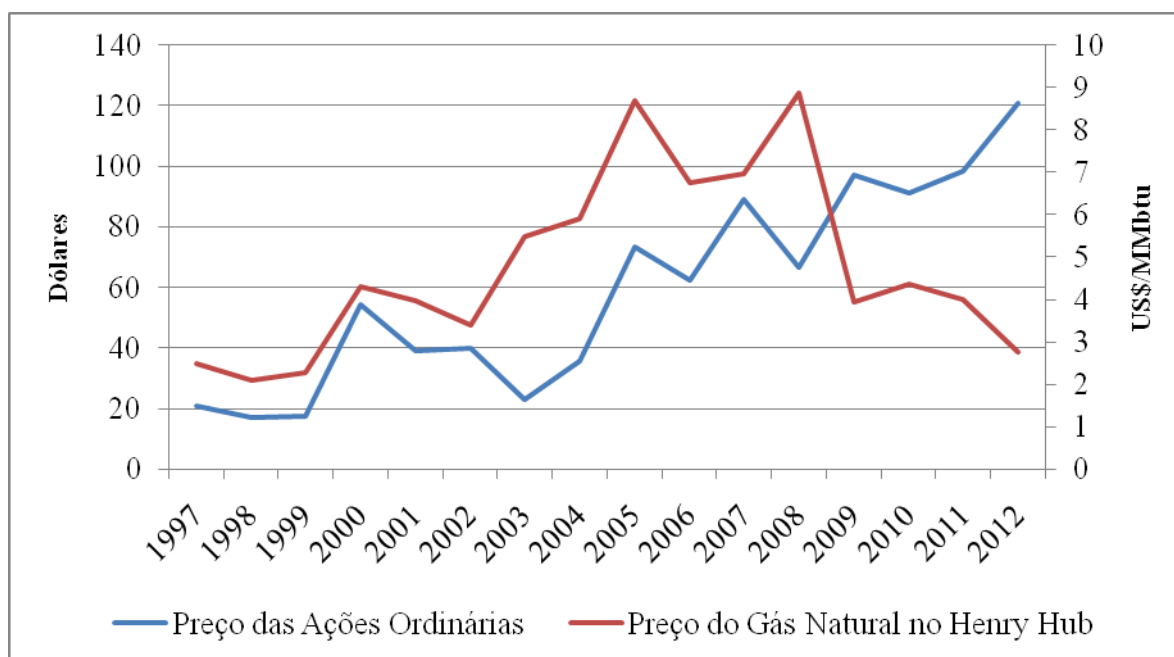
A *EOG Resources, Inc.* é uma das maiores empresas independentes de petróleo e gás natural nos Estados Unidos. Ela possui reservas provadas nos Estados Unidos, Canadá, Trinidad e Tobago, Reino Unido e China. A *EOG Resources, Inc.* é listada na *New York Stock Exchange* (NYSE) e são negociadas sob o símbolo "EOG." As operações da empresa estão focadas nas

bacias mais produtivas dos Estados Unidos, com foco atual na produção de petróleo, além de *plays* de Gás Natural ricos em líquido.

A *EOG Resources, Inc.* está em operação nos principais *plays* de *Shale* dos Estados Unidos, como *Barnett, Marcellus, Haynesville/Bossier* e *Eagle Ford*.

### 6.2.1 Valor das Ações

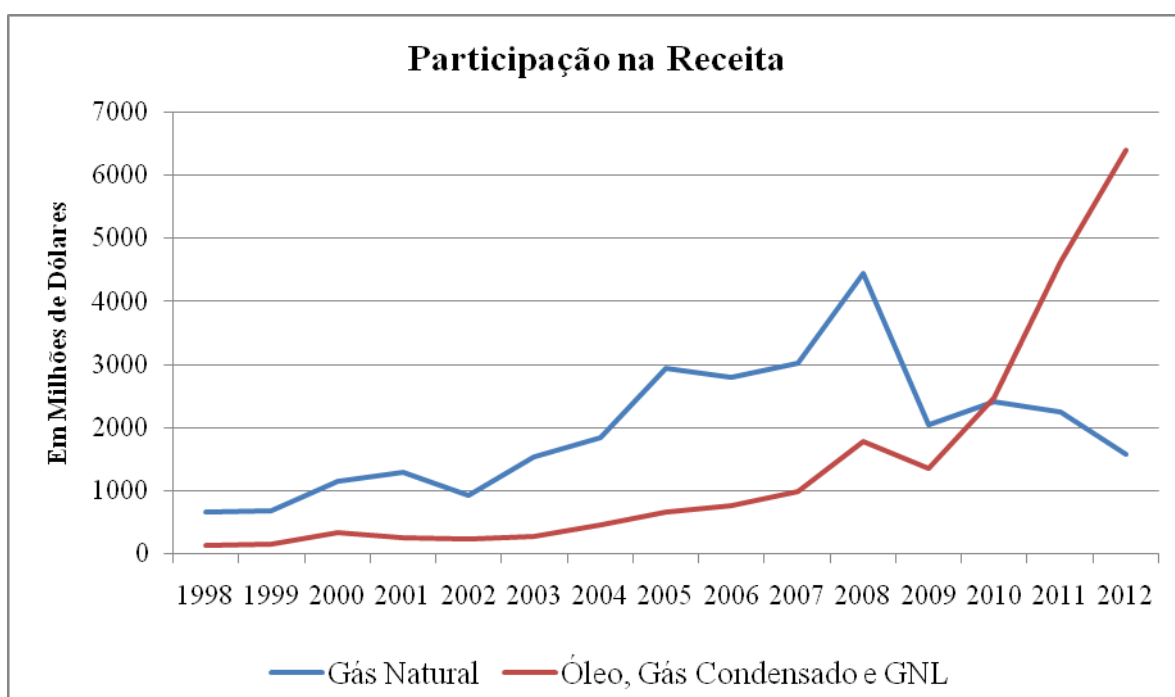
A Figura 6.6 mostra o valor das ações ordinárias da *EOG Resources, Inc.* em comparação com o preço do Gás Natural no *Henry Hub*. Desta forma, podemos perceber que até o final da década de 2000, o valor da empresa estava diretamente ligado à precificação do gás, uma vez que, seu foco era voltado para a produção do mesmo, como será visto em seção posterior. No entanto, com a queda dos níveis de preço do Gás Natural, a *EOG Resources, Inc.* passou a se focar mais na produção de óleo e no desenvolvimento de *plays* de Gás Natural ricos em líquido e, assim, obteve sucesso na valorização de suas ações.



**Figura 6.6. Ações Ordinárias da *EOG Resources, Inc.*** Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2013, e *EOG Resources Annual Report*, 2012.

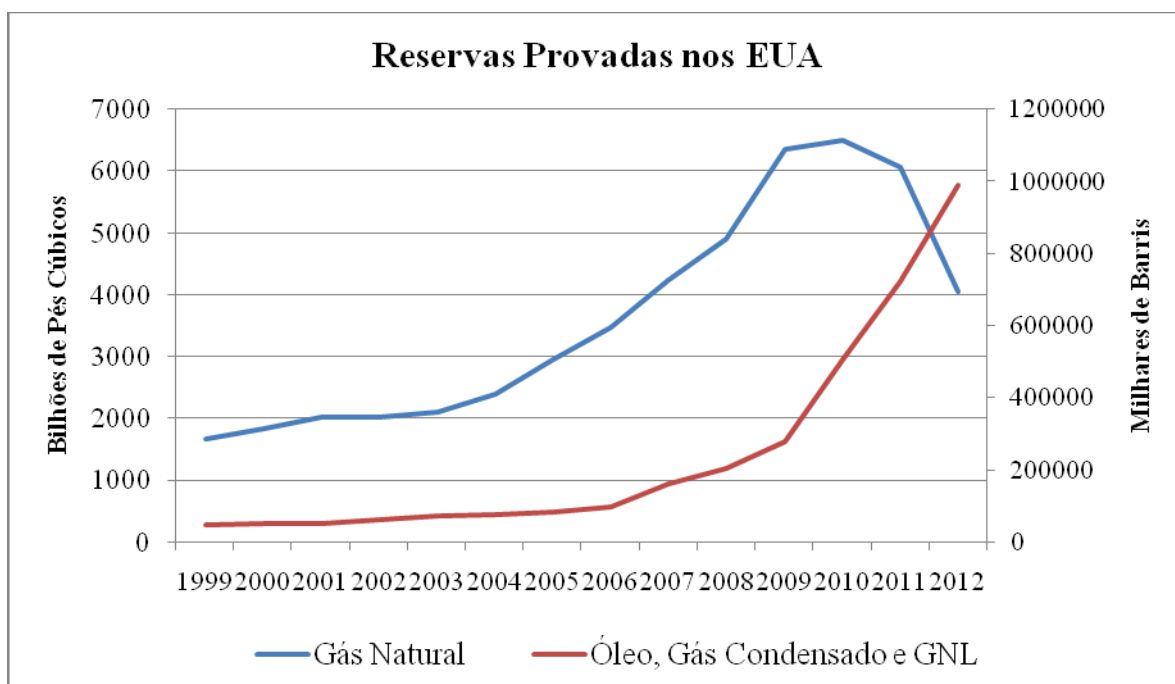
## 6.2.2 Lucratividade da Empresa

Nesta seção, iremos contabilizar a evolução dos lucros da *EOG Resources, Inc.*. A Figura 6.7 mostra a participação da produção e venda de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e Gás Natural Liquefeito (GNL) nas receitas da empresa. A curva azul representa as receitas provenientes da produção e venda do Gás Natural. Já a curva vermelha representa as receitas provenientes da produção e venda de Óleo, Gás Condensado e GNL.



**Figura 6.7. Participação da Produção e Venda de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e GNL nas Receitas Anuais da *EOG Resources, Inc.*. Fonte: Elaboração própria a partir do *EOG Resources Annual Report*, 2012.**

Como podemos observar na Figura 6.7, a partir do início de 2009, as vendas de Gás Natural tiveram sua participação reduzida nas receitas da empresa. Nota-se que este fato está atrelado ao nível baixo dos preços do Gás Natural, uma vez que a receita é obtida multiplicando-se o preço pela quantidade vendida. Ao mesmo tempo, nota-se uma crescente importância das vendas de Óleo, Gás Condensado e GNL nas receitas, uma vez que a produção de líquidos aumentou, incentivada pelo constante crescimento das reservas provadas, como podemos ver na Figura 6.8. Assim, como é possível notar a redução das reservas provadas de Gás Natural a partir de 2010.

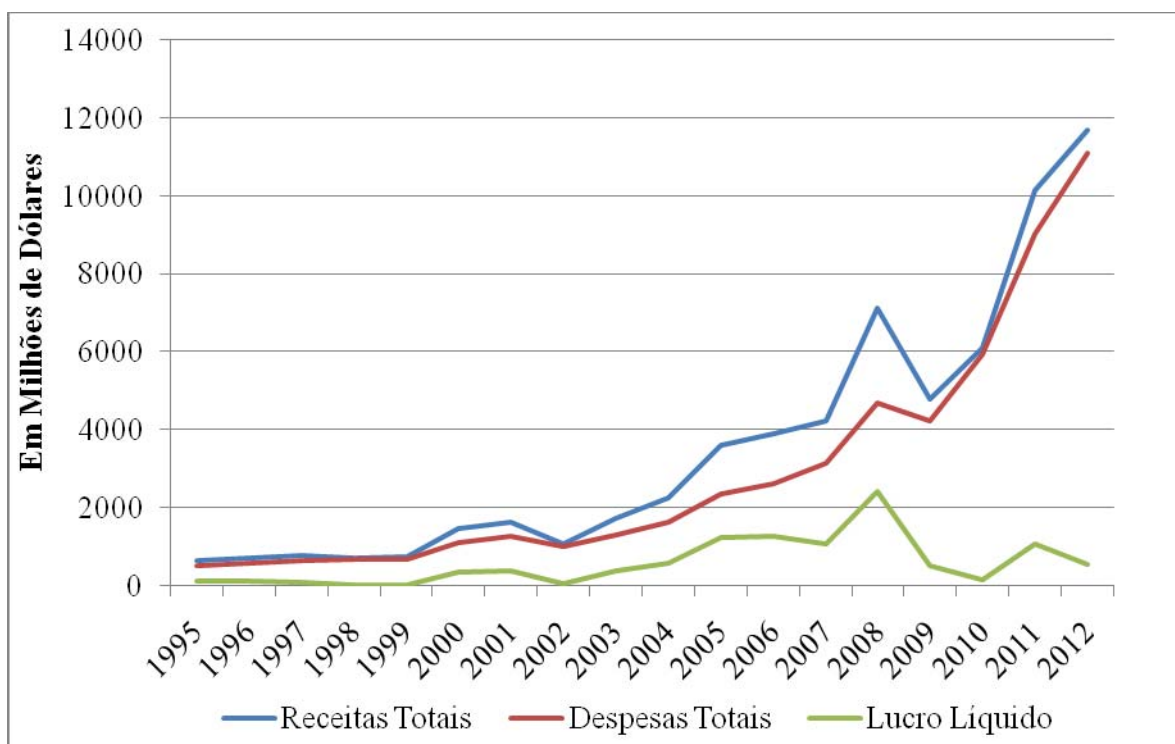


**Figura 6.8. Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e GNL nos EUA da EOG Resources, Inc.. Fonte: Elaboração própria a partir do EOG Resources Annual Report, 2012.**

Além disso, a empresa adotou como estratégia adiar as atividades de perfuração em alguns *plays* de *Shale Gas*, como *Haynesville/Bossier*, até que os preços do gás se tornem mais atrativos, o que fez com que as receitas advindas do Gás Natural se mantivessem reduzidas (EOG RESOURCES ANNUAL REPORT, 2012).

Após ter visto as participações dos hidrocarbonetos nas receitas geradas pela empresa, iremos observar a evolução dos lucros da EOG Resources, Inc. Vale lembrar que o lucro de uma empresa é dado descontando-se as despesas das receitas. Sendo assim, a Figura 6.9 mostra essas três curvas, isto é, receitas totais, despesas totais e lucro líquido.





**Figura 6.9. Evolução das Receitas, Despesas e Lucros da EOG Resources, Inc.. Fonte: Elaboração própria a partir do EOG Resources Annual Report, 2012.**

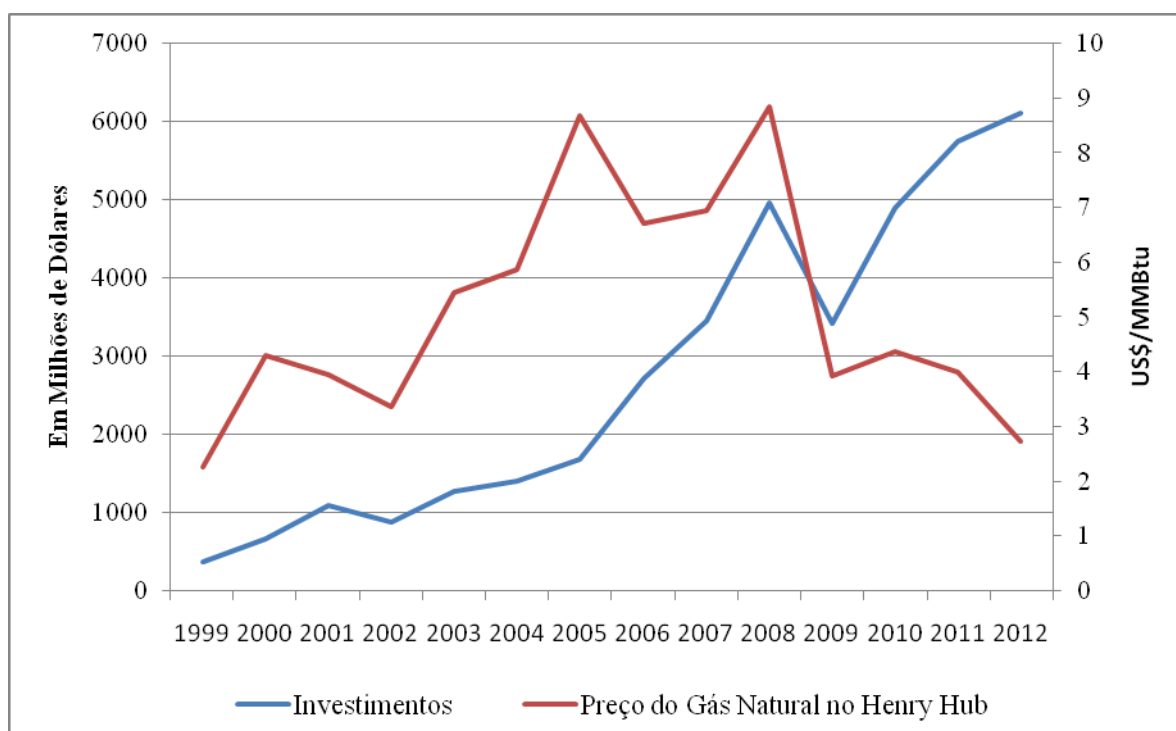
Como podemos constatar, durante a década de 2000, a empresa apresentava um crescimento contínuo nos lucros. Isso se deve aos altos preços do Gás Natural que incentivaram a busca pelo desenvolvimento de novas reservas. No entanto, a partir de 2009, mesmo com as receitas altas, as despesas também foram muito altas, resultando numa queda expressiva dos lucros líquidos. Esta alta das despesas ocorreu, em parte, devido à grande desvalorização das propriedades de gás.

### 6.2.3 Investimentos da Empresa

Nesta seção, iremos contabilizar os investimentos realizados pela *EOG Resources, Inc.* ao longo dos anos de 1999 a 2012. Nesse sentido, a Figura 6.10, apresenta a quantia total, em milhões de dólares, aplicados pela empresa. Como forma de comparação, a mesma figura contém o preço do Gás Natural no *Henry Hub* para este mesmo período.

Vale lembrar que, de acordo com o *EOG RESOURCES ANNUAL REPORT (2012)*, os investimentos totais são contabilizados a partir de todos os custos envolvidos com a aquisição

de novas propriedades para exploração de petróleo e gás, aquisições de outras propriedades, plantas industriais e equipamentos, aquisições de outras empresas, mudanças no capital de giro associadas às atividades de investimento e, a isso tudo, são descontados os rendimentos da venda de ativos. Isto é, neste caso, não se encontra apenas os investimentos nas atividades relacionadas com o Gás Natural. No entanto, podemos perceber que, principalmente na década de 2000, os níveis de investimentos foram crescentes, estimulados pelos níveis altos do preço do Gás Natural. Assim como, no ano de 2009 ocorreu uma grande queda na quantia destinada às atividades de investimento. Isto ocorreu, pois com o preço do gás muito baixo, houve uma redução na aquisição de novas reservas. Nos anos seguintes, a *EOG Resources, Inc.* começou a se focar na produção de óleo e, desta forma, grandes investimentos foram realizados.



**Figura 6.10. Total de Investimentos da *EOG Resources, Inc.* em Comparação com o Preço do Gás Natural. Fonte: Elaboração própria a partir de *EIA*, 2013, e *EOG Resources, Inc. Annual Report*, 2012.**

### 6.3 Carrizo Oil & Gas, Inc.

A *Carrizo Oil & Gas, Inc.* é uma empresa de energia com sede em *Houston* ativamente engajada na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás a partir de recursos

localizados nos *plays* dos Estados Unidos. Atualmente, suas operações estão focadas, principalmente, na produção de *Shale Oil* e *Shale Gas*.

A *Carrizo Oil & Gas, Inc.* está em operação nos principais *plays* de *Shale* dos Estados Unidos, como *Barnett*, *Marcellus* e *Eagle Ford*.

### 6.3.1 Valor das Ações

A Figura 6.11 mostra o valor das ações ordinárias da *Carrizo Oil & Gas, Inc.* em comparação com o preço do Gás Natural no *Henry Hub*. Desta forma, podemos perceber que o valor da empresa é bastante influenciado pelas flutuações do preço do gás, uma vez que, como foi dito, ela está focada, principalmente no desenvolvimento de recursos não convencionais, como o *Shale Gas* e o *Shale Oil*.

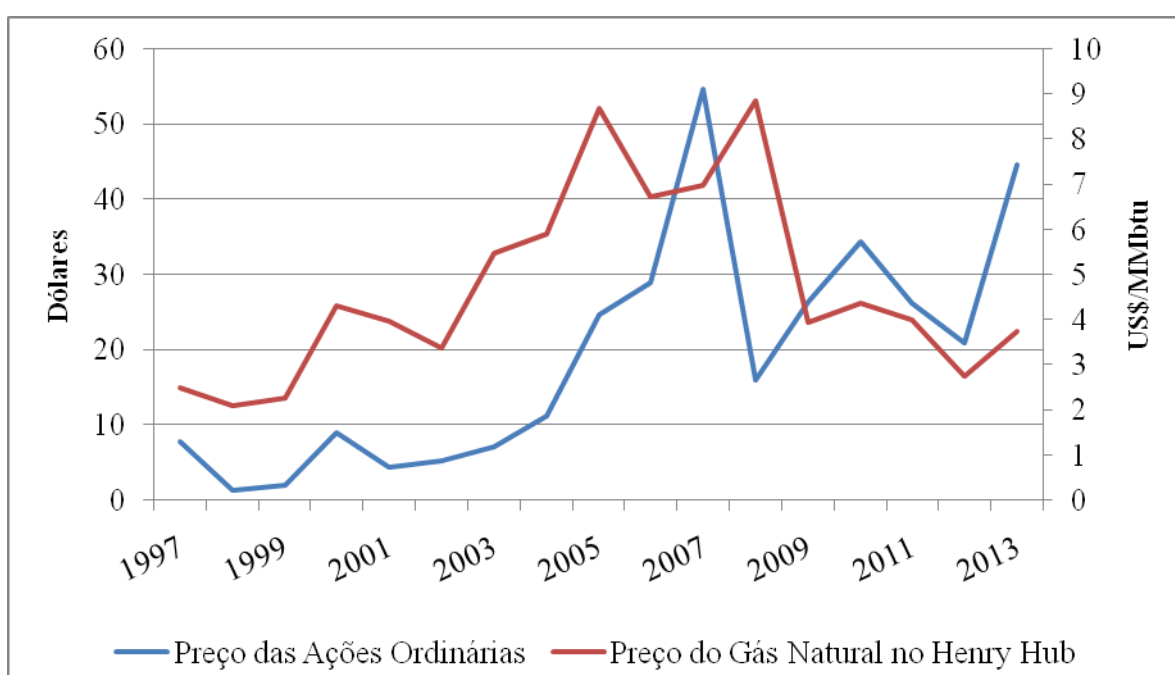
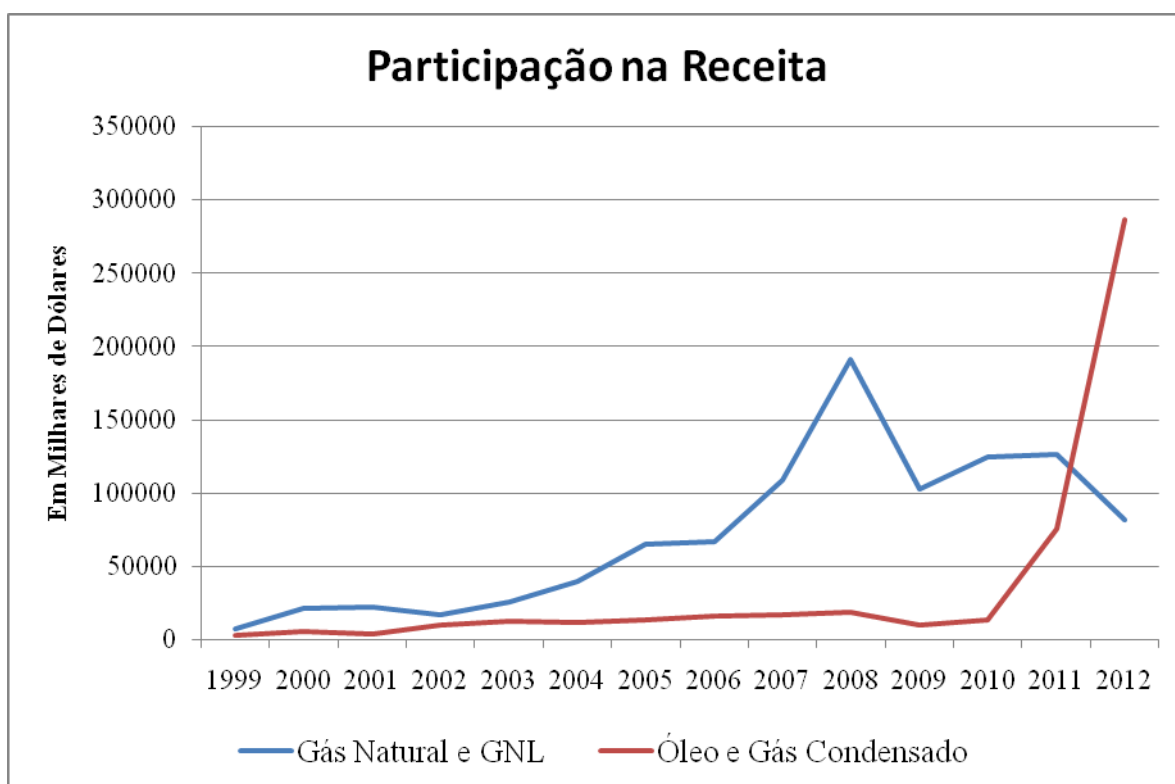


Figura 6.11. Ações Ordinárias da *Carrizo Oil & Gas, Inc.*. Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2013, e *Carrizo Oil & Gas Annual Report*, 2012.

### 6.3.2 Lucratividade da Empresa

Nesta seção, iremos contabilizar a evolução dos lucros da *Carrizo Oil & Gas, Inc.*. A Figura 6.12 mostra a participação da produção e venda de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e Gás Natural Liquefeito (GNL) nas receitas da empresa. A curva azul representa as receitas provenientes da produção e venda do Gás Natural e Gás Natural Liquefeito. Já a curva vermelha representa as receitas provenientes da produção e venda de Óleo e Gás Condensado.

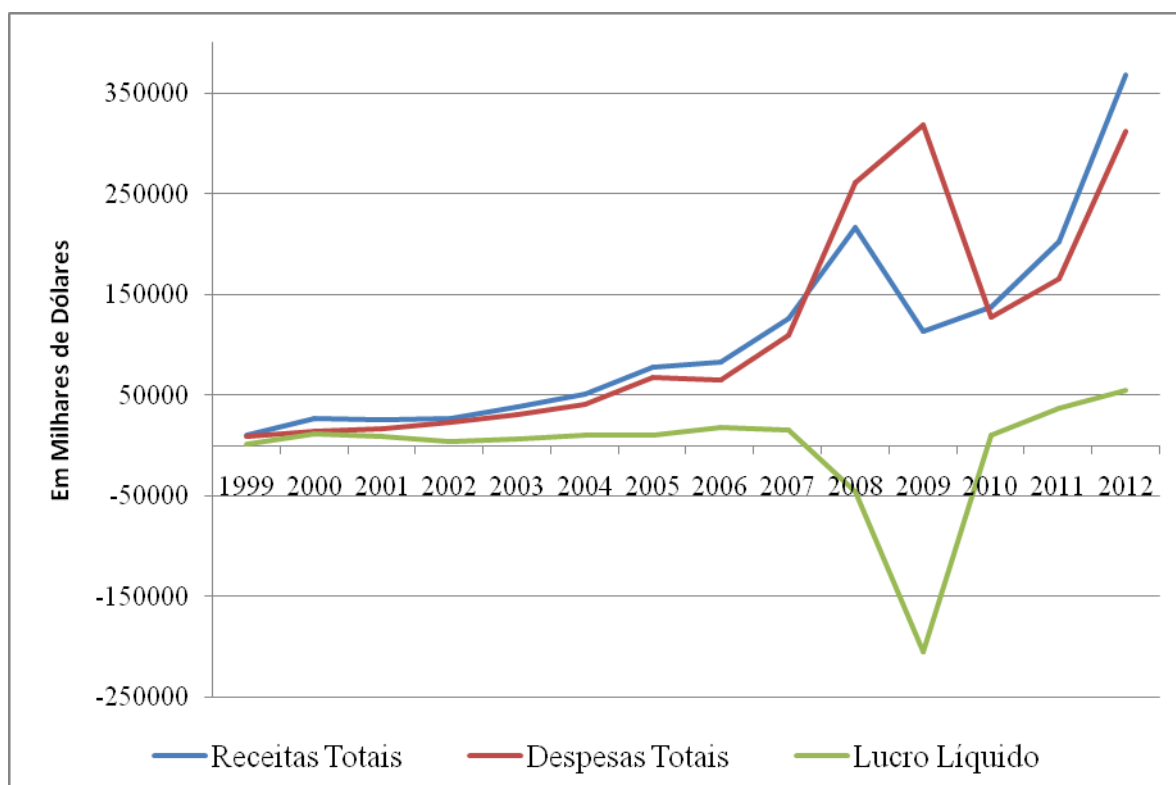


**Figura 6.12. Participação da Produção e Venda de Gás Natural, Óleo, Gás Condensado e GNL nas Receitas Anuais da *Carrizo Oil & Gas, Inc.*. Fonte: Elaboração própria a partir do *Carrizo Oil & Gas Annual Report*, 2012.**

Como podemos perceber, os níveis de preço do Gás Natural afetam a participação deste insumo nas receitas da empresa. Uma vez que o cenário é de baixa de gás, há um menor incentivo à exploração e desenvolvimento de novas reservas, o que leva a um aumento pouco significativo na produção de Gás Natural. Além disso, com preços mais baixos, a quantidade produzida terá uma menor participação nas receitas, pois, conforme já foi dito, a receita é obtida multiplicando-se a quantidade pelo preço. Nesse sentido, notamos que em 2009 as

receitas provenientes da produção e venda de Gás Natural sofreram uma queda expressiva e, após uma fraca recuperação nos anos de 2010 e 2011, voltaram a cair novamente em 2012, período em que o preço do Gás Natural no *Henry Hub* atingiu os níveis mais baixos em dez anos. Também podemos constatar que a produção e venda de Óleo e Gás Condensado tiveram um aumento expressivo na participação nas receitas a partir de 2010. Isto ocorreu devido ao grande aumento na produção de óleo e à elevação dos preços do Barril de Óleo.

Após ter visto as participações dos hidrocarbonetos nas receitas geradas pela empresa, iremos observar a evolução dos lucros da *Carrizo Oil & Gas, Inc.* Sendo assim, a Figura 6.13 mostra as três curvas utilizadas para este fim, isto é, receitas totais, despesas totais e lucro líquido.



**Figura 6.13. Evolução das Receitas, Despesas e Lucros da Carrizo Oil & Gas, Inc..** Fonte: Elaboração própria a partir do *Carrizo Oil & Gas Annual Report, 2012*.

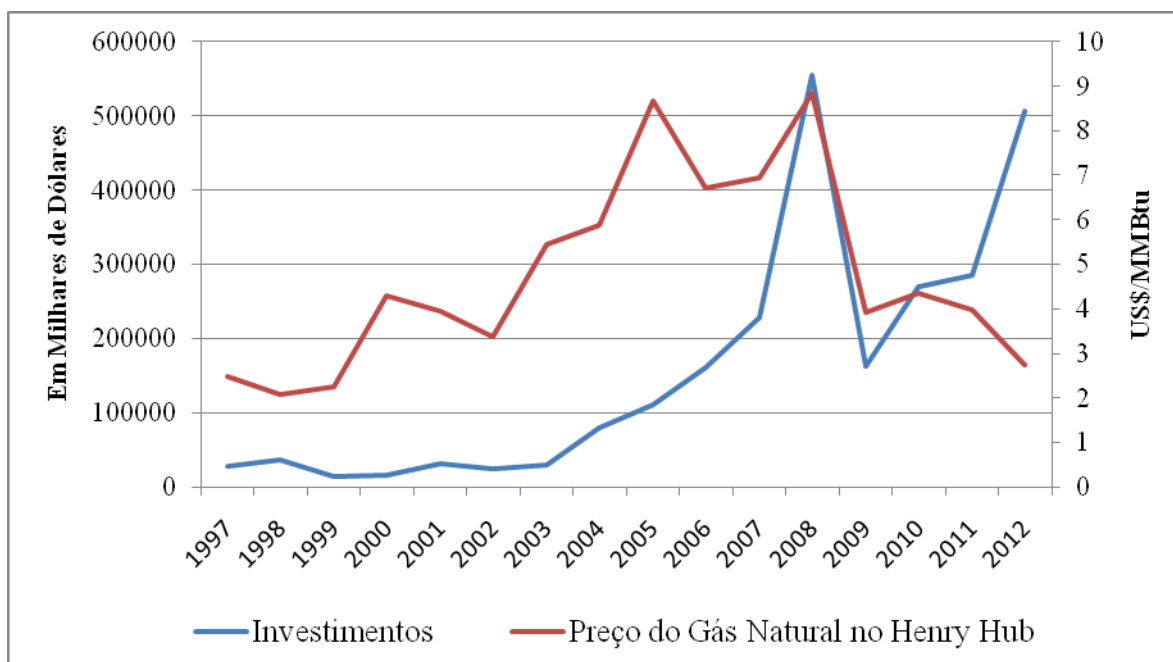
Ao analisar a Figura 6.13, notamos que nos anos de 2008 e 2009 há uma grande queda na lucratividade, sendo, inclusive, anos de prejuízo. Isto ocorreu, principalmente, devido à desvalorização das propriedades de gás, ocasionada pela redução dos níveis de preço do Gás Natural. Além disso, percebemos uma recuperação da empresa a partir de 2010 que pode ser

atribuída a elevação da produção de óleo, motivada pelo aumento do preço do Barril. Dessa forma, os efeitos do preço baixo do Gás Natural puderam ser mitigados.

### **6.3.3 Investimentos da Empresa**

Nesta seção, iremos contabilizar os investimentos realizados pela *Carrizo Oil & Gas, Inc.* ao longo dos anos de 1999 a 2012. Sendo assim, a Figura 6.14, apresenta a quantia total, em milhares de dólares, aplicados pela empresa. Como forma de comparação, a mesma figura contém o preço do Gás Natural no *Henry Hub* para este mesmo período.

Vale lembrar que, de acordo com *Carrizo Oil & Gas, Inc. Annual Report (2012)*, os investimentos totais são contabilizados a partir de todos os custos envolvidos com a aquisição de novas propriedades para exploração de petróleo e gás, aquisições de outras propriedades e equipamentos, descontando-se ou acrescentando os adiantamentos para operadoras e para operações conjuntas e, a isso tudo, são descontados os rendimentos da venda de ativos. Isto é, neste caso, não se encontra apenas os investimentos nas atividades relacionadas com o Gás Natural. Entretanto, pode ser visto que durante a década de 2000, os investimentos da empresa foram crescentes, estimulados pela alta dos preços do Gás Natural. Com queda abrupta dos preços, os níveis de investimento também sofreram uma grande queda. No entanto, a partir de 2010, observamos novamente uma alta, que pode ser atribuída, principalmente, ao capital destinado para a aquisição de novas propriedades de óleo e gás e ao capital para desenvolver novas reservas de óleo.

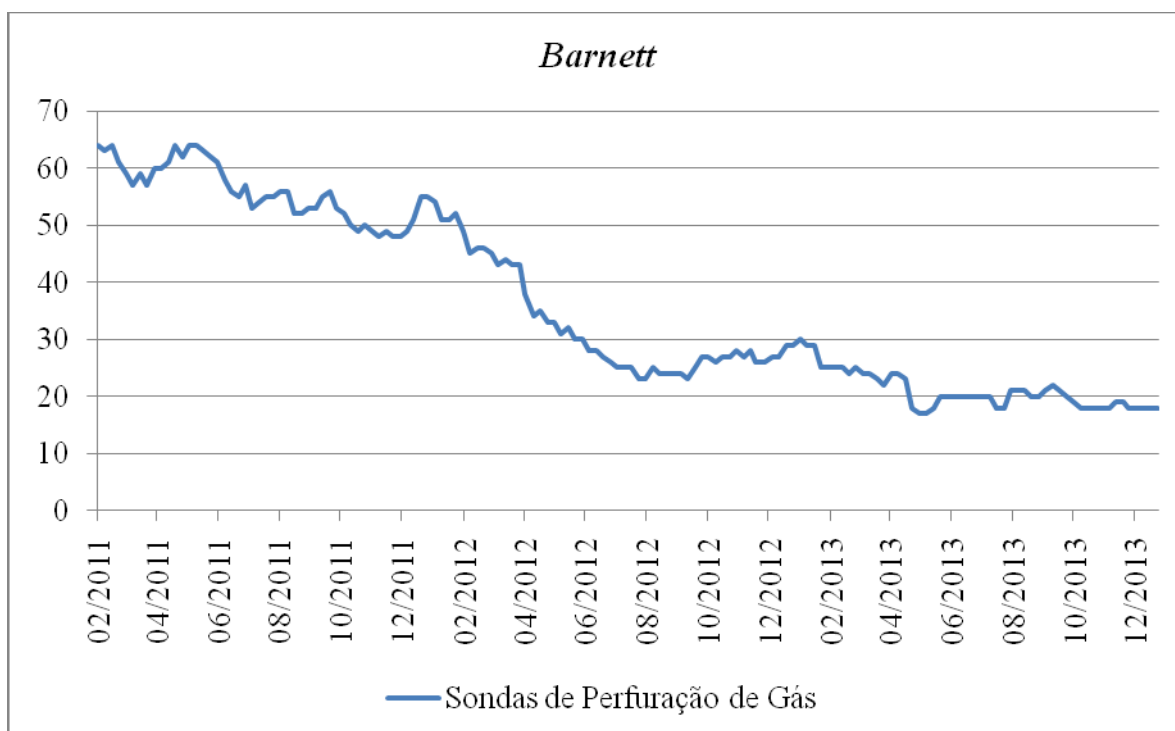


**Figura 6.14. Total de Investimentos da Carrizo Oil & Gas, Inc. em Comparação com o Preço do Gás Natural.** Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2013, e Carrizo Oil & Gas, Inc. Annual Report, 2012.

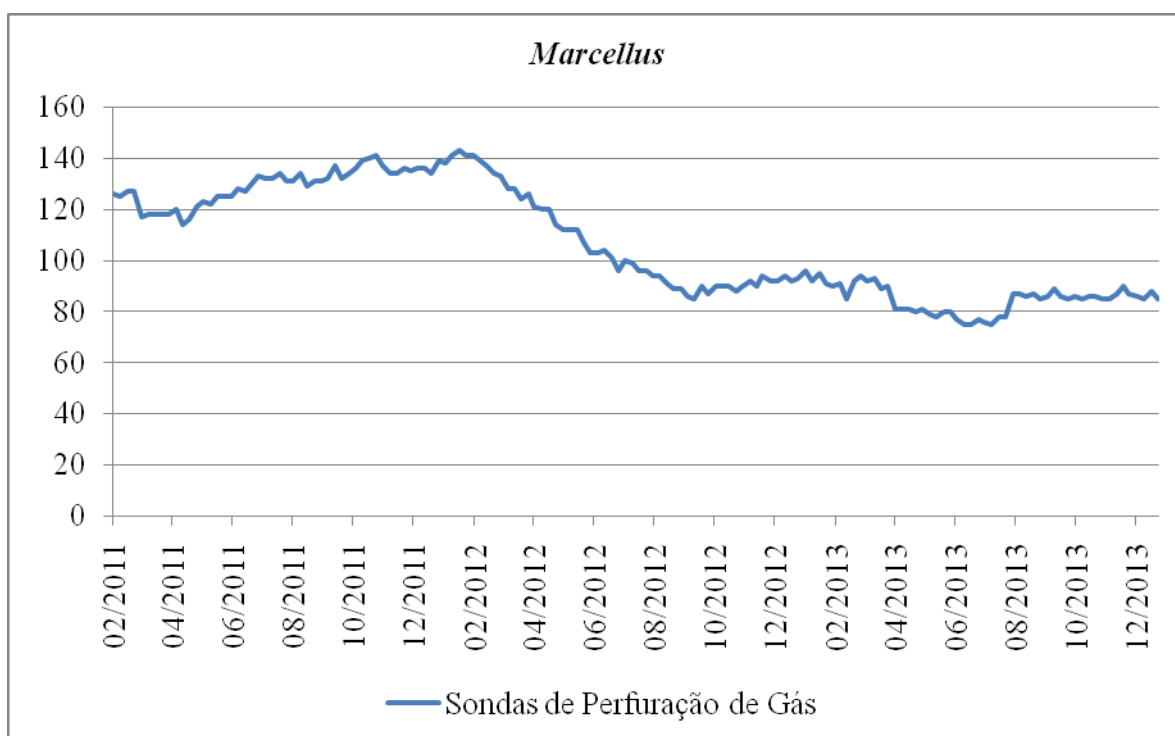
#### 6.4 Contagem de Sondas de Perfuração de Gás

Conforme já foi dito, quando os preços do Gás Natural estão altos, há um maior incentivo ao desenvolvimento de novas reservas e, sendo assim, podemos notar um grande aumento nas atividades de perfuração. No entanto, o contrário também é válido, isto é, para um cenário em que os preços do gás estejam relativamente baixos, a exploração deste recurso perde atratividade econômica e o desenvolvimento de novas reservas torna-se inviável. Sendo assim, observamos uma redução das atividades de perfuração. Dessa forma, a contagem das sondas de perfuração nos *plays* de *Shale Gas* é um bom parâmetro para se avaliar o nível de investimento das empresas nos reservatórios não convencionais de Gás Natural.

Neste sentido, as Figuras 6.15, 6.16, 6.17, 6.18, 6.19 e 6.20 mostram a evolução da quantidade de sondas de perfuração de Gás Natural nos seis principais *plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos, a partir de 2011 (ano a partir do qual os dados foram disponibilizados).

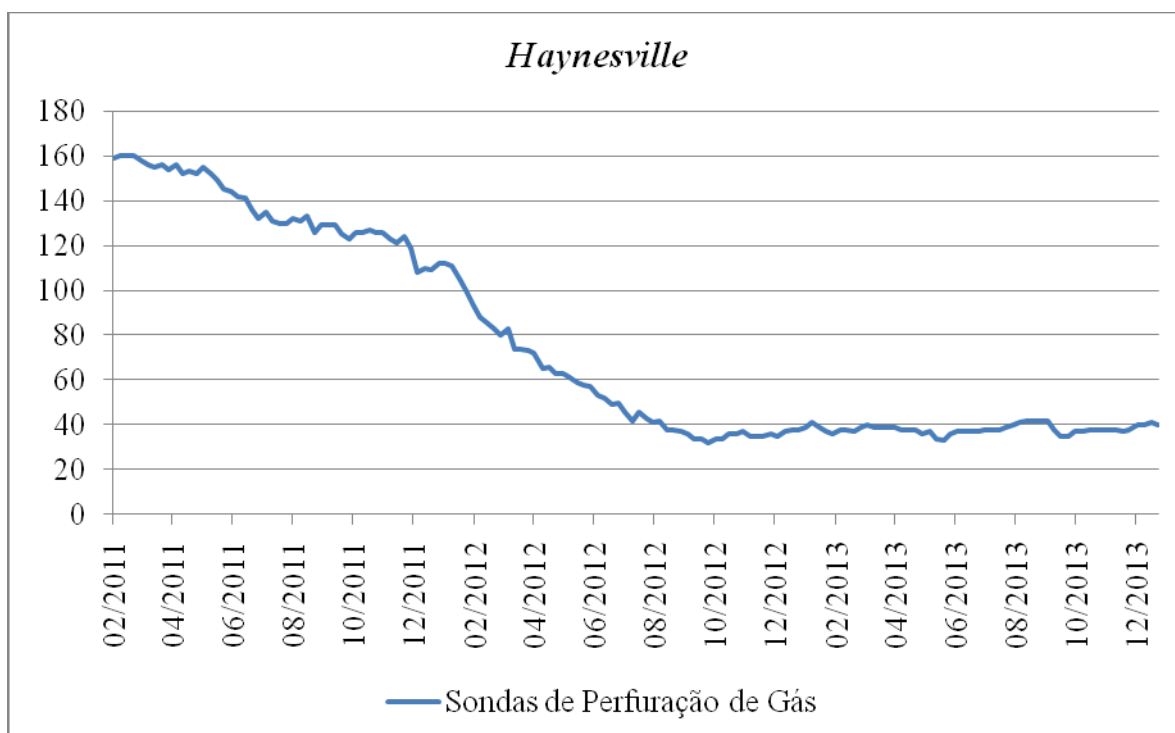


**Figura 6.15.** Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no *Play* de *Barnett*. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *Baker Hughes*.

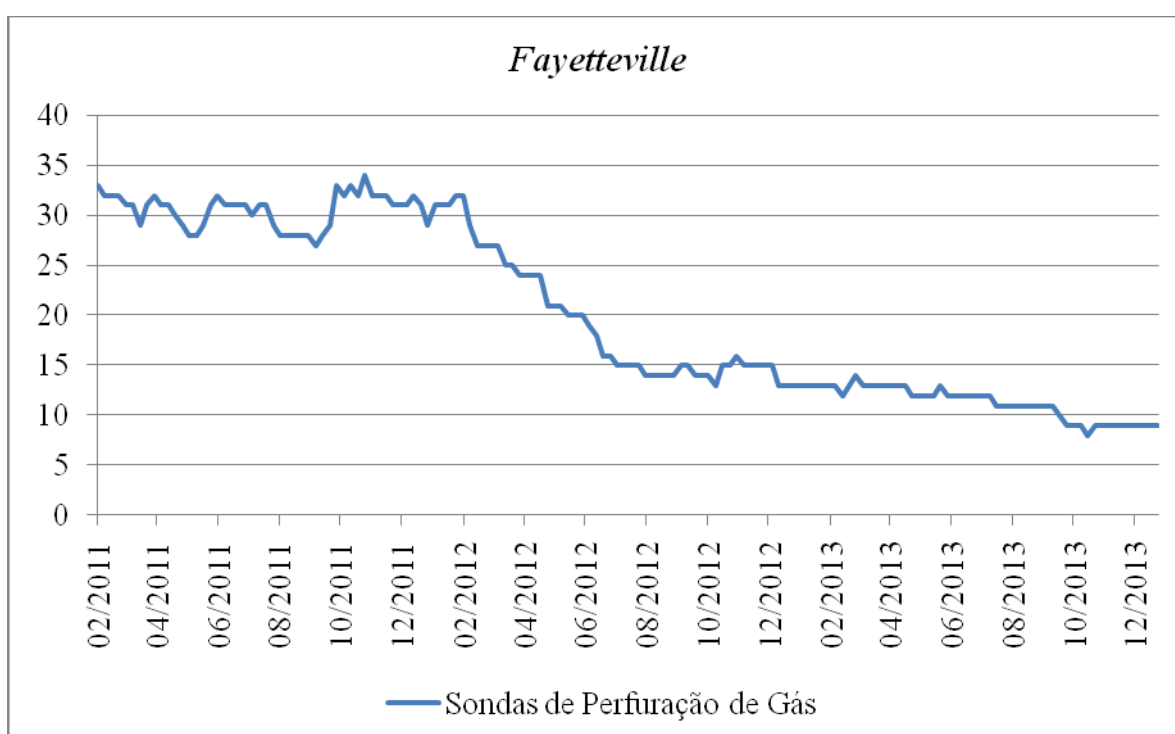


**Figura 6.16.** Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no *Play* de *Marcellus*. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *Baker Hughes*.

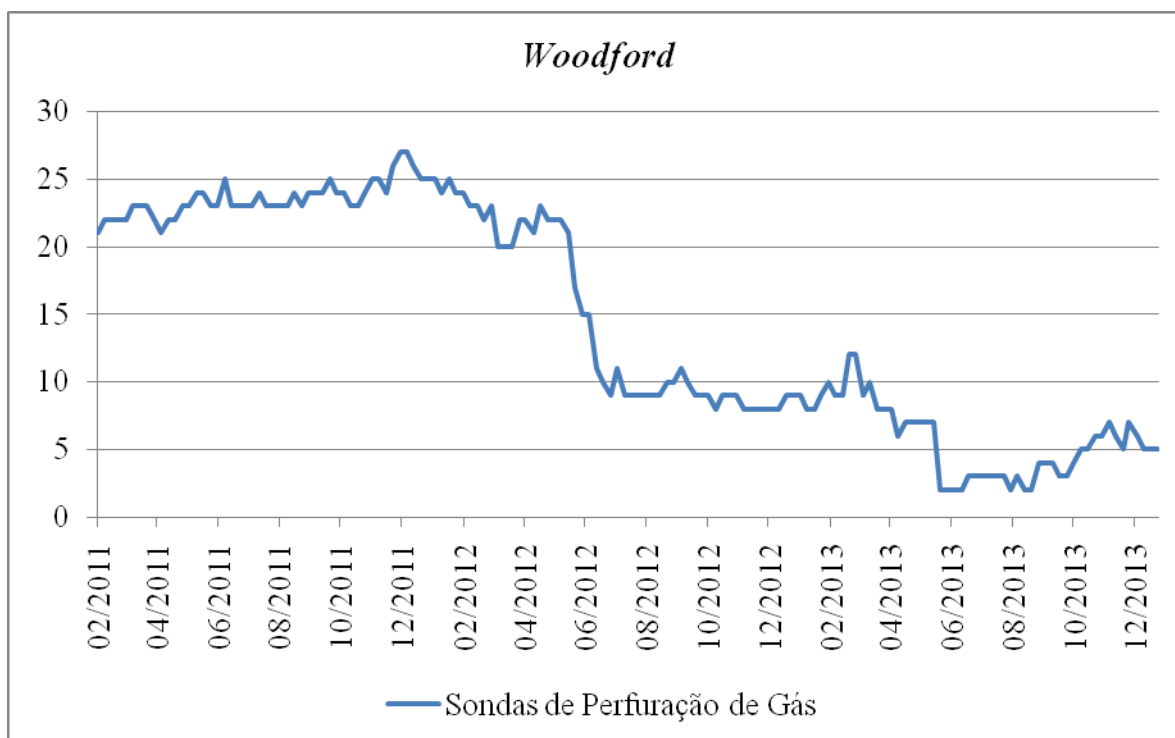




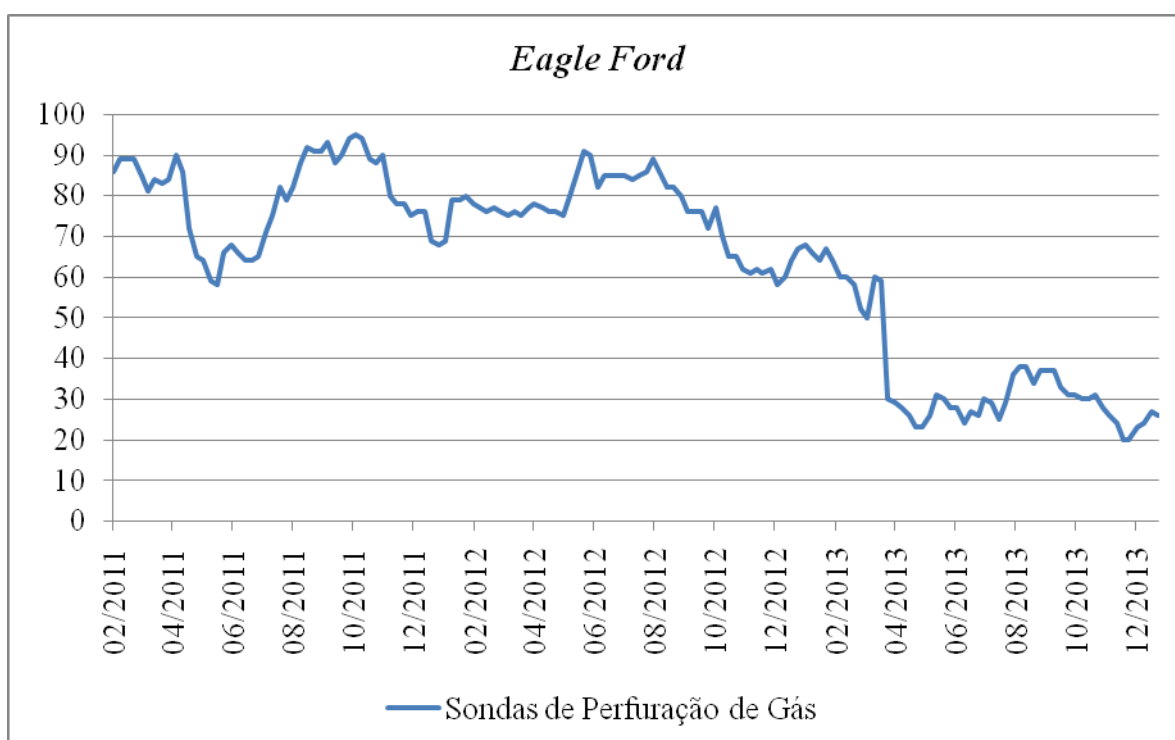
**Figura 6.17. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no Play de Haynesville. Fonte:**  
**Elaboração própria a partir de dados da Baker Hughes.**



**Figura 6.18. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no Play de Fayetteville. Fonte:**  
**Elaboração própria a partir de dados da Baker Hughes.**

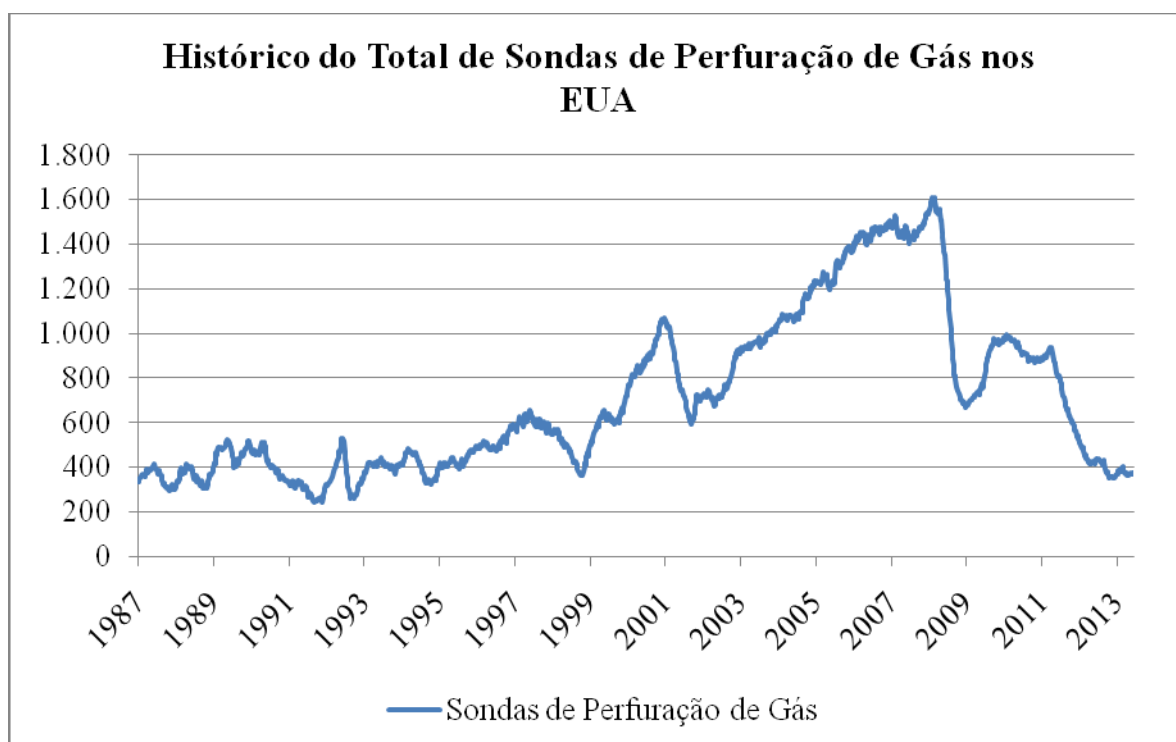


**Figura 6.19. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no Play de Woodford. Fonte:**  
**Elaboração própria a partir de dados da Baker Hughes.**



**Figura 6.20. Quantidade de Sondas de Perfuração de Gás Natural no Play de Eagle Ford. Fonte:**  
**Elaboração própria a partir de dados da Baker Hughes.**

Como podemos comprovar, as quedas nos preços do Gás Natural fizeram com que todos os principais *plays* de *Shale Gas* tivessem suas atividades reduzidas. Para que seja possível uma visão mais geral sobre o Setor de Gás Natural, a Figura 6.21 mostra um histórico contendo a evolução da quantidade de sondas de perfuração de Gás Natural em todo os Estados Unidos. Vale lembrar que, nesta figura, estão contabilizadas as sondas de perfuração utilizadas tanto para reservatórios convencionais como para não convencionais.



**Figura 6.21. Histórico do Total de Sondas de Perfuração de Gás Natural nos EUA. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Baker Hughes.**

Desta forma, ao observarmos a Figura 6.21, podemos concluir que os investimentos no Setor de Gás Natural são fortemente influenciados pelo nível de preços deste insumo. Sendo assim, notamos que na década de 2000 houve um significativo crescimento do desenvolvimento das reservas de Gás Natural. No entanto, com a queda dos preços a patamares pouco atrativos, rapidamente ocorreu uma redução das atividades.

## 6.5 Análise dos Resultados

Neste capítulo, realizamos um estudo a partir de amostras de dados econômicos de três empresas que participam das atividades de Exploração e Produção nos principais *plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos. São elas: *Chesapeake Energy Corporation*, *EOG Resources, Inc.* e *Carrizo Oil & Gas, Inc.*. É interessante perceber que essas três empresas possuem portes diferentes. Sendo assim, esta amostragem torna-se mais confiável.

No nosso estudo, correlacionamos três variáveis: o preço do Gás Natural, a Lucratividade das empresas amostradas e Investimentos dessas empresas. Além disso, observamos o histórico da contagem de Sondas de Perfuração de Gás em cada um dos seis principais *plays* de *Shale Gas* dos Estados Unidos, de modo que foi possível analisar a evolução das atividades de perfuração nesses *plays*.

Nesse sentido, após correlacionar essas três variáveis para cada empresa, foi possível concluir que os níveis do preço do Gás Natural exercem grande influência sobre lucratividade das empresas, uma vez que preços baixos, além de reduzirem as receitas, aumentam as despesas, principalmente devido à desvalorização das propriedades de óleo e gás. Além disso, em um cenário de baixa do gás, as reservas provadas são corrigidas de modo que seu total é reduzido, uma vez que a queda dos preços pode tornar o desenvolvimento da exploração e produção das reservas economicamente inviáveis. Também é importante perceber que em um cenário pouco favorável, o nível de investimentos é reduzido, já que a pouca atratividade das atividades de exploração levam a uma redução nos incentivos às novas perfurações.

Portanto, podemos concluir que uma análise atenta e criteriosa acerca da evolução da precificação do Gás Natural é extremamente importante. Nesse sentido, a capacidade de realizar projeções futuras dos níveis de preço de Gás Natural se faz necessária para que as empresas possam realizar planejamentos para médio a longo prazo e, assim, serem bem sucedidas em seus investimentos.

## 7 Conclusão e Sugestões

Neste trabalho, tivemos como objetivo o estudo dos impactos que o desenvolvimento da Exploração e Produção de *Shale Gas* está causando na oferta e consumo de Gás Natural e, além disso, procuramos entender suas relações com a precificação do mesmo, analisando o caso de sucesso dos Estados Unidos. Para que este estudo pudesse ser feito, dividimos o trabalho em sete Capítulos.

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, aprofundamos nossos estudos em um dos elementos de um Sistema Petrolífero: a Rocha Reservatório. Nesse sentido, vimos que, tradicionalmente, os principais reservatórios são constituídos por rochas areníticas ou rochas carbonatadas. No entanto, ultimamente, com o desenvolvimento tecnológico, principalmente em relação ao aprimoramento das técnicas de perfuração horizontal e aos avanços das técnicas de fraturamento hidráulico, novos tipos de reservatórios estão sendo explorados. Estes são os reservatórios não convencionais. Os principais recursos não convencionais de Gás Natural são: *Shale Gas*, *Tight Gas*, *Coalbed Methane (CBM)*, *Gas Hydrates*, *Deep Natural Gas* e *Geopressurized Zones*. Entretanto, o *Shale Gas* vem se destacando, uma vez que enormes reservas foram descobertas nos Estados Unidos e sua produção está sendo muito bem sucedida, alterando de forma significativa o modo como os norte-americanos utilizam seus recursos naturais.

O desenvolvimento da exploração e produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos também foi possível devido à fatores econômicos. Conforme vimos, a elevação dos preços do Gás Natural, observada a partir de 1999 e mantida até 2008, tornou as operações relacionadas à exploração de Gás Natural mais lucrativas. Além disso, o baixo custo de capital e mercado de crédito favorável até meados da década de 2000 permitiram às empresas independentes realizar os investimentos necessários à exploração do *Shale Gas*. Dessa forma, grandes *plays* de *Shale* foram descobertos por todos os Estados Unidos e, rapidamente desenvolvidos.

Em relação aos impactos que a crescente produção do *Shale Gas* causa na oferta de Gás Natural, observamos que, atualmente, a parcela de gás convencional supridora da demanda interna ainda é bastante elevada. No entanto, projeções para 2040 da *U.S. Energy Information*

*Administration* mostraram um incremento cada vez maior na produção dos recursos não convencionais, principalmente o *Shale Gas*, enquanto que, nestas mesmas projeções, há uma constante redução da produção a partir de fontes convencionais. Este incremento é tão significativo que os Estados Unidos se tornaram potenciais exportadores de Gás Natural. Estudos da *U.S. Energy Information Administration* indicam que, a partir de 2020, o país se tornará um exportador líquido deste insumo.

Podemos perceber também que este acréscimo na oferta será acompanhado de um aumento significativo na demanda de Gás Natural. Com o *boom* da produção de *Shale Gas* nos Estados Unidos, a partir de meados de 2008, observamos uma expressiva queda nos preços do gás no *Henry Hub*. Com os preços relativamente baixos, o consumo do gás é incentivado, uma vez que, ocorre um aumento da competitividade deste energético frente a seus substitutos, como o petróleo e o carvão e, assim, observamos que em um horizonte até 2040, as projeções da *U.S. Energy Information Administration* indicam que praticamente todos os setores aumentarão sua utilização de Gás Natural, principalmente o Setor Industrial e o de Geração de Energia. Além disso, os preços mais baixos aumentam a competitividade junto ao mercado externo - exportações.

No entanto, é importante perceber que, no curto prazo, esta redução dos preços prejudica os investidores, porém no médio e longo prazo existem fatores atenuantes que amortecem a resposta do preço inicial em relação às mudanças na demanda e na oferta. Ou seja, preços mais baixos do Gás Natural levam a um acréscimo das exportações do mesmo, o que acaba pressionando para cima, ao final, os preços. Além disso, com preços mais baixos deste recurso, há um menor incentivo às novas perfurações e, sendo assim, um menor potencial de produção de Gás Natural, o que também leva a uma pressão ascendente sobre os preços. Paralelamente, notamos que, no longo prazo, o esgotamento dos recursos irá fazer com que os custos visando aumentar a produção se elevem, o que acabará aumentando os preços do gás, tornando-o assim, mais lucrativo.

Para comprovar nossas conclusões a respeito dos impactos que as significativas mudanças proporcionadas pelo *Shale Gas* irão causar na economia, realizamos uma análise de alguns dados econômicos de três empresas de diferentes portes que participam das atividades de Exploração e Produção nos principais *plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos: *Chesapeake*

*Energy Corporation, EOG Resources, Inc. e Carrizo Oil & Gas, Inc.*. Com isso, correlacionamos três parâmetros: preço do gás, lucratividade destas empresas e investimentos das mesmas.

Dessa forma, após fazer as correlações, foi possível concluir que os níveis do preço do Gás Natural exercem grande influência sobre lucratividade das empresas, uma vez que preços baixos, além de reduzirem as receitas, aumentam as despesas, principalmente devido à desvalorização das propriedades de óleo e gás. Além disso, em um cenário de baixa do gás, as reservas provadas são corrigidas de modo que seu total é reduzido, uma vez que a queda dos preços pode tornar o desenvolvimento da exploração e produção das reservas economicamente inviáveis. Também é importante perceber que em um cenário pouco favorável, o nível de investimentos é reduzido, já que a pouca atratividade das atividades de exploração levam a uma redução nos incentivos às novas perfurações. No entanto, como as previsões para 2040 indicam uma alta dos preços do Gás Natural, podemos afirmar que os investimentos realizados para o médio e longo prazo serão economicamente viáveis, uma vez que a preços mais altos, há um maior incentivo às atividades de exploração e produção de gás.

Por conseguinte, podemos afirmar que o *Shale Gas* apresenta um grande potencial de desenvolvimento e, dessa forma, é economicamente viável um pesado investimento na exploração e produção de novas reservas deste recurso não convencional. O sucesso na exploração de *Shale Gas* nos Estados Unidos deve atrair a atenção de diversos países interessados em aprender com a experiência americana no desenvolvimento de suas próprias reservas.

O Brasil é um desses países, já que, apesar de apresentar um estágio embrionário no que diz respeito à infraestrutura de transportes de Gás Natural, é o décimo país com a maior reserva de *Shale Gas* tecnicamente recuperável do mundo, possuindo um *TRR* de 245 trilhões de pés cúbicos, segundo dados da *EIA* (2013c). Para efeito de comparação, os nove primeiros países com maiores reservas tecnicamente recuperáveis de *Shale Gas* são: China (1.115 tcf), Argentina (802 tcf), Argélia (707 tcf), EUA (665 tcf), Canadá (573 tcf), México (545 tcf), Austrália (437 tcf), África do Sul (390 tcf) e Rússia (285 tcf).

## 8 Referências Bibliográficas

ADALBERTO, J. R.; CARVALHO, R. S. e XAVIER, J. A. D., 2011, *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência, 1ª Edição, Rio de Janeiro.

AEO/EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012 With Projections to 2035*, Energy Information Administration, Junho, 2012.

AEO/EIA, 2013, *Annual Energy Outlook 2013 With Projections to 2040*, Energy Information Administration, Julho, 2013.

ALIBABA.COM, 2013, *Propante Cerâmico de Areia para Petróleo e Gás Fraturamento*. Disponível em:  
<<http://portuguese.alibaba.com/product-gs/ceramic-proppant-sand-for-oil-and-gas-fracturing-543262677.html>> Acessado em: Dezembro. 2013.

ANP, 2012, *Boletim Anual de Preços 2012 – Preços do Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional*, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

API, 2014, *Facts About Shale Gas*, American Petroleum Institute. Disponível em:  
<[http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/shale\\_gas.cfm](http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/shale_gas.cfm)> Acessado em: Janeiro. 2014.

BARRETO, M. A., 2010, *Caracterização de Materiais para Garantir a Condutividade de Fraturas Hidraulicamente Induzidas em Poços de Petróleo e Gás*, Rio de Janeiro.

BISAGGIO, H. C.; ESTEVÃO, L. R. M. e CONFORT, M. J. F., 2010, *Gás Natural Não Convencional*, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, Abril.



BUSINESS INSIDER, 2013, ***Why America's Shale Boom Will Last For Years***, Business Insider, Março, 2013. Disponível em:

<<http://www.businessinsider.com/fracking-shale-extraction-and-depletion-2013-3?op=1#ixzz2wBynn6ic>> Acessado em: Fevereiro. 2014.

CARRIZO OIL & GAS ANNUAL REPORT, 2012, ***Carrizo Oil & Gas Annual Report Two Thousand Twelve – Sustainable Growth***. Fevereiro. 2013.

CHESAPEAKE ENERGY CORPORATION ANNUAL REPORT, 2012, ***Chesapeake Energy Corporation 2012 Annual Report***. 2013

DANIEL ARTHUR, J., 2008, ***An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States***, ALL Consulting.

DEUTSCHE BANK, 2008, ***From Shale to Shining Shale***. Julho.

DOE (US DEPARTMENT OF ENERGY), ***Methane Hydrate - The Gas Resource of the Future***. Disponível em:

<<http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/hydrates/>> Acessado em: Janeiro. 2014.

DUNCAN, D., 2009, ***Statement of Douglas Duncan Research Geologist***, U.S. Geological Survey, U.S. Department of Interior, Before the Committee on Natural Resources, Subcommittee on Energy and Mineral Resources, Junho.

EIA, 2009, ***Coalbed Methane Fields, Lower 48 States. Map. N.p.: United States Government***, Energy Information Administration, 2009. Disponível em:

<[http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/rpd/coalbed\\_gas.pdf](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/rpd/coalbed_gas.pdf)> Acessado em: Janeiro. 2014.

EIA, 2010, ***Major Tight Gas Plays, Lower 48 States. Map. N.p.: United States Government***, Energy Information Administration, 2010. Disponível em:

<[http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/rpd/tight\\_gas.pdf](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/rpd/tight_gas.pdf)> Acessado em: Janeiro. 2014.

EIA, 2011, ***Lower 48 States Shale Plays. Map. N.p.: United States Government***, Energy Information Administration, 2011. Disponível em:

<[http://www.eia.gov/oil\\_gas/rpd/shale\\_gas.pdf](http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shale_gas.pdf)> Acessado em: Janeiro. 2014.

EIA, 2011b, ***Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays***. U.S. Energy Information Administration, Julho, 2011.

EIA, 2012, ***Potential of Gas Hydrates is Great, But Practical Development is Far Off***. U.S. Energy Information Administration, Today in Energy, Novembro, 2012. Disponível em:

< <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=8690> > Acessado em: Janeiro. 2014.

EIA, 2013b, ***Annual Survey of Domestic Oil and Gas Reserves.***, U.S. Energy Information Administration, Form EIA-23, 2011. Retirado de: ***U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2011***. U.S. Energy Information Administration, Agosto, 2013.

EIA, 2013c, ***Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Formations in 41 Countries Outside the United States***. U.S. Energy Information Administration, Analysis And Projections, Junho, 2013. Disponível em:

<<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>> Acessado em: Dezembro 2013.

ENERGY API, 2010, ***American Hydraulic Fracturing: Unlocking America's Natural Gas Resources***, API.ORG.

EOG RESOURCES, INC. ANNUAL REPORT, 2012, ***EOG Resources 2012 Annual Report – The Proof is the Numbers***. 2013

FRACFOCUS.ORG, 2013, ***Chemical Use In Hydraulic Fracturing***. Disponível em:

<<http://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>> Acessado em: Dezembro. 2013.

GÉNY, F., 2010, ***Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?***, OIES NG46, Oxford Institute for Energy Studies December.

GLORIOSO, J. C.; RATTIA, A., 2012, ***Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts For Shale Gas***, Repsol, SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, SPE 153004, Vienna, Austria, 20-22 March.

GLOSSÁRIO OGX, 2014, ***Glossário***. Disponível em:  
<<http://www.ogx.com.br/pt/sala-de-imprensa/Paginas/glossario.aspx>> Acessado em: Janeiro. 2014.

GROUNDWATER PROTECTION COUNCIL, 2010, ***Deep Shale Natural Gas: Abundant, Affordable and Still Water Efficient***.

HOLDITCH, S. A, ***Criteria of Propping Agent Selection***. Norton Company, 1979a.

HOLDITCH, S., 2006, ***Tight Gas Sand***, Journal of Petroleum Technology, v. 58, pp. 86-93 e Panel discussion in Hydraulic Fracturing Technology Conference, SPE 103356, The Woodlands, Texas, 2009.

INTEK, 2011, ***Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays: U.S. Energy Information Administration***, 82 p. Disponível em:  
<<http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>>. Acessado em: Fevereiro. 2014.

KING, G.E., 2010, ***Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?***, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 133456, Florença, Itália, 19-22 de Setembro.

KVENVOLDEN, K.A, 1993, ***Gas Hydrates - Geological Perspective and Global Change***. Rev.Geophys. 31, p. 173-187.

LAW, B. E., e J. B. CURTIS, 2002, ***Introduction to Unconventional Petroleum Systems***, AAPG Bulletin, v. 86, p. 1851 1852.

LOFTIN, P., 2009, *Thirty Years of Lessons Learnded – Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field*. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires.

MACHADO, C. X., 2009, *A Importância do Hidrato de Gás como Fonte de Energia Alternativa e como Possível Agente das Mudanças Climáticas*, Dissertação de Mestrado em Geografia, Florianópolis.

MARTIN e ECONOMIDES, 2010, *Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments*, SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia, SPE 135669-MS.

NATURALGAS.ORG, 2013, *History*. Disponível em:  
<<http://naturalgas.org/overview/history/>>. Acessado em: Dezembro. 2013.

NATURALGAS.ORG, 2013b, *Water Requirements of Shale Production*. Disponível em:  
<<http://naturalgas.org/shale/waterrequirements/>>. Acessado em: Dezembro. 2013.

NATURALGAS.ORG, 2014, *Unconventional Natural Gas Resources*. Disponível em:  
<[http://www.naturalgas.org/overview/unconvent\\_ng\\_resource.asp](http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp)>. Acessado em: Fevereiro. 2014.

OLIVEIRA, A. A., 2012, *Seleção de Poços para Operações de Estimulação Utilizando Inteligência Artificial*, Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro.

PEER (Partnership for Environmental Education and Rural Health), 2014, *Ecosystems – Images*, Texas A&M University. Disponível em:  
<[http://peer.tamu.edu/curriculum\\_modules/ecosystems/Images/methane.hydrate.gif](http://peer.tamu.edu/curriculum_modules/ecosystems/Images/methane.hydrate.gif)>.  
Acessado em: Fevereiro. 2014.

RICE, D. D., 1993, *Composition and Origins of Coalbed Gas*, AAPG Special Publication.

RIGZONE, 2014, ***What Is Tight Gas, and How Is It Produced?***, Rigzone. Disponível em: <[http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=346&c\\_id=4](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=346&c_id=4)> Acessado em: Março. 2014.

ROCHA, L.A.S; AZUAGA, D., ANDRADE, R., *et.al*, 2011, ***Perfuração Direcional***. Editora Interciência, 3ª Edição, Rio de Janeiro.

SANTOS, P. R. D. e CORADESQUI, S., 2013, ***Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso de Fayetteville***, Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro.

SAKMAR, S. L., 2011, ***Shale Gas Development in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry***, North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, SPE 144279 – MS, 14-16 June.

SCHLUMBERGER, 2013, ***Coalbed Methane Consulting Services***. Disponível em: <[http://www.slb.com/services/technical\\_challenges/unconventional\\_resources/unconventional\\_resources\\_consulting/coalbed\\_methane\\_consulting.aspx](http://www.slb.com/services/technical_challenges/unconventional_resources/unconventional_resources_consulting/coalbed_methane_consulting.aspx)> Acessado em: Dezembro. 2013.

SMITH, P.S.; COOPER, C.; RUEDA, J.I.; LIEBER, R., 2009, ***Applying New Technology to Tight Gas Developments***. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires.

SUGUIO, 2003, ***Geologia Sedimentar***. Editora Edgard Blucher, 1ª Edição.

t

TEIXEIRA, W.; TOLEDO; FAIRCHILD E TAIOLI, F., 2000, ***Decifrando a Terra***. Oficina de Textos, 2ª Edição, São Paulo.

TELEDYNE ISCO, 2011, ***Unconventional Natural Gas: Laboratory Modeling With High-Precision Syringe Pumps***, Teledyne Isco Technologies Company. March.

THE SCIENCE BENEATH THE SURFACE, 2010, ***A Brief Introduction to the History of Natural Gas Extraction***, Agosto. Disponível em:

<<http://thesciencebeneaththesurface.wordpress.com/2010/08/30/a-brief-introduction-to-the-history-of-natural-gas-extraction/>> Acessado em: Janeiro. 2014.

THOMAS, J. E. *et al*, 2001, ***Fundamentos de Engenharia de Petróleo***. Editora Interciência, 2ª Edição, Rio de Janeiro.

YEW, C.H., 2008, ***Mecânica do Fraturamento Hidráulico***. E Papers Editora, 1ª Edição.