



ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE *SHALE GAS*: UM ESTUDO DE CASO EM FAYETTEVILLE

Priscilla Regina Dalvi dos Santos
Sylvia Coradesqui

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Rio de Janeiro,
Abril de 2013

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE *SHALE* GAS: UM ESTUDO DE CASO EM FAYETTEVILLE

Priscilla Regina Dalvi dos Santos

Sylvia Coradesqui

PROJETO DE GRADUAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA
ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO.

Examinada por:

Prof. Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Prof. José Roberto Ribas, D.Sc.

Prof. Cesar das Neves, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2013

Coradesqui, Sylvia

Santos, Priscilla Regina Dalvi dos

Análise de Viabilidade Econômica da Produção de *Shale Gas*: Um Estudo de Caso em Fayetteville – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA, 2013

XVIII 103 p.: il.,: 29,7 cm

Orientador: Regis da Rocha Motta

Projeto Graduação – UFRJ/Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2013.

Referências Bibliográficas: p.99-103.

1. Análise econômica de reservatórios de *shale gas*. 2. Histórico da exploração de *shale gas* nos Estados Unidos. 3. Técnicas de perfuração direcional e de fraturamento hidráulico. 4. Aspectos ambientais na exploração do *shale gas*. 5. Impacto da produção de *shale gas* nos preços do gás natural no mercado dos Estados Unidos. 6. Estudo de caso. I. Motta, Regis da Rocha. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Análise de Viabilidade Econômica da Produção de *Shale Gas*: Um Estudo de Caso em Fayetteville.

Dedico este trabalho à minha família,
meus amigos e meu namorado,
por me apoiarem em todos os
momentos de minha vida.

Priscilla Regina Dalvi dos Santos

Dedico este trabalho à minha
família, meu noivo e a todos que me
apoiaram, torceram e rezaram por
mim.

Sylvia Coradesqui

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus pela vida, pela proteção e por guiar o meu caminho até aqui, me dando força e coragem para que eu superasse as dificuldades encontradas durante este percurso.

Agradeço à minha amada mãe, Maria Helena, simplesmente por existir e ser a melhor mãe que alguém poderia ter; por me mostrar o melhor caminho sempre. Ao meu querido pai, Einstein (*in memoriam*), por ter se preocupado com meus estudos e com a pessoa que eu me tornaria; meu exemplo para a vida toda, apesar dos 7 anos de saudades. Aos meus irmãos, Wellington e Vanessa, pelos seus conselhos e carinho.

Gostaria de agradecer também ao meu grande amigo e namorado, Luís Eduardo, por me apoiar, me incentivar e por confiar que eu pudesse alcançar sempre mais, principalmente nos momentos em que nem eu mais acreditava em mim.

Tenho que agradecer também a todos os meus amigos, em especial aos amigos que fiz na turma de Engenharia de Petróleo 2008, que contribuíram significativamente para que eu pudesse concluir o curso. Obrigada por fazerem a ida ao Fundão menos sofrida e muito mais divertida.

Aos meus verdadeiros e fiéis amigos, Bob e Riko, por me fazerem enxergar a vida de uma forma mais feliz e amável, na certeza de que seus corações caninos sentem toda a minha gratidão por seu amor, carinho e fidelidade.

À Sylvia, grande amiga, que topou dividir este desafio comigo, enriquecendo este projeto. Seu comprometimento e responsabilidade são admiráveis.

Ao nosso orientador, professor e também amigo, Regis da Rocha Motta, por ter abraçado este projeto. Só tenho a agradecer pela incrível ajuda, paciência e disponibilidade.

O meu muito obrigada ao Aloísio Accioly, por ter se colocado à disposição para nos ajudar neste projeto e por nós apresentar, com todo o seu entusiasmo, o mundo do *shale gas*.

Ao CNPq/PIBIC, responsável por financiar pesquisas, ajudando na minha formação acadêmica e também na realização deste projeto.

Priscilla Regina Dalvi dos Santos

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por me iluminar, me fazer forte diante das dificuldades e por me abençoar a cada dia.

Meu agradecimento especial a minha amada família. Agradeço a meus pais, Mercedes e Silvio, por todo amor, dedicação, paciência, apoio, pelos conselhos e ensinamentos e por serem exemplos pra mim. Às minhas irmãs, Raisa e Gabriela, por me aturarem, pela paciência e carinho dedicados a mim. Agradeço a Deus pela família que tenho.

Ao meu noivo, Wellington, por seu amor, carinho, pelas palavras de encorajamento e pela paciência para me ouvir e consolar nas horas difíceis.

Aos meus queridos amigos, especialmente aos amigos da turma de engenharia de petróleo 2008, pelos momentos divertidos e pelo apoio nos momentos difíceis.

Agradeço à minha amiga, Priscilla, por ter dividido comigo este projeto, pela paciência e palavras de apoio e incentivo todos esses anos.

Meu agradecimento ao nosso orientador e amigo, Regis Motta, por seus ensinamentos, atenção e paciência.

Agradeço a Aloísio Accioly pela disponibilidade e ajuda significativa para este projeto.

Sylvia Coradesqui

*"Você nunca sabe quais resultados virão de sua ação,
mas se você não fizer nada, não existirão resultados."*

Mahatma Gandhi.

*"Cada sonho que você deixa para trás é
um pedaço do seu futuro que deixa de existir."*

Steve Jobs

*"Um sonho que se sonha só é só um sonho que se sonha só,
mas um sonho que sonha junto é realidade."*

Raul Seixas.

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

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE SHALE GAS: UM ESTUDO DE CASO EM FAYETTEVILLE

Priscilla Regina Dalvi dos Santos

Sylvia Coradesqui

Abril/2013

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Curso: Engenharia de Petróleo

É notável a crescente relevância dos recursos não convencionais na matriz energética a nível global e, principalmente, o seu atual papel na segurança energética norte americana. São chamados de recursos não convencionais os hidrocarbonetos que se encontram aprisionados em rochas reservatórios pouco permeáveis, dificultando dessa forma a movimentação do fluido contido nela. As principais fontes não convencionais de hidrocarbonetos são o *Shale Gas*, *Coalbed Methane* (CBM), *Tight Sands* e o *Heavy Oil*.

Durante anos, a idéia dominante na indústria era a de que o *shale gas*, também conhecido como gás de folhelho, era irrecuperável. Para viabilizar a exploração comercial desse gás, tornava-se necessário, portanto, aumentar a permeabilidade da rocha. Nesse sentido, dois avanços tecnológicos, utilizados simultaneamente, foram fundamentais: a estimulação pelo fraturamento hidráulico e a perfuração de poços horizontais.

Esses dois avanços tecnológicos, possibilitaram os Estados Unidos a desenvolver economicamente o gás natural dos depósitos de *shale*, fazendo com que aumentasse

consideravelmente a oferta interna de gás natural. Nesse sentido, a não absorção de toda essa oferta pelo mercado fez com que os preços fossem puxados para baixo.

Os custos adicionais associados ao uso do fraturamento hidráulico e da perfuração horizontal, juntamente com os atuais preços do gás, geram preocupações e questionamentos à respeito da lucratividade de novos investimentos em projetos de exploração e produção de *shale gas* nos Estados Unidos. Nessa perspectiva, o objetivo deste trabalho é realizar uma análise de viabilidade econômica da produção de gás em reservatórios não convencionais nos Estados Unidos, sendo realizado, portanto, um estudo de caso no *play* de Fayetteville, localizado no estado de Arkansas.

Vale ressaltar que este trabalho visa determinar apenas a viabilidade da atividade para os produtores, não se preocupando, portanto, com os outros aspectos, ambientais, sociais ou econômicos, que esta atividade poderia resultar na região.

Palavras-chave: *Shale Gas*, Fraturamento Hidráulico, Viabilidade Econômica.

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

ECONOMIC VIABILITY ANALYSIS OF SHALE GAS PRODUCTION: A STUDY CASE
IN THE FAYETTEVILLE SHALE PLAY.

Priscilla Regina Dalvi dos Santos
Sylvia Coradesqui

Abril/2013

Advisor: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Course: Petroleum Engineering

It's not new the increase importance of unconventional resources globally and especially the impact in North American energy security. Unconventional resource is the hydrocarbon which is trapped in low permeability reservoir rocks and cannot migrate to a trap and form a conventional gas deposit. The main sources of unconventional hydrocarbons are Shale Gas, Coalbed Methane (CBM), Tight Sands and Heavy Oil.

For years, the idea in the industry was that shale gas was unrecoverable. To enable the commercial exploitation of this gas, it was necessary to increase the rock permeability. With that in mind, two technological advances used simultaneously were fundamental: well stimulation by hydraulic fracturing and drilling horizontal wells.

These advancements in drilling and completion technologies allow the economic development of shale gas resources which caused an increase in domestic production of natural gas. As a result of the growth in production, U.S. natural gas production exceeds consumption, reducing the natural gas prices in the Henry Hub market.

The additional costs associated with hydraulic fracturing and horizontal wells and the current low gas prices, raise concerns and questions about the profitability of the new investments in exploration and production of shale gas in the United States. With that in

mind, the purpose of this study is to analyze the economic feasibility of exploiting unconventional gas reservoirs in the United States, specially making a case study for the Fayetteville shale play in Arkansas.

It's important to emphasize that this study aims at determining only the viability of shale gas activity for the producers, not worrying with others possible environmental, social or economic impacts that could result from this activity in the region.

Keywords: Shale Gas, Hydraulic Fracturing, Economic Viability

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivo.....	2
1.2	Motivação.....	2
1.3	Metodologia.....	2
2	ROCHA RESERVATÓRIO.....	3
2.1	Introdução.....	3
2.2	Reservatórios Convencionais.....	3
2.3	Reservatórios não Convencionais.....	4
2.3.1	<i>Shale Gas</i>	4
2.3.2	<i>Coalbed Methane (CBM)</i>	8
2.3.3	<i>Tight Sands</i>	11
2.3.4	<i>Heavy Oil</i>	13
3	A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE <i>SHALE GAS</i> NOS ESTADOS UNIDOS.....	16
3.1	Histórico da Exploração de <i>Shale gas</i> nos Estados Unidos.....	16
3.2	<i>Plays</i> de <i>Shale Gas</i> nos Estados Unidos.....	20
3.2.1	Barnett.....	20
3.2.1.1	Descrição.....	20
3.2.1.2	Estimativas de Reservas.....	21
3.2.1.3	Custos dos Poços.....	22
3.2.1.4	Atividades Recentes.....	22
3.2.2	Fayetteville.....	22
3.2.2.1	Estimativas de Reservas.....	23
3.2.2.2	Custos dos Poços.....	24
3.2.2.3	Atividades Recentes.....	24
3.2.3	Haynesville.....	24
3.2.3.1	Estimativas de Reservas.....	25
3.2.3.2	Custos dos Poços.....	26
3.2.3.3	Atividades Recentes.....	26
3.2.4	Marcellus.....	26
3.2.4.1	Descrição.....	26
3.2.4.2	Estimativas de Reservas.....	27

3.2.4.3	Custos dos Poços.....	27
3.2.5	Woodford	28
3.2.5.1	Descrição.....	28
3.2.5.2	Estimativas de Reservas.....	28
3.2.5.3	Custos dos Poços.....	29
3.2.5.4	Atividades Recentes.....	29
3.2.6	Eagle Ford	30
3.2.6.1	Descrição.....	30
3.2.6.2	Estimativas de Reservas.....	30
3.2.6.3	Custos dos Poços.....	31
3.2.7	Outros <i>Plays</i> de <i>Shale Gas</i> nos Estados Unidos	31
3.3	Perspectivas.....	32
4	ASPECTOS TECNOLÓGICOS DA EXPLORAÇÃO DE <i>SHALE GAS</i>	34
4.1	Introdução	34
4.2	Histórico.....	35
4.3	Perfuração Direcional	35
4.3.1	Planejamento de Poços Horizontais	38
4.3.2	Perfil Vertical de um Poço Direcional.....	40
4.3.3	Revestimento e Cimentação	41
4.4	Estimulação de Poços.....	43
4.4.1	Faturamento Hidráulico.....	45
4.4.1.1	Histórico.....	45
4.4.1.2	Operação de Faturamento Hidráulico.....	45
4.4.1.3	Fluido de Faturamento.....	52
4.4.1.4	Mecânica do Faturamento	54
4.4.1.5	Análise de Pressões no Faturamento.....	57
5	ASPECTOS AMBIENTAIS DA EXPLORAÇÃO DE <i>SHALE GAS</i>	59
5.1	Introdução	59
5.2	A Contaminação do Subsolo e das Águas Subterrâneas.....	60
5.3	Riscos de <i>Blowouts</i>	61
5.4	Riscos Sísmicos	62
5.5	Água Residual e Contaminação do Solo.....	63
5.6	Extensão de Terras.....	65

6	ASPECTOS ECONÔMICOS DA EXPLORAÇÃO DE <i>SHALE GAS</i>	67
6.1	Introdução	67
6.2	Preço do Gás Natural (GN)	67
6.2.1	Impacto do <i>Shale Gas</i> nos Preços do Gás Natural nos EUA.....	70
6.3	Fatores Econômicos que Tornaram a Exploração de <i>Shale gas</i> Possível.....	72
6.4	Contribuições Econômicas na Geração de Empregos.....	74
7	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	77
7.1	Contexto.....	77
7.2	Métodos de Análise de Viabilidade Econômica de Investimentos	78
7.2.1	Método do Fluxo de Caixa	78
7.2.2	Método de Análise por <i>Payback</i>	79
7.2.3	Método de Análise pelo VPL	80
7.2.4	Método de Análise pela TIR	81
7.3	Modelagem.....	81
7.3.1	Limitação de Dados	82
7.3.2	Declínio de Produção	82
7.3.3	Preços.....	83
7.3.4	Custos.....	83
7.4	Metodologia	84
7.4.1	<i>Royalties</i>	85
7.4.2	Os Valores de Produção	86
7.4.3	Custos de Capital de Investimento.....	87
7.4.4	Custos Operacionais (OPEX).....	88
7.4.5	Preço do Gás Natural	88
7.4.6	Taxas Estaduais e Federais.....	89
7.4.7	Cenário.....	89
7.4.8	Resumo dos Dados	89
7.5	Resultados	90
7.6	Análise dos Resultados	92
7.7	Análise de Sensibilidade	93
8	CONCLUSÃO.....	97
9	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Diagrama generalizado mostrando a área de ocorrência de acumulação de gás de forma convencional em trapas estruturais e estratigráficas e de forma não convencionais em folhelho.	6
Figura 2.2 - Movimentação do gás em camadas de carvão.	9
Figura 2.3 - Reservatório de CBM.	11
Figura 2.4 - Localização dos maiores reservatórios de <i>Tight Sands</i> nos EUA.	13
Figura 2.5 - Estimativas dos recursos petrolíferos mundiais.	14
Figura 3.1 - Localização dos plays de shale gas nos Estados Unidos.	19
Figura 3.2 - Localização do <i>play</i> de Barnett.	21
Figura 3.3 - Localização do <i>play</i> de Fayetteville.	23
Figura 3.4 - Localização do <i>play</i> de Haynesville.	24
Figura 3.5 - Localização do <i>play</i> de Marcellus.	27
Figura 3.6 - Localização do <i>play</i> de Woodford.	28
Figura 3.7 - Localização do <i>play</i> de Eagle Ford.	30
Figura 4.1 - Faixas de permeabilidades das formações produtoras.	35
Figura 4.2 - Algumas causas de poços direcionais.	36
Figura 4.3 - Posicionamento de um poço horizontal e vertical.	38
Figura 4.4 - Pontos básicos de uma trajetória de poço direcional.	41
Figura 4.5 - Construção de um poço produtor de <i>shale gas</i>	42
Figura 4.6 - Esquema típico de revestimentos em poços verticais e direcionais <i>offshore</i> . (Fonte: Rocha, L.A.S, <i>et.al</i>).....	43
Figura 4.7 - Fraturas Artificiais Criadas Pelo Fraturamento Hidráulico.	46
Figura 4.8 - Extração de gás por fraturamento.	47
Figura 4.9 - Esquema de refluxo de propante.	47
Figura 4.10 - Equipamentos utilizados no fraturamento hidráulico.	48
Figura 4.11 - Exemplo de propante.	52
Figura 4.12 - Técnica de fraturamento hidráulico.	53
Figura 4.13 - Composição básica de um fluido base água.	54
Figura 4.14 - Diagrama de tensões principais.	55
Figura 4.15 – Seção horizontal de um poço vertical sob ação de tensões in-situ, demonstrando a direção de propagação de fratura.	56
Figura 4.16 - Representação de um poço canhoneado.	57

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 - Taxa média de produção de shale gas nos EUA.	7
Gráfico 3.1 - Produção de <i>shale gas</i> de acordo com os tipos de poços perfurados em Barnett.	18
Gráfico 4.1 - Gráfico de registro de pressão de fundo.	57
Gráfico 6.1 - Comportamento dos preços do GN nos principais mercados.	68
Gráfico 6.2 - Produção de gás natural nos EUA.	69
Gráfico 6.3 - Razão entre os preços de óleo e GN nos Estados Unidos.	71
Gráfico 6.4 - Comportamento dos Preços do Gás Natural nos EUA no Henry Hub.	73
Gráfico 6.5 - Mapa de gasodutos nos EUA.	74
Gráfico 7.1 - Declínio de produção para um poço de <i>shale gas</i> no <i>play</i> de Fayetteville.	87
Gráfico 7.2 - Demonstrativo do <i>Payback</i>	92
Gráfico 7.3 - Análise de sensibilidade do CAPEX.	95
Gráfico 7.4 - Análise de sensibilidade da produção inicial de gás (Mcf/d).	96

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3.1 - Características geológicas do <i>play</i> de Barnett.	22
Quadro 3.2 - Características geológicas do <i>play</i> de Fayetteville.	23
Quadro 3.3 - Características geológicas do <i>play</i> de Haynesville.	25
Quadro 3.4 - Características geológicas do <i>play</i> de Woodford.	29
Quadro 3.5 - Características geológicas do <i>play</i> de Eagle Ford.	31
Quadro 3.6 - Outros <i>plays</i> de <i>shale gas</i> nos Estados Unidos.	31
Quadro 4.1 - Volumes médios de água utilizada por poço na perfuração e no fraturamento em algumas formações produtoras de Shale gas nos EUA.	50
Quadro 4.2 - Volume de água utilizado por MMBtu de energia produzida por diferentes recursos de energia.	51
Quadro 6.1 - Contribuição econômica da indústria do <i>shale gas</i> na geração de emprego nos EUA.	75

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 7.1 - Valores utilizados na análise econômica.	90
Tabela 7.2 - Demonstrativo dos Resultados.	92
Tabela 7.3 - Análise de sensibilidade do CAPEX.	94
Tabela 7.4 - Análise de sensibilidade da produção inicial de gás (Mcf/ano).	96

1 INTRODUÇÃO

Embora os recursos de óleo e gás não convencionais geralmente sejam abundantes são mais difíceis de serem produzidos. Os reservatórios em formações de folhelhos, conhecidos também como *shales*, têm como característica baixas porosidade e permeabilidade da rocha, dificultando, dessa forma, a exploração desses recursos.

A produção de *shale gas* apresenta um ciclo de vida mais curto, por isso pode-se afirmar que apresenta um retorno rápido do investimento, diferentemente da produção dos reservatórios convencionais de hidrocarboneto com retornos de longo prazo.

É notório o crescimento recente da produção de *shale gas* em alguns países, como os Estados Unidos, cuja perspectiva de produção se mostra cada vez mais significativa. Dessa forma, com o aumento da oferta de gás no mercado interno, houve uma redução no preço do gás natural. Portanto, diante das alterações nestes fatores de mercado, alguns questionamentos são gerados quanto à lucratividade dos investimentos em novos projetos de exploração e produção de *shale gas* no país.

Nessa perspectiva será realizada, portanto, uma análise de viabilidade econômica da produção de *shale gas* no *play* de Fayetteville, no Arkansas. Esse *play* foi escolhido, pois estima-se que nele haja ainda uma reserva recuperável de aproximadamente 52 Tcf de acordo com a *Energy Information Administration* (EIA). Diante deste potencial, Fayetteville tem atraído novas empresas produtoras e novos investimentos. Em contrapartida, tem-se a queda dos preços do gás causados pelo aumento da oferta interna deste recurso no mercado Norte- Americano. Diante deste novo cenário, considera-se necessária uma análise de viabilidade econômica da produção de *shale gas* como uma ferramenta de auxílio ao investidor no processo de tomada de decisão de seus investimentos.

1.1 Objetivo

O objetivo do projeto é realizar uma análise de viabilidade econômica da produção de gás em reservatórios não convencionais de *shale* no *play* de Fayetteville, nos Estados Unidos. Dessa forma, analisaremos se os produtores seriam capazes de explorar de forma econômica o gás de folhelho em Fayetteville, levando em consideração os altos custos necessários nesse empreendimento aliados à queda do preço do gás natural no país e à característica de queda brusca na produção de gás nesses reservatórios.

1.2 Motivação

Diante do crescente interesse mundial pelos recursos não convencionais, a motivação deste trabalho é oferecer um modelo estruturado para o processo de gestão de investimentos em produção de *shale gas*, pois acredita-se que o exercício de simular antecipadamente os possíveis resultados de uma empresa em diferentes cenários, proporciona maior segurança em sua tomada de decisão.

1.3 Metodologia

Para esta análise será utilizado um modelo constituído por uma Análise de Fluxo de Caixa Descontado (VPL, *Payback*, TIR), modelada em planilha EXCEL, juntamente com a análise de sensibilidade de alguns parâmetros considerados.

2 ROCHA RESERVATÓRIO

2.1 Introdução

Após os processos de geração e migração, eventualmente os hidrocarbonetos se acumulam em armadilhas. Entende-se por reservatório a porção da armadilha que contem óleo e/ou gás como um sistema simples hidraulicamente conectado (ALLEN e ROBERT, 1997). A rocha reservatório pode apresentar qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios em seu interior (porosidade) e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade.

A permeabilidade é a medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos, assim, quanto maior a permeabilidade maior a facilidade do escoamento de fluidos. A unidade de medida de permeabilidade é o Darcy (D), porém, para representar a permeabilidade do reservatório é utilizado miliDarcy (mD). O grau de permeabilidade depende do tamanho e da forma dos poros e das suas interligações. São considerados rochas reservatório todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis (THOMAS, 2001).

2.2 Reservatórios Convencionais

As rochas reservatórios convencionais constituem reservatórios porosos e permeáveis contendo fluidos de baixa e média viscosidade. Como exemplo de rochas reservatórios convencionais enquadram-se a maioria dos arenitos e calcarenitos. Além disso, reservatórios convencionais são considerados aqueles em que os hidrocarbonetos podem ser extraídos por processos de recuperação primária e secundária.

2.3 Reservatórios não Convencionais

São chamados de recursos não convencionais os hidrocarbonetos que se encontram aprisionados nos poros das rochas reservatórios pouco permeáveis, dificultando dessa forma a movimentação do fluido contido nelas.

O termo não convencional relaciona-se às características do reservatório que tornam seu entendimento mais complexo e sua exploração econômica significativamente mais cara do que no caso dos reservatórios convencionais. Nesse sentido, dada a tecnologia e o nível de informação existentes há uma maior dificuldade atrelada à sua extração, sendo requerida uma tecnologia mais avançada e cara. Algumas fontes não convencionais de hidrocarbonetos são o *Shale Gas*, *Coalbed Methane (CBM)*, *Tight Sands* e o *Heavy Oil*.

2.3.1 *Shale Gas*

O folhelho, também conhecido como *shale*, é a rocha sedimentar argilosa mais abundante na Terra. Essa rocha é formada por uma fração granulométrica de argila depositada por decantação em ambientes de baixa energia constituindo camadas com laminações paralelas que eventualmente podem conter gás confinado no espaço entre elas.

A composição dos folhelhos pode variar de acordo com a rocha à qual estes estão associados, assim como a coloração pode variar do vermelho amarronzado ao preto. Os folhelhos podem ser depositados em diversos ambientes onde ocorram baixos níveis de tração e predomine o processo de decantação.

Essas rochas possuem um alto conteúdo de matéria orgânica e uma permeabilidade muito baixa. Para efeito de comparação, um reservatório convencional de arenito possui permeabilidade na faixa de 0,5 mD a 20 mD, enquanto que a permeabilidade nos reservatórios de *shale gas* é na faixa de 0,000001 mD a 0,0001 mD (ou 1 a 100

nanoDarcies) (KING, 2012). Portanto, para viabilizar a exploração e produção comercial desse gás, torna-se necessário aumentar a permeabilidade da rocha. Nesse sentido, dois avanços tecnológicos, utilizados simultaneamente, foram fundamentais: a estimulação pelo fraturamento hidráulico e a perfuração de poços direcionais, que serão tratados detalhadamente no capítulo 4.

No caso especial dos reservatórios de *shale gas* ou gás de folhelho, sabe-se que o que representa hoje a rocha reservatório foi na verdade a rocha geradora durante o processo de maturação da matéria orgânica. Portanto, além de ser a geradora e o próprio reservatório, a rocha apresenta ainda características de rochas selantes, configurando, assim, um sistema petrolífero totalmente independente como definido por JARVIE *et al*, 2003.

Para que haja a ocorrência de hidrocarbonetos, a matéria orgânica geradora deverá se acumular sem sofrer oxidação. Em um dado ambiente deposicional a camada onde ocorrem taxas mínimas de oxigênio denominada, por AYERS (2005), de *Oxygen Minimum Layer* (OML), representa um bom local para a deposição e preservação dos recursos marinhos ricos em sedimentos orgânicos. Ainda segundo AYERS (2005), um folhelho gerador típico que teria um grande potencial para representar um *shale gas*, seria um folhelho rico em matéria orgânica e com as seguintes características:

- Coloração escura a preta;
- Baixa porosidade e permeabilidade;
- Conteúdo Orgânico Total (TOC) entre 1-10% (ou mais);
- Comumente bem estratificados;
- Assinatura de raios gama geralmente maior que 140 API;

- Ocorrência de Pirita (lamas anóxica, onde bactérias anaeróbicas foram ativas);
- Se há folhelhos fosfatados.

Os reservatórios de *shale gas* são classificados quanto a sua acumulação como *plays* “contínuos” de gás natural, ou seja, acumulações que são difundidas em grandes áreas geográficas. As acumulações contínuas diferem das convencionais de hidrocarbonetos em dois aspectos importantes. Primeiro, elas não ocorrem acima de uma base de água, e segundo, elas geralmente não são estratificadas por densidade dentro do reservatório, conforme mostrado na figura abaixo.

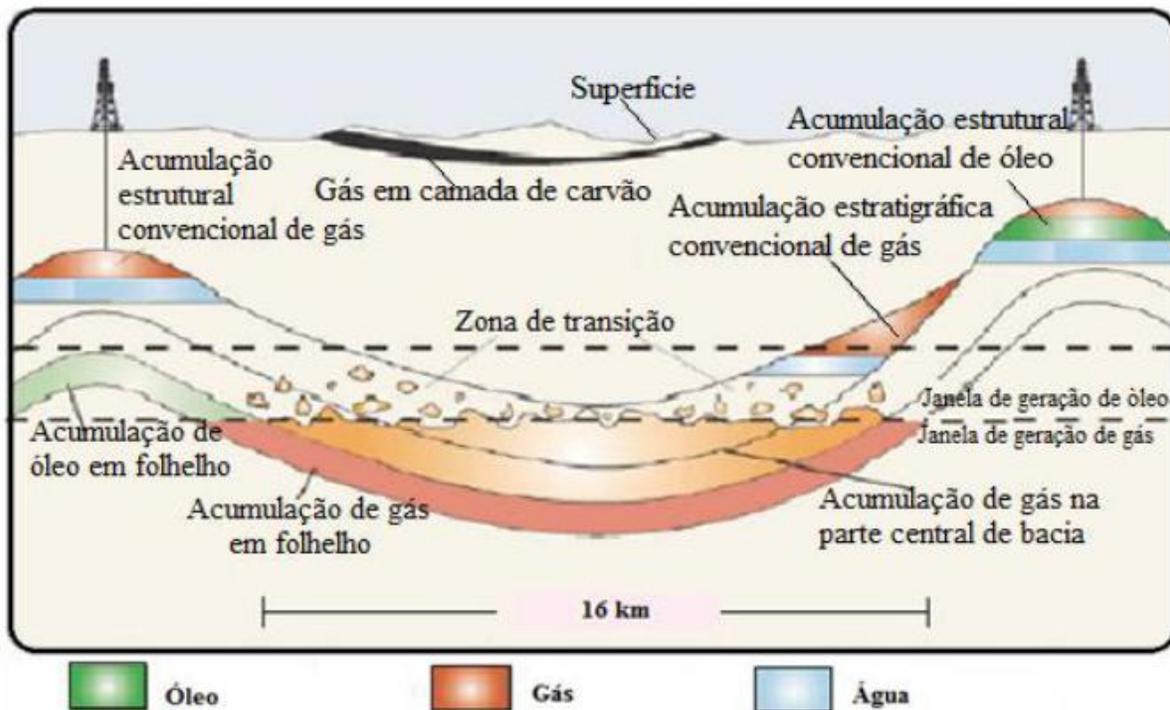


Figura 2.1 - Diagrama generalizado mostrando a área de ocorrência de acumulação de gás de forma convencional em trapas estruturais e estratigráficas e de forma não convencionais em folhelho.

(Fonte: Adaptado de Pollastro, 2003)

Uma diferença entre o *shale gas* e as fontes convencionais de gás natural é que a produtividade do *shale* é significativamente maior no primeiro ano de produção. Isso ocorre porque a maneira como o gás está estocado dentro da rocha define o formato de

sua curva de produção. Nesse sentido, é verificado que o gás que se encontra livre na rocha é produzido a altas taxas rapidamente, enquanto que o gás que está aprisionado na rocha é produzido lentamente a baixas taxas.

No caso do gás de folhelho, parte do gás armazenado na rocha está aprisionado e parte está livre. Sendo assim, à medida que são feitas fraturas na rocha e o gás que se encontra livre consegue fluir, gera um pico de produção logo no primeiro dia de operação. Adicionalmente, verifica-se um rápido declínio na produção do poço, entre 60% a 90%, já no primeiro ano de operação, pois conforme o gás livre é exaurido, resta apenas o gás aprisionado que flui lentamente, conferindo ao reservatório baixas taxas de produção por longos períodos de tempo (GÉNY, 2010). No gráfico 2.1 é possível verificar esta tendência para três áreas distintas de exploração e produção do *shale gas*.

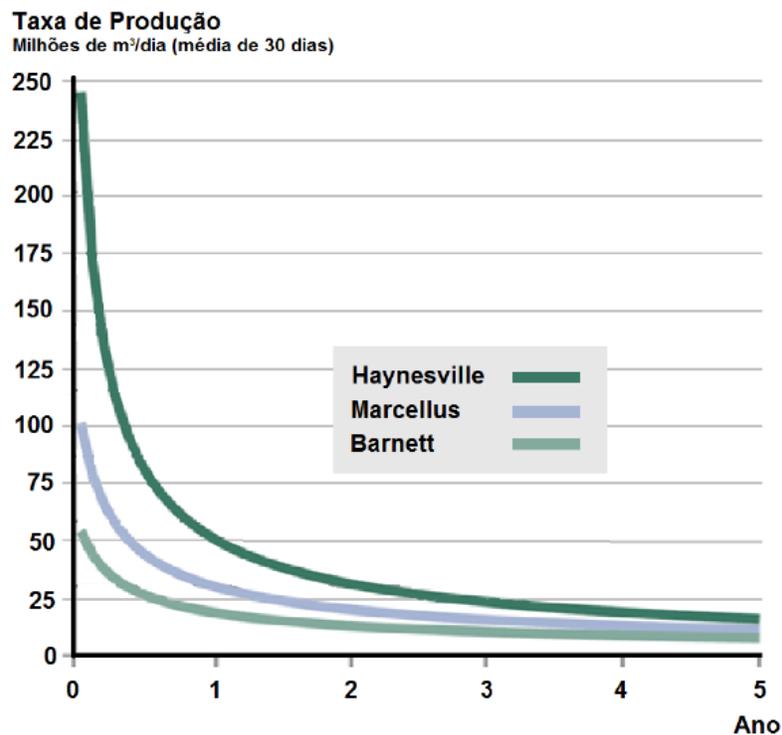


Gráfico 2.1 - Taxa média de produção de shale gas nos EUA.
(Fonte: MIT, 2010)

O fator de recuperação destes reservatórios é de aproximadamente 20% a 30%, contra cerca de 80% no caso do gás convencional, mas as estimativas de seus volumes nos EUA atualmente são maiores do que as do gás convencional.

2.3.2 *Coalbed Methane* (CBM)

As camadas de carvão são ao mesmo tempo rochas geradoras e rochas reservatórios de gases combustíveis que possuem o metano como principal constituinte. O metano gerado nas camadas de carvão é denominado de *Coalbed Methane* (CBM). Devido a 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.

Os reservatórios de gás nas camadas de carvão são definidos como não convencionais, pois o armazenamento do gás neste reservatório ocorre pelo fenômeno de adsorção, que é fundamentalmente diferente do processo de estocagem em reservatórios convencionais, onde o gás é estocado sob pressão nos espaços porosos das rochas reservatórios. Na figura 2.3 é possível ver um reservatório de CBM.

Segundo LOFTIN (2009), na 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. Este processo permite que a capacidade de estocagem nesses sistemas exceda aquela normalmente encontrada nos reservatórios convencionais. A adsorção do metano no carvão é controlada por alterações de pressão. A diminuição de pressão provoca a dessorção das moléculas da superfície sólida, processo que faz com que as moléculas sólidas retornem à fase gasosa.

As moléculas livres na fase gasosa permeiam os microporos da matriz de carvão por meio de difusão. O processo de difusão é lento e só ocorre em pequenos percursos até que sejam atingidas as fraturas naturais do material. As fraturas naturais constituem o principal

sistema de transferência de gás do reservatório até o poço. Salvo raras exceções, as fraturas naturais se encontram repletas de água, sendo a pressão hidrostática capaz de manter o gás adsorvido na superfície do carvão. Assim sendo, a retirada de água do conjunto de fraturas promove a redução de pressão necessária para a produção de gás. Por ser um líquido altamente incompressível, a retirada de água em grandes volumes acarreta uma abrupta queda na pressão do reservatório, permitindo a dessorção do gás, sua difusão pela rede carbonífera, e, por fim, a sua penetração no conjunto de fraturas naturais. (LOFTIN, 2009).

Para melhor entendimento acerca do sistema de extração de gás de camadas de carvão a figura 2.2 exemplifica a movimentação do gás em camadas de carvão.

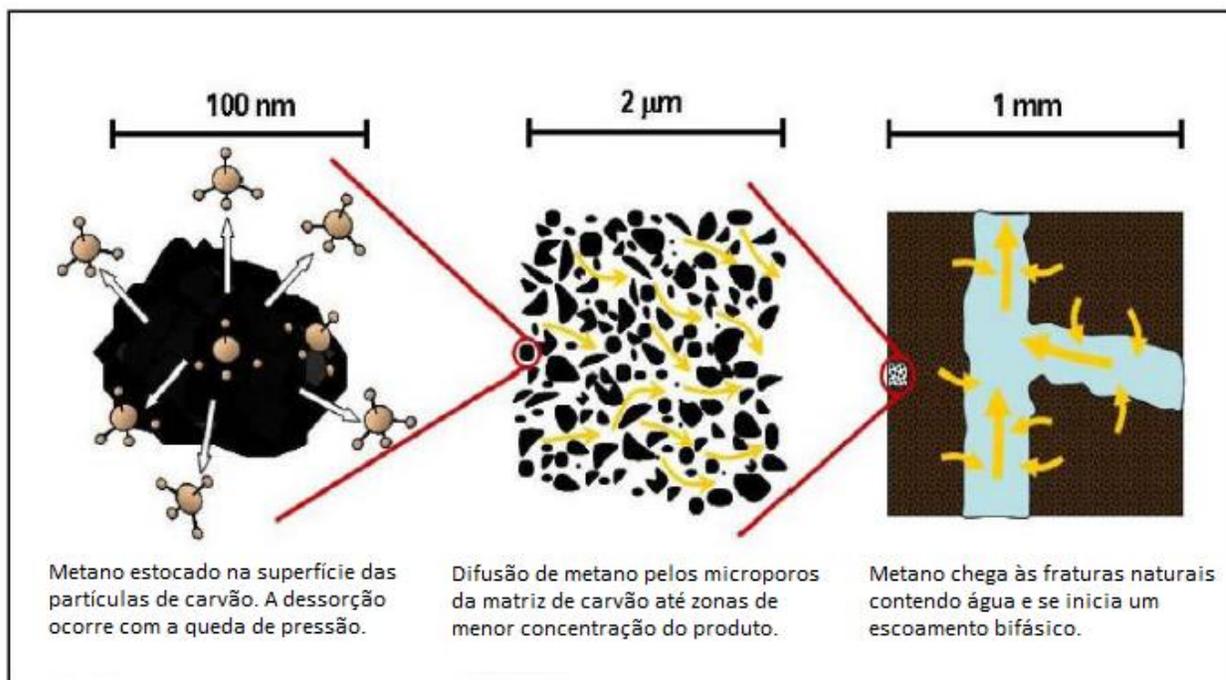


Figura 2.2 - Movimentação do gás em camadas de carvão.
(Fonte: Adaptado de Loftin, 2009)

Sendo assim, no início da produção, obtém-se quase que exclusivamente água, uma vez que a quantidade de gás livre no sistema é muito pequena. Com o passar do tempo, o grau de saturação de gás na água aumenta e a taxa de recuperação de gás começa a

atingir níveis comerciais. Este comportamento se opõe àquele de produção de gás de reservatórios convencionais, onde a vazão de gás é maior e a produção de água é menor exatamente nos primeiros estágios do processo (LOFTIN, 2009).

Nos EUA, o Comitê de Gás Potencial (*Potential Gas Committee*) estima que o gás de carvão corresponda a 7,8% do total de recursos de gás, sendo utilizado primordialmente para aquecimento e para geração elétrica (naturalgas.org, 2010). Vale ressaltar que o carvão pode estocar outros gases além do metano, sendo o CO₂ um dos gases adsorvidos preferencialmente pelo sólido. Uma vez que a afinidade do carvão pelo CO₂ é maior que pelo metano, à medida que este último é liberado, a quantidade de CO₂ adsorvido no carvão tende a aumentar. Este efeito permite vislumbrar a possibilidade de, no futuro, se utilizar campos de carvão depletados para sequestro de CO₂ ou utilizar este fenômeno para aumentar a recuperação de metano pela injeção do dióxido de carbono (LOFTIN, 2009).

A diminuição dos recursos mundiais de petróleo e gás natural tem levado a 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 e Canadá. Em outros países, como Alemanha, Bélgica e China, testes experimentais têm sido muito bem sucedidos. A geração de gás natural a partir do carvão é controlada por dois processos (RICE, 1993; APUD BUTLAND, 2006):

- I. Geração biogênica: Gás composto principalmente por metano e CO₂ que tenham sido produzidos pela decomposição da matéria orgânica por microorganismos, comumente em turfeiras de pântanos. Para a geração e preservação de gás biogênico são necessárias algumas condições específicas, tais como ambiente

anóxico, baixa concentração de sulfatos, baixa temperatura, abundância de matéria orgânica, elevado pH, porosidade adequada e rápida sedimentação.

- II. Geração termogênica: forma gases em temperaturas elevadas, associadas com o aumento da carbonificação (*rank*). Os gases gerados, principalmente o metano, são provenientes do craqueamento das moléculas de carvão. Isto porque a medida em que o *rank* do carvão aumenta, ocorre um aumento na quantidade de metano gerado, associado aos processos de catagênese e metagênese da matéria orgânica

Dentro do reservatório de CBM teoricamente, pode existir qualquer combinação destes estágios de geração de metano. Para o carvão poder ser utilizado como reservatório de CBM algumas características devem ser observadas, tais como: grau de carbonificação, composição petrográfica, conteúdo de matéria mineral, capacidade de adsorver água e sistema de fraturas. Este último está diretamente relacionado com as propriedades mecânicas, ou seja, permeabilidade, macroporosidade e microporosidade.



**Figura 2.3 - Reservatório de CBM.
(Fonte: *síte Repsol*)**

2.3.3 *Tight Sands*

Os reservatórios de arenitos com baixa permeabilidade também denominados de arenitos compactos possuem permeabilidade menor que 0,1 mD. Tais reservatórios apresentam

enormes desafios técnicos para viabilizar sua produção como incertezas geológicas, cenários em águas profundas, dificuldades de produção e garantia de escoamento.

O arenito convencional mostra um espaço poroso bem conectado, enquanto que o arenito *tight* é extremamente irregular e pouco conectado por capilaridades. Justamente devido a esta pouca conectividade ou baixa permeabilidade, o gás trapeado neste arenito não é produzido facilmente. Portanto, é necessário métodos mais avançados de avaliação bem como novas tecnologias, a fim de inserir esses recursos no portfólio energético futuro.

Para a produção econômica de gás nos reservatórios de arenitos com baixa permeabilidade, necessita-se da presença de sistemas abertos de fratura natural. Segundo VIEIRA (2006), os valores de permeabilidade dos reservatórios de arenitos compactos encontrados no Brasil, e nos quais estão concentradas as jazidas de gás, encontram-se na faixa de 0,1 mD a 2 mD. Muitos desses reservatórios se encontram na região Nordeste. Também existem grandes reservas em países como Argentina, México e EUA.

As dificuldades para prospecção nessas áreas envolvem desde a etapa de modelagem do reservatório até serviços de perfuração e completação dos poços. Essas etapas exigem uma série de tratamentos especiais para garantir a produção como o fraturamento da rocha. O desenvolvimento e a disponibilidade dessa tecnologia já possibilitaram a produção em algumas bacias localizadas nos Estados Unidos como pode ser observado na figura 2.4.

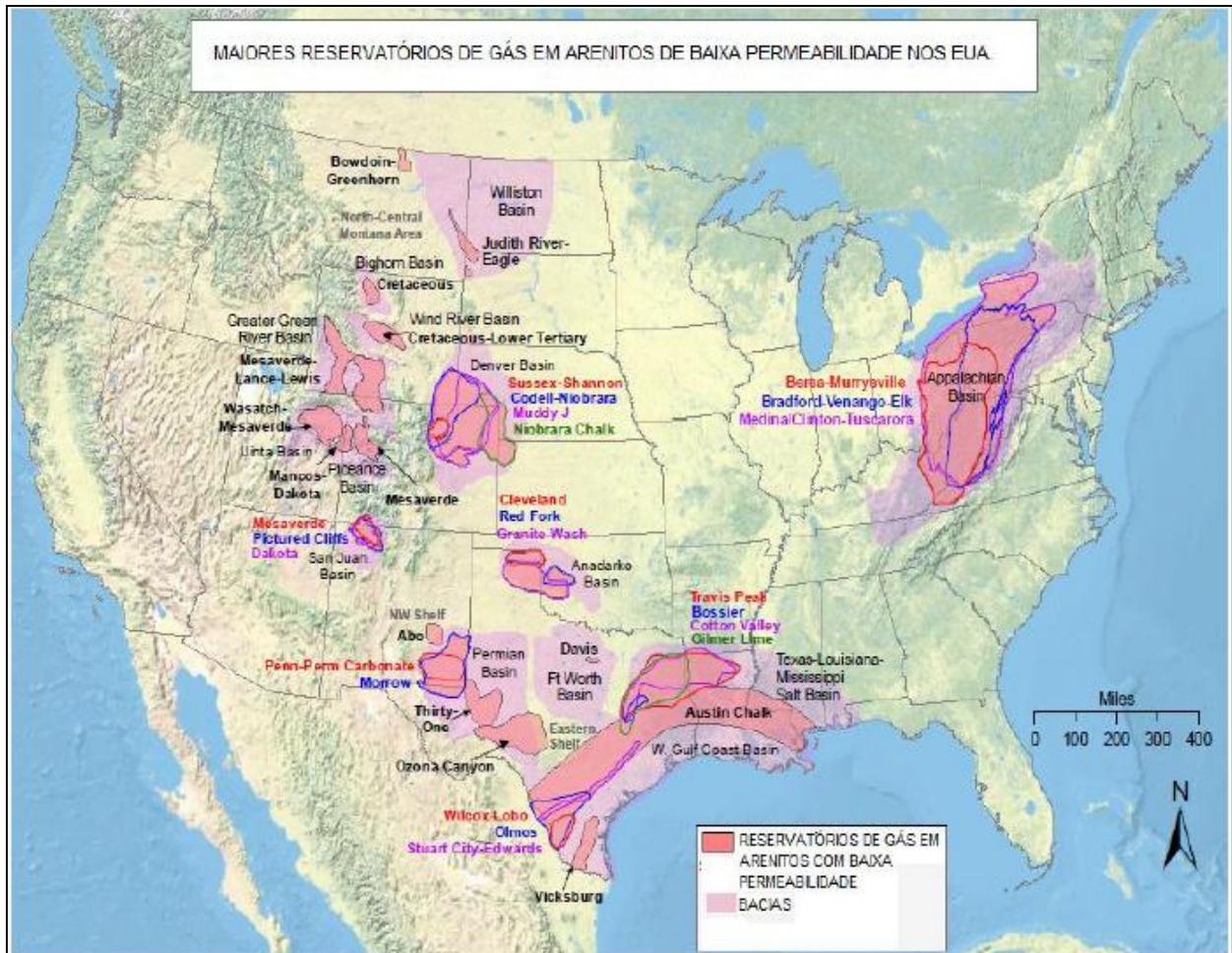


Figura 2.4 - Localização dos maiores reservatórios de *Tight Sands* nos EUA. (Fonte: EIA, 2010)

2.3.4 Heavy Oil

As definições de óleo pesado ou *Heavy Oil* variam de fonte para fonte. O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) define o óleo pesado como tendo um grau API entre 10° e 22,3°. O °API se relaciona com a densidade (ρ) de acordo com a equação (1):

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \quad (1)$$

No entanto, somente o grau API não é um indicador perfeito da produtividade do óleo pesado. A propriedade do fluido que mais afeta a produtividade e a recuperação de óleo *in situ* é a viscosidade do óleo. Portanto, de acordo com ALBOUDWAREJ *et al.* (2006)

considera-se que os óleos pesados são aqueles que possuem menos de 19° API (entre 10° - 20°), densidade maior do que 0,90 g/mL e uma viscosidade maior que 10 cP podendo até chegar a um valor maior do que 1.000.000 cP. Nesse sentido, a dificuldade de movimentação do *heavy oil* desde o reservatório até a superfície torna a sua exploração onerosa e mais complexa. Os óleos pesados são, portanto, muito viscosos e possuem elevada quantidade de carbono em relação ao hidrogênio. Além disso, possuem algumas características como elevados índices de aromáticos, parafinas, asfaltenos, enxofre, nitrogênio e metais pesados.

As estimativas de reservas no mundo correspondentes aos óleos ditos não convencionais oscilam entre 9 a 13 trilhões de barris. Nos óleos não convencionais estão incluídos óleos pesados, ultrapesados e o betume que, somados apresentam cerca de 70% dos recursos petrolíferos (ALBOUDWAREJ *et al*, 2007), conforme representado na figura 2.5 .



Figura 2.5 - Estimativas dos recursos petrolíferos mundiais.
(Fonte: Alboudwarej *et al*, 2007)

A maioria dos reservatórios de óleo pesado, óleo ultrapesado, e depósitos de betume ocorrem em profundidades muito rasas, ou seja, próximos da superfície. O betume é originado de hidrocarbonetos que foram gerados em formações profundas, mas migraram

para a região da superfície onde foram degradados por bactérias e por intemperismo, havendo ainda o escape dos hidrocarbonetos na fração leve. Segundo OBREGÓN (2001), o óleo pesado possui como característica baixo poder calorífico. Esses reservatórios tendem a apresentar, assim, uma baixa recuperação primária em face de sua baixa energia autógena induzindo baixas eficiências de recuperação e baixos índices de produtividades dos poços. No Brasil, os principais reservatórios de óleo pesado se encontram no sudeste do país: Arenitos Turbidíticos e Carbonatos do Membro Siri na Bacia de Campos, e em Arenitos do Eoceno da Bacia de Santos (Recursos minerais Energéticos: Petróleo, capítulo X).

3 A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE *SHALE GAS* NOS ESTADOS UNIDOS

3.1 Histórico da Exploração de *Shale gas* nos Estados Unidos

O conhecimento da existência de grandes volumes de gás natural em reservatórios de folhelhos nos EUA não é recente. Em 1821, décadas antes do primeiro poço de óleo ser perfurado, um poço de *shale gas* comerciável foi perfurado na cidade de Fredônia, no estado de Nova York, EUA. (EIA/DOE, 2009b; MIT, 2010). Em 1859, entretanto, quando o coronel Edwin Drake perfurou o primeiro poço de óleo na Pensilvânia, a produção de gás de folhelho foi ofuscada devido ao maior volume de gás proveniente dos reservatórios convencionais.

As formações de gás natural de folhelho, portanto, seguiram sendo desenvolvidas no país, porém em volumes pouco significativos (MIT, 2010). Nesse sentido, a produção de *shale gas* nos Estados Unidos se dava de forma bem lenta, pois o gás era produzido a partir de fraturas naturais da rocha, o que tornava esse tipo de formação pouco atrativa economicamente para as grandes empresas, conhecidas como as "*Majors*" do setor. Dessa forma, o desenvolvimento das reservas de *shale gas* nos Estados Unidos só foi possível a partir dos investimentos realizados pelas pequenas empresas independentes.

Graças ao baixo custo de capital e mercado de crédito favorável até meados da década de 2000, as empresas independentes nos Estados Unidos conseguiram realizar os investimentos necessários à exploração do gás de folhelho, sendo, portanto, os agentes responsáveis pelo desenvolvimento da tecnologia específica e adequada para a exploração do *shale gas* (GÉNY, 2010).

Nessa perspectiva, por volta da segunda metade da década de 1980, à medida que as *Majors* focavam na exploração nos campos convencionais *offshore* no Golfo do México, o

interesse dos pequenos produtores para a exploração de fontes não convencionais, em particular *tight sands* e *shale gas* aumentou consideravelmente.

Inicialmente, as pequenas empresas desenvolviam campos pouco profundos por meio de poços verticais, entretanto, ainda eram obtidos níveis de produção pouco expressivos. Nesse mesmo período, por volta de 1986, a *Mitchell Energy & Development Corporation*, que era a 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.

O fraturamento foi a primeira tecnologia utilizada para liberar o gás aprisionado nas formações de folhelho. Nesse sentido, o fraturamento do folhelho a partir de poços verticais produzia inicialmente uma taxa de produção elevada, porém acompanhada por um rápido declínio. Dessa forma, os operadores perceberam que uma maior área de contato com o reservatório seria necessário para evitar essa queda rápida na produção. Portanto, juntamente com o fraturamento hidráulico, a outra tecnologia utilizada foi a perfuração de poços horizontais de longo alcance. No gráfico 3.1 é possível notar o rápido aumento na produção de gás a partir da perfuração de poços horizontais no campo de Barnett.

CAMPO DE BARNETT

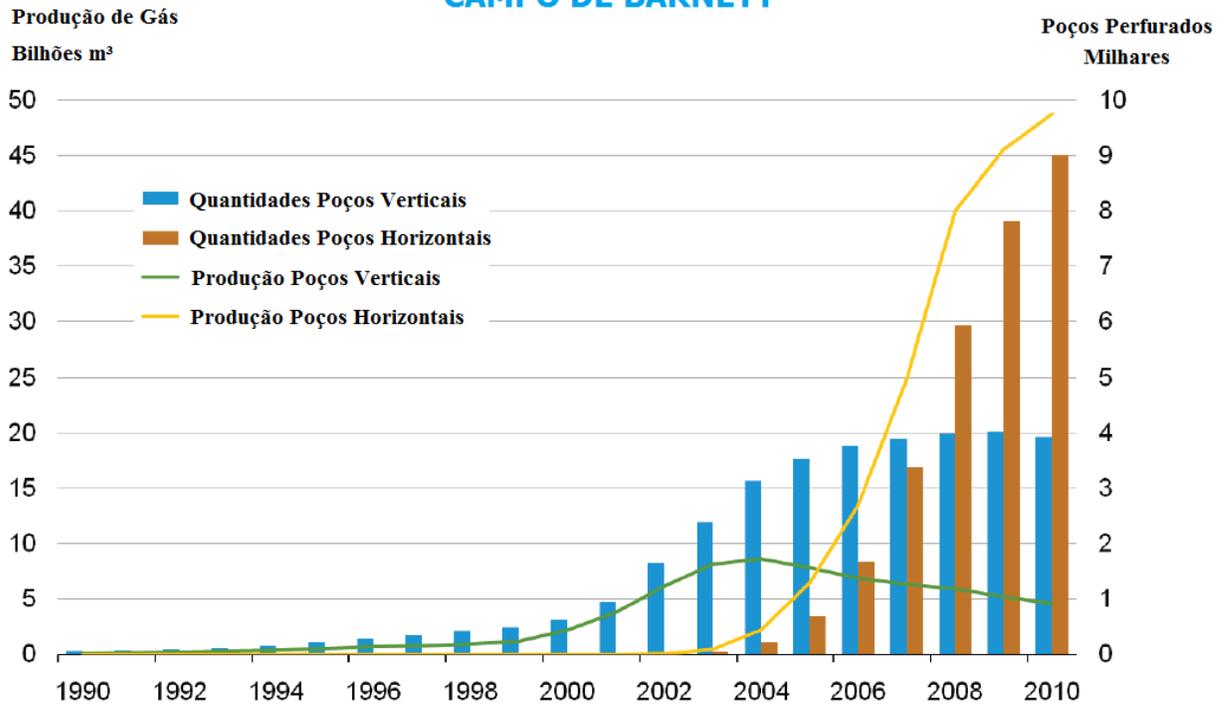


Gráfico 3.1 - Produção de *shale gas* de acordo com os tipos de poços perfurados em Barnett.
(Fonte: EIA)

O início da produção de *shale gas* em grandes escalas, portanto, só foi possível quando as experiências realizadas pela *Mitchell Energy* no *play* de *shale gas* em *Barnett* conseguiram transformar este tipo de operação em uma realidade comercial. A partir de 2005, com a produção em *Barnett* atingindo 0,5 trilhões de pés cúbicos (Tcf) de gás natural por ano.

A experiência adquirida passou a ser utilizada em outros *plays* de gás como *Fayetteville*, *Haynesville*, *Marcellus*, *Woodford*, *Eagle Ford* e também em *plays* de óleo como *Bakken*, que podem ser visualizados na figura 3.1.



Figura 3.1 - Localização dos plays de shale gas nos Estados Unidos. (Fonte: EIA, 2010)

Em 2005, a *Devon Energy*, que comprou a *Mitchell Energy* em 2002, alcançou um avanço tecnológico decisivo para o atual sucesso na exploração do gás de folhelho em *Barnett*: a combinação de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico. Graças a essa inovação, a *Devon*, entre 2005 e 2008, aumentou em quase 500% o número de fraturamentos hidráulicos em *Woodford* e *Barnett* (GÉNY, 2010).

Portanto, pode-se verificar que não foi o desconhecimento da existência de grandes quantidades de gás natural nas formações de folhelho que impediu sua exploração em quantidades significativas até recentemente nos Estados Unidos, mas sim fatores como a baixa permeabilidade do reservatório e a inexistência de conhecimento tecnológico que permitisse contornar esta dificuldade.

3.2 *Plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos

A geologia de cada *play* de *shale gas* é única e, por isso, não existe garantia de que o processo de exploração utilizado nos Estados Unidos seja bem sucedido em outras partes do mundo. Além disso, a falta de uma infraestrutura adequada pode ser também um impedimento para o sucesso do *shale gas* no resto do mundo.

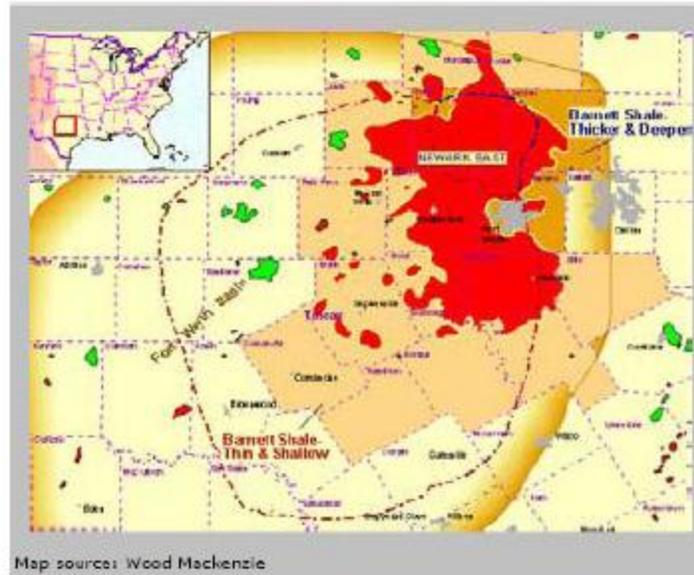
De acordo com o *Annual Energy Outlook* de 2011 da *Energy Information Administration* (EIA), os Estados Unidos possuem 2,552 Tcf de reservas potenciais de gás natural. Ainda de acordo com o mesmo estudo, o suprimento de *shale gas* aumentou a porcentagem da produção total de gás de 7,2% em 2008 para 23% em 2010 e é previsto que chegue aos 46% em 2035.

Nos Estados Unidos, as reservas de *shale gas* são encontradas em mais de 48 estados. Os maiores *plays* são Barnett, Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford e Eagle Ford. Em 2009, o *play* de Barnett foi o mais produtivo, responsável por 62% da produção total de *shale gas*. A segunda maior produção foi do *play* de Fayetteville, contabilizando 8% da produção total (EIA).

3.2.1 Barnett

3.2.1.1 Descrição

Barnett está localizado ao norte do estado do Texas, sua localização pode ser vista na figura 3.2. Este *play*, descoberto em 1950, não foi viável para extração comercial até o ano de 1980. O avanço das técnicas de perfuração por fraturamento hidráulico, muitas das quais foram aperfeiçoadas no *shale* Barnett, intensificaram as perfurações neste *play*.



**Figura 3.2 - Localização do *play* de Barnett.
(Fonte: Wood Mackenzie)**

O sucesso comercial e o desenvolvimento tecnológico de Barnett estabilizou o potencial econômico da produção de *shale gas* nos Estados Unidos e serviu como base para o desenvolvimento subsequente em outras áreas.

Atualmente, estima-se que quase dois terços da produção de *shale gas* nos EUA seja proveniente de Barnett. No entanto, apesar do aumento da produção total do *shale gas* de Barnett, as produções em outros *plays* também aumentaram ao longo do tempo, diminuindo a participação de Barnett na produção total.

3.2.1.2 Estimativas de Reservas

A área total de Barnett foi estimada em 16.726 quilômetros quadrados. A medida em que o desenvolvimento de Barnett foi prolongado para além do campo Leste de Newark, esta parte ficou conhecida como a seção ativa do Barnett. A área restante é considerada seção embrionária do Barnett.

Algumas características geológicas foram estimadas para esse *play*. Entre elas, está incluída a profundidade, espessura e porosidade do folhelho. Os valores, mostrados no Quadro 3.1, são os mesmos para as seções ativas e não desenvolvidas do *play*.

Quadro 3.1 - Características geológicas do *play* de Barnett.

CARACTERÍSTICAS	
PROFUNDIDADE (m)	2.286
ESPESSURA (m)	91,44
POROSIDADE (%)	5

(Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2011)

3.2.1.3 Custos dos Poços

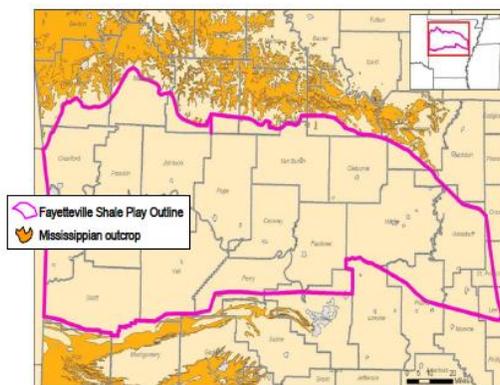
Os custos dos poços estimados em 2008 e 2009 estão entre US\$ 2 milhões e US\$ 3 milhões por poço na região de Barnett. Os custos nas partes sul e ocidental do *play* podem alcançar níveis mais altos.

3.2.1.4 Atividades Recentes

Atualmente, existem atividades de perfuração significativas em Barnett. Pelo menos 58 plataformas estão ativas na região.

3.2.2 Fayetteville

O *play* de Fayetteville está situado na bacia de Arkoma, na porção que se estende pelo estado de Arkansas. Este *play* está em desenvolvimento há quase uma década e EIA estima que haja ainda uma reserva de 52 Tcf de gás natural. Sendo assim, Fayetteville está atraindo investimentos significativos devido ao seu grande potencial produtivo.



**Figura 3.3 - Localização do *play* de Fayetteville.
(Fonte: EIA, 2011)**

3.2.2.1 Estimativas de Reservas

De acordo com o Departamento de Energia dos EUA, a área total do *play* de Fayetteville, incluindo a parte central e ocidental, é 23.310 quilômetros quadrados. A parte central de Fayetteville possui 10.360 quilômetros quadrados e o restante do *play*, Fayetteville ocidental, possui aproximadamente 1.250 quilômetros quadrados. Este *play* têm aproximadamente 31,96 Tcf de gás tecnicamente recuperável. A formação varia de 304,8 a 2.133 metros de profundidade com 6,1 a 61 metros de espessura.

Algumas características foram calculadas para o *play* de Fayetteville e estão representadas no Quadro 3.2.

Quadro 3.2 - Características geológicas do *play* de Fayetteville.

CARACTERÍSTICAS	
PROFUNDIDADE (m)	1219
ESPESSURA (m)	33,5
POROSIDADE (%)	5

(Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2011)

3.2.2.2 Custos dos Poços

De acordo com a *Southwestern Energy*, o custo médio de um poço estimado em 2009 foi de US\$ 2,9 milhões de dólares. Isso está dentro da faixa de custo estimada entre US\$1,75 milhões e US\$ 3,05 milhões de dólares para cada poço presente no *play*.

3.2.2.3 Atividades Recentes

Foi perfurado 249 poços dentro dos primeiros seis meses de 2010. É planejado ainda a perfuração de mais 680 poços até o final do ano (*Southwestern Energy*).

3.2.3 Haynesville

Haynesville se estende pelo norte de Louisiana, norte do Texas e sul do Arkansas como pode ser visto na figura 3.4. O *shale* de Bossier, também conhecido como Haynesville superior, se estende através do leste dos estados do Texas e Louisiana, acima de Haynesville e faz parte da mesma formação. Em conjunto, estas formações formam o *play* de Haynesville.



**Figura 3.4 - Localização do *play* de Haynesville.
(Fonte: Wood Mackenzie)**

Apesar dos custos mais elevados de perfuração devido a profundidade e a pressão mais elevada da formação, o *play* é considerado atraente devido a espessura do folhelho, pois há a possibilidade de drenar maior quantidade de gás. A *Energy Information Administration* acredita que quando o *play* de Haynesville for maduro, ele produzirá mais e será mais desenvolvido do que Barnett no futuro. As empresas estão investindo fortemente em exploração e produção na região de Haynesville. Na região de Bossier, onde a atividade de exploração é mais recente, também está mostrando um grande potencial e os primeiros resultados parecem ser tão bons quanto os obtidos nos poços de Haynesville (EOG Resources).

3.2.3.1 Estimativas de Reservas

O *play* de Haynesville tem uma área total aproximada de 23.310 quilômetros quadrados e uma estimativa de reservas recuperáveis de 74,7 Tcf. A profundidade do *shale* varia entre 3200 e 4115 metros, com uma espessura de 60,96 a 91,44 metros. O Haynesville foi dividido em duas zonas: ativa e subdesenvolvida. A área ativa corresponde à superfície que é atualmente desenvolvida pelas empresas e a área subdesenvolvida representa a superfície que não tem atuação das empresas. Algumas características geológicas foram calculadas para o *play* de Haynesville e mostradas no Quadro 3.3.

Quadro 3.3 - Características geológicas do *play* de Haynesville.

CARACTERÍSTICAS		
PROFUNDIDADE (m)		3658
ESPESSURA (m)		76
POROSIDADE (%)		8.5
MATÉRIA ORGÂNICA TOTAL (%WT)		2.5

(Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2011)

3.2.3.2 Custos dos Poços

Em 2008, o *Deutsche Bank* informou o custo médio dos poços entre US\$ 6 milhões e US\$7 milhões de dólares. Em 2010, o custo subiu para cerca de US\$ 7 milhões de dólares. O maior custo relatado por uma empresa está entre US\$ 9,5 milhões e US\$ 10 milhões de dólares, incluindo pelo menos US\$ 2 milhões para a estimulação do poço.

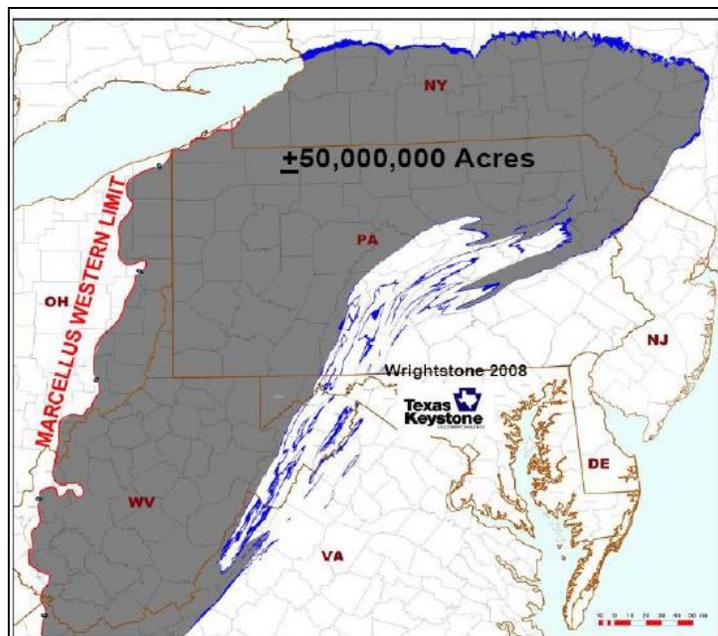
3.2.3.3 Atividades Recentes

Não há atividades de perfuração recentes significativas em Haynesville. Em agosto de 2011, havia 48 plataformas ativas no *play*.

3.2.4 Marcellus

3.2.4.1 Descrição

Marcellus é o *play* mais extenso dos Estados Unidos, espalhando-se em seis estados do nordeste dos EUA, sua localização e extensão está mostrada na figura 3.5 A formação abrange 246.049 quilômetros quadrados, com uma espessura média de 15,24 a 60,96 metros. O tamanho da sua formação faz com que este *play* tenha o maior volume de gás *in place*. Além disso, sua proximidade de centros populacionais no leste dos Estados Unidos, uma importante fonte de demanda, torna este *play* um dos mais atraentes entre os *shale plays* do EUA.



**Figura 3.5 - Localização do *play* de Marcellus.
(Fonte: Wood Mackenzie)**

Para fins de exploração, Marcellus foi dividida em duas unidades principais: a área ativa e a área de edificação. A área ativa, definida como a área supostamente 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 21.8261 quilômetros quadrados, corresponde à área que não foi alugada pelas empresas.

3.2.4.2 Estimativas de Reservas

Em 2002, foi realizada uma avaliação de Marcellus e estimou-se que o total de recursos não recuperados esteja entre 822 Bcf e 3.668 Bcf (EIA, 2011)

3.2.4.3 Custos dos Poços

Em 2008, o *Deutsche Bank* estimou o custo médio de um poço entre US\$ 3 milhões e US\$ 4 milhões de dólares. Este é aproximadamente o nível dos custos declarados em

2010 pela maioria das empresas. O maior custo relatado é da *Rex Energia* - entre US\$ 4,5 milhões e US\$ 4,7 milhões de dólares.

3.2.5 Woodford

3.2.5.1 Descrição

Woodford é dividido em duas seções: a Woodford Central, localizada na bacia de Ardmore, e a Woodford ocidental, localizada na bacia de Arkoma, conforme indica a figura 3.6.

Desde 2005, quando a *Devon Energy* perfurou o primeiro poço neste *play*, grandes empresas adquiriram uma área e lançaram programas de perfuração. Depois de Barnett, o *play* de Woodford é o mais antigo em termos de produção.



Figura 3.6 - Localização do *play* de Woodford.
(Fonte: EIA, 2011)

3.2.5.2 Estimativas de Reservas

A *Resources International* estima uma área total para Woodford como 7511 quilômetros quadrados na Bacia Arkoma e 4662 quilômetros quadrados na Bacia de Ardmore, ambos contendo um espaçamento entre os poços de 62 hectares por quilômetros quadrado. Woodford tem aproximadamente 22,2 Tcf de gás tecnicamente recuperável, tanto na parte

ocidental quanto na parte central de Woodford. Dentro da Bacia de Arkoma, a parte ocidental de Woodford varia de 1.829 a 3.962 metros de profundidade, com uma espessura de 45,72 metros. A parte central de Woodford tem uma profundidade de 1.524 metros. Algumas características geológicas foram estimadas pela EIA (2011) e estão mostradas no Quadro 3.4.

Quadro 3.4 - Características geológicas do *play* de Woodford.

PROPRIEDADES	OCIDENTAL	CENTRAL
PROFUNDIDADE (m)	3.658	1.524
ESPESSURA (m)	76	76
POROSIDADE (%)	8.5	6
MATÉRIA ORGÂNICA TOTAL (%WT)	2.5	4

(Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2011)

3.2.5.3 Custos dos Poços

Em 2008, o *Deutsche Bank* estimou em US\$ 4,6 milhões a US\$ 8 milhões de dólares.

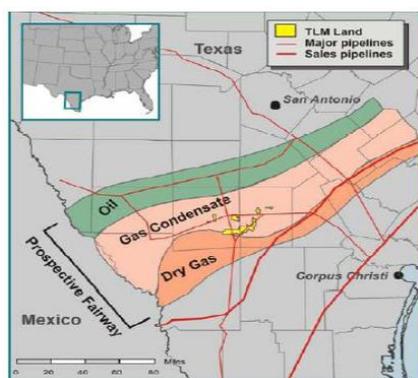
3.2.5.4 Atividades Recentes

Devido a falta de atividade de perfuração na Bacia de Ardmore, não há dados disponíveis. O folhelho de Woodford na Bacia de Arkoma tinha 166 poços verticais e 37 poços horizontais perfurados em 2007. De acordo com a *PetroQuest*, quatro poços foram concluídos em agosto de 2010. A *Devon Energy*, por sua vez, perfurou 61 poços em 2009.

3.2.6 Eagle Ford

3.2.6.1 Descrição

Eagle Ford está localizado na Bacia de Maverick no Texas, visualizado na figura 3.7. O *play* contém um nível elevado de componente líquido e isto levou a definição de três zonas: uma zona de óleo, uma zona de gás condensado e uma zona de gás seco.



**Figura 3.7 - Localização do *play* de Eagle Ford.
(Fonte: EIA, 2011)**

As Explorações em Eagle Ford estão em estágios iniciais em comparação com as atividades dos outros grandes *plays* de *shale gas* dos EUA como Barnett, Haynesville, e Fayetteville.

3.2.6.2 Estimativas de Reservas

A área de Eagle Ford foi calculada utilizando mapas e outros dados reportados pelas empresas que estão atualmente exercendo atividades no local. A área da zona de gás seco é estimada em 518 quilômetros quadrados. O mesmo processo foi realizado para a zona de condensação de óleo que foi estimada em 5.783 quilômetros quadrados. Este *play* tem aproximadamente 20,81 Tcf de gás tecnicamente recuperável e 3,35 bilhões de barris de petróleo tecnicamente recuperável. Algumas características geológicas foram estimadas e mostradas no Quadro 3.5.

Quadro 3.5 - Características geológicas do *play* de Eagle Ford.

CARACTERÍSTICAS	
PROFUNDIDADE (m)	2.134
ESPESSURA (m)	60,96
POROSIDADE (%)	9
MATÉRIA ORGÂNICA TOTAL (%WT)	4,25

(Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2011)

3.2.6.3 Custos dos Poços

De acordo com a *Petrohawk Energy* a média dos custos dos poços horizontais varia entre US\$ 4,0 milhões a US\$ 6,5 milhões de dólares.

3.2.7 Outros *Plays* de *Shale Gas* nos Estados Unidos

Outros *plays* de *shale gas* estão sendo desenvolvidos nos Estados Unidos, incluindo Cody, Mancos, Lewis, Pierre, Antrim, New Albany, Granite Wash and Collingwood. No Quadro 3.6 é mostrada a localização destes *plays* em desenvolvimento.

Quadro 3.6 - Outros *plays* de *shale gas* nos Estados Unidos.

PLAY DE SHALE GAS	REGIÃO
CODY	MONTANA
MANCOS	COLORADO, UTAH E NOVO MÉXICO
LEWIS	GREEN RIVER BASIN
PIERRE	DAKOTA DO SUL, COLORADO, MINNESOTA, NOVO MÉXICO, WYOMING E NEBRASKA
ANTRIM	BACIA DE MICHIGAN
NEW ALBANY	ILLINOIS, INDIANA E KENTUCKY
GRANITE WASH	TEXAS E OKLAHOMA
COLINGWOOD	MICHIGAN

(Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2011)

3.3 Perspectivas

A maioria dos analistas de energia concorda que o *shale gas* tem potencial para revolucionar a indústria de energia e ser um divisor de águas nas próximas décadas. A presença de grandes reservas de *shale* em todo o mundo poderá fornecer uma solução de energia limpa para as necessidades de energia de muitos países.

Durante uma reunião com o conselho consultor de energia, o secretário de energia, Steven Chu, sugeriu que o desenvolvimento de gás natural abundante das formações de *shale* causaria uma mudança significativa no panorama energético mundial.

A atividade de desenvolvimento de *shale gas* nos *plays* de Haynesville e Eagle Ford impulsionará o investimento neste setor nos Estados Unidos de US\$ 3 bilhões em 2009 para mais de US\$ 11 bilhões em 2013, de acordo com Iain Brown, gerente da Wood Mackenzie.

As atividades de desenvolvimento de *shale gas* se mostram vital especialmente para as grandes companhias de petróleo e gás que enfrentam ameaças de nacionalização de ativos e restrições de reservas convencionais. Além disso, a perfuração em áreas profundas vai se tornar cada vez mais cara.

Há pouca dúvida sobre a importância do *shale gas* no cenário de energia global atual. As empresas e os consumidores nos Estados Unidos se beneficiaram com o *boom* da produção de gás nos últimos tempos. No entanto, possuir reservas de *shale gas* não é garantia de sucesso na exploração deste recurso em outras partes do mundo. O desenvolvimento do *shale gas* exige um conhecimento específico das técnicas utilizadas na sua exploração, a fim de minimizar os danos, principalmente ambientais, que poderão ser causados. Além disso, é necessário que haja uma infraestrutura para possibilitar o processamento e escoamento deste recurso. Portanto, embora haja uma estimativa

significativa de reservas em outros países, pode-se afirmar que os mesmos ainda estão no início da curva de aprendizagem para o desenvolvimento do *shale gas*.

Vale ressaltar que no Brasil, país experiente quanto à exploração de recursos convencionais, as pesquisas referentes ao potencial de *shale gas* estão em fase inicial. Além disso, para o desenvolvimento e exploração deste recurso o país precisaria enfrentar grandes desafios quanto à infraestrutura, como a construção de uma rede eficiente de gasodutos por exemplo.

4 ASPECTOS TECNOLÓGICOS DA EXPLORAÇÃO DE *SHALE GAS*

4.1 Introdução

Os reservatórios de petróleo convencionais em sua maioria produzem, nas fases iniciais de sua vida produtiva, devido à energia armazenada nos fluidos neles contidos. Essa energia, chamada de energia natural ou primária, é proveniente de mecanismos de produção que atuam nos reservatórios.

Os principais mecanismos de produção são: mecanismo de gás em solução, capa de gás e influxo de água. Os dois primeiros são exclusivamente de reservatório de óleo, enquanto que o último pode ocorrer também em reservatório de gás.

Ao longo da vida produtiva do poço, a pressão no reservatório vai diminuindo, nesse sentido, para aumentar a produção do poço, faz-se necessária a utilização de técnicas para suplementar a energia natural do reservatório. Essas técnicas são denominadas de Elevação Artificial.

No final dos anos 1940, as companhias de perfuração começaram a induzir pressão hidráulica nos poços de petróleo com o intuito de fraturar a formação produtora. Essa técnica aumentava efetivamente o contato entre o poço e a formação, estimulando o aumento da produção de fluidos. Além disso, os avanços na tecnologia de perfuração horizontal permitiram aos poços se desviarem da vertical e se estenderem horizontalmente no reservatório, aumentando também o contato entre o poço e o reservatório. Outra vantagem da perfuração horizontal é que possibilita a perfuração de vários poços a partir de um único poço, reduzindo assim os custos e os efeitos ambientais.

A aplicação do fraturamento hidráulico de forma combinada com a perfuração horizontal, portanto, foram decisivas para viabilizar o desenvolvimento e a produção de reservatórios

considerados não convencionais nos EUA, devido à baixa permeabilidade destes, em particular o de *shale gas*. Na figura 4.1 está representada as faixas de permeabilidades das formações produtoras, indicando quais faixas de permeabilidades o fraturamento hidráulico deve ser realizado para aumentar a produção.

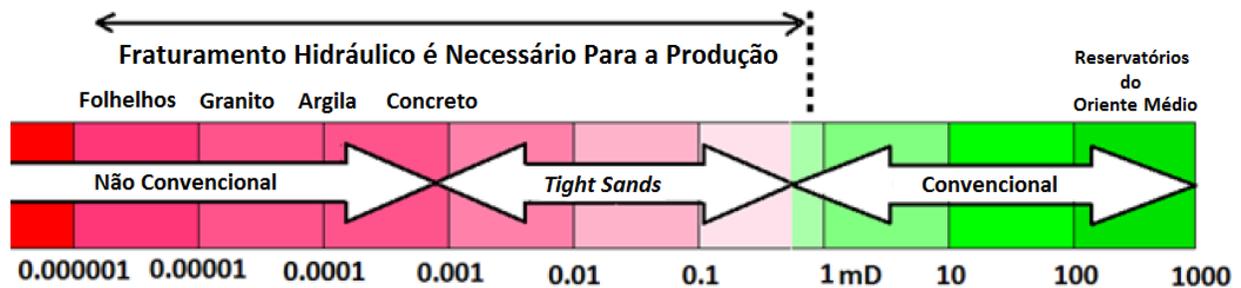


Figura 4.1 - Faixas de permeabilidades das formações produtoras.
(Fonte: King, 2012)

4.2 Histórico

O fraturamento hidráulico e os poços horizontais não são ferramentas novas na indústria de óleo e gás. O primeiro experimento do fraturamento hidráulico foi em 1947 e esse procedimento foi comercialmente aceito em 1949 (HOLDITCH, 2007). O primeiro poço horizontal perfurado, por sua vez, foi em 1930 e os poços horizontais se tornaram comum por volta de 1970. De acordo com estimativas da SPE (*Society of Petroleum Engineers*), cerca de 2,5 milhões de procedimento de fraturamento hidráulico foram feitos no mundo todo, sendo cerca de 1 milhão só nos Estados Unidos. Além disso, também de acordo com a SPE, dezenas de milhares de poços horizontais foram perfurados nos últimos 60 anos.

4.3 Perfuração Direcional

A perfuração direcional é a técnica de desviar intencionalmente a trajetória de um poço da vertical para atingir objetivos que não se encontram diretamente abaixo da sua localização na superfície. A perfuração direcional começou como uma operação reparadora de alguns

problemas especiais da perfuração tais como desvios - *side track* - motivados por uma ferramenta deixada no poço, poços tortuosos, etc. Os poços direcionais são perfurados com várias finalidades, dentre as quais se destacam:

- controlar um poço em *blowout* através da perfuração de poços de alívio;
- atingir formações produtoras que estejam abaixo de locais inacessíveis, tais como rios, lagos, cidades, etc;
- desviar a trajetória do poço de acidentes geográficos, tais como domos salinos e falhas;
- perfurar vários poços de um mesmo ponto, como é o caso da produção através de plataformas marítimas;
- desviar poços que tiveram o trecho final perdido por problemas operacionais como, por exemplo, a prisão de coluna de perfuração.

Na figura 4.2 são mostradas algumas possíveis causas da perfuração de poços direcionais.

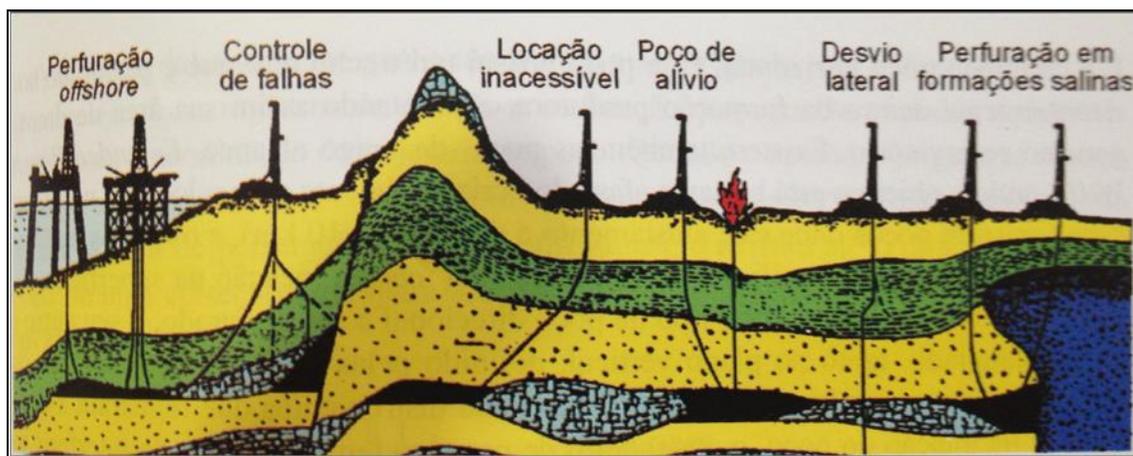


Figura 4.2 - Algumas causas de poços direcionais.
(Fonte: Thomas, José Eduardo)

Atualmente, um tipo particular de poço direcional está em evidência por proporcionar um aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos. É o chamado poço horizontal. Este poço possui um trecho reto que é perfurado horizontalmente, aproximando-se de 90°, dentro da formação produtora. Os principais objetivos com a sua perfuração são a utilização de poços multilaterais, que são "ramificações" perfuradas de um mesmo poço, chamado poço de origem ou poço mãe. Além disso, esses tipos de poços possibilitam uma maior exposição de trechos do reservatório, aumentando, assim, a área de drenagem no reservatório e no conseqüente aumento do fator de recuperação.

O mais moderno tipo de poço horizontal é o de longo alcance (*Extended Reach Wells - ERW*), onde o objetivo está bastante afastado horizontalmente da sua locação na superfície, chegando a mais de 10 km.

A perfuração horizontal oferece uma vantagem significativa no 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. A fim de comparar a eficiência de um poço horizontal de *shale gas* com um poço vertical, será utilizada como exemplo a formação de folhelho de Marcellus na Pensilvânia, EUA. Nessa formação, um poço perfurado horizontalmente é capaz de drenar uma área cerca de 4.000 vezes maior do que a área drenada por um poço vertical (*ALL Consulting, 2008*). Nesse sentido, o aumento na área drenada pelo poço horizontal resulta em enormes vantagens comparativas com relação ao vertical, principalmente em termos econômicos. A figura abaixo ilustra como a perfuração horizontal fornece maior drenagem no desenvolvimento de um gás de xisto do que um poço vertical.

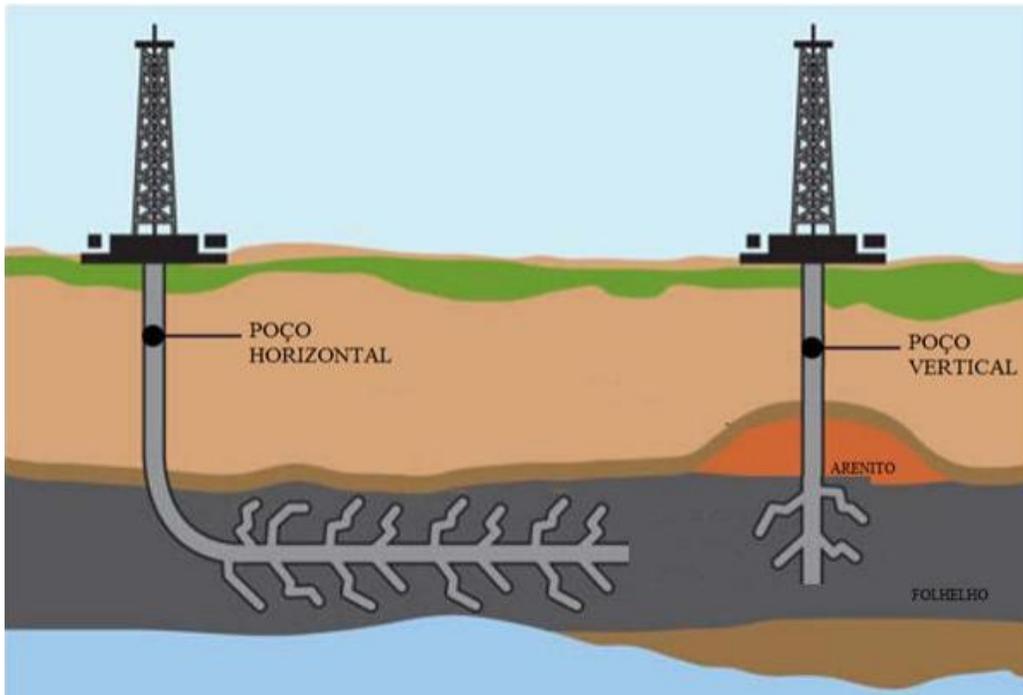


Figura 4.3 - Posicionamento de um poço horizontal e vertical.
(Fonte: All Consulting, 2008)

Somente esse aumento na extensão dos poços, entretanto, é muitas vezes 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. Em formações de folhelho, a indução de fraturas aumenta significativamente o fluxo. No entanto, antes da estimulação ou da produção, o poço deve ser revestido e cimentado.

4.3.1 Planejamento de Poços Horizontais

A perfuração direcional compreende diversos fatores que devem ser analisados cautelosamente, pois um bom planejamento de poços é a chave para minimizar o custo da perfuração direcional, visto que a seleção de ferramentas e métodos pode resultar em maior eficiência operacional e melhores resultados econômicos.

O objetivo, isto é, a zona que o poço deve penetrar a uma dada profundidade, deve estar perfeitamente definido. Ele geralmente é definido pelo geólogo ou pelo engenheiro de reservatório. Sua forma e tamanho dependem das características geológicas e da localização das zonas produtoras. O termo alvo é conhecido como sendo a área definida pelo raio de tolerância, ou seja, é uma área ao redor do objetivo onde se considera que este será atingido.

O uso da tolerância é, portanto, uma maneira para se compensar as incertezas geológicas e as incertezas relacionadas à perfuração. Nesse sentido, o raio de tolerância não deve ser demasiadamente reduzido, pois implicará em um considerável aumento no custo da perfuração. Para poços direcionais exploratórios, em geral, o raio fica em torno de 100 metros (ROCHA, L.A.S, *et.al*, 2011).

A localização da sonda de perfuração também deve ser estudada. Ela deve ser posicionada, sempre que possível, de modo a aproveitar todas as tendências naturais de desvios existentes nas formações.

A broca de perfuração possui uma tendência natural de se desviar na direção lateral durante a perfuração. Essa tendência é conhecida como *Bit Walk*. O desvio da broca acontece, portanto, como consequência da rotação da coluna e da broca, ocorrendo geralmente para a direita (ROCHA, L.A.S, *et.al*, 2011). Nesse sentido, o desenho da trajetória do poço e o planejamento das operações de perfuração devem considerar esse fato, principalmente em áreas onde o *bit walk* pode levar a grandes desvios na trajetória.

O controle da lama de perfuração é muito importante, sobretudo, para reduzir o arraste em poços direcionais. Aditivos redutores de fricção são muito usados e tanto a densidade como a viscosidade do fluido devem ser mantidas em restrito controle a todo o momento.

4.3.2 Perfil Vertical de um Poço Direcional

Para um melhor entendimento, serão fornecidos a seguir alguns conceitos básicos obtidos da projeção vertical de poços direcionais utilizados no planejamento desses poços e esquematizados na figura 4.4.

- *Kickoff point (KOP)*: É o ponto no qual a primeira ferramenta defletora é descida e se inicia o incremento de ângulo. O KOP deve ser cuidadosamente selecionado a fim de que o máximo ângulo ao término do *build up* se situe dentro dos limites econômicos. Menores problemas são encontrados quando o ângulo do poço está entre 20° e 45°.
- *Buildup section (BU)*: É a parte do poço em que o ângulo vertical cresce incrementando por uma taxa constante (*buildup rate - BUR*). Este crescimento do ângulo vertical depende da formação perfurada e do BHA (*Bottom Hole Assembly*) usado. Durante o BU, o ângulo e a direção do poço são constantemente checados, pois pode haver necessidade de alguma correção. Uma vez atingido o ângulo máximo, o BHA é trocado por um conjunto rígido, para manter este ângulo (*locked in BHA*). Normalmente, as taxas de ganho de ângulo mais usadas são 2°/30 metros ou 3°/30 metros (ROCHA, L.A.S, *et.al*, 2011). O final do *buildup* é chamado de *end of buildup (EOB)* e ocorre quando o trecho reto é atingido.
- *Drop off section*: É o trecho do poço onde ocorre perda de ângulo, expressa por um BUR negativo.
- *Tangent section*: É a parte reta do poço perfurada com o ângulo máximo. É necessário se checar o ângulo e a direção e plotar o curso do poço para saber se, eventualmente, alguma correção será necessária. As correções são mais constantes na direção. Quanto ao ângulo, pode-se corrigi-lo utilizando diferentes

BHA, ou seja, mudando os diâmetros dos estabilizadores ou as distâncias entre eles.

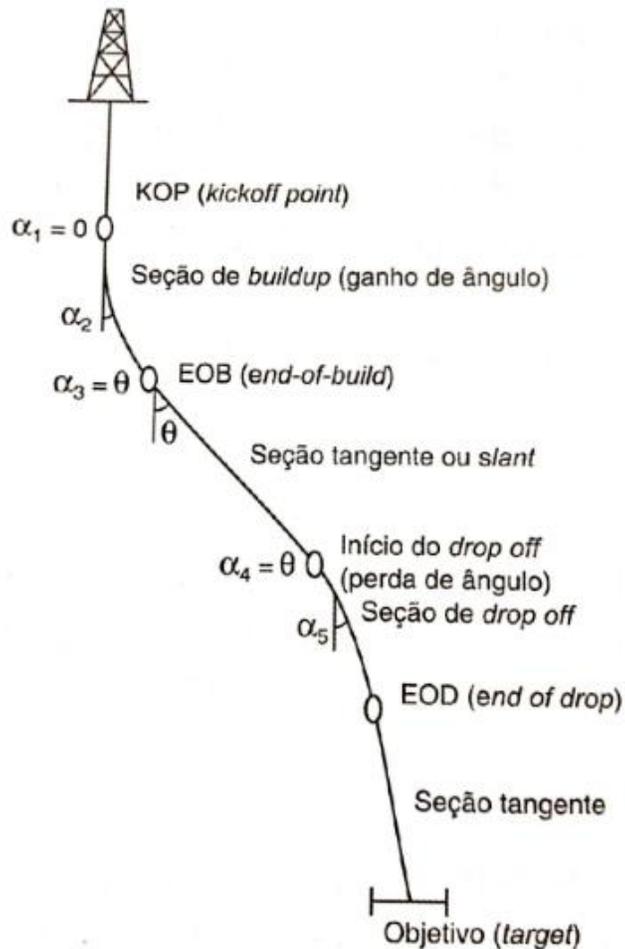


Figura 4.4 - Pontos básicos de uma trajetória de poço direcional.
(Fonte: Rocha, L.A.S, et.al).

4.3.3 Revestimento e Cimentação

O poço de petróleo em geral é perfurado em fases, cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final prevista. Geralmente, o número de fases de um poço é de três ou quatro, podendo chegar a oito em certos casos. Cada uma das fases é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e sua cimentação.

Durante a primeira fase da perfuração de um reservatório de *shale gas*, o revestimento condutor é assentado a uma pequena profundidade, ele tem como objetivo sustentar sedimentos superficiais não consolidados. A perfuração continua até a parte inferior do reservatório de água. Nesse ponto, a coluna de perfuração é removida e é descido um segundo revestimento, o revestimento de superfície, que também será cimentado. O revestimento de superfície impede que a água do reservatório entre para dentro do poço, além disso, esse revestimento tem também como função proteger o lençol freático da contaminação por fluidos de perfuração e por fluidos contidos no reservatório.

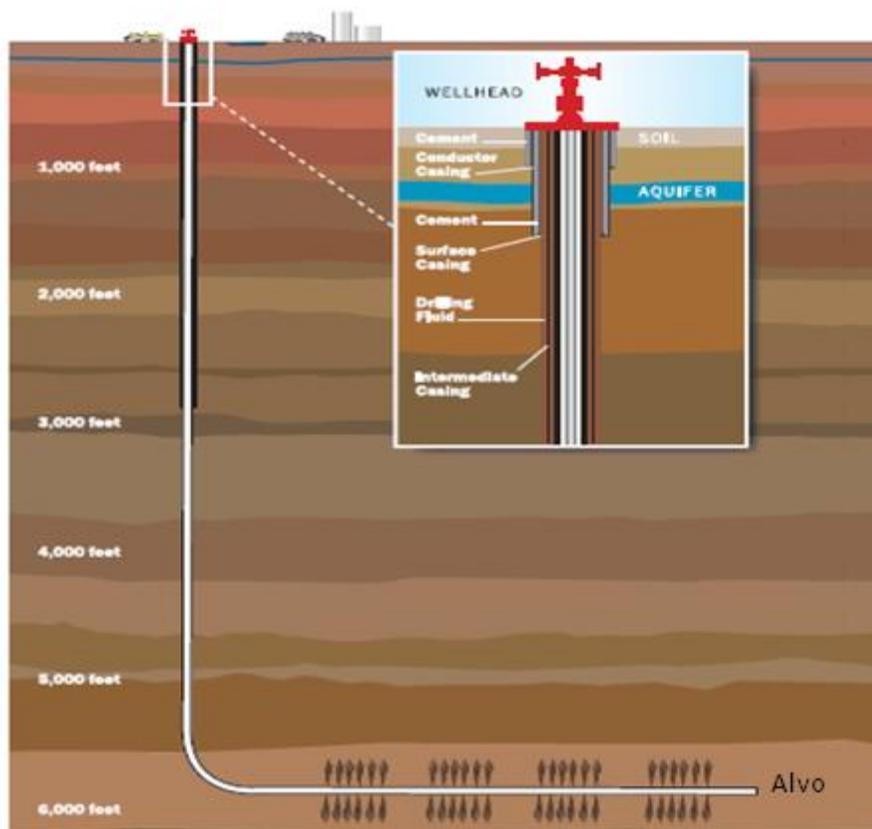
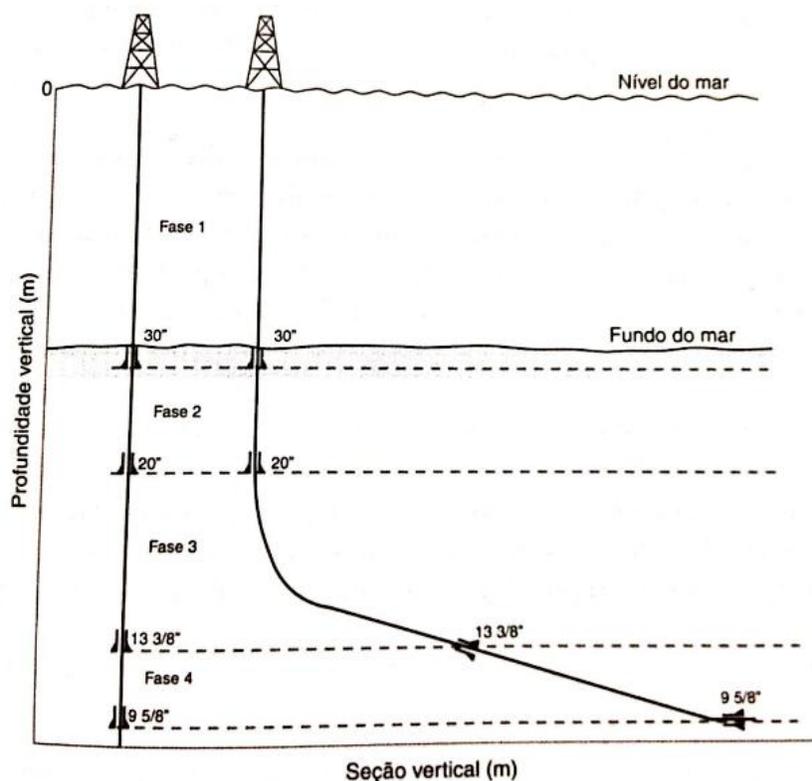


Figura 4.5 - Construção de um poço produtor de *shale gas*.
(Fonte: Energy API, 2010)

Embora a geologia do campo deva ser considerada, vale ressaltar que em poços direcionais, os revestimentos de superfícies são normalmente verticais e cobrem as formações acima do KOP, enquanto que os revestimentos intermediários cobrem os

trechos de ganho ou perda de ângulo e parte da seção tangente, visando à estabilidade e à segurança do poço, como esquematizado na figura 4.6. O revestimento produtor, por sua vez, é geralmente assentado no topo do reservatório em poços horizontais.



**Figura 4.6 - Esquema típico de revestimentos em poços verticais e direcionais *offshore*.
(Fonte: Rocha, L.A.S., *et.al*)**

Vale ressaltar que com o objetivo de proteger o reservatório de água, nos estágios iniciais da perfuração do poço, pode ser utilizado fluido a base ar ao invés de fluidos base água ou base óleo para evitar contaminar o aquífero. A perfuração prossegue, então, até atingir o intervalo contendo fluido.

4.4 Estimulação de Poços

A estimulação de poços é um processo realizado quando deseja-se aumentar a produtividade ou a injetividade de um poço de petróleo, podendo viabilizar, assim, a exploração do campo. As operações de estimulação aumentam a permeabilidade da

formação através da criação de canais condutivos ou através da remoção do dano (skin ou efeito de película). Existem diversas técnicas de estimulação um poço, as principais são:

- Acidificação de matriz:

Técnica de estimulação utilizada para remoção do dano e/ou aumento de permeabilidade em regiões localizadas a poucos metros ao redor do poço. Consiste no bombeio de um fluido ácido na formação, com o objetivo de dissolver parte dos minerais presentes na sua composição mineralógica, aumentando ou recuperando a permeabilidade da formação ao redor do poço.

- Fraturamento Hidráulico:

Essa técnica consiste na injeção de um fluido na formação sob pressão suficiente para causar a ruptura da rocha. Simultaneamente ao bombeio do fluido é realizado a injeção de um material granular responsável pela manutenção da fratura gerada, criando, assim, canais de alta permeabilidade por onde ocorrerá o escoamento dos fluidos da formação.

- Fraturamento ácido:

Essa técnica é composta pela conjugação das duas outras técnicas citadas acima. Nesse processo de estimulação um fluido ácido é injetado na formação sob pressão acima da pressão de ruptura da formação, gerando, dessa forma, fraturas. A condutividade da fratura é obtida por meio da reação do ácido com a rocha, criando canalizações irregulares que permanecerão abertas após o fechamento da mesma.

4.4.1 Fraturamento Hidráulico

4.4.1.1 Histórico

O fraturamento hidráulico é uma tecnologia desenvolvida no ano de 1940 e utilizada em mais de milhões de poços. Atualmente essa é a técnica mais utilizada e mais eficaz para estimulação de poços (THOMAS, 2001). Sua primeira realização experimental data de 1947, em um poço de gás operado pela companhia *Stanolind Oil* no campo de Hugoton localizado em Grant County, Kansas, EUA (HOLDITCH, 2007).

Em 17 de março de 1949, a empresa *Howco (Halliburton Oil Well Cementing Company)*, detentora exclusiva da patente da então nova tecnologia, executou as duas primeiras operações comerciais de fraturamento hidráulico. Utilizando 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.

Neste primeiro ano, um total de 332 poços foram estimulados, com um aumento de produção média de 75%. Desde sua primeira execução comercial em 1949, estima-se que perto de 2,5 milhões de operações de fraturamento já tenham sido executadas por todo mundo e que aproximadamente 60% dos poços perfurados atualmente sofrem este tipo de tratamento (SHAHAB, 2000).

4.4.1.2 Operação de Fraturamento Hidráulico

A técnica consiste na injeção de um fluido de fraturamento na formação sob vazão e pressão controladas e elevadas o suficiente para provocar a ruptura da rocha por tração, dando início a uma fratura que se propaga durante o período de bombeamento do fluido. O fluido bombeado com pressão de até 8.000 psi é suficiente para fraturar o folhelho em até 3.000 ft (914,4 metros) em cada direção ao redor do poço. Sob pressão, as fraturas mais próximas do poço podem medir de 3,175 mm a 6,35 mm de largura. (Schlumberger,

Inc., "Shale gas: When Your Gas Reservoir is Unconventional, So is Our Solution"). As fissuras formadas podem ser visualizadas na figura 4.7.

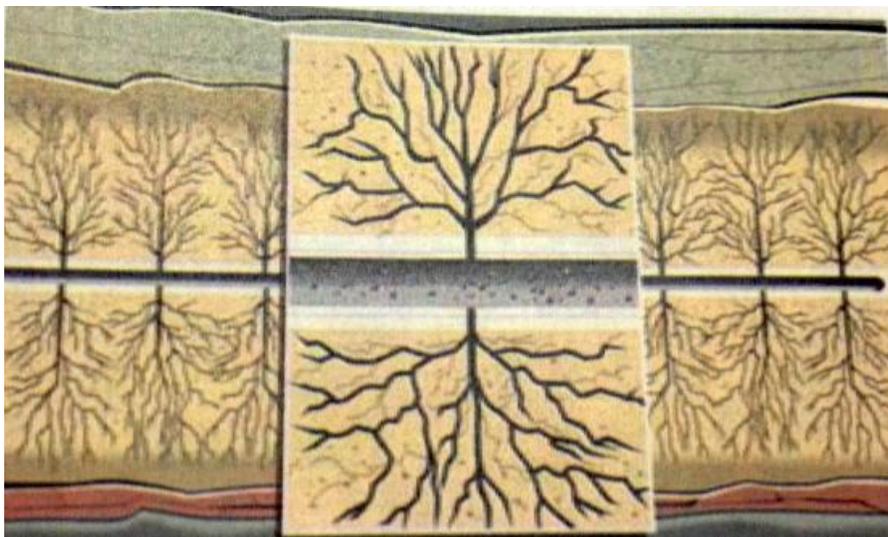


Figura 4.7 - Fraturas Artificiais Criadas Pelo Fraturamento Hidráulico.
(Fonte: Brathwaite, 2009).

Após o término do bombeamento, as fraturas recém-criadas tendem a se fechar devido ao peso exercido pelas camadas superiores de rocha (*overburden*). Para que isso não ocorra, um material granular, conhecido como material de sustentação de fratura ou propante, é bombeado juntamente com o fluido de fraturamento, mantendo a fratura aberta e criando caminhos preferenciais de alta permeabilidade para o deslocamento dos fluidos que serão produzidos.

Um trabalho de fraturamento simples pode consistir no bombeamento de uma mistura de água e areia para dentro do poço. A água exerce, portanto, a pressão para iniciar as fraturas, ao mesmo tempo em que transporta os grãos de areia para o interior das rachaduras à medida que eles crescem. Nesse sentido, quando a pressão do fluido é aliviada, os grãos de areia mantêm as rachaduras abertas. Esses grãos do propante devem ser bem selecionados a fim de criar uma zona de alta permeabilidade na fratura. Na figura 4.8 está esquematizada a operação de fraturamento hidráulico.

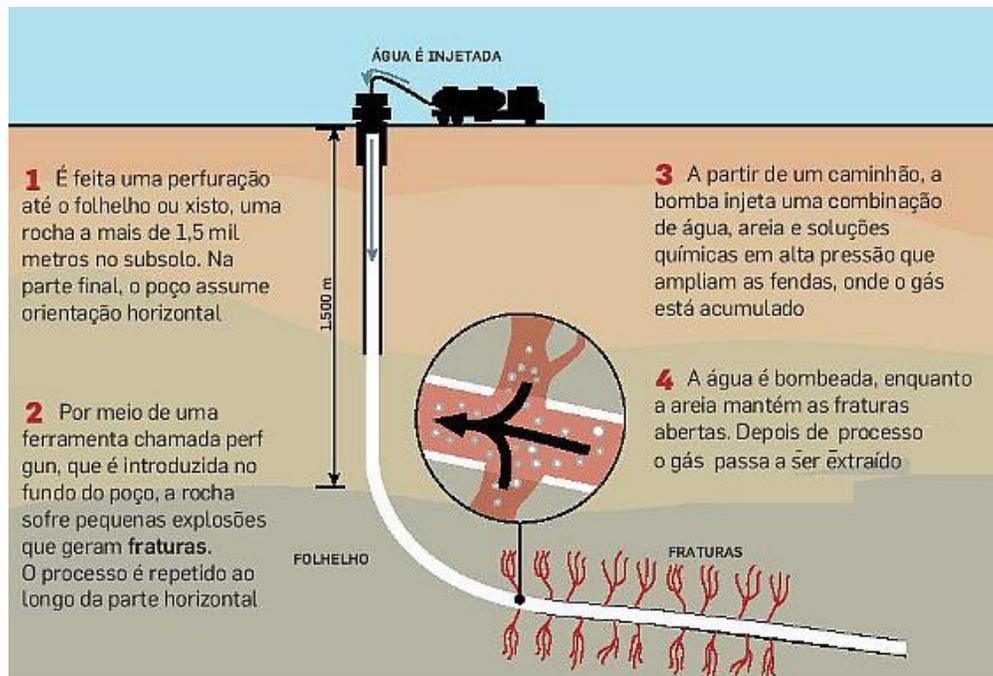


Figura 4.8 - Extração de gás por fraturamento.
(Fonte: Modificado de Energy API, 2010)

Mesmo na ausência de propante, as rachaduras podem ficar abertas durante um tempo, mas inevitavelmente elas irão se fechar e a produção do gás conseqüentemente irá diminuir.

Durante esse tratamento, pode ocorrer na fase de limpeza ou na fase de produção o influxo para dentro do poço do material granular juntamente com o fluido, caracterizando o que na literatura técnica é comumente referido como "*proppant flowback*", ou ainda, produção de propante, conforme ilustrada na figura 4.9 (ANDREWS, 1998).

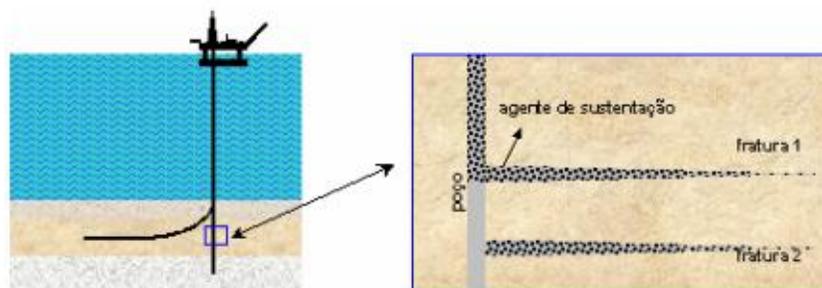


Figura 4.9 - Esquema de refluxo de propante.
(Fonte: Cachay, 2004)

O fraturamento pode ser utilizada em formações de baixa e alta permeabilidade. A técnica é altamente recomendada para formações areníticas, porém em formações carbonáticas o tratamento ácido é mais recomendado.

O processo para a colocação de um poço de *shale gas* em produção é geralmente de curta duração, levando apenas alguns meses. Geralmente, a vida produtiva do poço pode durar de 20 a 40 anos. O processo para um único poço horizontal inclui tipicamente de 4 a 8 semanas para a preparação do local para a perfuração, mais 4 ou 5 semanas para a perfuração, incluindo a descida de revestimento e cimentação e geralmente mais 2 a 5 dias para a completa realização da técnica de fraturamento hidráulico ("*Hydraulic Fracturing: Unlocking America's Natural Gas Resources*", 2010).

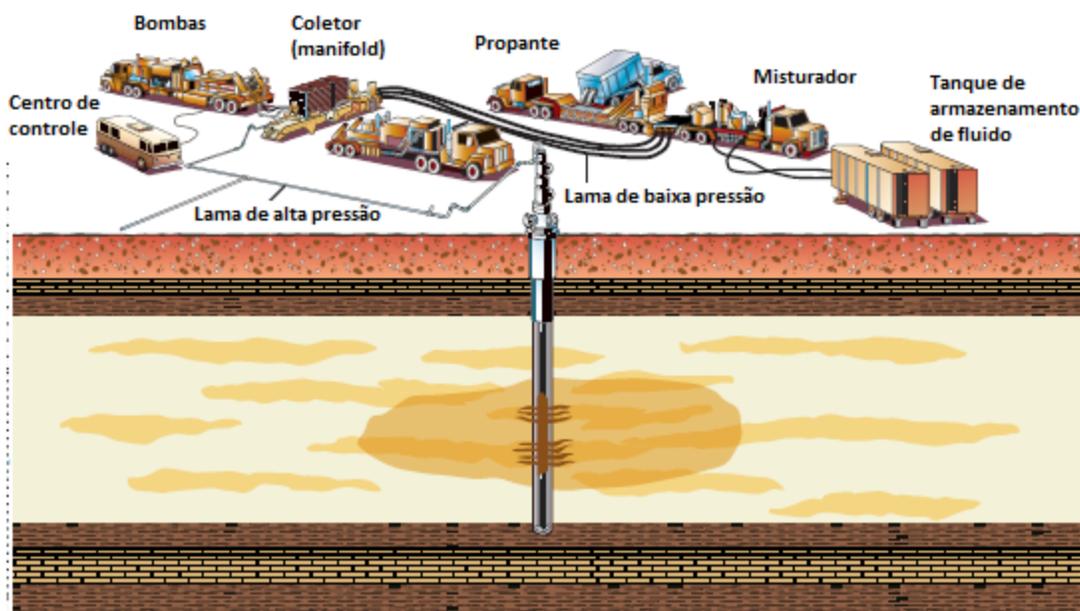


Figura 4.10 - Equipamentos utilizados no fraturamento hidráulico.
(Fonte: U.S Department of Energy)

A técnica de fraturamento é cuidadosamente controlada e monitorada e as operações procedem em etapas. Antes de se iniciar um tratamento, a empresa prestadora de serviços irá executar uma série de testes no poço com o objetivo de determinar se o poço resiste às pressões hidráulicas geradas pelo bombeio do fluido.

Na fase inicial, uma solução de ácido clorídrico é bombeada no poço a fim de limpar os resíduos deixados durante a cimentação do poço. Cada etapa sucessiva da operação bombeia volumes discretos de fluido e propante no fundo do poço, com o intuito de abrir e propagar a fratura ainda mais para dentro da formação. Na figura 4.10 é mostrado os equipamentos instalados necessários à realização do fraturamento hidráulico no poço de *shale gas*.

Alguns poços podem receber vários ou mais tratamentos a fim de produzir fraturas múltiplas em diferentes profundidades ou em pontos mais distantes dentro formação, como no caso de poços horizontais. Um tratamento de uma única fratura pode consumir mais de 500 mil galões (1.892.706 L) de água ("*Modern Shale gas Development in the United States: A Primer*", pp. 58-59). Poços sujeitos à múltiplas fraturas consomem milhões de galões de água (mais de 3,7 milhões de litros). Por comparação, uma piscina olímpica (50 metros X 25 metros X 2 metros profundidade) possui 2,5 milhões de litros de água ("*U.S Geological Survey, Summary of water use in the United States*", 2000).

No Quadro 4.1 é mostrado o volume de água, tanto doce quanto salgada, utilizada no processo de perfuração e no fraturamento hidráulico, por poço perfurado em formações dos Estados Unidos onde há a exploração e o desenvolvimento de reservatórios não convencionais de *shale gas* (KING, 2012).

Quadro 4.1 - Volumes médios de água utilizada por poço na perfuração e no fraturamento em algumas formações produtoras de *shale gas* nos EUA.

Desenvolvimento de Reservatórios não Convencionais	Volume Médio de Água Potável para Perfuração	Volume Médio de Água Potável para Fraturamento	Volume Médio de Água Salgada para Fraturamento
Barnett	9.436.353 Litros	17.412.895 Litros	
Eagle Ford	473.176,5 Litros	18.927.060 Litros	
Haynesville	2.271.247 Litros	18.927.060 Litros	
Marcellus	321.760 Litros	21.198.307 Litros	Crescente
Niobrara	1.135.623,6 Litros	11.356.236 Litros	
Horn River (EnCana and Apache)	9.436.353 Litros	Insignificante	Acima de 45.424.944 Litros

(Fonte: Modificado de King, 2012)

Os volumes de água utilizados no fraturamento hidráulico são baixos quando comparados aos volumes utilizados na agricultura, na recreação e em outros usos industriais, entretanto, o desenvolvimento de grandes quantidades de poços de petróleo em região árida é capaz de produzir escassez de água. A água e a energia são interdependentes, pois ela é essencial para o desenvolvimento de recursos de energia, enquanto que a energia é necessária para a produção, processamento, distribuição e utilização dos recursos hídricos. Ao compararmos o volume de água utilizado na produção de energia proveniente de diferentes recursos, é possível observar que há uma maior quantidade de energia produzida por litro de água na indústria de gás natural do que na produção de qualquer outro recurso energético (KING, 2012).

No Quadro 4.2 mostra a utilização da água na produção de alguns recursos energéticos, usando como comparação a produção de *shale gas* da companhia "*Chesapeake Energy*", segunda maior produtora de gás natural nos Estados Unidos, localizada em Oklahoma.

Quadro 4.2 - Volume de água utilizado por MMBtu de energia produzida por diferentes recursos de energia.

Recursos de Energia	Volume de Água Usada por MMBTU de Energia Produzida
Shale Gas de Chesapeake	(3,18 - 12,61) Litros ¹
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 ²
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 ³	(155,2 - 227) Litros
Recuperação avançada (EOR)	(79,5 - 9.463,5) Litros
Biocombustíveis (etanol de milho, biodiesel de soja)	> 9.463,5 Litros

¹ O transporte do gás natural pode acrescentar até 7,6 Litros por MMBTU

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

³ Processo químico para a produção de hidrocarbonetos líquidos a partir de gás de síntese (CO₂ e H₂O).

(Fonte: Modificado de "Deep Shale Natural Gas: Abundant, Affordable and Still Water Efficient", GWPC,2010)

Um aspecto interessante sobre a aplicação do fraturamento hidráulico é que não são todos os poços que são naturalmente candidatos para sofrerem estimulação. Dentro de um mesmo campo, podem existir poços que devem ser submetidos a estimulação e outros não, pois a decisão está baseada em critérios técnicos e econômicos.

O fraturamento hidráulico produz um aumento da produtividade no poço, porém se não for executado corretamente, pode produzir o efeito inverso, ocasionando até mesmo a perda do poço. Também pode ser realizado o refraturamento com o intuito de restaurar a produção em poços já existentes e aumentar economicamente a quantidade de gás recuperado.

A técnica de fraturamento hidráulico é popularmente utilizada como método de estimulação de poços nos Estados Unidos e a sua importância é tanta que sem ele os EUA perderiam cerca de 45% da produção doméstica de gás natural e 17% da produção de óleo em até 5 anos (*Global Insight, "Measuring the Economic and Energy Impacts of Proposals to Regulate Hydraulic Fracturing", 2009*).

4.4.1.3 Fluido de Fraturamento

Os fluidos de fraturamento são utilizados com o objetivo de fornecer diferencial de pressão para causar fraturas na rocha e transportar o propante ao longo do comprimento das fraturas, a fim de mantê-las abertas (ECONOMIDES e NOLTE, 2000). A principal função do propante é, portanto, segurar a fratura aberta. Na figura 4.11 mostra um exemplo de grãos de propante cerâmicos.



Figura 4.11 - Exemplo de propante.
(Fonte: Madeinchina.com)

O fluido de fraturamento considerado ideal deve formar um reboco nas faces da fratura para diminuir a perda de fluido e simultaneamente minimizar o dano (redução de permeabilidade) no pacote de agente de sustentação e nas faces da fratura. Além disso, a viscosidade do fluido deve ser baixa na coluna do poço para reduzir a perda de carga e deve ser alta durante a propagação e fechamento da fratura para evitar a decantação do agente de sustentação. Após o fechamento da fratura a viscosidade deve ser reduzida

rapidamente para facilitar a limpeza do poço (ECONOMIDES e NOLTE, 2000). Na figura 4.12 está representada esquematicamente a técnica de fraturamento hidráulico.

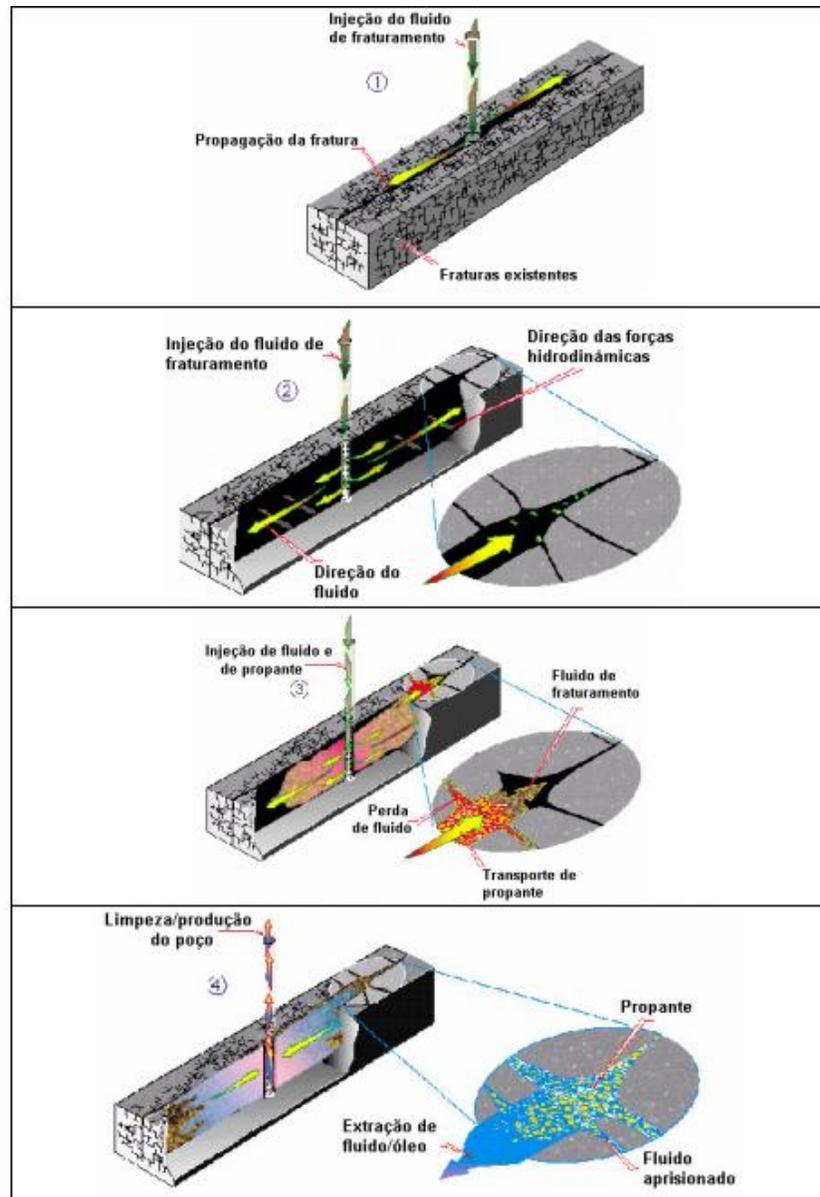


Figura 4.12 - Técnica de fraturamento hidráulico.
(Fonte: EPA, 2004)

Ao longo do tempo foram desenvolvidos vários tipos de fluidos de fraturamento para se adequarem aos diferentes reservatórios de petróleo existentes. Os tipos de fluidos de fraturamento incluem: fluidos base água, fluidos base óleo, fluidos base ácido.

Fluidos base óleo podem ser utilizados em intervalos de formações susceptíveis a danos causados pela água, entretanto, esses fluidos são mais caros e difíceis de manusear.

Fluidos base ácido possuem ácido clorídrico para dissolver a matriz mineral das formações de carbonato (calcário e dolomita) e, assim, melhorar a porosidade.

Os fluidos base água são os mais utilizados, especialmente em formações de folhelho, devido principalmente ao seu baixo custo, alto desempenho e facilidade de manuseio. Alguns fluidos podem também incluir nitrogênio e dióxido de carbono para auxiliar na formação de espuma. Desta forma, a composição básica utilizada no fluido de fraturamento base água está mostrada na figura 4.13.

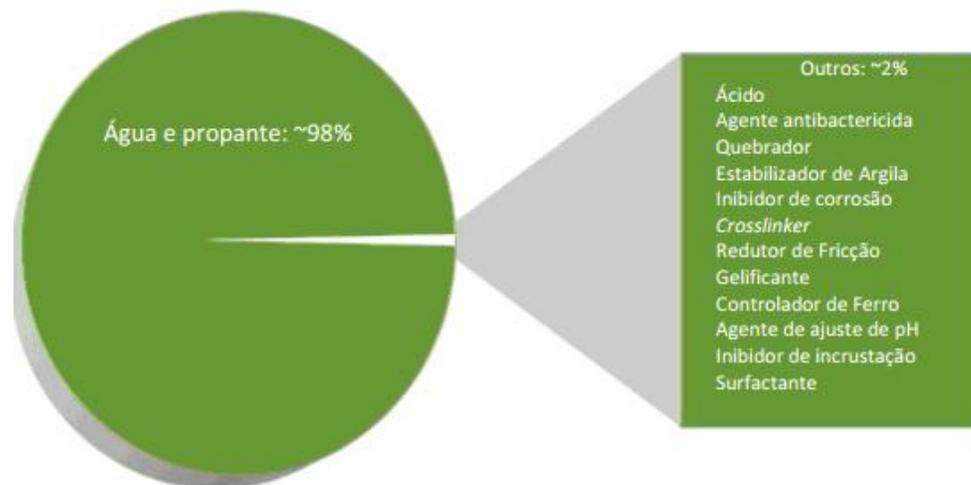


Figura 4.13 - Composição básica de um fluido base água.

(Fonte: Economides, 2010).

4.4.1.4 Mecânica do Fraturamento

Em um projeto de fraturamento hidráulico, a previsão das dimensões finais da fratura bem como das pressões de quebra, pressão de fundo de poço e pressão de propagação são indispensáveis para a análise da viabilidade do processo. A boa precisão desses

resultados depende do conhecimento das tensões in-situ da formação geológica, das propriedades das rochas e do fluido de fraturamento.

Rochas localizadas no subsolo encontram-se submetidas a um campo de tensões resultantes de diversos fatores. A figura 4.14 ilustra o estado de tensão em um elemento da formação.

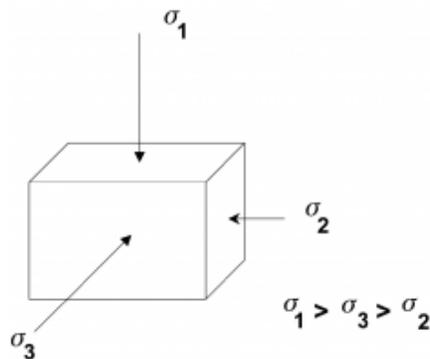


Figura 4.14 - Diagrama de tensões principais.
(Fonte: YEW, 2008)

As tensões podem ser divididas em três tensões principais, onde σ_1 é a tensão vertical, σ_2 é a tensão horizontal mínima, e σ_3 é a tensão horizontal máxima. Essas tensões são normalmente compressivas, anisotrópicas e não homogêneas, desta forma, os esforços compressivos na rocha não apresentam os mesmos valores e tem sua magnitude alterada de acordo com a direção. A magnitude e direção das tensões principais são importantes porque elas controlam a pressão necessária para criar e para propagar uma fratura, a forma e a extensão da fratura, a direção, e, além disso, as tensões responsáveis por comprimir ou expulsar os agentes propantes durante a produção do poço.

A fratura hidráulica irá se propagar perpendicularmente à tensão principal menor, conforme representada na figura 4.15. Em formações rasas, a tensão principal menor é a resultante da tensão de sobrecarga, assim, a fratura hidráulica será horizontal. Em reservatórios localizados em mais de 300 metros de profundidade, a tensão principal

menor será horizontal. Portanto, a fratura hidráulica será vertical (REYNOLDS, *et al*, 1961).

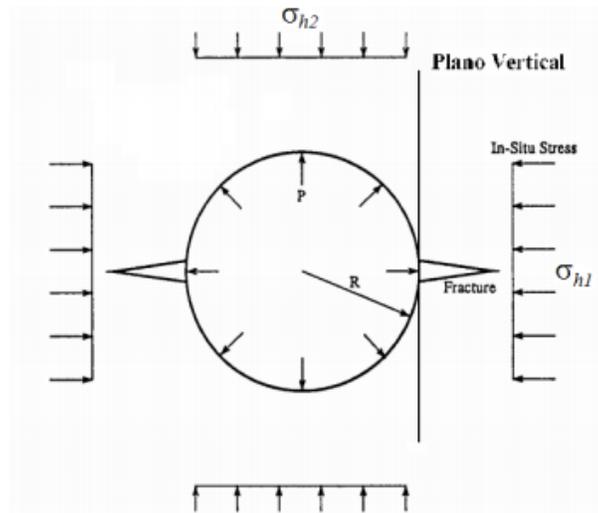


Figura 4.15 – Seção horizontal de um poço vertical sob ação de tensões in-situ, demonstrando a direção de propagação de fratura. (Fonte: YEW, 2008)

A direção de propagação da fratura dependerá do azimute das tensões principais (HOLDITCH, 2007), este fato torna-se especialmente crítico em poços desviados ou horizontais. Devido à ação de tensões cisalhantes não planares, a fratura hidráulicamente induzida pode estar em ângulo com o eixo do poço, podendo girar e se desviar durante os estágios iniciais de propagação a fim de alinhar seu plano perpendicular à mínima tensão. Neste sentido, a abertura da fratura pode ser limitada ou podem ser produzidas fraturas múltiplas ao longo do poço (YEW, 2008).

A maioria dos poços candidatos a um fraturamento é revestido. Para se fraturar um poço revestido, ele é inicialmente canhoneado por meio de cargas moldadas de forma a se obter uma série de orifícios perfurados dispostos em forma de espiral ao longo da superfície do poço. Os canhoneios possuem um espaçamento típico de 4 a 6 polegadas e um ângulo de fase de 60 a 120 graus conforme mostrado na figura 4.16. Quando o poço é

pressurizado, os canhoneios na direção da máxima tensão horizontal *in situ* são os primeiros a serem fraturados.

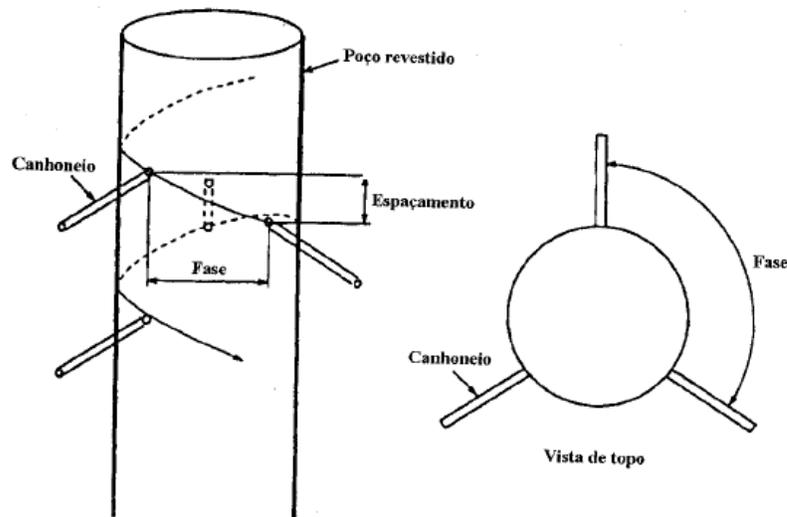


Figura 4.16 - Representação de um poço canhoneado.
(Fonte: Yew, 2008)

4.4.1.5 Análise de Pressões no Fraturamento

A fratura induzida no poço se propaga pelo reservatório enquanto o bombeio for mantido. A figura abaixo representa um típico registro de pressão de fundo, isto é, a pressão medida no interior do poço nas regiões próximas à entrada da fratura.

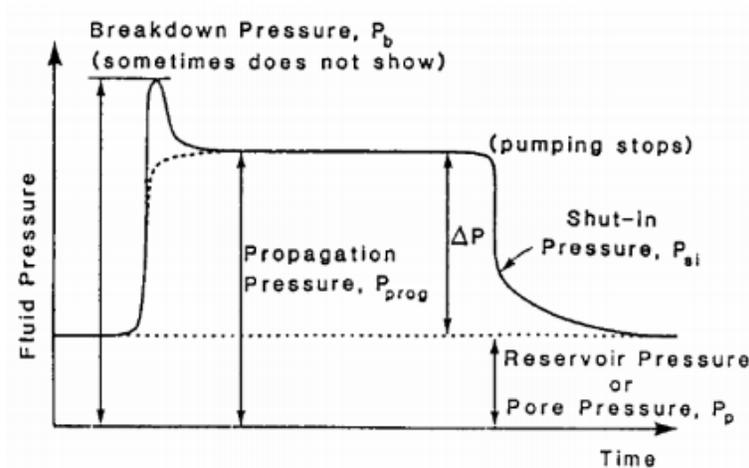


Gráfico 4.1 - Gráfico de registro de pressão de fundo.
(Fonte: Yew, 2008)

A partir do gráfico 4.1 é possível verificar que o diferencial de pressão aplicado primeiramente ultrapassa a pressão de poros do reservatório, e então supera a tensão compressiva alojada na parede do poço, causando uma tração em sua superfície. Quando esta tensão superficial supera a resistência à tração da rocha, uma fratura é iniciada. Esta fratura se propaga hidráulicamente pelo reservatório conforme o bombeio é mantido, e, ao mesmo tempo, parte do fluido de fraturamento é perdido para o meio rochoso circundante por filtração.

É importante observar que a abertura da 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. A pressão máxima atingida no início do tratamento é a pressão inicial de quebra, P_b . A parte constante na curva de pressão é a pressão de propagação, P_{prog} . Esta pressão causa a propagação da fratura hidráulica ao longo do reservatório. Quando o bombeio é interrompido, a pressão cai subitamente para um valor inferior e continua a descer vagarosamente devido à filtração até atingir o valor da pressão do reservatório.

O ponto de transição é chamado de pressão instantânea, P_{si} ou ISIP (*Instantaneous Shut-In Pressure*). Neste ponto, o fluxo de fluido pela fratura cessa.

5 ASPECTOS AMBIENTAIS DA EXPLORAÇÃO DE *SHALE GAS*

5.1 Introdução

O aumento dos custos e a complexidade da produção de reservas convencionais de gás têm estimulado o desenvolvimento de novas técnicas que permitem o acesso às reservas não convencionais, abundantes e com baixos custos.

Entretanto, o desenvolvimento do *shale gas* tem sido recebido pela sociedade com grande atenção e debate no que tange aos impactos ambientais gerados pelo uso da tecnologia de fraturamento hidráulico, necessária para exploração deste recurso. A maioria dos ambientalistas acredita que os riscos ambientais mais significativos são a contaminação das águas subterrâneas em virtude da construção mal sucedida de um poço, *blowouts*, vazamentos e derrames na superfície de águas residuais e produtos químicos, utilizados durante a perfuração e o fraturamento hidráulico. Em contrapartida, as empresas exploradoras defendem que o método de fraturamento hidráulico tem sido usado de forma segura há décadas.

Indústria, órgãos reguladores e ambientalistas acreditam que essas preocupações possam ser amenizadas com o emprego de melhores práticas de perfuração, pesquisa e investimento em novas tecnologias de monitoramento e regulamentação rigorosa. Os desafios para todos será garantir a proteção do meio ambiente, a saúde e a segurança pública, em contraste com a expansão do desenvolvimento do *shale gas*.

O objetivo deste capítulo é, portanto, analisar os riscos ambientais, associados ao desenvolvimento de *shale gas* e apresentar uma visão geral das melhores práticas da indústria e regulamentações governamentais necessárias para exploração deste recurso. Acredita-se que a experiência, as inovações tecnológicas, bem como os impactos

negativos identificados na exploração deste recurso nos EUA, possam servir como exemplo para outros países, e, por isso, estes serão citados neste trabalho.

5.2 A Contaminação do Subsolo e das Águas Subterrâneas

Uma preocupação frequentemente expressa sobre o desenvolvimento do *shale gas* é que as operações de fraturamento hidráulico em formações de folhelho profundas podem criar fraturas que se estendem muito além da formação alvo e chegar até aquíferos, permitindo que os componentes tóxicos presentes na água e nos fluidos de fraturamento possam contaminar reservas de água potável.

Inicialmente a indústria foi pouca esclarecedora quantos aos componentes de seus fluidos de fraturamento o que reforçou os temores da sociedade de que as empresas de gás natural não estavam sendo honestas sobre os potenciais riscos ambientais.

Ambientalistas levantam a possibilidade de que o fluido do fraturamento hidráulico poderia migrar a partir das camadas de *shale gas* até os lençóis freáticos. Entretanto, geólogos estimam que haja milhares de metros de rocha entre a maioria dos depósitos de *shale gas* e as reservas de águas subterrâneas, incluindo cerca de nove camadas de folhelho impermeável, cada qual age como uma barreira à propagação vertical de fraturas naturais e artificiais. Tais fatores constituem impedimentos ao fluxo do fluido de fraturamento do poço até os aquíferos, e, utilizando-se destes argumentos, a indústria alega que a contaminação da água como consequência da migração de fluidos é extremamente improvável.

É preciso ressaltar, entretanto, que esse impacto é minimizado somente no caso de um fraturamento bem sucedido e, por isso, é necessário que tecnologias avançadas de monitoramento de fraturas sejam adotadas.

O monitoramento sísmico é uma ferramenta essencial para garantir que o fraturamento hidráulico induza atividade microssísmica apenas dentro do reservatório de *shale gas*. No entanto, estima-se que apenas cerca de 3% dos estágios de fraturamento hidráulico realizados nos Estados Unidos foram sísmicamente monitorados. A confiança da sociedade na segurança do fraturamento hidráulico seria muito maior se houvesse um monitoramento sísmico mais frequente e uma divulgação pública dos resultados.

A falha do cimento ou revestimento em torno do poço coloca um risco muito maior para a contaminação da água potável. Se o espaço anular for selado inadequadamente, o gás, os fluidos do fraturamento e a água de formação, contendo altas concentrações de sólidos dissolvidos, podem ter ligação direta entre a formação alvo, os aquíferos de água potável e as camadas de rocha intermediárias.

Existe uma série de ferramentas que minimizam o risco de falhas na cimentação ou no revestimento. O *American Petroleum Institute (API)* apresenta padrões de materiais e práticas recomendadas para a exploração e produção de petróleo de forma segura. O monitoramento frequente e a realização de testes também permitem que produtores e reguladores possam verificar a integridade do revestimento e do cimento. Assegurar que estes testes sejam realizados de acordo com as normas é essencial para a prevenção de acidentes.

5.3 Riscos de *Blowouts*

O risco de *blowout* associado ao desenvolvimento do *shale gas* é semelhante aos associados à exploração e produção de gás convencional. Este risco está ligado à perfuração em zonas altamente pressurizadas de hidrocarbonetos e, no caso do *shale gas*, à introdução de fluidos pressurizados durante o fraturamento hidráulico.

Para minimizar este risco destaca-se a necessidade de coleta de informações precisas sobre o subsolo e de pessoal treinado para lidar com situações perigosas e inesperadas, incluindo explosões. Mesmo se o projeto de perfuração e construção do poço for feito em total conformidade com as normas de segurança e as melhores práticas da indústria sejam seguidas, é necessário que as decisões durante a perfuração e operações de fraturamento sejam feitas por pessoas treinadas e experientes, a fim de se priorizar a proteção da sociedade e do meio ambiente.

5.4 Riscos Sísmicos

Outro risco na subsuperfície que tem recebido bastante atenção recentemente é a possibilidade de que a perfuração e o fraturamento hidráulico de poços de *shale gas* possam causar terremotos de baixa magnitude.

Em 2008 e 2009, a cidade de Fort Worth, no Texas, experimentou vários pequenos terremotos registrando 3,3 ou menos na escala Richter. A cidade nunca havia registrado um terremoto em sua história e alguns moradores se perguntaram se o recente aumento da atividade de perfuração local de poços de *shale gas* poderia ser o responsável. Um estudo realizado por sismólogos não encontrou qualquer ligação conclusiva entre o fraturamento hidráulico e estes tremores, mas indicou que a injeção de águas residuais provenientes das operações em poços de *shale gas*, que estavam sendo operados na vizinhança, pode ter causado a atividade sísmica.

Embora o processo de fraturamento hidráulico possa criar um grande número de eventos microsísmicos, ou microtremores na terra, as magnitudes destes são geralmente pequenas para serem detectadas na superfície. Os maiores microterremotos têm uma magnitude de cerca de -1,6 na escala Richter.

O monitoramento sísmico do emprego de fraturas hidráulicas, discutido anteriormente, é fundamental para melhorar a compreensão de como a injeção subterrânea pode desencadear atividade inesperadamente de alta magnitude sísmica.

5.5 Água Residual e Contaminação do Solo

Por causa das quantidades de produtos químicos que devem ser armazenados em locais de perfuração e dos volumes de resíduos líquidos e sólidos que são produzidos, medidas preventivas significativas devem ser tomadas para que esses materiais não contaminem as águas superficiais e o solo, durante o seu transporte, armazenamento e eliminação.

Os fluidos utilizados no fraturamento hidráulico são compostos tipicamente por mais de 98% em volume de água e areia, sendo o restante constituído por produtos químicos, tais como espessantes e redutores de atrito, com a função de proteger o revestimento de produção. Estes fluidos são projetados por empresas prestadoras de serviços que adaptam os fluidos de acordo com a necessidade de um determinado tratamento de fraturamento. Em uma pesquisa de 2009, o Departamento de Conservação Ambiental do Estado de Nova York recebeu das empresas uma lista de cerca de 200 aditivos químicos que as empresas podem usar em fluidos de fraturamento.

Uma vez que os fluidos de fraturamento devem conter um conjunto diferente destes produtos químicos, podendo estes ser perigosos em concentrações inadequadas, a divulgação pública dos produtos químicos utilizados no fraturamento hidráulico devem ser exigidas pelas agências reguladoras, ambientalistas e cidadãos. Uma série de empresas está estudando o uso de fluidos de fraturamento mais ambientalmente benignos. Estes também ajudariam a limitar os riscos ambientais e de saúde causados pelos fluidos de fraturamento em caso de contaminação.

Os produtos químicos a serem utilizados em fluidos de fraturamento são geralmente armazenados nos locais de perfuração, em tanques para posteriormente serem misturados com água, preparando-os para a operação. De acordo com a regulação americana, as empresas devem publicar fichas de dados de segurança que listam as propriedades e os efeitos na saúde dos produtos químicos armazenados em quantidades maiores que 4.536 kg. Entretanto, a divulgação de produtos químicos armazenados em pequenas quantidades não é atualmente exigido por lei e o acesso à composição de cada um deles muitas vezes pode ser limitado.

Após cada estágio do fraturamento, o fluido usado, juntamente com qualquer água presente originalmente na formação, volta à superfície através do poço. A água proveniente da formação pode estar acumuladas há milhões de anos, e, conseqüentemente, podem conter elevadas concentrações de sais, materiais radioativos naturais e outro contaminantes, incluindo benzeno, arsênio e mercúrio. Por isso, a água produzida durante o fraturamento hidráulico deve ser descartada de forma apropriada.

A água pode ser tratada de diversas formas diferente, sendo a injeção em aquíferos salinos subterrâneos o método mais comum de eliminação. Enquanto a injeção é regulada a nível federal no EUA, a disponibilidade de poços de eliminação adequados é uma questão importante que precisa ser estudada no projeto de exploração e produção do *shale gas*. Há dezenas de milhares de poços de injeção licenciados no Texas, mas por causa das restrições políticas e geológicas, esse número é muito menor em outros estados. O estado da Pensilvânia atualmente possui apenas cerca de 10 poços.

Dadas as restrições sobre a injeção subterrânea e o tratamento e descarga das águas residuais, é necessário um grande investimento para avançar as tecnologias de tratamento que permitem às empresas reutilizar fluidos para operações de fraturamento

subsequentes. A reutilização da água minimiza tanto a quantidade total de água utilizada no fraturamento quanto a quantidade que deverá ser descartada posteriormente.

Outro aspecto problemático de se lidar com a água residual é seu armazenamento temporário e transporte, antes do tratamento ou eliminação. Em muitos casos, os fluidos podem ser armazenados em tanques abertos sujeitos à evaporação e ao transbordamento, contaminando o solo ao entorno. O armazenamento da água produzida em tanques de aço fechados, uma prática já utilizada em alguns campos, reduziria o risco de contaminação e melhoraria a retenção de água para o reuso subsequente.

Além disso, os equipamentos utilizados para movimentar os fluidos entre os tanques de armazenamento e os poços devem ser monitorados e testados regularmente a fim de se evitar vazamentos e as mesmas precauções devem ser tomadas durante o transporte da água produzida para locais de injeção ou tratamento, seja através de gasodutos ou caminhão.

5.6 Extensão de Terras

As operações de perfuração de poços de *shale gas* requerem uma área significativa acima do solo, uma vez que muitos poços precisam ser perfurados. Por isso, é necessário que se faça o possível para minimizar o impacto destas ações sobre as comunidades locais. Uma das medidas mitigatórias que se pode adotar é a perfuração de poços multilaterais, como é feito em áreas de topografia íngreme ou sensibilidade ambiental.

Quanto aos procedimentos de licenciamento de terras, nestes terão que ser avaliadas as necessidades de cada uma das partes interessadas, incluindo proprietários e comunidades vizinhas. Além disso, devem ser avaliadas as estratégias de remediação que deverão ser claras e aplicáveis para garantir o mínimo de impacto e restauração máxima da terra associada a produção de gás.

O desenvolvimento do *shale gas* poderá, portanto, proporcionar a muitos países uma alternativa de combustível atraente, de menor emissão de carbono, além de gerar empregos e receitas significativas. No entanto, esses benefícios precisam estar associados a uma gestão eficaz dos riscos ambientais causados pela exploração deste recurso. Acredita-se que tecnologias inovadoras e melhores práticas da indústria podem ajudar a gerir riscos como: poços mal construídos, *blowouts*, contaminação do solo devido a vazamento de fluidos de fraturamento e água residuais, entre outros.

A existência de regulamentos rígidos é necessária para garantir a adoção de práticas corretas e minimizar o risco para o meio ambiente. Dessa forma, estudos sobre os impactos ambientais da exploração de *shale gas* poderão auxiliar os governantes estaduais e federais com informações cruciais para que estes baseiem suas futuras regulamentações.

6 ASPECTOS ECONÔMICOS DA EXPLORAÇÃO DE SHALE GAS

6.1 Introdução

O gás natural possui baixa densidade calórica se comparado ao óleo cru. Dessa forma, a mesma quantidade de energia sob a forma de gás ocupa um volume cerca de 1.000 vezes maior do que sob a forma de óleo (PINTO JR., *et al*, 2007). Nesse sentido, a indústria de gás natural sempre esteve associada a elevados custos de transporte e distribuição quando comparada a outras fontes energéticas. Esse fato se constituiu no principal limitador de sua expansão (DAHL, 2004; PINTO JR., 2007). Além disso, como a principal forma de transporte do gás é dada por meio de dutos, o mercado de gás natural possui característica predominantemente regional.

6.2 Preço do Gás Natural (GN)

Os preços do gás natural apresentaram um comportamento atípico em 2011, consolidando-se uma tendência que já vinha sendo observada desde 2008 com relação ao aumento da divergência entre os preços do GN nos principais mercados regionais, conforme pode ser verificado no gráfico 6.1.

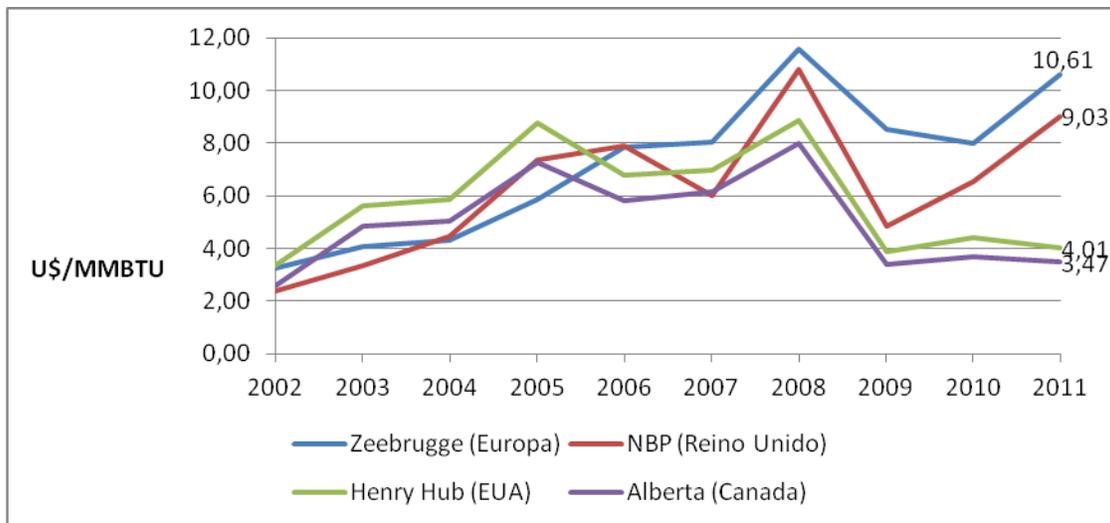


Gráfico 6.1 - Comportamento dos preços do GN nos principais mercados.
(Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP, 2011).

Nesse sentido, é possível verificar que a relação entre os preços do gás natural nos principais mercados internacionais vêm mostrando sinais de alteração em seu padrão de comportamento.

Entre o ano de 2002 e 2008, o preço do gás natural por MMBtu no mercado de *Henry Hub*, estava em média US\$ 6,73. Em 2011 por sua vez, é visto uma grande disparidade entre os preços nos principais mercados regionais, sendo possível perceber, portanto, que a tendência dos preços passaram a seguir trajetórias distintas.

A partir do mesmo gráfico, pode-se observar ainda que o comportamento dos preços do gás no mercado regional de *Henry Hub* se mantém no limite inferior em relação aos preços dos demais mercados desde o ano de 2008. Este padrão de comportamento pode ser explicado pela atual situação de abundância de oferta de gás vista no país, que por sua vez está relacionada, principalmente, ao forte desenvolvimento da produção interna de *shale gas* ao longo dos últimos anos. Pode-se verificar, também, que em 2009 e 2010, o preço do gás por MMBtu caiu bruscamente para US\$ 4,17, visto que nesse período foi produzido volumes significativos de gás de folhelho, conforme mostrado no gráfico 6.2.

Além disso, segundo as projeções realizadas pelo *IHS Global Insight* até 2035, o preço por MMBtu do GN ficará em média de US\$ 4,79, mantendo um patamar constante.

A partir do gráfico 6.2, pode-se notar que a oferta estimada de gás recuperável nos Estados Unidos dobrou. Nesse sentido, é possível observar que essa duplicação está diretamente relacionada ao gás não convencional, especialmente ao *shale gas* produzido nos últimos anos. Apesar de o *tight gas* aparecer como a principal fonte de gás natural não convencional nos EUA, no médio prazo, a perspectiva é de que a produção de gás de folhelho tome essa posição (EIA, 2010).

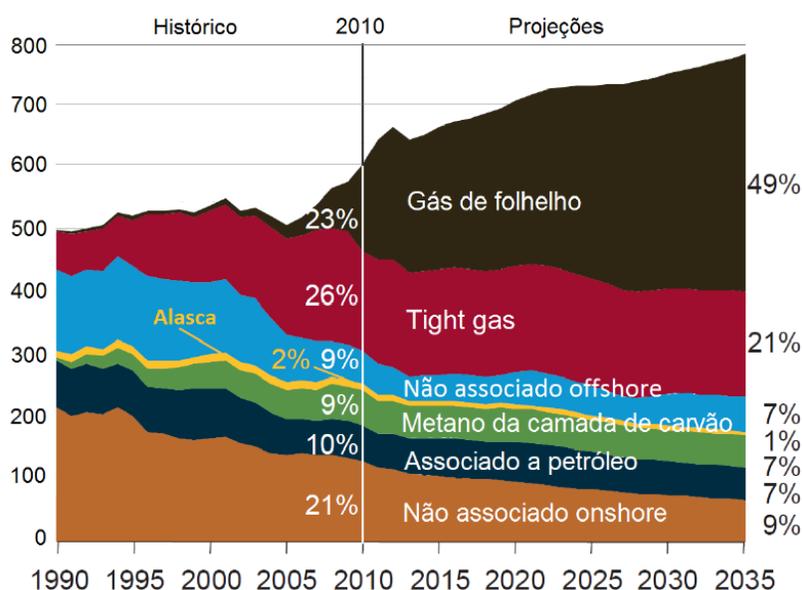


Gráfico 6.2 - Produção de gás natural nos EUA.
(Fonte: EIA, 2012).

Além disso, a promessa do gás não convencional tem levado alguns a prever que os Estados Unidos serão o maior produtor de gás, superando a Rússia e a Arábia Saudita. (RAMSEY *et al*, 2012).

6.2.1 Impacto do *Shale Gas* nos Preços do Gás Natural nos EUA

Embora a indústria do gás seja considerada antiga, as dificuldades associadas ao transporte desse insumo fez com que ele tivesse uma penetração tardia no mercado energético. Nesse sentido, o gás teve que disputar o mercado com outras fontes de energia já estabelecidas no país. Sendo assim, tradicionalmente, os preços dos derivados de petróleo eram utilizados como parâmetros para o preço do gás natural.

A precificação do gás costumava a ser estipulada de acordo com a equivalência energética entre o óleo e o gás. Dessa forma, de acordo com essa equivalência, a relação entre os preços em 2005 era de 6 Mcf = 1 Barril, isto é, o volume de 1 barril de óleo equivalia à 6 mil ft³ (Mcf) de gás. Entretanto, em 2007, essa relação passou para 10:1 (EIA/DOE, 2009a; MIT, 2010). Em 2009 a equivalência subiu para 17:1, alcançando o recorde de preço em 2010 quando atingiu a relação de 40:1 (*Ziffy Energy Group*, 2012). Nessa perspectiva, os consumidores finais que podiam trocar a fonte energética de óleo combustível para o gás, o fizeram neste momento, aumentando, assim, a demanda do gás natural.

O crescimento na demanda de gás ocasionado pelo aumento na competitividade deste energético frente aos seus substitutos derivados de petróleo não resultou no aumento do preço do gás no país como de costume. Isto pode ser explicado, pois o fornecimento de gás aumentou rapidamente em altas taxas, fazendo com que a oferta não fosse absorvida totalmente, gerando, então, um excedente de gás natural no país. Este excesso de gás, portanto, evita um aumento no preço, pois conforme a produção continua crescendo e a oferta se mantém relativamente maior do que a demanda interna, os preços acabam sendo forçados para baixo (EIA, 2012b).

O excesso da oferta de gás natural juntamente com preços baixos, no entanto, poderia sinalizar aos produtores o momento para retardar a produção de gás com o objetivo de diminuir a oferta e obter maiores preços. Na indústria do petróleo, porém, os produtores raramente fecham os poços quando os preços estão baixos, principalmente, devido às questões contratuais e às características do reservatório. Muitas empresas diante desse cenário, ao contrário, aumentam a produção para auxiliar a compensar os baixos preços do gás, a fim de manter as receitas e tentar aumentar os lucros (SMITH, 2009).

Nessa perspectiva, à medida que aumentou a oferta de gás natural a preços mais baixos, estimulou-se o aproveitamento de todas as oportunidades de mudança de derivados de petróleo para o gás natural. Visto que a oferta de gás continuou crescendo nos países, a relação entre o preço médio do óleo cru e do gás natural seguiu aumentando, conforme representado no gráfico 6.3.

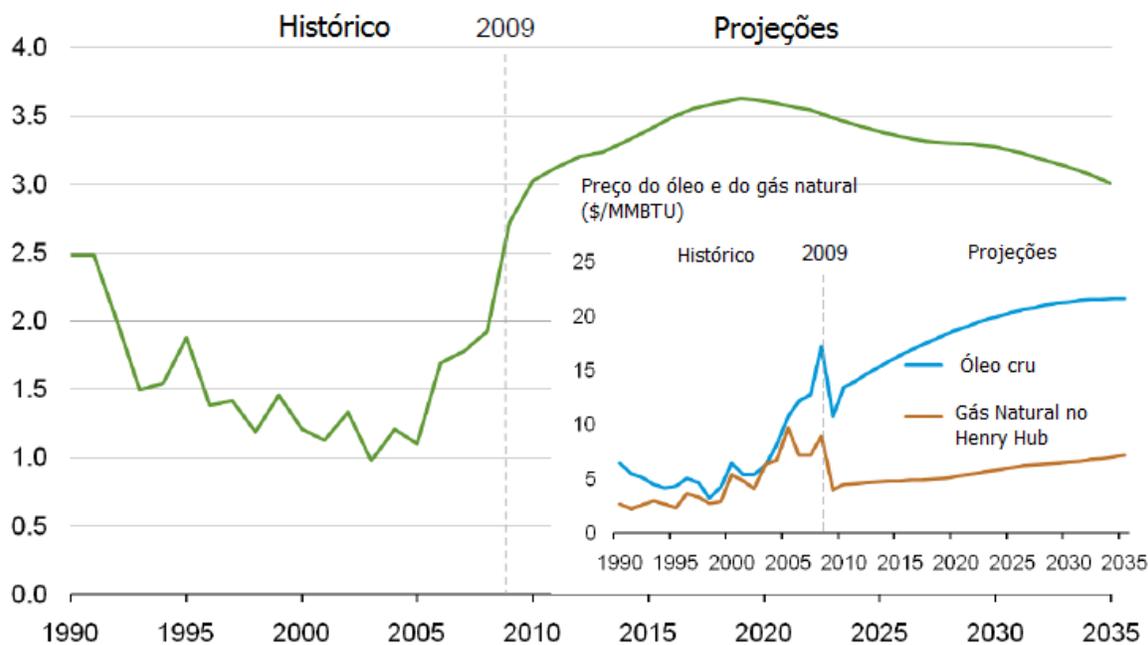


Gráfico 6.3 - Razão entre os preços de óleo e GN nos Estados Unidos.
(Fonte: EIA, 2012)

O aumento da participação do gás na matriz energética do país traz alguns benefícios, podendo destacar o fato de o gás ser uma fonte mais limpa em termos de emissões de CO₂ do que o carvão e o petróleo, já que ele emite apenas 50% de CO₂ quando comparado ao carvão e cerca de 30% quando comparado ao óleo. Outro benefício está relacionado à segurança de oferta, visto que o aumento da participação do GN na oferta de energia nos EUA não implicaria aumento da dependência de fontes externas.

Dessa forma, além do impacto sobre os preços do gás no mercado norte-americano, o avanço na exploração de *shale gas* abre novas perspectivas a respeito do papel que o gás natural ocupará na matriz energética dos Estados Unidos e do mundo.

6.3 Fatores Econômicos que Tornaram a Exploração de *Shale gas* Possível

A questão do desenvolvimento tecnológico, conforme já foi discutido no capítulo 4, foi o principal fator que garantiu o sucesso na exploração de gás de folhelho nos EUA, no entanto, outros fatores foram considerados relevantes para esse sucesso, dentre os quais podemos citar:

- A elevação dos preços do gás natural no mercado de *Henry Hub* observada a partir de 2002, que se manteve por longo período de tempo, conforme visualizado no gráfico 6.4. Esse aumento nos preços tornou as operações relacionadas à exploração de *shale gas* mais lucrativas.

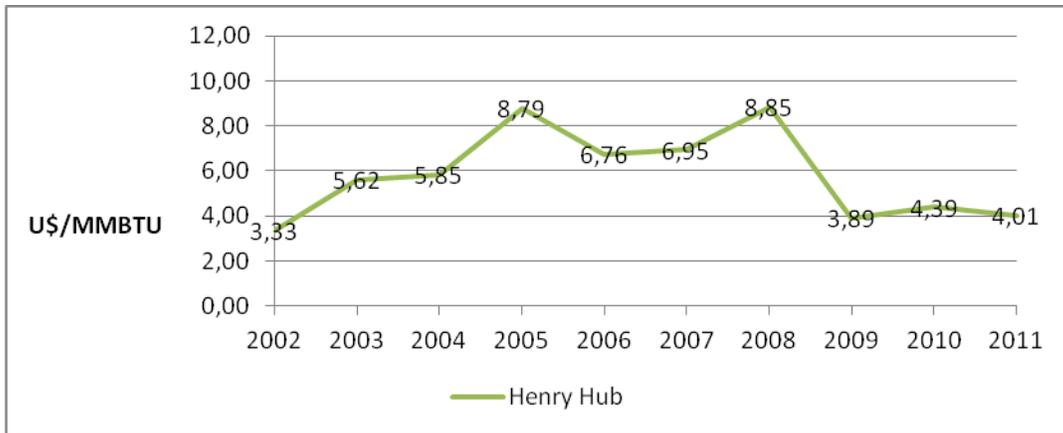
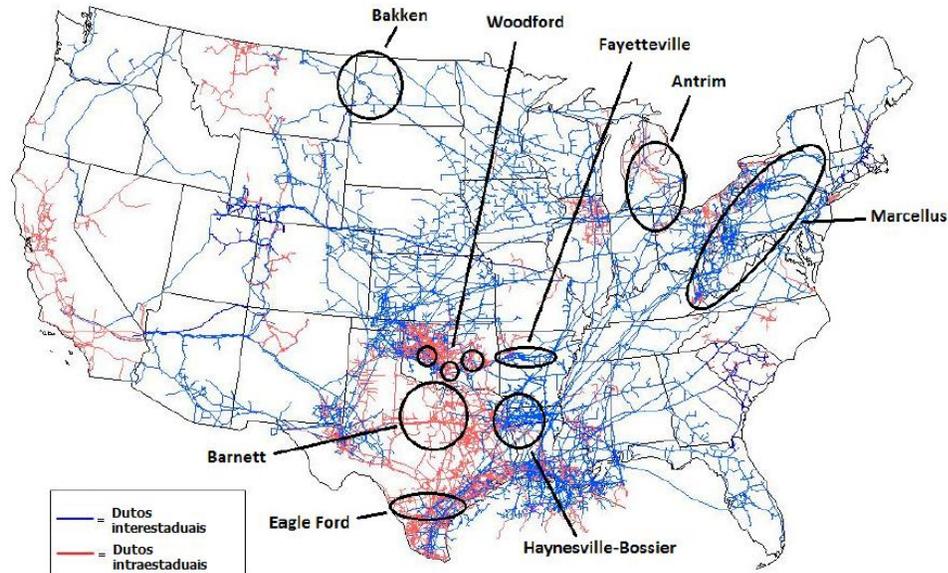


Gráfico 6.4 - Comportamento dos Preços do Gás Natural nos EUA no Henry Hub.
 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP, 2011)

- A infraestrutura de transporte de gás já estava desenvolvida nos EUA e o mercado consumidor também estava consolidado. Assim, estes dois fatores possibilitavam o fácil escoamento da produção para os mercados consumidores sem a necessidade da realização de investimentos adicionais em ativos específicos, tal como a construção de gasodutos para transporte do gás até os mercados consumidores. A Figura 6.5 mostra a malha de gasodutos existente nos EUA, onde os círculos ilustram as localizações das principais áreas de exploração de *shale gas* no país.



**Gráfico 6.5 - Mapa de gasodutos nos EUA.
(Fonte: EIA/DOE, 2011)**

- A existência de uma estrutura regulatória favorável no que tange os aspectos ambientais e de acesso à terra. Cabe observar que nos EUA a maior parte da produção de gás ocorre em terras privadas ou de propriedade dos estados.

6.4 Contribuições Econômicas na Geração de Empregos

Estudos realizados pela *IHS Global Insight* estimam que a indústria do *shale gas* contribuiu com a geração de mais de 600 mil postos de trabalho em 2010. É previsto ainda que em 2015 esse número aumente para 45%, gerando cerca de 870 mil postos de trabalho.

Uma das principais razões para estas profundas contribuições na economia é que a indústria do *shale gas* é considerada um multiplicador de emprego. Dessa forma, a indústria contribui tanto de forma direta como de forma indireta para a geração de novos postos de trabalho. Nesse sentido, para cada emprego direto criado no setor de gás de

folhelho, é visto que mais de três empregos são gerados por meio das contribuições indiretas. Essa relação está representada no Quadro 6.1.

Quadro 6.1 - Contribuição econômica da indústria do *shale gas* na geração de emprego nos EUA.

Emprego (Número de Funcionários)						
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Direto	148,143	197,999	248,721	241,726	278,381	360,335
Indireto	193,710	283,190	369,882	368,431	418,265	547,107
Induzido	259,494	388,495	504,738	512,220	576,196	752,648
Total	601,348	869,684	1,123,341	1,122,377	1,272,841	1,660,090

(Fonte: *IHS Global Insight, 2011*).

Portanto, quando comparado com outros setores industriais, a indústria do *shale gas* é considerada como tendo um dos maiores índices de multiplicadores de emprego. (*IHS Global Insight, 2011*).

A contribuição direta na economia está relacionada com o efeito direto da produção da indústria de *shale gas*. Dessa forma, os investimentos nas atividades diretamente relacionadas com a exploração, produção, transporte e distribuição desse gás para a indústria *downstream*, contribui para elevar o número de trabalhadores empregados diretamente nesses setores da indústria. As contribuições indiretas, por sua vez, ocorrem a partir das alterações nas aquisições feitas pelas atividades da indústria de *shale gas*. Com isso, as mudanças nas demandas da indústria resultam em mudanças correspondentes na produção, no emprego e na renda em todos os setores dos fornecedores que suportam as atividades da produção do *shale gas*.

Além da contribuição direta e indireta na econômica, é considerado também uma outra forma de contribuição; a contribuição induzida. Assim, essa contribuição é considerada quando se há emprego e geração de renda em setores da economia devido aos gastos dos trabalhadores que atuam direta e indiretamente na indústria do *shale gas*. Entre

esses setores, pode-se considerar o setor alimentício, o comércio, lazer, transportes, entre outros.

Nessa perspectiva, dois principais fatores podem ser responsáveis por impulsionar enormemente a criação de trabalhos indiretos, fazendo com que essa indústria tenha um dos maiores índices multiplicadores de emprego:

- I. O setor do *shale gas* é de capital intensivo, gastando cerca de 50% das receitas em materiais e serviços, tais como fornecedores de construção, produtos metalúrgicos, produtos químicos, além de uma ampla gama de setores de serviços, tais como serviços jurídicos e financeiros. Outra razão é a força dos fornecedores domésticos, pois os Estados Unidos é um líder mundial na exploração e produção do *shale gas*. Sendo assim, há, portanto, uma cadeia ampla de abastecimento interno, significando que parcelas maiores dos dólares gastos permanecerão nos Estados Unidos, apoiando a geração de empregos para os americanos.
- II. Além disso, a contribuição econômica não termina com a criação de postos de trabalho dentro da indústria ou nos seus fornecedores, pois a qualidade dos empregos criados também é elevada. Dada a natureza tecnologicamente inovadora do setor do gás de folhelho, os trabalhos atribuídos neste setor destacam-se em outras oportunidades de emprego. Vale ressaltar que nos Estados Unidos, os trabalhadores do setor de petróleo e gás natural são remunerados em média US\$ 28,30 por hora, valor este maior do que os salários pagos na fábricas, comércios, educação e muitas outras indústrias (*IHS Global Insight*).

7 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

7.1 Contexto

O potencial das regiões produtoras de *shale gas* nos Estados Unidos é indiscutível. Sendo assim, esse mercado têm se mostrado muito atraente. Entretanto, como visto no capítulo 6, as altas taxas de produção do gás, que se mantiveram maiores do que o consumo interno, fizeram com que os preços do gás natural despencassem. Portanto, esses recentes fatores de mercado vistos na indústria de gás natural nos Estados Unidos, poderia gerar certas preocupações a respeito da lucratividade na produção de *shale gas*. Aliada às recentes mudanças no mercado de gás, está a queda brusca na produção do *shale gas* ao longo da vida produtiva do campo, já experimentadas em campos produtores de *shale gas*.

Será realizada, portanto, uma análise de viabilidade econômica da produção de *shale gas* no *play* de Fayetteville, no Arkansas. Esse *play* foi escolhido, pois ele está sendo explorado há 10 anos e estima-se que nele haja ainda uma reserva recuperável de aproximadamente 52 Tcf (EIA). Diante deste potencial, Fayetteville tem atraído novas empresas produtoras e novos investimentos.

O objetivo deste trabalho é, portanto, analisar se apesar da alteração desses fatores de mercados citados acima, os produtores seriam capazes de explorar de forma econômica o gás de folhelho no país.

7.2 Métodos de Análise de Viabilidade Econômica de Investimentos

7.2.1 Método do Fluxo de Caixa

Um fluxo de caixa constitui-se de um modelo de “entradas” (receitas) e “saídas” (custos) ao longo do desenvolvimento do projeto. No caso de um fluxo de caixa projetado, os investimentos e os ganhos são previamente estabelecidos para todo o período estudado.

O fluxo de caixa é uma ferramenta importante que pode auxiliar o investidor em sua tomada de decisão e, por isso, é imprescindível que o modelo seja corretamente dimensionado para que não haja erros nos dados de entrada e saídas e, assim, não submeter o investidor a uma possível decisão duvidosa.

De acordo com MARTINS e ASSAF NETO (1986), os principais dados de entrada e saída de um fluxo de caixa de um projeto de investimentos são:

- Investimento inicial: consiste no capital aplicado inicialmente e sobre o qual se espera obter um retorno futuro. Neste item são incluídos os gastos com ocorrência única durante o período do projeto. No caso de projetos de óleo e gás este item é denominado de CAPEX.
- Custos e despesas operacionais: são os dispêndios gerados ao longo do projeto. No caso de projetos de óleo e gás este item é denominado de OPEX.
- Impostos: Taxas que incidem sobre os resultados aferidos pelo retorno do investimento. Em projetos de óleo e gás os impostos considerados são as taxas federais, taxas estaduais e *Royalties*.
- Receitas: Entradas relativas ao recebimento de vendas relacionadas ao projeto de investimento.

Vale destacar que na construção de um fluxo de caixa é importante considerar o efeito da inflação sobre os dados do mesmo. MARTINS E ASSAF NETO (1986), explicam que os fluxos de caixa gerados a cada período devem ser descontados a uma taxa que corresponda à inflação naquele período.

Do método de fluxo de caixa podem-se extrair os resultados para *Payback*, VPL e TIR, por exemplo. Estes resultados serão considerados na análise de viabilidade econômica do projeto e serão descritos a seguir.

7.2.2 Método de Análise por *Payback*

De acordo com Braga, o método de *Payback* constitui-se em uma ferramenta para mensurar o tempo necessário para que os recursos investidos em um projeto sejam recuperados. Este método é muito utilizado, tanto por empresas pequenas quanto por empresas grandes, por ser um método simples e acessível.

O *Payback* indica o período em que o projeto terá seus custos igualados aos seus benefícios. Pode ser interpretado com um ponto de equilíbrio do fluxo de caixa, a partir do qual se passará a ter lucro.

Para análise de investimentos, o investidor pode pré-determinar um *Payback* máximo aceitável, ou seja, os projetos com períodos de retorno iguais ou menores que o estabelecido serão aceitos e os com períodos superiores serão rejeitados.

Alguns autores, como BRAGA (1998), afirmam que há deficiências neste método, pois o mesmo não reconhece as receitas previstas após a recuperação do investimento, além de não considerar o valor do dinheiro submetido a juros em determinado período.

Entretanto, tais deficiências podem ser eliminadas se for utilizado um fluxo de caixa descontado que consiste em descontar do fluxo de caixa líquido à uma taxa que refletisse

o valor do dinheiro no período estudado. Este método fornecerá uma estimativa mais real para o *payback*, entretanto, poderiam ainda haver distorções significativas no período encontrado, uma vez que, mesmo utilizando-se um fluxo de caixa descontado, não seriam considerados as entradas e saídas após o período estipulado.

Mesmo com estas restrições, o *payback* é um importante indicador de risco do projeto, uma vez que ele expressa o tempo em que uma empresa terá parte de seu capital comprometido no investimento, tendo sua liquidez diminuída.

7.2.3 Método de Análise pelo VPL

Segundo GITMAN (2001) o método de VPL é uma técnica de análise, onde é subtraído o investimento inicial de um projeto de valor presente de seus fluxos de entrada de caixa, sendo descontada uma taxa equiparada ao custo de capital da empresa ou taxa mínima de atratividade (TMA). Ou seja, o VPL fornece o quanto as receitas geradas, diminuídas pelos custos iniciais e os desembolsos ao longo do período, representaria monetariamente no momento da análise.

Geralmente, se utiliza como taxa de desconto para cálculos de valor presente a TMA, que segundo SECURATO (1998) é a taxa a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros a partir do investimento de seus recursos. Esta taxa varia para cada investidor, uma vez que esta está associada ao nível de aversão ao risco e as expectativas de retorno de cada um. O VPL pode ser calculado conforme a equação (2).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1+i)^t} \quad (2)$$

Onde:

t = tempo, geralmente em anos, que o dinheiro foi investido no projeto; n = duração total do projeto; i = custo do capital; FC = Fluxo de caixa no período.

O investidor poderá decidir quanto à viabilidade de um projeto baseando-se no VPL, ou seja, se o VPL for positivo o projeto será aceitável, se for negativo este será rejeitado.

7.2.4 Método de Análise pela TIR

A taxa interna de retorno (TIR) é definida como a taxa que iguala o valor atual das entradas líquidas de caixa ao valor atual dos desembolsos relativos ao investimento líquido, segundo BRAGA (1998).

O método de análise de viabilidade de projetos baseado na TIR, consiste em comparar o valor da taxa mínima de atratividade (TMA), exigida e pré-estabelecida pela empresa, com a TIR encontrada. Caso a TIR seja superior à TMA, a análise recomendará o investimento no projeto, caso contrário o projeto não deve ser considerado viável.

A TIR está diretamente relacionada ao VPL, ou seja, a taxa interna de retorno é aquela em que as saídas e entradas do fluxo de caixa são igualadas, sendo $VPL = 0$. Qualquer taxa acima desta fornecerá um VPL negativo, indicando que o projeto deve ser rejeitado.

7.3 Modelagem

Esta análise econômica tem por objetivo estimar a rentabilidade de um poço produtor típico de *shale gas* encontrado em Fayetteville. A análise de viabilidade econômica da produção deste recurso será baseada no cálculo do valor presente líquido (VPL), da taxa interna de retorno (TIR), do período de retorno do investimento (*Payback*) e do preço de equilíbrio do gás (*Breakeven price*) necessário para que os produtores do *shale gas* em Fayetteville tenham lucros.

Mesmo que a tecnologia tenha tornado possível extrair gás natural do *shale* de Fayetteville e haja indicações de que esta atividade seja vantajosa, as atuais condições de mercados discutidas no capítulo 6 geram dúvidas quanto à viabilidade econômica

deste *play*. Além disso, custa mais caro produzir gás natural de depósitos de *shale* do que de depósitos convencionais devido à necessidade de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais, conforme discutido no capítulo 4. Há, também, outras condições desfavoráveis à produção de *shale gas* que incluem: a queda dos preços do gás natural, o excesso de oferta de gás natural no mercado interno, aumento dos custos de produção e taxas significativas de declínio de produção em poços de *shale gas*. Todas essas questões estão relacionadas entre si e afetam a rentabilidade global das atividades de produção de *shale gas*. Diante disto, é cada vez mais difícil para os produtores estimarem lucros confiáveis.

A seguir serão discutidas algumas questões que podem impactar na viabilidade econômica dos projetos de *shale gas*.

7.3.1 Limitação de Dados

A primeira questão que suscita preocupações sobre a viabilidade econômica de *shale gas* é a limitação dos dados atualmente disponíveis para as características dos níveis de produção em longos prazos e de desempenho econômico de *shale gas*. A escassez de dados é resultado do recente desenvolvimento da indústria de *shale gas*.

De forma geral, a falta de dados sobre o desempenho de produção dos poços de *shale gas* ao longo do tempo gera uma forte dependência do modelo usado em relação a previsões e análises para cenários futuros.

7.3.2 Declínio de Produção

Embora não haja uma abundância de dados quanto ao desempenho dos poços de *shale gas* em longo prazo, sabe-se com certeza que todos os poços vão experimentar declínios significativos em suas produtividades ao longo do tempo. A taxa de produção de *shale gas* diminui devido às características de baixa permeabilidade dos depósitos de folhelho.

Os poços típicos encontrados no *play* de Fayetteville apresentam uma taxa de declínio inicial de produção cerca de 64%, com declínios subsequentes de produção em todo o restante da vida do poço (CONSIDINE, 2010). Dependendo de como a produtividade do poço é modelada e dos valores iniciais de produção, a recuperação final esperada (*Expected Ultimate Recovery* - EUR) para o poço pode variar consideravelmente. Muitos poços de *shale gas* encontrados no *play* de Fayetteville têm valores de EUR de aproximadamente 2 bilhões de pés cúbicos (Bcf) de gás natural por poço (BAYLOR, 2010).

7.3.3 Preços

Além da disponibilidade limitada de dados e problemas de declínio de produção, a viabilidade econômica do *shale gas* também é afetada negativamente pela queda do preço do gás natural. Duas das mais importantes razões para esta queda de preços foram a crise financeira de 2008, provocando uma queda rápida e grave no preço, e, um excesso de oferta atual de gás natural, diminuindo ainda mais os preços e mantendo-os cerca de US\$ 4,00/Mcf.

Quando os preços do gás eram em torno de US\$ 10 dólares por Mcf havia maior tolerância para custos mais altos de produção e maior capacidade de oferecer quantidades elevadas de *royalties*, uma vez que os produtores eram capazes de obter lucros significativos com a venda deste gás. Os baixos preços do gás natural, no entanto, podem fazer até mesmo os projetos mais rentáveis terem sua rentabilidade desacreditada e levar as empresas a começar a reavaliar as atividades de produção nos *plays* de *shale*.

7.3.4 Custos

A necessidade de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico para se produzir quantidades suficientes de gás em poços de *shale gas*, aumenta os custos de produção

em comparação com os custos de poços de gás natural provenientes de reservatórios convencionais.

Os valores dos equipamentos e os custos de desenvolvimento relacionados com a produção de *shale gas* têm aumentando desde o início do ano de 2000 à taxas muito mais altas do que o preço do gás natural (*Energy Information Administration*, 2010). O aumento do interesse das empresas em produzir *shale gas* causou uma onda de demanda por equipamentos e, conseqüente, uma escassez dos equipamentos de perfuração relacionados. Quase todos os custos de desenvolvimento de *shale gas*, incluindo plataformas de perfuração, pessoal, poço, suprimentos e equipamentos de perfuração e fraturamento registraram um aumento no preço. Os custos crescentes de produção têm sido o oposto do que precisa acontecer, dado o baixo preço do gás natural.

Além disso, vale destacar que os custos variam a cada *play*, uma vez que estes valores também são influenciados pelas profundidades médias de cada formação. Sendo assim, os custos menores de desenvolvimento e exploração (CAPEX) de *shale gas* no *play* de Fayetteville, se comparados com os custos de outros *plays*, são devidos à média de profundidade encontrada em Fayetteville, que é menor que as encontradas em outros *plays*. Dessa forma, pode-se concluir que profundidades menores gerarão gastos menores com perfuração e fraturamento e conseqüentemente, um CAPEX menor.

7.4 Metodologia

Como resultado do recente *boom* na produção de *shale gas* no *play* de Fayetteville e as preocupações relacionadas com a viabilidade econômica deste recurso, uma análise foi feita para obter um melhor conhecimento sobre a rentabilidade de um poço de gás típico encontrado em Fayetteville. Os resultados desta análise foram utilizados para determinar

se as circunstâncias atuais adversas enfrentadas pela indústria de *shale gas* diminuem a rentabilidade da produção destes reservatórios.

Para modelar o desempenho de um poço típico de Fayetteville, a estimativa de produção de um poço de *shale gas* ao longo do tempo e os vários custos associados foram combinados para se criar uma demonstração de fluxo de caixa. Os dados de produção e de custos utilizados na análise como valores de entrada foram retirados da bibliografia disponível atualmente sobre a produção de *shale gas* nos EUA.

A construção de um fluxo de caixa permitiu o cálculo de vários parâmetros úteis na análise de viabilidade econômica de um poço, incluindo a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL), o preço de equilíbrio necessário a fim de se obter um mínimo de retorno sobre o investimento (*Breakeven price*) e o período de retorno do investimento (*Payback*).

A viabilidade foi avaliada com base em se o valor encontrado para o VPL foi positivo ou negativo, se o valor da TIR calculada foi maior que a taxa de retorno mínima aceitável (TMA) estipulada em 10%, se o preço atual de gás natural era maior ou menor que o preço de equilíbrio encontrado e se o *Payback* estimado está dentro de um intervalo medido aceitável pelas empresas. As seções seguintes irão explicar os componentes da análise e as premissas que foram consideradas.

7.4.1 *Royalties*

Para perfurar legalmente um poço de gás natural em terras privadas, os produtores devem oferecer incentivos latifundiários, incluindo os pagamentos dos *royalties*. Os *royalties* representam um rendimento adicional para os proprietários da terra, com base em um percentual da receita do gás natural produzido, antes de quaisquer custos ou encargos a serem descontados (HEFLEY *et al*, 2011).

A quantidade de gás a ser paga como *royalties* para o proprietário de terra utiliza o preço médio anual do gás no determinado ano em que os *royalties* devem ser pagos. A taxa média de *royalties* no *play* de Fayetteville é de aproximadamente 17% (GREEN, 2010), por isso este valor foi assumido nesta análise.

7.4.2 Os Valores de Produção

A determinação da quantidade de gás natural que pode potencialmente ser produzida pelo poço foi um dos componentes mais importantes da análise. Valores reais anuais de produção dentro do *play* de Fayetteville foram difíceis de se adquirir, pois estes são considerados restritos às empresas. No entanto, há dados disponíveis sobre as taxas iniciais de produção, a recuperação final estimada (EUR) e o declínio inicial de produção proveniente de curvas projetadas para poços de *shale gas* recentemente perfurados no *play* de Fayetteville.

As informações disponíveis relacionadas a produção inicial permitiram a previsão de valores de produção anuais do poço, conforme mostrada no gráfico 7.1. Os valores foram calculados por meio de uma equação de declínio hiperbólico. Empresas tradicionais utilizam esta equação para mostrar o desempenho médio do poço em uma determinada área (*Society of Petroleum Engineers*, 2002). A equação (3) representa a fórmula de declínio hiperbólico que foi utilizado.

$$Q_t = Q_i (1 + nD_i t)^{-1/n} \quad (3)$$

onde,

Q_t = Produção no momento t (volume/tempo); Q_i = Produção inicial (volume/tempo);

D_i = Taxa de declínio inicial; n = Expoente hiperbólico; t = Tempo (anos)

A equação de declínio da produção permitiu uma aproximação dos valores anuais de produção para um típico poço de *shale gas* no *play* de Fayetteville.

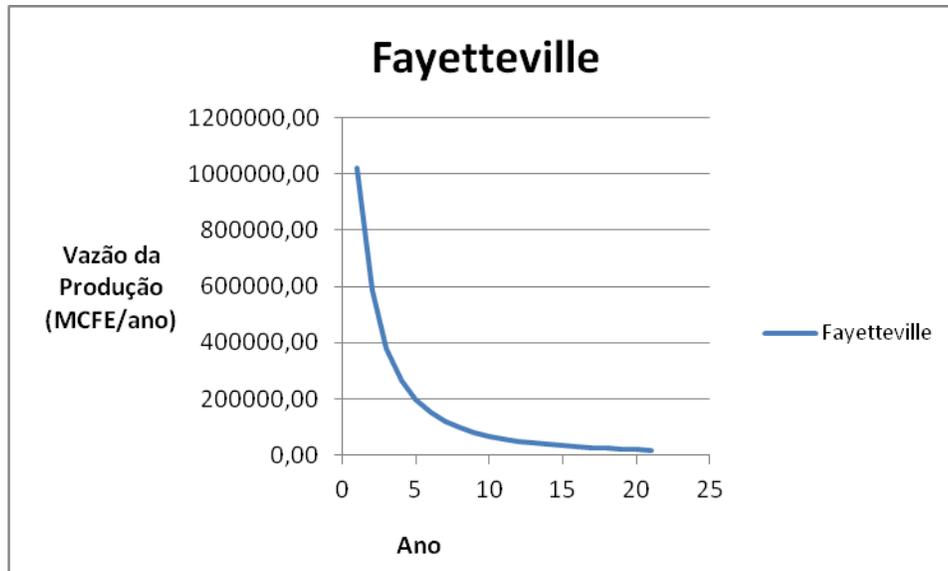


Gráfico 7.1 - Declínio de produção para um poço de *shale gas* no *play* de Fayetteville.
(Fonte: Elaboração própria)

7.4.3 Custos de Capital de Investimento

Os custos de capital de investimento (CAPEX), estão relacionados com as despesas das atividades necessárias para a preparação da área a ser explorada, com os custos das atividades requeridas na perfuração do poço, além das atividades para pôr o poço em produção. Vale citar que os custos de perfuração do poço representam cerca de 40% do total do CAPEX. Os outros custos se distribuem em despesas com as atividades de completação, esforços de estimulação (fraturamento hidráulico), juntamente com outras despesas adicionais (*Naturalgas.org* 2010). Estes custos complementares, muitas vezes compreendem a maioria do total do CAPEX, variando de 50% a 60% das despesas totais.

A simulação para um poço no *play* de Fayetteville assumiu, portanto, um CAPEX de 1,1 \$/Mcf de gás produzido, resultando em um valor total de cerca de 3,5 milhões para todo o volume produzido. Estes valores foram baseados na média dos CAPEX ocorridos no *play* de Fayetteville (*Chesapeake Energy Corporation* 2011).

7.4.4 Custos Operacionais (OPEX)

Após a perfuração e completação do poço, existem custos adicionais associados com a produção diária de gás natural. Estes custos são denominados de custos de operação (OPEX) do poço, incluindo os custos com o trabalho de levantamento, reparos e manutenção do poço, materiais e suprimentos, além de custos administrativos (*Resources Corp*, 2011).

Os custos anuais de OPEX foram estimados em 0,70 \$/Mcf de gás produzido por ano, baseados nos valores apresentados pelas empresas de produção de *shale gas* no *play* de Fayetteville (*Energy Strategy Partners*, 2011). No modelo, foi assumido que os custos de operação sofreram uma inflação de 1,978% a.a, considerando-se a inflação dos EUA referente ao mês de fevereiro de 2013 (global-rates.com).

7.4.5 Preço do Gás Natural

O preço do gás natural utilizado na análise do *play* de Fayetteville também foi baseado em cálculos e previsões para o preço médio anual do gás natural, de acordo com *Energy Information Administration* (EIA). O preço do gás natural representa o preço por unidade de gás estimada pelo produtor antes de se incluir os custos associados ao transporte, coleta e refinamento (*Federal Energy Regulatory Commission*, 2010). Este preço do gás natural foi escolhido para representar provavelmente os preços que os produtores utilizariam em suas previsões para o desempenho financeiro de seus poços de *shale gas*. Um preço inicial de gás natural de 4,39 \$/MCF foi usado na análise e representa o preço anual médio do gás para 2013 acrescido de uma inflação de 2,1% ao ano (EIA). Este aumento médio anual dos preços do gás foi assumido na análise e foi escolhido com base em previsões de preços de gás natural de 2009 a 2035 (*Energy Information Administration* 2011).

7.4.6 Taxas Estaduais e Federais

Despesas adicionais, como resultado de impostos estaduais e federais, foram contabilizados sendo incluídas no fluxo de caixa. A taxa de imposto estadual considerada foi de 6,55% para o estado de Arkansas. Já a taxa de imposto federal considerada foi de 34%. Estas taxas são baseadas nas taxas reais praticadas atualmente (*Federation of Tax Administrators*).

7.4.7 Cenário

Como resultado do decréscimo da produção experimentado por poços de *shale gas*, a quantidade de gás natural produzida pelos poços diminui ao longo da vida do poço e, conseqüentemente, a contribuição econômica de cada poço adicional de gás natural pode diminuir. Dependendo das características de produção, o poço pode vir a ser apenas marginalmente rentável após alguns anos de produção (BROOKS, 2010).

Um cenário de 20 anos de produção foi determinado para verificar se a viabilidade econômica pode ser alcançada após este período de produção com base nos pressupostos e valores utilizados nesta análise.

7.4.8 Resumo dos Dados

Na tabela 7.1 estão expostos resumidamente todos os valores assumidos para análise econômica deste trabalho e que já foram discutidos nas seções anteriores deste capítulo.

Tabela 7.1 - Valores utilizados na análise econômica.

Dados de Fayetteville	
Taxa de Produção Inicial (MMcf/d)	2,8
Declínio inicial	64%
n (variação do declínio)	0,5
Capex (\$/Mcf)	1,1
Opex (\$/Mcf)	0,70
Royalties (% sobre a receita bruta)	17%
EUR (Bcf/poço)	2,6
Variáveis de Mercado	
Preço do GN em 2013 (\$/MCF)	4,39
Taxa de aumento do preço do Gás (a.a)	2,1%
Taxa Federal (a.a)	34%
Taxa Estadual - Arkansas (a.a)	6,55%
TMA (a.a)	10%
Inflação dos EUA (a.a)	1,978%

(Fonte: Elaboração própria)

7.5 Resultados

A viabilidade econômica foi avaliada com base nos resultados calculados para o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), o preço de equilíbrio do gás natural (*Breakeven price*) e o tempo de retorno do investimento (*Payback*).

O primeiro cálculo concluído foi o VPL referente ao fluxo de caixa. Ele representa a quantidade de dinheiro em termos atuais equivalentes ao fluxo de caixa completo. O valor encontrado de acordo com os dados desta análise foi de US\$ 983.114,22 e foi calculado utilizando-se uma TMA de 10%, que tem sido usado como uma taxa de retorno mínima aceitável na indústria de gás natural (MIT *Energia Initiative*, 2010). Como o resultado é maior do que zero, foi considerado um valor viável para os projetos deste poço.

A TIR referente ao fluxo de caixa deste poço foi o segundo cálculo realizado. A taxa interna de retorno representa a taxa de juros que produz um valor presente líquido igual à zero para o fluxo de caixa equivalente. O resultado encontrado foi 19,48% a.a e foi considerado viável, uma vez que está acima da TMA estabelecida de 10%.

Além disso, foi calculado o preço de equilíbrio de gás natural (*Breakeven price*) para o fluxo de caixa construído. O preço de equilíbrio do gás representa o preço do gás natural exigido pelo produtor do poço para se conseguir um valor presente líquido de US\$ 0 à uma taxa de desconto de 10%. Esta suposição foi feita para que o preço de equilíbrio represente o preço do gás mínimo inicial aceitável que os produtores precisam receber a fim de se obter um retorno mínimo de 10% sobre o seu investimento. O *Breakeven price* encontrado foi de US\$ 3,62 e foi considerado viável, uma vez que é cerca de 20% menor do que o preço do gás inicial previsto de em 2014.

Foi ainda calculado o prazo de retorno do investimento, *payback* descontado, para o poço considerado. Este valor representa o tempo necessário para que o produtor veja seu investimento compensado, ou seja, o momento a partir do qual o investidor deixa de ter prejuízo e começa a ter lucro e pode ser visualizado no gráfico 7.2. O valor encontrado para o *payback* foi de 1 ano e 2 meses, ou seja, o retorno do investimento é rápido. Na tabela 7.2 mostra resumidamente os resultados obtidos na análise econômica.

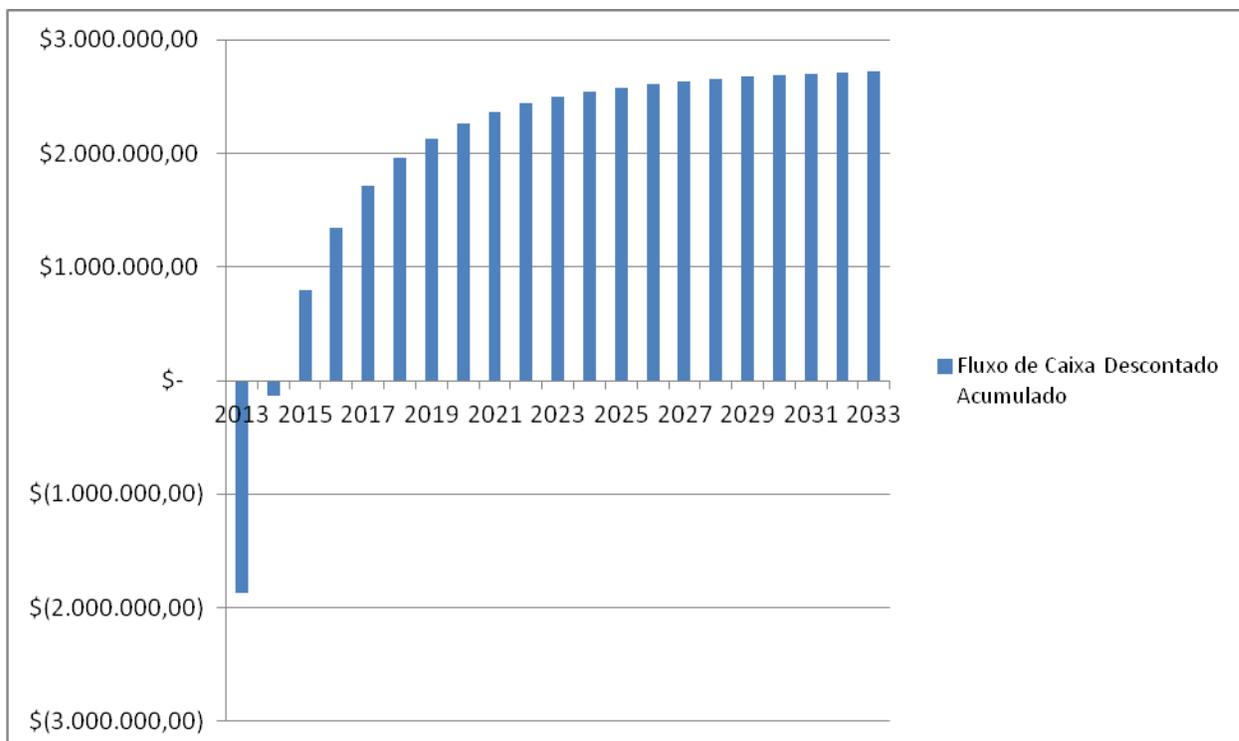


Gráfico 7.2 - Demonstrativo do *Payback*.
(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 7.2 - Demonstrativo dos Resultados.

RESULTADOS	
VPL	\$ 983.114,22
TIR (a.a)	19,48%
PAYBACK	1 ano e 2 meses
BREAKEVEN PRICE	\$ 3,62

(Fonte: Elaboração própria)

7.6 Análise dos Resultados

O rápido aumento da produção de *shale gas* na última década, em *plays* nos Estados Unidos como o caso de Fayetteville, resultou em novas tendências e incertezas na indústria do gás natural, aumentando as preocupações sobre a economia da produção de gás a partir de reservatório de *shale*. As circunstâncias específicas contra a viabilidade econômica da produção de *shale gas* incluem a queda do preço do gás natural, o excesso

de oferta de gás no mercado interno, os custos de produção elevados e as questões de declínio de produção associadas aos poços de *shale gas*.

Apesar dessas condições adversas, a análise concluiu que, usando os valores que representam os encontrados atualmente no *play* de Fayetteville, um poço de *shale gas* neste *play* é viável economicamente. Este resultado é baseado em todos os cálculos provenientes do fluxo de caixa elaborado, ou seja, valor presente líquido positivo, taxa interna de retorno maior que a taxa de retorno mínima aceitável de 10%, preço de equilíbrio do gás menor que o preço inicial considerado e tempo de retorno do investimento curto.

O resultado favorável gerado para a análise de viabilidade econômica da produção de *shale gas* mostra que, embora algumas condições atuais relacionadas com a produção deste recurso não sejam positivas, elas não são ruins o suficiente para inviabilizar a produção de poço de *shale gas* típico em Fayetteville. Consequentemente, há inúmeras implicações e conclusões para a produção de *shale gas* no *play* de Fayetteville que podem ser geradas pela análise de diferentes cenários e que podem afetar os resultados econômicos encontrados neste estudo. Dessa forma, será apresentada a seguir uma análise de sensibilidade quanto aos valores dos parâmetros definidos para esta análise.

7.7 Análise de Sensibilidade

Neste estudo também foi realizada uma análise de sensibilidade como ferramenta complementar ao estudo de viabilidade econômica feita através do fluxo de caixa descontado. Acredita-se que esta análise, e, conseqüentemente, a sua conclusão é fundamental para a tomada de decisão de um gestor ou investidor com perspectivas de interesse em realizar um determinado investimento.

A análise de sensibilidade foi feita por meio de simulação de possíveis valores para as diferentes variáveis do projeto que possuem maior influência no resultado final do estudo de viabilidade. Nesta pesquisa, foram feitas, então, duas análises alterando um total de três variáveis: CAPEX, preço do gás e vazão inicial de produção do gás. O objetivo desta análise é verificar o quanto estas variáveis impactam na TIR.

A primeira análise feita foi a análise de sensibilidade para o CAPEX. Neste caso, as variáveis alteradas foram o CAPEX e o preço do gás, que implicaram conseqüentemente na alteração da TIR inicial do projeto que era de 19,48%. Assim, é possível medir a sensibilidade da TIR relativamente às variações feitas, e, além disso, consegue-se verificar a implicação de uma variável na outra. Estes resultados são expressos na tabela 7.3 e no gráfico 7.3.

Tabela 7.3 - Análise de sensibilidade do CAPEX.

Análise de Sensibilidade do Capex									
	\$ 0,70	\$ 0,85	\$ 1,02	\$ 1,10	\$ 1,24	\$ 1,50	\$ 1,84	\$ 2,20	
\$ 3,00	17,10%	9,89%	4,26%	2,49%	-0,19%	-3,76%	-6,89%	-9,19%	
\$ 3,63	29,82%	19,89%	12,08%	9,63%	5,97%	1,17%	-2,91%	-5,81%	
\$ 4,39	46,00%	32,78%	22,24%	18,91%	13,92%	7,41%	1,98%	-1,78%	
\$ 5,31	66,17%	49,07%	35,25%	30,85%	24,20%	15,47%	8,19%	3,21%	
\$ 6,43	91,03%	69,31%	51,62%	45,94%	37,31%	25,85%	16,18%	9,56%	
\$ 7,78	121,46%	94,22%	71,92%	64,73%	53,74%	39,03%	26,46%	17,75%	
\$ 9,42	158,55%	124,68%	96,86%	87,86%	74,08%	55,52%	39,48%	28,24%	

(Fonte: Elaboração própria)

Na tabela 7.3, as células coloridas representam os valores de TIR aceitáveis que tornam o projeto viável.

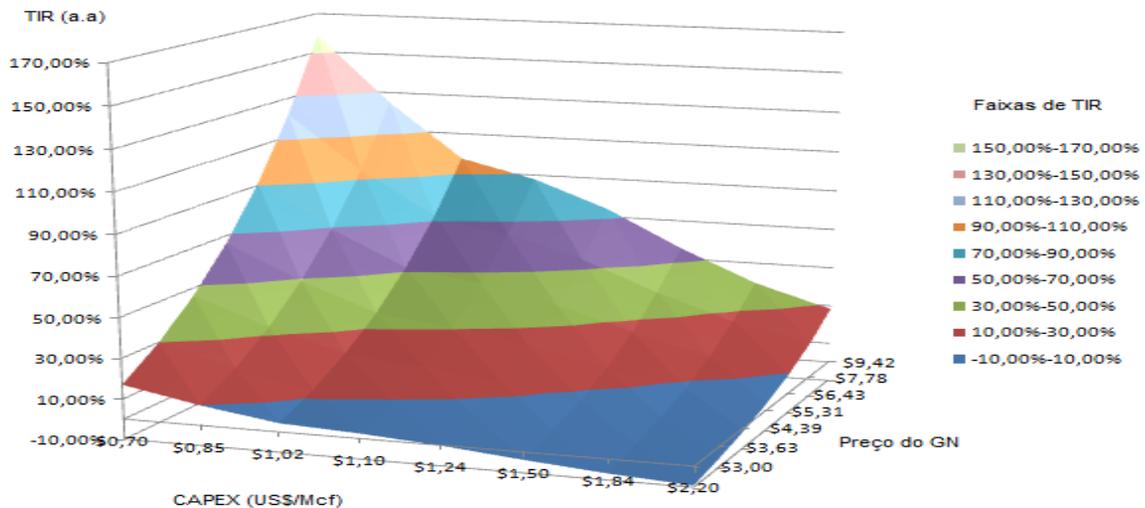


Gráfico 7.3 - Análise de sensibilidade do CAPEX.
(Fonte: Elaboração própria)

Tanto na tabela quanto no gráfico gerado, pode-se concluir quais preços do gás natural a determinado valor de CAPEX possibilitam a viabilidade do projeto, ou seja, quais combinação de valores de preços e de CAPEX proporcionam uma TIR maior do que a taxa mínima de atratividade (TMA), 10%, determinada pelo produtor de *shale gas*.

Portanto, para um CAPEX de 1,10 US\$/Mcf, utilizado no nosso modelo econômico, conclui-se que para valores do preço de gás maior do que US\$ 3,00 o projeto é considerado viável. Já para um CAPEX de 2,20 US\$/Mcf exige que o preço do gás esteja acima de US\$ 4,39 para que o projeto seja considerado viável.

A análise de sensibilidade para a produção inicial de gás também foi realizada. Neste caso, as variáveis alteradas foram a produção inicial de gás e o preço do gás, que implicaram consequentemente na alteração da TIR inicial do projeto que era de 19,48%. Assim, é possível medir a sensibilidade da TIR relativamente às variações feitas e, além disso, consegue-se verificar a implicação de uma variável na outra. Estes resultados estão expressos na tabela 7.4 e no gráfico 7.4.

Tabela 7.4 - Análise de sensibilidade da produção inicial de gás (Mcf/ano).

		Análise de sensibilidade da produção inicial de gás (Mcf/ano)							
		511000	613200	735840	883008	1022000	1226400	1471680	1766016
\$	3,00	-5,82%	-4,33%	-2,40%	0,12%	2,81%	7,26%	13,70%	23,33%
\$	3,63	-0,84%	1,00%	3,41%	6,63%	10,08%	15,86%	24,20%	36,50%
\$	4,39	5,40%	7,77%	10,88%	15,06%	19,51%	26,98%	37,60%	53,04%
\$	5,31	13,46%	16,53%	20,57%	25,96%	31,65%	41,11%	54,40%	73,52%
\$	6,43	23,90%	27,85%	33,00%	39,83%	46,97%	58,77%	75,20%	98,68%
\$	7,78	37,23%	42,21%	48,68%	57,19%	66,03%	80,58%	100,74%	129,41%
\$	9,42	53,95%	60,14%	68,15%	78,63%	89,50%	107,31%	131,92%	166,82%

(Fonte: Elaboração própria)

Na tabela os valores de TIR que tornam o projeto viável são os valores coloridos.

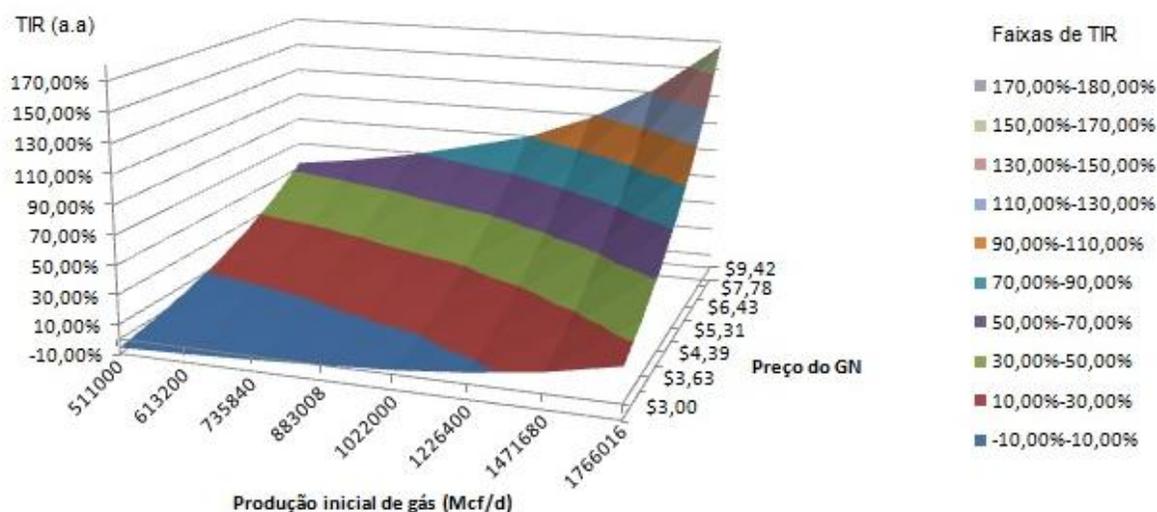


Gráfico 7.4 - Análise de sensibilidade da produção inicial de gás (Mcf/d).

(Fonte: Elaboração própria)

No gráfico 7.4, pode-se verificar para cada valor de produção inicial os valores dos preços que atingem uma taxa interna de retorno maior que 10%, ou seja, quais valores possibilitam a viabilidade do projeto.

Para uma vazão de produção inicial de 511.000 Mcf/ano conclui-se que preços a partir de US\$ 3,63 faz o projeto viável. Já para uma vazão de produção inicial de 1,8 Bcf/ano valores de preços do gás maior do que US\$ 3,00 tornaria o projeto viável.

8 CONCLUSÃO

A partir do uso de fraturamento hidráulico e de perfuração horizontal, os Estados Unidos têm sido capaz de desenvolver econômica e tecnologicamente por várias décadas o gás natural provenientes de depósitos de *shale*, como o *play* de Fayetteville. No entanto, a economia do *shale gas* tem gerado preocupações consideráveis, devido aos custos adicionais associados com o uso dessas duas tecnologias, juntamente com as atuais circunstâncias econômicas adversas da indústria do gás natural.

Nos anos anteriores, quando os preços de gás natural estavam cerca de US\$ 8,00 US\$/Mcf, houve um aumento rápido na produção de reservatórios não convencionais de folhelho. Isso acabou resultando em circunstâncias econômicas desfavoráveis para a indústria de gás natural, devido ao excesso de oferta interna de gás resultante do não acompanhamento da demanda interna, o que fez com que ocorressem quedas dos preços de gás natural no mercado local de *Henry Hub*. Apesar destas condições, com base nos dados de produção e de custos variáveis representativos obtidos pelos produtores de *shale gas* nos últimos anos, a análise concluiu que um poço de *shale gas* em Fayetteville é considerado viável economicamente. Esta viabilidade indica, portanto, que o número de poços perfurados e o volume de gás natural produzido na região de Fayetteville tende a aumentar.

Há um enorme potencial de benefícios econômicos e sociais gerados através do aumento da produção de gás natural nos EUA. Alguns benefícios econômicos associados com a continuidade da produção de *shale gas* em Fayetteville incluirá maiores lucros para os proprietários, empresas de gás natural, locais, estaduais e federais, juntamente com os investidores. Além disso, o sucesso das operações de gás de *shale* em Fayetteville vai acarretar em um aumento do número de empregos para as pessoas que trabalham na indústria de *shale gas*.

Com relação aos aspectos ambientais, enquanto a segurança ambiental da produção ainda está em estudo devido aos possíveis riscos ambientais que podem ser encontrados durante o processo de fraturamento hidráulico, os produtores de *shale gas* de algumas localidades estão enfrentando certa oposição de grupos ambientalistas. Entretanto, o que pode ser concluído com certeza é que o aumento da produção de *shale gas*, servirá como impulso para a utilização de uma fonte menos poluente, visto que o gás natural possui uma queima mais limpa do que o carvão e o óleo. Sendo assim, o gás natural ajudará a preencher a lacuna entre os combustíveis fósseis e as soluções de energia mais limpas.

No entanto, o sucesso econômico de longo prazo da produção de *shale gas* em Fayetteville, reside na possibilidade da demanda nacional de gás natural aumentar. Este fator é vital porque o sucesso na produção de *shale gas* na última década deixou os EUA em estado de excesso de oferta deste recurso. Portanto, há sinais de que os Estados Unidos estão prestes a ocupar um importante papel no mercado global de gás natural, passando de importador para se tornar exportador de líquido de gás natural.

9 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BAIHLY, J., ALTMAN, R., MALPANI, R., *et al.*, 2010, "Shale Gas Production Decline Trend Comparison Over Time and Basins". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE 135555, Florence, Italy, 19-22 Setembro.

BAYLOR, B., 2010, "Marcellus Shale Decline Analysis". Marietta College. Disponível: <<http://www.sooga.org/studies/Marcellus%20Shale%20Decline%20Analysis%20-%202010%20-%20Brandon%20Baylor.pdf>>. Acesso em: Fev. 2013.

BERMAN, A., 2007, The Fayetteville Shale play: an early evaluation: *World Oil*, v. 228, no. 8, p. 23.

BOYER, C., CLARK, B., JOCHEN, V., *et al*, 2011, "Shale Gas: A Global Resource".

BP Statistical Review of World Energy. Junho de 2012. Disponível em: <bp.com/statisticalreview>. Acesso em: Jan. 2013.

BRAGA, R., 1998, "Fundamentos e Técnicas de Administração Financeira". São Paulo, Editora Atlas.

BROOKS, G., 2010, "Musings: Marcellus Shale". Disponível em: <http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=99414>. Acesso em: Fev. 2013.

CHESAPEAKE ENERGY. 2010a. 2009 Annual Report.

CHESAPEAKE ENERGY. 2010b. Operational Data.

CHESAPEAKE ENERGY. 2011. Annual Report.

CHONG, K.K., GRIESER, B., JARIPATKE, O., *et al*, 2010, "A Completion Roadmap to Shale-Play Development: A Review of Successful Approaches toward Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades". *CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China*, SPE 130369, Beijing, China, 8-10 Junho.

CONSIDINE, T. J., 2010, "The Economic Impacts of the Marcellus Shale: Implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia". Disponível em: <<http://www.anga.us/media/44750/api%20economic%20impacts%20marcellus%20shale.pdf>>. Acesso em: Fev. 2013.

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

DUMAN, R. J., 2012, *Economic Viability of Shale Gas Production in the Marcellus Shale; Indicated by Production Rates, Costs and Current Natural Gas Prices*. Master of Science in Applied Natural Resource Economics, 2012, Michigan Technological University, Michigan, EUA.

ENERGY API, 2010, "American Hydraulic Fracturing: Unlocking America's Natural Gas Resources"

Federal Energy Regulatory Commission (US), 2010, Department of Energy. Washington DC. Disponível em: < <http://www.ferc.gov/help/glossary.asp#W>>. Acesso em: Fev. 2013.

Federation of Tax Administrators. Range of State Corporation Income Tax Rates. Washington, DC. Disponível em: <http://www.taxadmin.org/fta/rate/corp_inc.pdf>. Acesso em: Jan. 2013.

GITMAN, L. J., 2001, "Princípios de Administração Financeira", essencial. 2ª Ed, Porto Alegre: Bookman.

GOMES, M. J., *Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizado ao Shale Gas*, Graduação em Engenharia Química, 2012, UFRGS, Porto Alegre.

GREEN, E., 2010, "Marcellus Shale Could be a Boon or Bane for Landowners", Pittsburgh Post-Gazette. Disponível em: < <http://www.postgazette.com/pg/10059/1038976-28.stm>>. Acesso em: Fev. 2013.

HEFLEY, W. E, *et al.*, 2011, "The economic impact of the value chain of a Marcellus shale well". University of Pittsburgh Katz Graduate School of Business. Disponível em: <<http://www.business.pitt.edu/faculty/papers/PittMarcellusShaleEconomics2011.pdf>>. Acesso em: Fev.2013.

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

IHS GLOBAL INSIGHT INC, "The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States". Washington DC, EUA, 2011.

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>>. Acesso em: Nov. 2012.

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

KINNAMAN, T. C., 2011, "The Economic Impact of Shale Gas Extraction: A Review of Existing Studies". Department of Economics, Bucknell University, Lewisburg, Estados Unidos.

KRALOVIC, P., 2011, "North American Natural Gas Market Dynamics: Shale Gas Plays in North America – A Review". *Canadian Energy Research Institute*, Calgary, Alberta, Canada.

LAKE, L. W., MARTIN, J., Ramsey, J. D., *et.al*, 2012, "A Primer on the Economics of Shale Gas Production".

LEWIS, R., INGRAHAM D., PEARCY, M., 2004, "New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs". *Reservoir Symposium 2004*.

MAHAJAN, M., RAUF, N., GILMORE, T., MAYLANA, A., 2006, "Water Control and Fracturing: A Reality", *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, SPE 101019, Adelaide, Australia, 11-13 Setembro.

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.

MARTINS, E., ASSAF NETO, A., 1986, "Administração financeira: as finanças das empresas sob condições inflacionárias". São Paulo: Atlas.

MATTHEW, E., MANTELL, P. E., 2010, "Deep Shale Natural Gas and Water Use, Part Two: Abundant, Affordable and Still Water Efficient" *Water/Energy Sustainability Symposium at the 2010 GWPC Annual Forum*, Pittsburgh, PA. Disponível em: <<http://www.springsgov.com/units/boardscomm/OilGas/GWPC%20-%20Deep%20Shale%20Natural%20Gas%20and%20Water%20Use.pdf>>. Acesso em: Nov. 2012.

MIT Energy Initiative, 2010, "The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study Interim Report". Cambridge, Massachusetts Institute of Technology.

Natural Gas Forum for Landowners. Lakewood, 2011. Disponível em: <<http://www.naturalgasforums.com/natgasSubs/naturalGasLeaseOfferTracker.php>>.

Acesso em: Dez. 2012.

Naturalgas.org. "Natural Gas Demand", Washington, DC. Disponível em: <<http://www.naturalgas.org/business/demand.asp>>. Acesso em: Out. 2012.

Oilshalegas.com. 2009. Fayetteville Shale. Disponível em : <<http://www.oilshalegas.com/fayettevilleshale.html>>. Acesso em: Out. 2012.

Range Resources Corporation, 2011, Annual report.

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

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

SECURATO, J.R., 1998, "O índice M2 de F. Modigliani e L. Modigliani para a avaliação da performance de fundos: o índice de MM – Modigliani modificado". In: III SEMEAD, Anais..., 1998, São Paulo: FEA-USP.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2002, "SPEE Recommended Evaluation Practice #6 - Definition of Decline Curve Parameters", Houston.

Taxas de Inflação nos Estados Unidos. Disponível em: <<http://pt.global-rates.com/estatisticas-economicas/inflacao/indice-de-precos-ao-consumidor/ipc/estados-unidos.aspx>>. Acesso em: Jan. 2012.

THOMAS, J. E. *et al*, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Editora Interciência, 2001.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), *Annual Energy Outlook 2012 With Projections to 2035*. Washington, DC, EUA, 2012. Disponível em: <www.eia.gov/forecasts/aeo>. Acesso em: Dez. 2012.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays Background*, Washington, DC, EUA, 2011. Disponível em: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/aeoref_tab.html>. Acesso em: Dez. 2012.

USEIA, 2011, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States: U.S. Energy Information Administration*, 365 p. Disponível em <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>>. Acesso em: Dez 2012.

VIRGENS, G. B., 2011, *Revisão Bibliográfica dos Folhelhos com Gás da Formação Barnett, Texas, EUA: Um Exemplo de Reservatório Não Convencional*. Bacharel em Geologia, Universidade Federal da Bahia, Salvador.

WRIGHT, J.D., SPE, NORWEST CORPORATION, 2008, "Economic Evaluation of Shale Gas Reservoirs". *Shale Gas Production Conference*, SPE 119899, Fort Worth, Texas, EUA, 16-18 Novembro.

YEW, C.H., 2008, *Mecânica do Fraturamento Hidráulico*.

ZIFF, P., ZIFF ENERGY GROUP, 2012, "The Economics of Gas in North America: Portfolio vs. Performance under Cyclical Prices". *SPE Hydrocarbon, Economics, and Evaluation Symposium*, SPE 162900, Calgary, Alberta, Canada, 24–25 Setembro.