

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
CURSO DE GEOFÍSICA

GUILHERME COUTINHO MONTEIRO

ESTUDO DE GÁS DE FOLHELHO NA FORMAÇÃO
PONTA GROSSA, BACIA DO PARANÁ

Niterói,

2013

GUILHERME COUTINHO MONTEIRO

**ESTUDO DE GÁS DE FOLHELHO NA FORMAÇÃO
PONTA GROSSA, BACIA DO PARANÁ**

Projeto Final apresentado à
Universidade Federal Fluminense como
requisito para obtenção do título de
Bacharel em Geofísica.

Niterói,

2013

TERMO DE APROVAÇÃO

Projeto Final requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica, em 10 de Janeiro de 2014, examinada por:

Prof.^a Dr.^a Eliane da Costa Alves
UFF

Dr. Renato Lopes Silveira
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Prof. Dr. Arthur Ayres Neto
UFF

Prof. Dr. Rogério de Araújo Santos
Petrobras / UFF

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todo sacrifício realizado pelos meus pais para que pudesse obter o melhor ensino e chegar ao ponto em que cheguei. Agradeço à minha irmã por seu bom humor contagiante e seu companheirismo em qualquer momento. Acima de tudo, agradeço a todo amor e carinho oferecido pela minha família.

À minha namorada por seu apoio e paciência no período de desenvolvimento deste trabalho. Agradeço à todo seu amor e, principalmente, carinho, que tornam cada dia melhor.

Agradeço à minha orientadora Eliane da Costa Alves por toda ajuda, sabedoria e tempo dedicado a mim, mesmo comprometida a outros Projetos.

Ao meu coorientador e supervisor de estágio Renato Lopes Silveira por sua sabedoria e parceria junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). À sua sugestão fundamental de tema para o Projeto Final.

Agradeço aos professores Arthur Ayres Neto e Rogério de Araújo Santos por dedicarem seu tempo para a avaliação e evolução do projeto em questão.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por fornecer os dados utilizados neste estudo.

RESUMO

Reservas não convencionais de hidrocarboneto têm crescido significativamente no mercado mundial e, atualmente, representam importante fonte energética para países como os EUA. O papel da Geofísica na sua exploração é o de mapear reservatórios e monitorar o processo de perfuração e fraturamento. Desta forma, a sísmica de reflexão, ferramenta utilizada para imagear os pacotes sedimentares no subsolo, é usada na exploração de recursos não convencionais, junto aos dados de poço.

Intitulado como Projeto Final, seu objetivo é o de utilizar dados públicos disponíveis de sísmica de reflexão 2D e 3D e de poços a fim de identificar regiões preenchidas por gás, além de encontrar zonas que são favoráveis à perfuração e ao fraturamento hidráulico na Formação Ponta Grossa, Bacia do Paraná.

Os dados foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e trabalhados no software Petrel E&P® disponibilizado pela Schlumberger na Universidade Federal Fluminense (UFF) para fins acadêmicos.

Atributos sísmicos foram aplicados na sísmica 3D possibilitando o mapeamento das fraturas enquanto os dados de poço se mostraram de pouco auxílio por falta de informação e baixa qualidade, impossibilitando a identificação de *sweet spots*. Desta forma, os resultados apresentados de certa forma se distanciaram do objetivo devido à obstáculos relacionados aos dados utilizados.

Palavras-chave: Reservatório não convencional, sísmica de reflexão, gás de folhelho, Formação Ponta Grossa, Bacia do Paraná.

ABSTRACT

Unconventional hydrocarbon reserves have grown significantly on the global market and, nowadays, represent an important energetic resource of countries such as the USA. The Geophysical role on its exploration is to map reservoirs and monitor the drilling and fracturing process. Thus, seismic, most used tool to image sedimentary packages on the subsurface is also used on unconventional exploration, along with well data.

Entitled as Graduation Project, its main goal is to use available public 2D and 3D seismic and well data in order to identify gas filled regions, as well as finding zones that are favorable to drilling and hydraulic fracturing processes inside Ponta Grossa Formation located on Paraná Basin.

The data was provided by Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), and worked on Petrel E&P® delivered by Schlumberger at Universidade Federal Fluminense (UFF) for academic means.

Seismic attributes were used on the 3D seismic enabling fracture mapping while well data were less helpful due to lack of information and low quality, making sweet spot identification unable to be proceeded. By that, the results presented were different from the inicial goal due to obstacles related to the used data.

Keywords: Unconventional, seismic, shale gas, Ponta Grossa Formation, Paraná Basin.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 Principais feições da Bacia do Paraná. (Fonte: Zalán *et al.*, 1990)
- Figura 2 Carta estratigráfica da Bacia do Paraná. (Fonte: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 265-287, maio/nov. 2007)
- Figura 3 Isópacas da Formação Ponta Grossa. As seções coloridas diferenciam a $R_0\%$. (Fonte: Adaptado de Zalán *et al.*, 1990).
- Figura 4 Tabela indicando as fases do processo, os hidrocarbonetos formados, o R_0 , a temperatura da reação, a temperatura ambiente e a maturação. (Fonte: Adaptado de Tissot & Welte, 1980)
- Figura 5 Ilustração diferenciando reservatórios não convencionais de gás e sistemas convencionais. (Fonte: Adaptado de 'Government of Western Australia: Department of Mines and Petroleum', 2012)
- Figura 6 Principais *plays* de *shale gas* espalhados pelos EUA. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2011).
- Figura 7 Mapa do Barnett *Shale* ao longo do estado do Texas, EUA. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Geological Survey - USGS')
- Figura 8 Mapa da localização do Marcellus *Shale* situado no território de sete estados norte-americanos. (Fonte: Adaptado de 'New York Times', 2008)
- Figura 9 Gráfico (acima) representando queda do preço do gás a partir de 2008 nos quatro principais mercados mundiais (Fonte: Adaptado de Coradesqui & Souza, 2013). Gráfico (abaixo) representando avanço na exploração do gás de folhelho a partir de meados de 2010. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2012)
- Figura 10 Mapa com as principais bacias mundiais potenciais para óleo e gás de folhelho. Em vermelho, as bacias com valores estimados e fornecidos para a pesquisa. Em laranja, as bacias potenciais, porém sem valores estimados por falta de estudos realizados. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2013)

- Figura 11 Gráfico entre a produção de poços de *shale gas* nos principais *plays* norte-americanos em MMcf por anos de produção. (Fonte: Adaptado de ‘*U.S. Energy Information Administration – EIA*’, 2012)
- Figura 12 Comuns utilizações da Perfuração Direcional. (Fonte: Thomas *et al.*, 2011; *apud* Coradesqui & Santos, 2013)
- Figura 13 Ilustração de *plays* de gás convencional e não convencional. Destacado o Poço Horizontal inclinado. (Fonte: Adaptado de ‘*U.S. Energy Information Administration – EIA*’, 2011)
- Figura 14 Composição do fluido de perfuração geralmente utilizada. (Fonte: Economides, 2010; *apud* Coradesqui & Santos, 2013)
- Figura 15 Esquema representando o processo de exploração de gás de folhelho. (Fonte: Adaptado de ‘*U.S. Environmental Protection Agency – EPA*’, 2013)
- Figura 16 Comparação de volume de água consumido por MMBTU de energia produzida da empresa ‘*Chesapeake Energy*’ em 2009. (Fonte: Adaptado de Mantell & Engineer, 2009)
- Figura 17 Esquema ilustrando as estações em branco na superfície e o subsolo fraturado. Apesar de distantes, o fraturamento pode influenciar umas as outras. (Fonte: ‘*U.S. Energy Information Administration – EIA*’, 2012)
- Figura 18 Representação gráfica da cobertura total dos tipos de aquisição acima. Abaixo estão representadas as geometrias com o ponto representando a fonte e os traços os receptores. (Fonte: Adaptado de Bachrach *et al.*, 2013)
- Figura 19 Geofones dispostos em direções diferentes (X, Y, Z) utilizados durante a aquisição sísmica 3C. (Fonte: Adaptado de *Schlumberger Oilfield Glossary*)
- Figura 20 Aquisição de VSP. À esquerda VSP com offset. À direita VSP *zero offset*, arranjo utilizado na aquisição do *checkshot*. (Fonte: Adaptado de Keary *et al.*, 2002).

- Figura 21 Esquema ilustrando o fraturamento hidráulico e suas atividades microsísmicas registradas por geofones. (Fonte: Adaptado de 'ESG Solution')
- Figura 22 Mapa com a localização dos dados a serem usados. À esquerda visão geral da bacia em relação aos dados. À direita esquema indicando o espaçamento dos dados.
- Figura 23 Esquema do Petrel indicando o posicionamento do poço, destacado em vermelho, em relação ao cubo da sísmica. A superfície em cores representa a base da Formação Ponta Grossa, onde as cores quentes são as regiões mais altas. As linhas azuis indicam os limites do cubo sísmico.
- Figura 24 Perfil composto do poço 3BB 0002D PR na Formação Ponta Grossa. Em cores as camadas encontradas na formação. A linha vermelha ao topo representa o início da Formação Ponta Grossa.
- Figura 25 *Crossline* da sísmica 3D não interpretado. Ao canto inferior direito sua localização em relação ao cubo sísmico. A superfície em cores indica a base da Formação Ponta Grossa.
- Figura 26 *Crossline* da sísmica 3D interpretado. Ao canto inferior direito sua localização em relação ao cubo sísmico.
- Figura 27 Ao canto inferior direito, mesma linha sísmica apresentada na figura 25. Ao fundo, *Ant Tracking* aplicado à mesma linha. Nota-se o realce de fraturas horizontais.
- Figura 28 Ao canto inferior direito, mesma linha sísmica apresentada na figura 25. Ao fundo, *Ant Tracking* aplicado junto ao t^* *Attenuation* à mesma linha. Nota-se o realce das falhas verticais.
- Figura 29 À esquerda a Base e à direita o Topo da Formação Ponta Grossa. A seta ao topo da figura indica a região Norte.
- Figura 30 Resultado do *Ant Tracking*. Em preto estão as fraturas. Em cores, a superfície que representa a base do folhelho. Os círculos vermelhos

representam as zonas fraturadas. A profundidade aumenta da figura superior esquerda para a inferior direita.

Figura 31 Em preto, poços disponíveis no Brasil. (Fonte: BDEP / Webmaps, 2014)

Figura 32 Em azul, poços disponíveis na América do Norte. (Fonte: Adaptado de TGS.com, 2013)

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Lista de dados utilizados no Projeto Final fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVO.....	2
2. BACIA DO PARANÁ	2
2.1. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	2
2.2. FORMAÇÃO PONTA GROSSA.....	5
3. DEFINIÇÃO	8
3.1. ROCHA GERADORA	8
3.2. ROCHA RESERVATÓRIO	10
4. SISTEMAS NÃO CONVENCIONAIS	10
4.1. GÁS DE FOLHELHO	12
4.1.1. CARACTERÍSTICAS DO GÁS DE FOLHELHO	13
4.1.2. <i>PLAYS</i>	14
5. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO DO GÁS EM FOLHELHOS	17
6. ASPECTOS TECNOLÓGICOS DA EXPLORAÇÃO NÃO CONVENCIONAL	20
6.1. PERFURAÇÃO DIRECIONAL PARA RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS	21
6.2. FRATURAMENTO HIDRÁULICO NO FOLHELHO.....	23
6.2.1. OPERAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO	24
7. ASPECTOS AMBIENTAIS DA EXPLORAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO	27
7.1. RISCOS NO FRATURAMENTO HIDRÁULICO.....	28
7.2. RISCOS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS	29
7.3. RISCOS NA SUPERFÍCIE	29
8. GEOFÍSICA PARA RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS	30
8.1. AQUISIÇÃO DE DADOS.....	31

8.2. MAPEAMENTO DE FRATURAS.....	34
8.2.1. MICROSSÍSMICA.....	35
8.3. PERFIS DE POÇO.....	36
9. METODOLOGIA.....	37
9.1. DADOS DE POÇO.....	39
9.2. DADOS SÍSMICOS.....	42
10. RESULTADOS.....	48
11. CONCLUSÃO.....	49
12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	52

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, uma fonte energética desperta o interesse de várias companhias, o gás de folhelho. Diferentemente de um reservatório de gás comum, o hidrocarboneto em questão é trapeado dentro do folhelho, sua própria rocha geradora. Este tipo de sistema petrolífero é denominado não convencional. Vários tipos de reservatórios encontrados pelo mundo são considerados não convencionais. Dentre eles, além do gás de folhelho, os principais para gás são o *coalbed methane* (gás de carvão) e *tight sands*.

Apesar de suas técnicas de exploração repercutirem muito quanto ao seu possível impacto ambiental, principalmente o fraturamento hidráulico, atualmente as reservas não convencionais de gás de folhelho representam 23% de toda energia gerada nos EUA, maior produtor mundial deste gás.

Este cenário não ocorre mundialmente, embora sejam conhecidas bacias sedimentares potenciais para não convencional. Isso se dá conforme é necessária uma infraestrutura voltada para o gás de folhelho. No Brasil, bacias como São Francisco, Parnaíba e Paraná são potenciais para estes reservatórios.

A Formação Ponta Grossa, localizada na Bacia Intracratônica do Paraná, região estudada no Projeto, apresenta grande potencial para acúmulos deste gás. Desta forma, o mapeamento dos reservatórios deste tipo é de fundamental importância por terem a capacidade de alavancar a economia do país, quando explorados de forma correta.

São abordados no Projeto Final temas introduzindo o conceito do gás não convencional, abrangendo também seu histórico junto ao desenvolvimento das técnicas de avaliação e exploração.

O papel da geofísica é discutido ao longo do capítulo 8. Nele são apresentadas as técnicas utilizadas por empresas a fim de aprimorar a exploração do gás de folhelho como, por exemplo, arranjos geométricos no momento da aquisição e técnicas para melhorar o dado e auxiliar o intérprete identificar zonas de interesse, ou *sweet spots*.

1.1 OBJETIVO

O Projeto Final foi desenvolvido com o intuito de encontrar zonas preenchidas por hidrocarboneto, além de mapear regiões fraturadas naturalmente que têm respostas melhores ao processo de fraturamento hidráulico.

Técnicas de interpretação sísmica foram aplicadas no dado sísmico 3D a fim de identificar estas regiões. Para isso, foi utilizado o software Petrel E&P® disponibilizado na Universidade Federal Fluminense (UFF) pela Schlumberger para fins acadêmicos.

Todos os dados utilizados foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

2. BACIA DO PARANÁ

2.1 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

Atualmente situada por completo em ambiente continental, a Bacia Intracratônica Sul-Americana do Paraná é uma das maiores bacias sedimentares do Brasil, englobando um total aproximado de 1.100.000 km² em território nacional brasileiro, se estendendo também à Argentina, Paraguai e Uruguai, totalizando 1.500.000 km² (Milani *et al.*, 2007). Esta bacia é caracterizada por uma enorme manifestação de vulcanismo fissural, alcançando um empilhamento de até 2.000 m de lava em grande parte do topo de sua sequência sedimentar, além de diques e soleiras intrudidos através dos sedimentos, datando por completo do Ordoviciano ao Cretáceo (Zalán *et al.*, 1990).

Seu arcabouço estrutural, alongado direcionalmente a N-S, é composto de numerosos lineamentos tanto na direção NW-SE como NE-SW, porém, estes movimentos, apesar de opostos, nunca coincidiram no tempo (Zalán *et al.*, 1990). Estas feições representam zonas de maior mobilidade tectônica, tendo algumas delas influenciado na sedimentação da bacia. Soares *et al.* (1982; apud Machado, 1987) observaram que as direcionadas NW-SE estão intensamente intrudidas por diques oriundos dos eventos

magmáticos extrusivos e intrusivos. A Bacia do Paraná apresenta também as mesmas feições na direção E-W, como aponta a figura 1 (Zalán *et al.*, 1990).

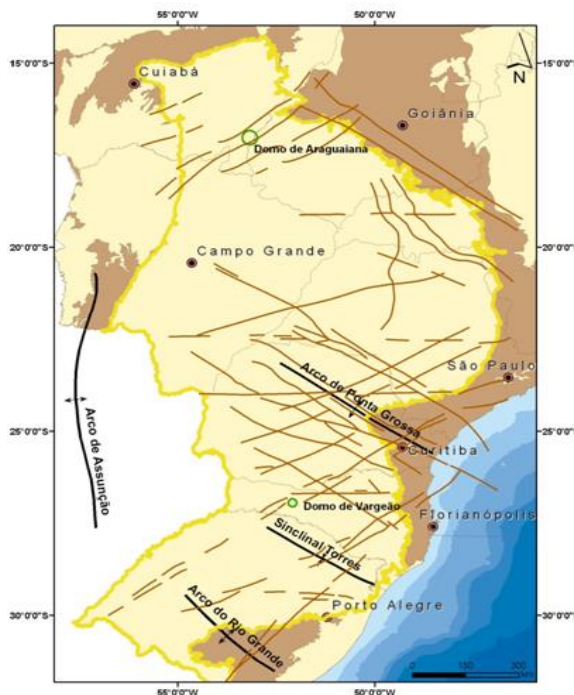


Figura 1: Principais feições da Bacia do Paraná. (Fonte: Zalán *et al.*, 1990)

O pacote sedimentar pode ser subdividido em seis Supersequências, como definido por Milani *et al.* em 2007, situados em intervalos temporais distintos: Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico), Gondwana II (Meso a Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo) e Bauru (Neocretáceo). Na figura 2, a carta estratigráfica da Bacia do Paraná baseada em Milani *et al.* em 2007, mostra os pacotes sedimentares caracterizados também pelas Supersequências.

Acomodada em zonas de fraqueza do embasamento reativadas, a Supersequência Rio Ivaí compreende os arenitos da Formação Alto Garças, diamictitos da Formação Iapó e os folhelhos e siltitos da Formação Vila Maria. Seu topo é marcado por uma superfície de discordância erosiva neossiluriana, ao fim do período marinho transgressivo, com seu máximo manifestado na Formação Vila Maria, e início do regressivo, expondo os

sedimentos pela remoção erosiva, apesar destes serem bem preservados em arenitos finos da Formação Cairý no Paraguai (Milani *et al.*, 2007).

A Supersequência Paraná foi depositada com o início do segundo período transgressivo-regressivo da bacia, dando origem às Formações Furnas e Ponta Grossa. A Formação Furnas é composta desde conglomerados, em sua base, à arenitos e folhelhos, evidenciando o processo de transgressão marinha. Os folhelhos e arenitos da Formação Ponta Grossa marcam o trato de mar alto e regressional no Devoniano e, no Neodevoniano, outra discordância erosional (Milani *et al.*, 2007).

De acordo com Milani (1997; apud (Milani *et al.*, 2007), a Supersequência Gondwana I, posicionada temporalmente entre o Neocarbonífero e o Eotriássico, engloba o maior volume sedimentar da Bacia do Paraná, alcançando espessura total máxima da ordem de 2.500 m. Este período de extensa glaciação continental acarretou em uma acumulação sedimentar basal expressiva em conjunto aos sedimentos marinhos resultantes do período transgressivo, representados, respectivamente, pelos Grupos Itararé e Guatá. Uma seção regressiva, constituída do Grupo Passa Dois e as Formações Pirambóia e Sanga do Cabral, acomoda-se sobre os sedimentos glacio-marinhos, dando sequência ao período correspondente ao Gondwana I.

A Supersequência Gondwana II, restrita à região do Rio Grande do Sul, permite uma interpretação de que a subsidência meso-neotriássica, responsável por uma rápida “transgressão lacustre” caracterizada pelo contato abrupto dos arenitos da Formação Botucatu com o topo da Supersequência Gondwana I, está relacionada ao desenvolvimento de grábens distensivos. Variações no nível de base do lago foram responsáveis por um depósito intercalado entre arenitos fluviais e pelitos lacustres (Milani *et al.*, 2007).

Posterior à superfície estabelecida, a Supersequência Gondwana III, formada pelos depósitos de arenitos quartzosos provenientes de dunas eólicas, corresponde a Formação Botucatu. Subsequente ao denominado “deserto Botucatu”, se deu a Formação Serra Geral. Esta é caracterizada por um magmatismo fissural no Mesozóico considerado um episódio de grande importância na contribuição à geração da crosta continental do planeta. Na Bacia do Paraná, ela é traduzida como uma espessa

cobertura magmática, uma rede de diques cortando a seção sedimentar e vários níveis de soleiras intrudidas. Sua espessura remanescente alcança aproximadamente 2.000 m em São Paulo (Milani *et al.*, 2007).

Após as atividades vulcânicas e os ajustes isostáticos, uma depressão sobre o pacote basáltico foi formada, onde a Supersequência Bauru tomou lugar. Composta por depósitos de sistemas eólicos, representados pelo Grupo Caiuá, e fluviais e aluviais, ambos parte do Grupo Bauru, finaliza a história sedimentar da Bacia do Paraná, de acordo com Milani *et al.* (2007). Um magmatismo alcalino é registrado em alguns pontos da bacia e datado do Neocretáceo, sendo registrado no segundo Grupo Bauru.

2.2 FORMAÇÃO PONTA GROSSA

Porção sedimentar principal no estudo a ser realizado, a Formação Ponta Grossa, situada no pacote Devoniano da bacia, alcança espessuras de 600 m em subsuperfície, com até 300 m remanescentes aflorando ao longo da bacia. É composta por três membros: Jaguariaíva, Tibagi e São Domingos (Milani *et al.*, 2007).

Jaguariaíva, posicionado temporalmente no período Praguiano-Emsiano, representa o momento de afogamento dos depósitos transicionais da Formação Furnas. Caracterizado por 100 m de folhelhos, pobres em material orgânico em sua parte basal (Zalán *et al.*, 1990), preenchidos por lentes de arenito estratificados retrabalhados por ondas. Um folhelho laminado e preto é registrado na parte superior da porção e caracteriza um potencial gerador de hidrocarboneto gasoso. Este, se encontra nos 20 m superiores do Membro Jaguariaíva e ocorre no domínio central da Bacia do Paraná (Milani *et al.*, 2007).

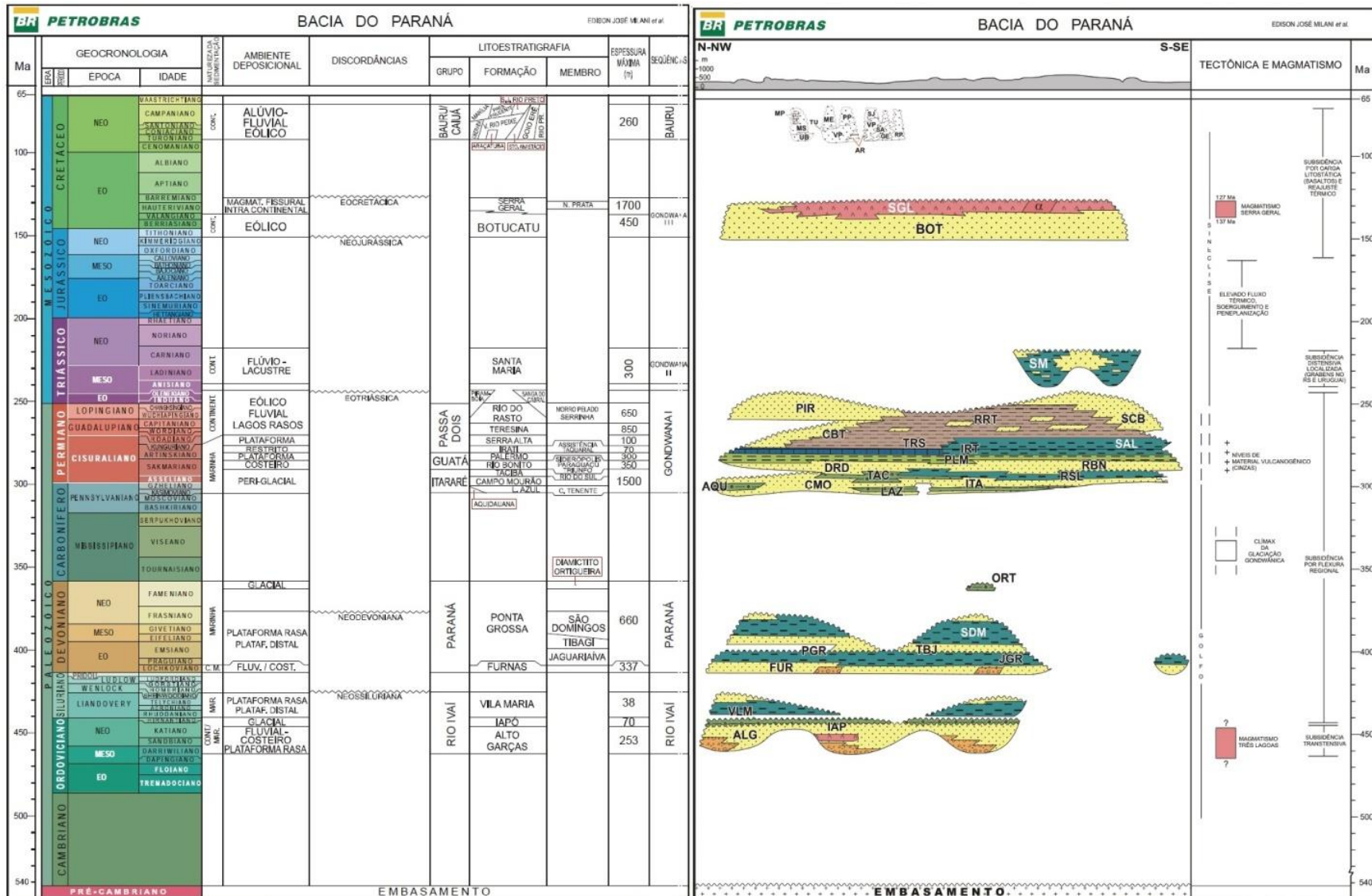


Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia do Paraná. (Fonte: Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 265-287, maio/nov. 2007)

O Membro Tibagi, correspondendo a porção mediana do Ponta Grossa, reflete um contexto regressivo, caracterizado por sistemas deltaicos prográdantes. Composto por depósitos arenito-siltíticos, são constatados seções de até 150 m, sendo mais comum a presença de corpos arenosos. Este, posterior ao Jaguariaíva, é datado do Emsiano-Eifeliano (Milani *et al.*, 2007; Assine *et al.*, 1998).

A unidade de topo da Formação Ponta Grossa, o Membro São Domingos, está situado na escala geológica no período Givetiano-Frasiano. Representa um estado de nova inundação em ampla escala da seção sedimentar constituído de folhelhos cinza, encerrando o período Devoniano da Bacia do Paraná. Sua seção-tipo, encontrada no Paraná, apresenta uma espessura de 90 m. Seções mais expressivas ocorrem em subsuperfície chegando até 350 m. É marcado pela erosão que gerou a discordância neodevoniana, delimitando a Supersequência Paraná da próxima etapa de sedimentação da bacia, a Supersequência Gondwana I (Milani *et al.*, 2007; Assine *et al.*, 1998).

A Formação Ponta Grossa faz parte do sistema de gás denominado Ponta Grossa – Itararé. O folhelho Ponta Grossa é encarregado de gerar o hidrocarboneto que migra para os arenitos da Formação Itararé. Outros reservatórios também são encontrados esporadicamente nos arenitos da Formação Furnas, em soleiras fraturadas e corpos arenosos dentro da própria geradora (Zalán *et al.*, 1990).

A partir de Zalán *et al.* (1990), na figura 3, nota-se que em certas regiões a Formação alcança valores de $R_0\%$ que indicam uma taxa de maturação termal suficiente para a geração de gás.

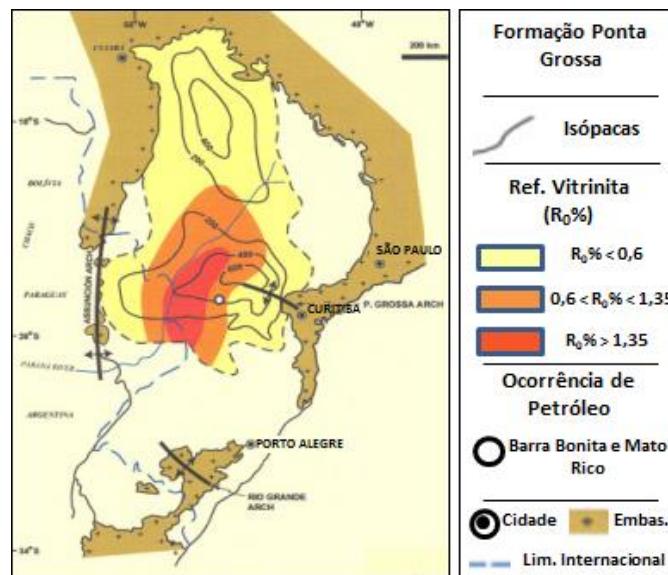


Figura 3: Isópacas da Formação Ponta Grossa. As seções coloridas diferenciam a $R_0\%$. (Fonte: Adaptado de Zalán *et al.*, 1990).

3. DEFINIÇÃO

3.1 ROCHA GERADORA

Em um sistema petrolífero, o papel da rocha geradora é produzir quantidades suficientes de hidrocarbonetos. Tal processo origina-se fundamentalmente da matéria orgânica presente no substrato. Esta é depositada essencialmente em ambiente anóxico e de baixa energia, no qual a matéria não sofrerá processos químicos, como oxidação (Silva, 2007).

Desta forma, tem-se que qualquer rocha que contenha matéria orgânica produz tanto gás como petróleo, uma vez que inseridas nas condições necessárias de temperatura e pressão. Os mais comuns tipos de reservatórios são os folhelhos devido ao seu ambiente de formação ser favorável à preservação da matéria orgânica.

O processo de geração de óleo e gás pode ser resumido em etapas de maturação da matéria orgânica (Silva, 2007), como mostra a figura 4:

- **Diagênese:** Neste estágio imaturo, o hidrocarboneto presente é caracterizado estruturalmente ao gás metano de origem bioquímica. Inicialmente são encontrados compostos orgânicos (ácidos, cetonas, aldeídos, etc.), além do querogênio, oriundo da transformação da matéria orgânica, e que dará origem ao óleo e o gás nas etapas subsequentes.
- **Catagênese:** Esta etapa é o principal estágio de formação de óleo, alcançando uma qualidade boa em torno de 70°C. Conforme a temperatura e pressão continuam aumentando, o óleo se torna pesado, de qualidade ruim. Nessa fase gases condensados também são gerados, tais como butano, propano e etano.
- **Metagênese:** Esta fase ocorre em altas temperaturas e pressão, precedendo o processo de metamorfismo da rocha. Os últimos hidrocarbonetos, gás metano termoquímico, são gerados.

O conteúdo orgânico total (COT), assim como a reflectância da vitrinita, são valores medidos que irão indicar se a rocha alcançou temperatura suficiente para sofrer processos termoquímicos que irão gerar hidrocarbonetos. O COT representa a quantidade de carbono utilizado para gerar óleo e gás. Para óleo, a quantidade utilizada de carbono varia entre 0,6% e 1,2%, enquanto que para o gás termoquímico, a taxa ultrapassa estes valores alcançando 4% ou mais (Thomas, 2001; Silva, 2007). A vitrinita, originalmente fragmento de madeiras e plantas, se torna mais brilhante e reflete a luz melhor conforme há o aumento da temperatura. Este reflexo é medido com o intuito de obter um valor do coeficiente R_0 (% da reflectância da vitrinita) que irá indicar a maturidade da rocha. Um percentual abaixo de 0,5% infere à formação a característica de imatura, enquanto valores entre 0,9% - 1,0% são representados pela máxima geração de óleo. Somente condensados e gás serão produzidos em valores acima de 1,3% (Bjørlykke, 2010). A figura 4 mostra os valores de R_0 associados à janela de geração de óleo e gás.

Fases	HC's	R _o , %	Temp. da Reação	Temp. Ambiente	Maturação
Diagênese	Metano Bioquímico	0,2			Imaturo
Catagênese	Óleo	0,6	440	60°C	Maturo
	Gás Condensado	1,3	170	100°C	
Metagênese	Metano Termoquímico	2,0			Senil
		4,0			

Figura 4: Tabela indicando as fases do processo, os hidrocarbonetos formados, o R_o, a temperatura da reação, a temperatura ambiente e a maturação. (Fonte: Adaptado de Tissot & Welte, 1980)

3.2 ROCHA RESERVATÓRIO

A pressão existente na rocha geradora acarreta na expulsão do hidrocarboneto, que irá migrar até zonas de menores pressões através de fraturas e rochas porosas. O processo de migração irá cessar no momento em que o óleo e o gás encontrarem obstáculos estruturais, estratigráficos ou hidrodinâmico, denominados trapas. Com isso, o hidrocarboneto ficará acumulado em uma rocha porosa e permeável, denominada de reservatório. Desta forma, o petróleo e o gás poderão ser economicamente explorados, quando acumulados em quantidades suficientes (Thomas, 2001).

4. SISTEMAS NÃO CONVENCIONAIS

Nos sistemas petrolíferos convencionais, encontrados com mais frequência, o hidrocarboneto é gerado na rocha e, a partir desta, migra por fraturas e rochas porosas e permeáveis até a armadilha (trapa), formando o reservatório possibilitando sua exploração.

Entretanto, em alguns casos, o óleo e o gás, quando produzidos, acabam aprisionados em rochas com características diferentes dos reservatórios convencionais. O hidrocarboneto pode ser acumulado entre lentes impermeáveis de arenitos muito finos, como no caso do *tight sand*, ou na própria rocha geradora, como no caso do *coalbed* (gás/óleo de carvão) ou do gás/óleo de folhelho (Coradesqui & Santos, 2013). Estes sistemas petrolíferos são denominados não convencionais (*unconventional*).

Sua forma de armazenamento se dá a partir do acúmulo do gás ou óleo nos microporos e microfaturas, quando existentes, ou através da adsorção. O processo de adsorção é dado conforme o hidrocarboneto adere à superfície das partículas da rocha e é regido pela pressão existente na formação (Loftin, 2009; apud Coradesqui & Santos, 2013). Desta forma, a queda de pressão irá causar a liberação do gás.

Os reservatórios não convencionais são caracterizados em geral por um acúmulo maior de hidrocarboneto quando comparados com os convencionais (Stevens, 2012). Desta forma, os *plays* não convencionais, geralmente zonas de interesse com potencial para serem economicamente exploradas, irão requerer tecnologias mais avançadas. A figura 5 ilustra a diferença entre os tipos de reservatórios de gás ao comparar o convencional com o não convencional.

Fontes de recursos não convencionais são caracterizadas por uma exploração mais elaborada, com poços horizontais e estimulação para que o hidrocarboneto seja economicamente produzido, uma vez que a taxa de recuperação é extremamente baixa, em torno de 15% a 20% do gás *in place* (Suárez, 2012). Entretanto, embora os reservatórios convencionais apresentem taxas maiores de recuperação de gás, os não convencionais são encontrados com maior facilidade na natureza.

As acumulações de gás não convencional se baseiam em três principais tipos de reservatório, o *tight sand*, o *coalbed methane* e o gás de folhelho (*shale gas*).

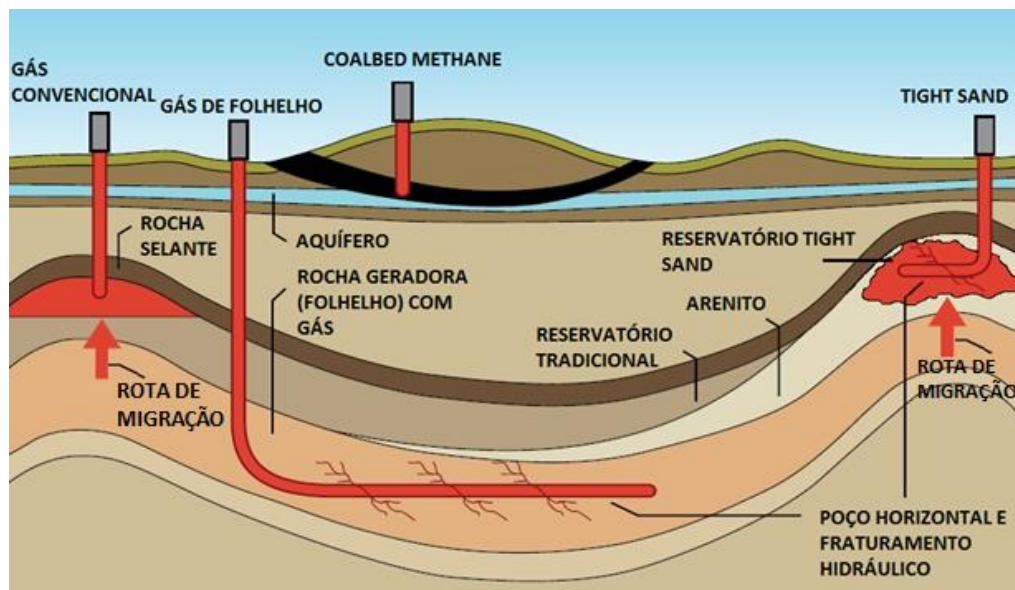


Figura 5: Ilustração diferenciando reservatórios não convencionais de gás e sistemas convencionais. (Fonte: Adaptado de 'Government of Western Australia: Department of Mines and Petroleum', 2012)

4.1 GÁS DE FOLHELHO

Neste reservatório, a rocha geradora de hidrocarboneto, especificamente gás, será o folhelho. Este é composto de minerais argilosos depositados em ambiente de baixa energia, como lagos ou ambientes marinhos e é caracterizado por depósitos laminares e paralelos, podendo estocar o gás da mesma forma que os reservatórios de carvão, sendo tanto adsorvido e absorvido como trapeados entre as microfaturas e microporos presentes. Este caso é denominado gás de folhelho (*shale gas*).

A geração de gás, também semelhante ao carvão, ocorre tanto da forma bioquímica como termoquímica, sendo o segundo processo mais comum em *plays* de gás de folhelho (Coradesqui & Santos, 2013).

O processo de identificação e exploração de *plays* de gás de folhelho ainda está no estágio de desenvolvimento e aprimoramento, apesar de já existirem inúmeras reservas sendo economicamente exploradas pelo mundo (Harilal & Tandon, 2012). Formações como o Barnett e Marcellus, hoje são alguns exemplos de grandes reservatórios deste

tipo de gás (figura 6) que têm um importante papel na economia atual dos EUA, que elevou suas produções de gás de folhelho à valores que correspondem, atualmente, a 23% de toda a energia produzida (Boyer *et al.*, 2011).

4.1.1 Características do gás de folhelho

Conforme as reservas de gás de folhelho têm se tornado fontes de energia economicamente viáveis, sua caracterização ganhou importância no mercado. Em estudos sísmicos e de poços, é possível notar a presença de traços indicando a ocorrência de reservatórios não convencionais. Para isso, deve-se entender o folhelho e as características que regem essa rocha reservatório.

É de fundamental importância que a rocha apresente um alto teor de matéria orgânica, ou seja, uma taxa de COT elevada, geralmente variando entre 2% e 10%, podendo alcançar valores maiores (Coradesqui & Santos, 2013). Além disso, a rocha deve ser matura o suficiente para gerar condições necessárias para transformar a matéria orgânica em querogênio, óleo, e, conseqüentemente, gás metano.

A permeabilidade é baixa em todo reservatório, variando, geralmente, entre 1 nD (nanoDarcy) a 100 nD (King, 2012; *apud* Coradesqui & Santos, 2013). Com isso, o hidrocarboneto de interesse, no caso o gás, não será capaz de migrar. Assim, a rocha também terá papel de rocha selante, inferindo ao folhelho uma característica de sistema petrolífero independente, como definido por Javier *et al.* (2003; *apud* Coradesqui & Santos, 2013).

Não só essas características definem o gás de folhelho. Para ser considerado um potencial reservatório, a rocha, em geral, apresenta também alta taxa de Raio Gama relacionado ao ambiente redutor existente, além da alta resistividade conseqüente da pouca presença de água no sistema (Lewis *et al.*, 2004).



Figura 6: Principais plays de gás de folhelho espalhados pelos EUA. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2011).

4.3.2 Plays

Entre os reservatórios atualmente explorados pelo mundo, alguns se destacam pela sua taxa de produção. Nos EUA, atualmente, grande parte de sua demanda energética depende do gás de folhelho. São exemplos de grandes *plays* situados no país norte-americano as formações Barnett e Marcellus.

Barnett: Localizado na Bacia de Fort Worth, no estado do Texas, USA (figura 7), o Barnett *Shale*, de idade Mississippiana (354 Ma - 323 Ma) cobre uma área total de

72.520 km². Apesar de descoberto em 1950, devido à baixa tecnologia disponível da época, o *play* só começou a ser explorado a partir de 1981 (Selley, 2012).

As reservas de gás encontradas, estimadas em 1.1 trilhões de metros cúbicos, cobrem um terço de toda sua área (23.310 km²), e são responsáveis por grande parte de toda produção de *shale gas* nos EUA, mesmo com o aumento da taxa em outros *plays*. A maior concentração da produção do Barnett, conhecida como seção ativa, se encontra na parte norte da bacia onde o folhelho é relativamente mais espesso, na região chamada de *Newark East Field* (U.S. Department of Energy: *A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*, 2011).

O Barnett, em sua seção ativa, apresenta porosidade de, em média, 5%, além de alcançar 2.286 metros de profundidade e espessura aproximada de 91 metros (EIA, 2011; apud Coradesqui & Souza, 2013). São outras características importantes do folhelho, o COT que em média alcança valores entre 2,95% e 4,28%, além do R_0 que, nas áreas onde há a presença de gás, é de 1,2%, podendo ainda aumentar (U.S. Department of Energy: *A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*, 2011).

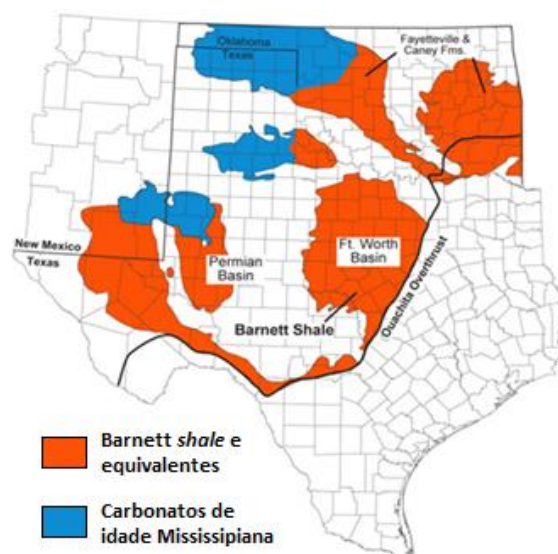


Figura 7: Mapa do Barnett Shale ao longo do estado do Texas, EUA. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Geological Survey - USGS')

Marcellus: A mais extensa formação de folhelho dos EUA abrange uma área de 194.249 km² da Bacia Appalachian, no nordeste do país, e está situado em sete estados (figura 8). De idade Devoniana (390 Ma - 384 Ma), teve suas atividades iniciadas entre 2004 e 2005 após o sucesso de tecnologias desenvolvidas para a exploração de gás de folhelho no Barnett (*U.S. Department of Energy: A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*, 2011).

O *play* apresenta aproximadamente 49.330 km². Com reservas que alcançam valores extraordinários de 11,6 trilhões de metros cúbicos, esta região atrai companhias por estar localizada em uma área de alta densidade populacional, ou seja, alta demanda de energia (Coradesqui & Souza, 2013).

Estudos realizados mostram uma variação da taxa de COT em torno do *play*, alcançando valores maiores que 6% na parte inferior do Marcellus e entre 3% e 6% em sua parte superior, além de porosidade por volta de 6%. O R_0 aponta na parte central do *play*, região de maior interesse para gás, valores acima de 1,6 % (*U.S. Department of Energy: A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*, 2011).



Figura 8: Mapa da localização do Marcellus Shale situado no território de sete estados norte-americanos. (Fonte: Adaptado de 'New York Times', 2008)

5. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO DO GÁS EM FOLHELHOS

Apesar de ser um tópico recente para o mercado brasileiro, a exploração do gás de folhelho é antiga tendo seu primeiro poço datado de 1821 em Fredonia, Nova York (Selley, 2012). Porém, a partir deste ponto, a exploração do gás no folhelho passou a ser considerado um serviço de pequenas empresas, uma vez que companhias grandes não tinham uma margem de lucro interessante. A sísmica apresentava preços altos na época, do mesmo jeito que a perfuração.

O cenário permaneceu o mesmo durante anos, até o Departamento de Energia dos EUA investir milhões de dólares em 1976 a fim de aquecer o mercado não convencional. Até o momento, a única produção de gás de folhelho existente nos EUA e no mundo se situava nos folhelhos da Bacia Appalachian, nordeste do país. Com o estímulo do governo, a exploração se espalhou, alcançando bacias já produtoras de gás, como por exemplo, a Bacia de Williston que produz gás desde 1953. Outros *plays* foram encontrados nas bacias de San Juan, Michigan e Fort Worth, sendo este último o

Barnett *Shale*, uma das maiores reservas dos EUA, com produção iniciada em 1981 (Selley, 2012).

Porém, apesar de na época somente ser considerada a formação de gás termoquímico, um folhelho despertou mais interesse conforme estudos apontaram um gás de geração bioquímica. Na Bacia de Michigan, o Antrim Shale, de idade Devoniana, teve suas fraturas penetradas por bactérias oriundas da percolação da água de geleira (Martini *et al.*, 1998, *apud* Selley, 2012) que com o tempo acarretou no processo de decomposição da matéria orgânica e, conseqüentemente, na produção de gás. Com isso, passaram a ser realizados estudos em diversas outras formações de folhelho espalhadas pelos EUA.

A exploração deste gás alcançou em 2010 a marca de 23% de toda a energia produzida no país norte-americano (Boyer *et al.*, 2011) oriundo dos *plays* mencionados acima e de outros encontrados após, como pode ser visto na figura 8. Esta evolução tecnológica e exploracional acarretaram na queda do preço de gás nos EUA (Figura 19).

Subseqüente à evolução dos EUA, os estudos de *shale gas* no Reino Unido não avançaram. Entretanto, em janeiro de 2003, na Conferência de Geologia do Petróleo, uma sessão de petróleo não convencional foi realizada e nela foram apresentados também os resultados dos estudos de gás de folhelho nos EUA. Com isso, a atenção das empresas foi voltada para este tipo de reservatório e, no anúncio da 13ª Rodada *Onshore* do Reino Unido (2006), várias companhias demonstravam interesse na exploração do gás de folhelho. Áreas da Bacia de Weald, no sul da Inglaterra, e dos Midlands, ambas com um conhecido potencial para este tipo de reservatório, foram ofertadas e adquiridas (Selley, 2012).

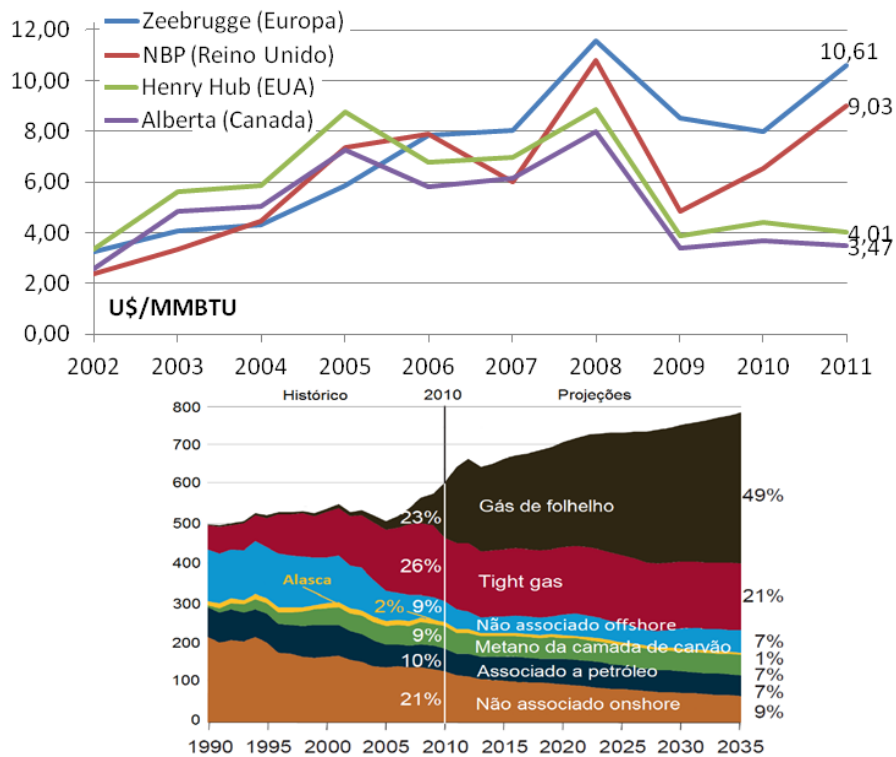


Figura 9: Gráfico (acima) representando queda do preço do gás a partir de 2008 nos quatro principais mercados mundiais (Fonte: Adaptado de Coradesqui & Souza, 2013). Gráfico (abaixo) representando avanço na exploração do gás de folhelho a partir de meados de 2010. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2012)

Além do Reino Unido e os EUA, diversos países vêm aderindo à exploração do gás de folhelho. Países como Canadá, China e Índia são exemplos de como essa fonte energética é encontrada em diversas regiões do mundo. A *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2013) publicou um mapa apontando as principais bacias sedimentares mundiais potenciais para óleo e gás, como pode ser visto na figura 10.

Contudo, apesar de já existir uma tecnologia que permita recuperar o gás de folhelho de forma economicamente viável, muitos países não consideram esta uma fonte energética interessante. Para realizar tal exploração, a região deve apresentar uma infraestrutura especial para o projeto. Com isso, grandes potenciais, como o próprio Brasil, não são capazes de aproveitar o recurso natural de forma lucrativa.

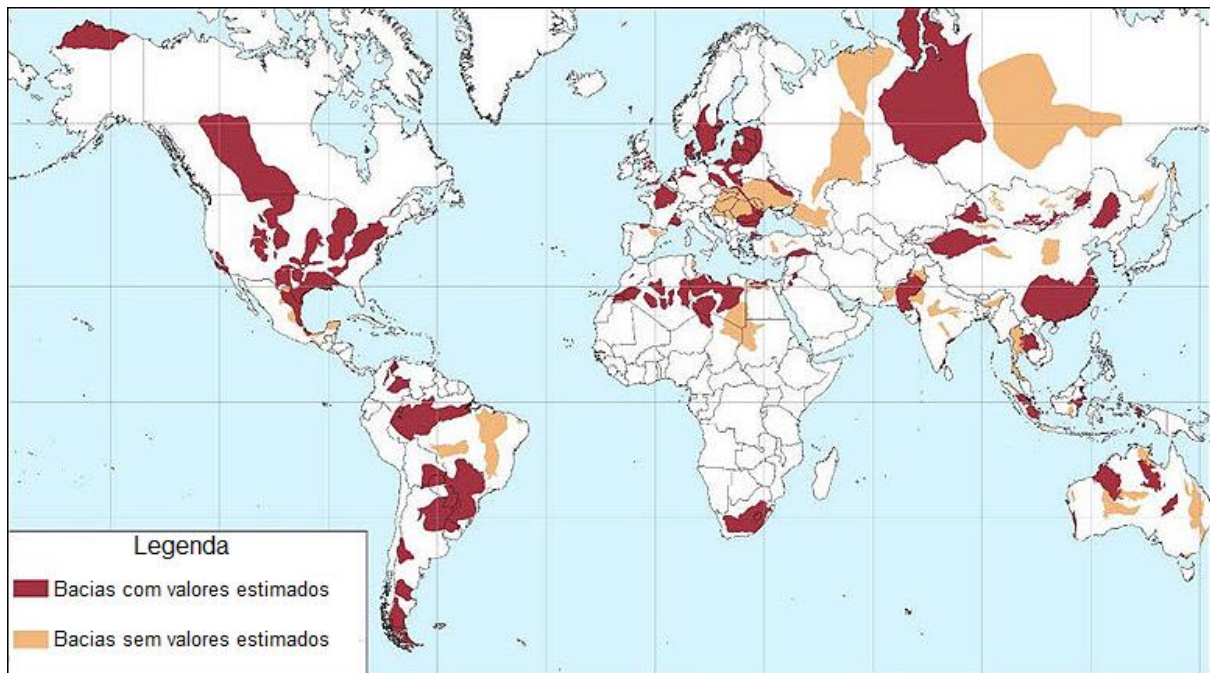


Figura 10: Mapa com as principais bacias mundiais potenciais para óleo e gás de folhelho. Em vermelho, as bacias com valores estimados e fornecidos para a pesquisa. Em laranja, as bacias potenciais, porém sem valores estimados por falta de estudos realizados. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2013)

6. ASPECTOS TECNOLÓGICOS DA EXPLORAÇÃO NÃO CONVENCIONAL

Diferente dos reservatórios convencionais, o gás não convencional de folhelho alcança sua maior taxa de produção nas fases iniciais de exploração, conforme aponta a figura 11. Isso se dá conforme há gás livre estocado nos microporos da rocha. Desta forma, a brusca queda inicial no gráfico será um reflexo do hidrocarboneto livre sendo liberado de forma mais rápida. Após esta etapa, o gráfico se torna estável caracterizando uma longa e baixa taxa de recuperação. Isto ocorre conforme não há mais a presença do gás armazenado em microporos e microfraturas, e, finalmente, o gás adsorvido é liberado (Coradesqui & Santos, 2013).

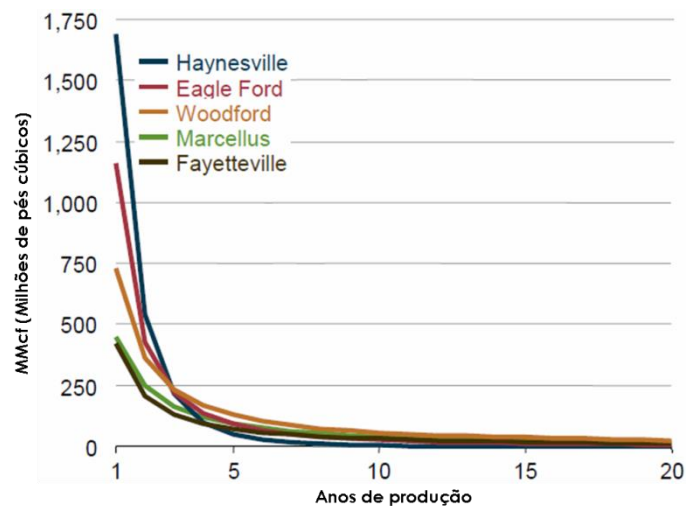


Figura 11: Gráfico entre a produção de poços de shale gas nos principais plays norte-americanos em MMcf por anos de produção. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2012)

Entretanto, devido à baixa permeabilidade da rocha, para se explorar o folhelho e obter as taxas de produção mostrada na figura acima, é necessário empregar técnicas que conectem os poros a ponto de criar um fluxo do gás livre através da geração de fraturas artificiais, além de uma perfuração que permita a máxima recuperação do hidrocarboneto a fim de alcançar taxas lucrativas. Para isso, faz-se o uso da Perfuração Direcional e do Fraturamento Hidráulico.

6.1 PERFURAÇÃO DIRECIONAL PARA RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

O objetivo de utilizar a técnica de Perfuração Direcional é o desvio de obstáculos existentes que impossibilitam o alcance do poço ao reservatório. Originalmente esta técnica foi desenvolvida para desvios de ferramentas abandonadas no poço devido algum problema na perfuração original.

Atualmente, esta manobra passou a ser bastante utilizada para diversas finalidades (figura 12), dentre as quais se destacam:

- Atingir formações diretamente abaixo de locais inacessíveis, tais como lagos, rios, etc;
- Perfuração de mais de um poço do mesmo ponto, como ocorre na produção em plataformas marítimas;
- Desvio de uma geologia difícil no momento da perfuração, como por exemplo, domos de sal ou falhas.

Na exploração de sistemas não convencionais, como o gás de folhelho, é feita uma perfuração denominada horizontal com o intuito de ter o contato superficial do poço com a maior área possível do folhelho e, conseqüentemente, do gás.

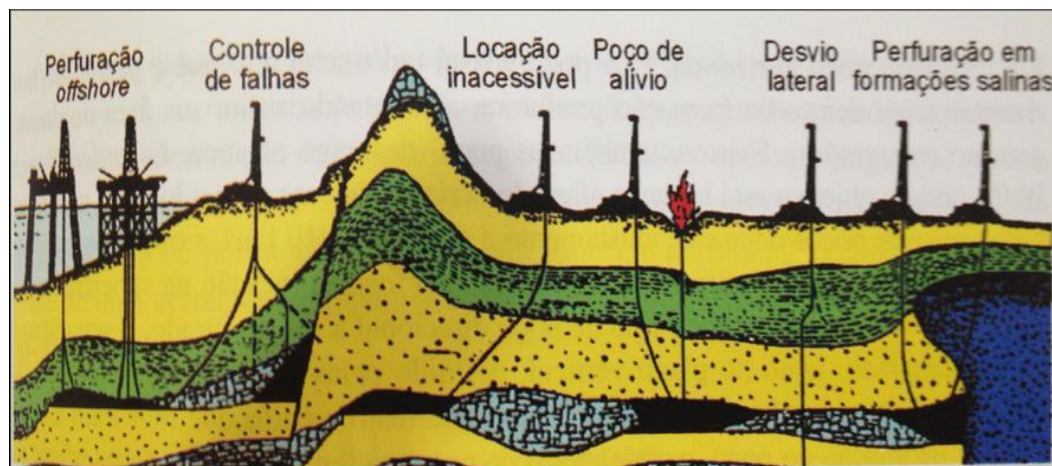


Figura 12: Comuns utilizações da Perfuração Direcional. (Fonte: Thomas *et al.*, 2011; apud Coradesqui & Santos, 2013)

O poço horizontal é uma ramificação do que pode ser denominado poço de origem. Dentro do reservatório, se aproxima de 90° e os mais modernos podem alcançar 10 km de extensão (Coradesqui & Santos, 2013). Entretanto, nem sempre uma angulação paralela à superfície é adotada. Apesar de denominado 'horizontal', há casos em que o poço penetra camadas de folhelho inclinadas, como ilustrado na figura 13 a seguir.

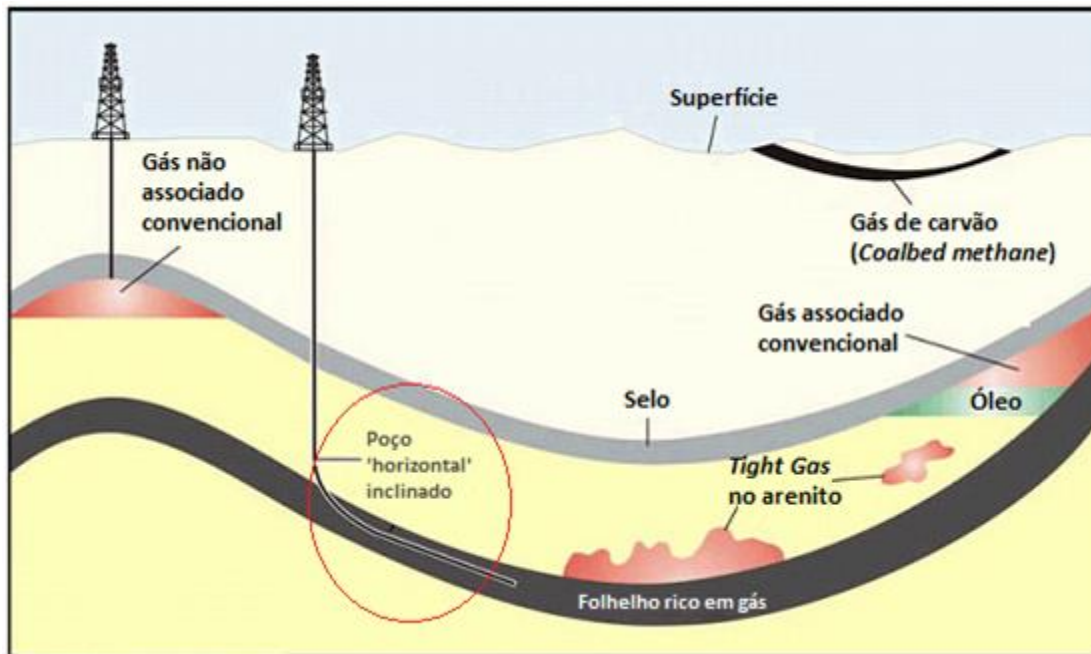


Figura 13: Ilustração de plays de gás convencional e não convencional. Destacado o Poço Horizontal inclinado. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2011)

6.2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO NO FOLHELHO

A técnica do Fraturamento Hidráulico foi desenvolvida na década de 1940 com o objetivo de melhorar a produtividade de poços estimulando um maior fluxo de hidrocarboneto, com seu primeiro teste realizado em um poço de gás no campo de Hugoton, Kansas, EUA, em 1947 (Holditch, 2007). Desde a primeira execução comercial, em 1949, estima-se que 2,5 milhões de operações de fraturamento hidráulico tenham sido executadas pelo mundo até hoje.

Atualmente, o processo é bastante utilizado pelos EUA, de forma que sem esta técnica, cerca de 45% da produção doméstica de gás natural e 17% de óleo se perderiam em até 5 anos (*Global Insight*, 2009).

6.2.1 Operação do Fraturamento Hidráulico

A estimulação do poço consiste na injeção de um fluido específico de fraturamento que pode mudar de acordo com a rocha. O mesmo é inserido no substrato a uma pressão e vazão controladas. Com isso, fraturas são abertas e, devido a um valor de pressão que pode chegar a 8.000 psi (55 MPa), as rachaduras podem alcançar até aproximadamente 915 metros em direções variadas e larguras entre 3,2 mm a 6,35 mm (Coradesqui & Santos, 2013). Desta forma, é fundamental um estudo sobre a característica do reservatório a fim de registrar sua rigidez. Uma rocha fraturável é necessária para o processo ocorrer com sucesso.

Após os testes realizados com o objetivo de determinar se o poço resiste às pressões hidráulicas que serão utilizadas, é aplicada uma solução de ácido clorídrico para eliminar resíduos deixados durante a cimentação. Em seguida, os fluidos são inseridos, podendo ser baseados em água, óleo e ácido. No caso do folhelho, utiliza-se o fluido à base de água, principalmente devido ao seu baixo custo, alto desempenho e facilidade de manuseio.

Após a abertura das fraturas e com o fim do bombeamento do fluido, o peso das rochas exercido sobre as rachaduras acarretará em um fechamento e uma eventual queda de produção do gás. Para impedir que esse fato ocorra, é aplicada à água uma substância granular denominada propante. Sua composição varia, sendo que as mais utilizadas são as areias tratadas com resina e propantes cerâmicos (Cachay, 2004). Desta forma, a figura 14 apresenta a composição básica do fluido à base de água.

Com a inserção do fluido, a água irá exercer pressão suficiente para iniciar as fraturas, enquanto transporta os grãos do propante para o interior da rocha. Assim, com o alívio da pressão do fluido, a areia irá manter as rachaduras abertas. Desta forma, as areias devem ter um bom selecionamento dos grãos a fim de criar uma zona de alta permeabilidade na fratura.

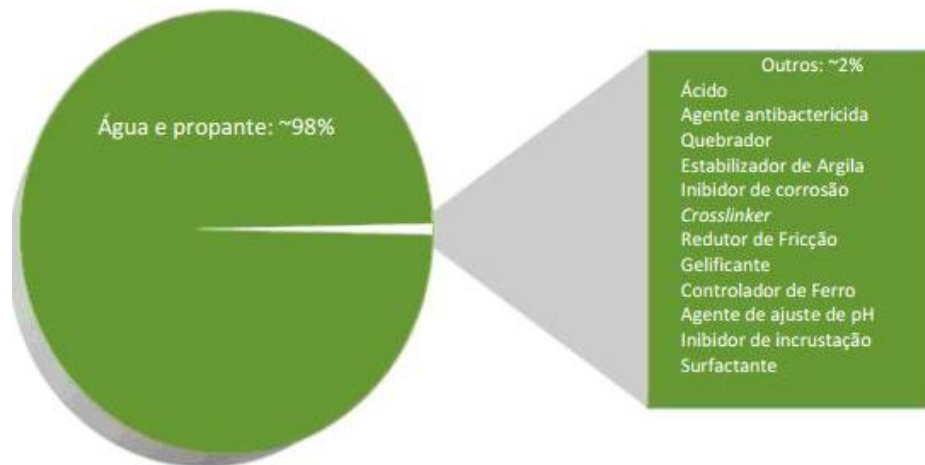


Figura 14: Composição do fluido de perfuração geralmente utilizada. (Fonte: Economides, 2010; apud Coradesqui & Santos, 2013)

Em um poço horizontal, o fluido de penetração é expelido através de perfurações existentes no tubo. Assim que o bombeamento termina, o líquido retorna à superfície onde será tratado e eliminado. Porém, na própria fase de produção pode haver o retorno do fluido, caracterizando o que tecnicamente é denominado de *proppant flowback*, ou ainda, produção de propano (Andrews, 1998; apud Coradesqui & Santos, 2013). Uma vez que fraturada a rocha, o gás irá fluir através destas perfurações (figura 15).

O fluido de fraturamento utilizado pode ser tratado em estações a fim de ser reutilizado em poços diferentes. Entretanto, este não é o processo que as empresas frequentemente realizam. Geralmente, ele é depositado em zonas no subsolo que possam comportar o fluido e que estejam distantes de aquíferos, para que não haja risco de contaminação.

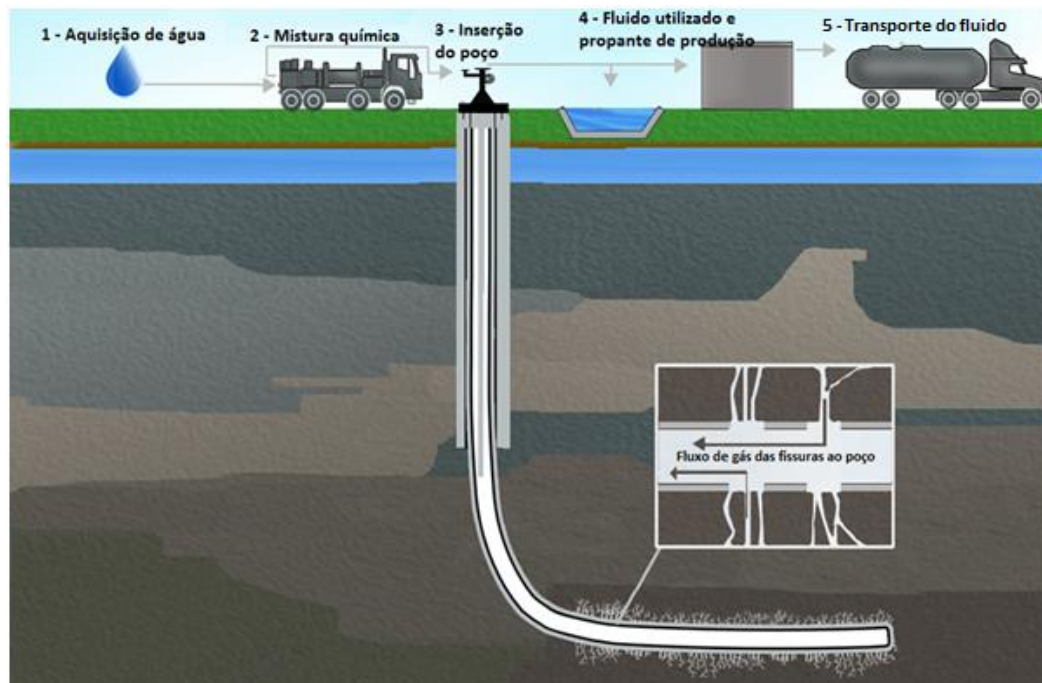


Figura 15: Esquema representando o processo de exploração de gás de folhelho. (Fonte: Adaptado de 'U.S. Environmental Protection Agency – EPA', 2013)

O gasto de água no fraturamento hidráulico para a exploração do gás não convencional pode alcançar valores maiores do que 3,7 milhões de litros em poços sujeitos a múltiplas fraturas. Portanto, sua aplicação em áreas áridas pode causar escassez na região. Ainda assim, como mostra a figura 16 a seguir, que contrapõe a produção de gás de folhelho da companhia 'Chesapeake Energy' em 2009, segunda maior produtora de gás natural nos EUA, com o consumo de água de outros recursos energéticos, o gás de folhelho gera mais energia (*Million British Thermal Unit - MMBTU*) por litro de água.

Recursos Energéticos	Volume de água consumido por MMBTU de energia produzido
Shale Gas de Chesapeake	(3,18 - 12,61) Litros
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
Óleo convencional	(30,28 - 35,71) Litros
Sintético - Carvão Gaseificado	(41,64 - 98,42) Litros
Petróleo de <i>Shale Oil</i>	(83,28 - 212) Litros
Petróleo de areias betuminosas	(102 - 257,4) Litros

Figura 16: Comparação de volume de água consumido por MMBTU de energia produzida da empresa 'Chesapeake Energy' em 2009. (Fonte: Adaptado de Mantell, 2009)

Com estas técnicas, a exploração deste gás se torna lucrativa para as empresas, que podem manter o poço por até 40 anos. O processo de instalação é geralmente de curta duração. Para a penetração de um único poço horizontal, incluindo revestimento e cimentação, são tomadas de 4 a 5 semanas, além das 4 a 8 semanas de preparação do local. O fraturamento hidráulico demora de 2 a 5 dias para ser realizado por completo (Coradesqui & Santos, 2013).

7. ASPECTOS AMBIENTAIS DA EXPLORAÇÃO DE GÁS DE FOLHELHO

Embora bem desenvolvidas e avançadas, as técnicas de exploração do gás não convencional, principalmente o fraturamento hidráulico, são muito discutidas na sociedade quanto aos seus impactos no ambiente. Dentre eles, se destacam a contaminação das águas subterrâneas, vazamento de fluido de fraturamento e o impacto do processo exploratório na biodiversidade.

Entretanto, outros aspectos também devem ser considerados durante a produção, de forma a evitar acidentes.

7.1 RISCOS NO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

A principal questão levantada por esta técnica é o efeito que ela tem em lençóis freáticos e aquíferos. As fraturas, quando mal monitoradas, podem causar a migração do fluido de fraturamento para outras camadas e, devido à presença de agentes químicos presentes no mesmo, a contaminação pode ser inevitável.

Uma forma de prevenção é o monitoramento sísmico que irá garantir que o fraturamento hidráulico induza atividades microssísmicas somente dentro do reservatório. No entanto, estima-se que apenas 3% da técnica realizada nos EUA foram monitoradas de forma adequada (Coradesqui & Santos, 2013). Esta etapa deve ser obrigatória no processo de exploração, de forma a minimizar ao máximo os riscos existentes.

Este tipo de contaminação não necessariamente ocorre com o fluido de fraturamento. O próprio gás estocado no folhelho é capaz de migrar até os aquíferos, em muitos casos utilizados por fazendas norte-americanas como fonte de água potável.

Outro risco considerado é a possibilidade do fraturamento causar abalos sísmicos de baixa magnitude, em torno de 1 a 3 na escala Richter. A região de Fort Worth, próxima ao Barnett *Shale*, registrou cerca de 18 pequenos abalos desde 2008 a 2011, sendo que esta área não sofria terremotos durante os últimos 140 anos (*European Parliament: 'Policy Department - Environment, Public Health and Food Safety'*, 2011).

No Reino Unido, a cidade de Blackpool registrou em abril e junho de 2011 dois terremotos de 1,3 e 2,3 na escala Richter, respectivamente. A companhia *Cuadrilla Resources* suspendeu suas atividades durante a investigação para descobrir se a exploração estava ligada aos abalos sísmicos. Caso estivesse, suas operações seriam cessadas (*European Parliament: 'Policy Department - Environment, Public Health and Food Safety'*, 2011).

7.2 RISCOS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS

No processo de perfuração, riscos chamados de *blowout* podem acontecer. Estes, por sua vez, não são exclusivos da exploração não convencional. Ocorre em zonas altamente pressurizadas pelo hidrocarboneto nos sistemas convencionais e, para o *shale gas*, no momento que são introduzidos fluidos pressurizados durante o fraturamento hidráulico (Coradesqui & Santos, 2013). Desta forma, é necessário sempre um conhecimento avançado da região de interesse a fim de prevenir que tais riscos ocorram, além de uma equipe experiente.

A etapa de cimentação também deve ser bem realizada. Uma falha neste processo aumenta o risco da contaminação da água potável. O contato do gás e dos fluidos de fraturamento com camadas porosas e permeáveis, superiores ao folhelho de interesse, pode existir. Entretanto, há, atualmente, ferramentas capazes de minimizar este risco.

7.3 RISCOS NA SUPERFÍCIE

Para produzir o *shale gas*, são criados setores onde são armazenados equipamentos técnicos, caminhões com compressores, produtos químicos, propante, água e containers para estocar a água antes de eliminá-la. No geral, são utilizados cerca de 4 mil a 12 mil m² de área (*European Parliament: 'Policy Department - Environment, Public Health and Food Safety'*, 2011) para cada estação. Estas, por sua vez, devem ser espaçadas de acordo com o poço, a fim de não influenciarem umas as outras (figura 17). Os impactos causados no relevo e na biodiversidade no momento da instalação de uma estação são considerados inevitáveis.

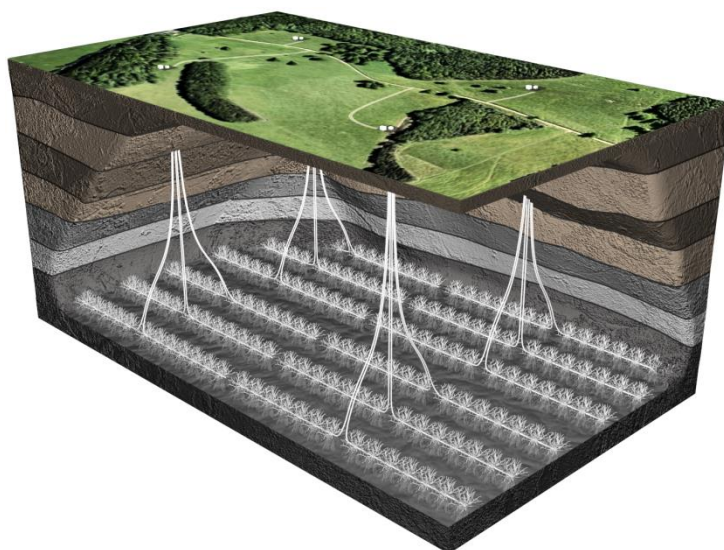


Figura 17: Esquema ilustrando as estações em branco na superfície e o subsolo fraturado. Apesar de distantes, o fraturamento pode influenciar umas as outras. (Fonte: 'U.S. Energy Information Administration – EIA', 2012)

Cuidados devem ser tomados no transporte e estoque dos fluidos utilizados durante as operações, uma vez que vazamentos nos caminhões ou containers de armazenamento podem causar a contaminação do solo colocando em perigo a biodiversidade e até os próprios operários.

8. GEOFÍSICA PARA RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

A geofísica no processo da exploração não convencional participa no que pode ser dividido em cinco etapas importantes (Harilal & Tandon, 2012):

1. Interpretação estrutural e estratigráfica da sísmica de reflexão a fim de identificar as formações de folhelho em questão.
2. Identificar se o folhelho é uma rocha geradora através de perfis de poço.

3. Localização de zonas preenchidas por hidrocarboneto (*sweet spots*) ao diferenciar os folhelhos reservatórios dos não-reservatórios.
4. Delimitar zonas favoráveis para a perfuração e estimulação de fraturas, a partir do mapeamento de fraturas naturais nas regiões dos reservatórios de folhelho.
5. Aprimoramento do processo de produção no monitoramento do fraturamento hidráulico.

Essas etapas de estudo do gás de folhelho são aprimoradas quando alguns processos, muitas vezes pouco aplicados nas atividades convencionais, são utilizados.

8.1 AQUISIÇÃO DE DADOS

Atualmente sabe-se que as formações de folhelhos são complexas apresentando variações laterais e verticais. Para estimar essa anisotropia azimutal têm sido aplicadas geometrias de aquisição sísmica 3D que abrangem uma área maior, sendo elas a *Multi Azimuth* (MAZ), *Wide Azimuth* (WAZ) e *Rich Azimuth* (RAZ), que serão explicados a seguir (figura 18). Entretanto, os arranjos geométricos mais utilizados, denominados *Narrow Azimuth* (NAZ), no qual a fonte e os receptores são instalados em uma só posição. Os levantamentos NAZ são capazes de fornecer informação suficiente para o estudo, apesar das outras geometrias serem opções melhores (Long, 2009).

O MAZ é adquirido a partir de dois ou mais levantamentos NAZ, dispostos em angulações diferentes. Também podem ser aplicados novos levantamentos a um já existente de forma a melhorar a cobertura de uma área considerada potencial à presença de hidrocarbonetos. Já a geometria WAZ representa o levantamento no qual os receptores são posicionados em uma mesma posição de um NAZ enquanto a fonte é deslocada (Long, 2009).

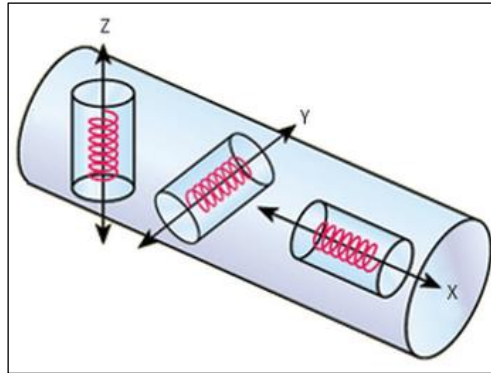


Figura 19: Geofones dispostos em direções diferentes (X, Y, Z) utilizados durante a aquisição sísmica 3C. (Fonte: Adaptado de *Schlumberger Oilfield Glossary*)

Realizado durante o processo de aquisição, o *Vertical Seismic Profile* (VSP) é uma forma de calibragem do processamento e da interpretação sísmica. É um tipo de aquisição na qual os geofones são inseridos no poço ou em arranjos subsuperficiais enquanto a fonte se mantém na superfície (figura 20). Conforme os receptores estão próximos às camadas, há uma melhor resposta às baixas frequências, tornando possível uma resolução maior dos refletores de interesse. Com isso, há a possibilidade de ajustar à sísmica e torná-la mais próxima da realidade.

Uma variação do VSP é o *checkshot*. Considerado VSP *zero offset*, a fonte é posicionada exatamente acima do receptor (figura 20). Desta forma, a onda emitida é medida na profundidade em que se encontram os geofones dentro do poço. Este dado permite gerar um sismograma sintético que é utilizado para calibrar a interpretação sísmica e torná-la mais acurada.

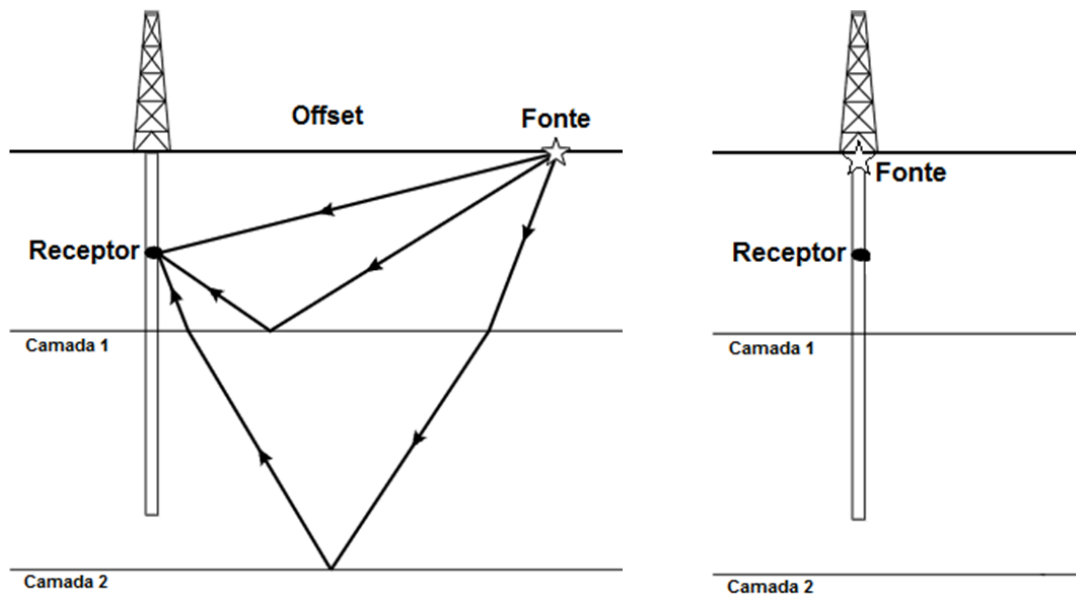


Figura 20: Aquisição de VSP. À esquerda VSP com offset. À direita VSP zero offset, arranjo utilizado na aquisição do *checkshot* (Fonte: Adaptado de Keary *et al.*, 2002).

Com uma aquisição melhorada, a sísmica passa a ter uma melhor resolução. Consequentemente, a interpretação estrutural e estratigráfica se torna mais precisa.

8.2 MAPEAMENTO DE FRATURAS

A fim de encontrar hidrocarbonetos alocados nas formações de folhelho são feitos estudos com a finalidade de avaliar a melhor localização para a perfuração que irá proporcionar um aprimoramento na produção do gás.

Desta forma, Harilal & Tandon (2012) descrevem a etapa de mapeamento das fraturas como fundamental, uma vez que as fraturas induzidas tendem a seguir o padrão do microfraturamento natural da rocha. Assim, a partir de atributos sísmicos 3D, pode-se estimar a densidade e orientação destas fraturas naturais.

Buscando as regiões fraturadas naturalmente, são feitas análises anisotrópicas da sísmica a fim de estimar a pressão que a rocha sofre em subsuperfície, ou stress. Também, de acordo com Harilal & Tandon (2012), podem ser integrados modelos de

impedância e atributos sísmicos para obter os parâmetros físicos da rocha, como o Módulo de Young (parâmetro mecânico que proporciona uma medida da rigidez) e Razão de Poisson (deformação transversal à direção da aplicação de carga).

A relação entre estes parâmetros com o reservatório de gás de folhelho são bem definidos. Rochas de comportamento rúptil, qualidade intrínseca para o fraturamento, apresentarão baixa Razão de Poisson e alto Módulo de Young (Dai *et al.*, 2011).

8.2.1 Microssísmica

A Microssísmica é uma ferramenta geofísica que pode ser utilizada para identificar com maior precisão as fraturas naturais da rocha, além de permitir um controle do fraturamento hidráulico e, assim, melhorar a recuperação de gás na formação rochosa.

No momento que o propante é inserido em subsuperfície, fraturas são abertas e, conseqüentemente, atividades sísmicas de baixa escala ocorrem. Essas atividades são registradas em geofones que podem ser localizados em poços próximos ao fraturamento (figura 21), no próprio poço onde é injetado o fluido, ou em arranjos enterrados a algumas centenas de metros. Desta forma, denomina-se a aquisição do VSP como sísmica ativa, uma vez que é utilizada uma fonte, enquanto a Microssísmica é considerada passiva, ou seja, sem fonte.

Outra característica da Microssísmica é a forma que as ondas são registradas. Convencionalmente, as ondas são emitidas e, ao refletirem nas camadas em subsuperfície, retornam até os receptores. Neste caso, a onda gerada a partir do fraturamento viajará diretamente aos geofones que estão localizados acima. Assim, a sísmica é considerada de refração. No VSP, as ondas registradas são tanto refratadas quanto refletidas, como pode ser visto na figura 20.

Os dados resultantes deste monitoramento irão fornecer informações importantes. A partir delas, é possível observar a densidade e direção das fraturas induzidas que estão diretamente relacionadas à região fraturada naturalmente.

Outra informação disponível é a intensidade dos eventos sísmicos. Desta forma, se torna possível um controle do fraturamento hidráulico conforme é ajustada a pressão utilizada de acordo com a formação rochosa. A intensidade também indica se houve o reativamento de falhas. Uma energia alta estará associada à falhas próximas ao local de fraturamento, enquanto eventos de menor escala serão associados à microsísmica.

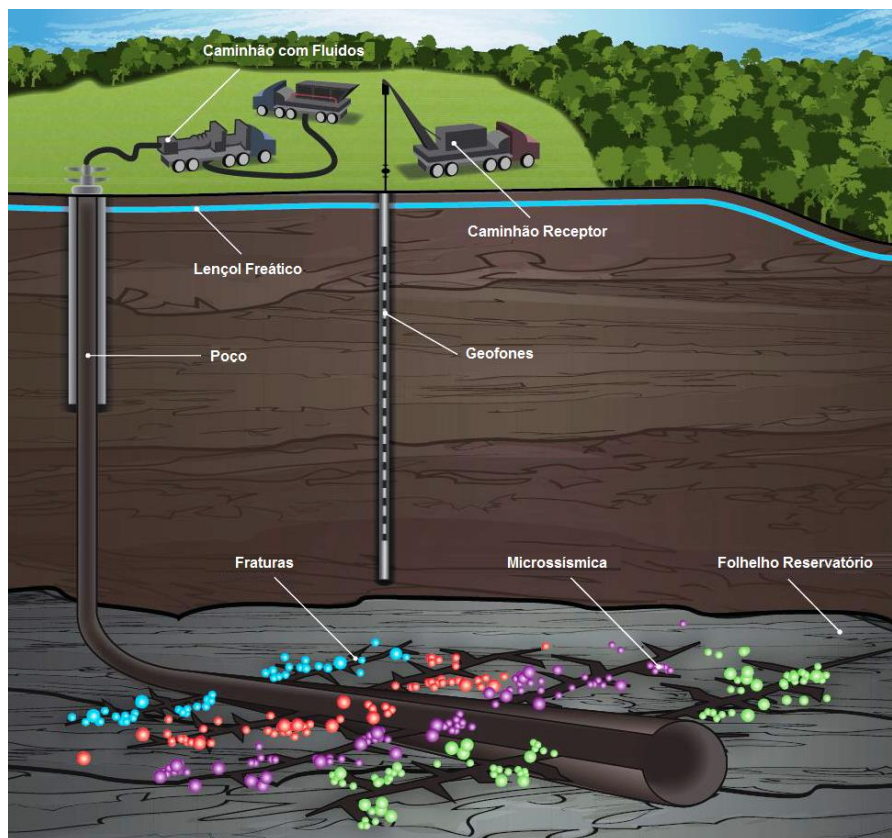


Figura 21: Esquema ilustrando o fraturamento hidráulico e suas atividades microsísmicas registradas por geofones. (Fonte: Adaptado de 'ESG Solution')

8.3 PERFIS DE POÇO

O papel da sismica durante a exploração de recursos não convencionais, apesar de auxiliar bastante o estudo, não é o principal. A complexidade do folhelho é enorme sendo necessários dados que possam fornecer informações mais precisas quanto às suas características. Desta forma, utiliza-se a Perfilagem Geofísica.

Os folhelhos reservatórios apresentam como característica altos valores de COT. Um indicador utilizado para reconhecer esta característica é o Raio Gama (GR). Os picos de mais altos valores na curva, geralmente estão relacionados às altas taxas de COT (Fertl & Chilingar, 1988).

O perfil Neutrão (NPHI) é responsável por indicar a porosidade da rocha, conforme estimula a emissão de raio gama da rocha ao bombardeá-la com nêutrons. Este fator, associado com um pico positivo no perfil Resistividade, estará relacionado a uma região com possível acúmulo de hidrocarboneto (Harilal & Tandon, 2012).

Na presença de gás, os perfis de porosidade e densidade, NPHI e RHOB respectivamente, apresentam um comportamento diferente do usual. Nos reservatórios convencionais os valores de RHOB caem enquanto a porosidade aumenta, resultando em um cruzamento dos perfis. Este processo pode ser aplicado para o *shale gas*. Entretanto, o folhelho reservatório tem características distintas quando comparado ao convencionai. Assim, os perfis, apesar de se comportarem de forma diferente, ainda sofrerão deste efeito cruzado na presença do gás.

9 METODOLOGIA

Do capítulo 8 entende-se que a Geofísica representa uma parte fundamental no estudo de gás de folhelho. Desta forma, dados fornecidos pela Agência do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foram trabalhados a fim de concluir os objetivos propostos neste projeto. Foram cedidos pela ANP um total de seis linhas sísmicas 2D de reflexão, uma sísmica 3D de reflexão e seis dados de poços. A tabela 1 a seguir apresenta o nome de cada dado fornecido, enquanto a figura 22 indica sua localização.

POÇOS	SÍSMICA 2D	SÍSMICA 3D
1BB 0001 PR	0245 – 0016	0026 - MATO RICO
3BB 0002D PR	0245 – 0013	
1MR 0001A PR	0245 – 0037	
1ELPS 4 PR	0245 – 0040	
3ELPS 7 PR	0245 – 0036	
3COST 2 PR	0236 - 0069	

Tabela 1: Lista de dados utilizados no Projeto Final fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Os dados foram trabalhados no software disponível pela Schlumberger na Universidade Federal Fluminense (UFF), o Petrel E&P®.

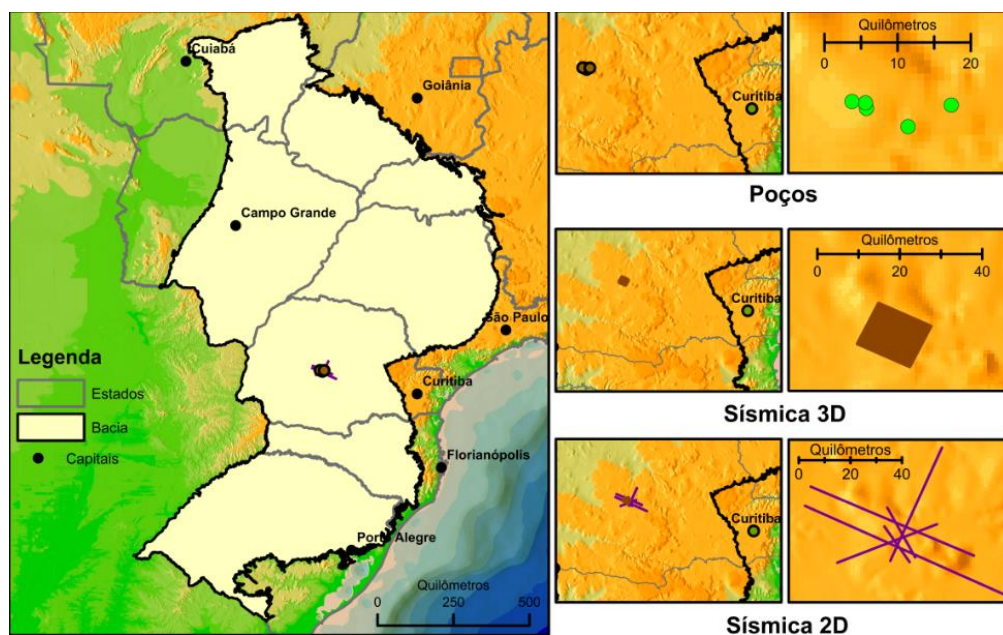


Figura 22: Mapa com a localização dos dados usados. À esquerda visão geral da bacia em relação aos dados. À direita figuras realçando os dados de forma isoladas.

9.1 DADOS DE POÇO

Inicialmente os dados recebidos estão em formato ASC suportado pelo software. O carregamento foi realizado de forma bem sucedida.

Todos os poços foram perfurados há mais de 10 anos, com alguns datados de 1996 e 1997. Os mais recentes datam de 2002, 3COST 2 PR e 3ELPS 7 PR. Alguns perfis não foram adquiridos para certos poços, seja por falta de tecnologia na época ou por não haver necessidade de realizá-los durante a perfuração.

Somente um poço (3BB 0002D PR) alcança a rocha geradora, objetivo deste estudo. Como nunca houve o interesse de se explorar folhelhos preenchidos por hidrocarbonetos, os perfis de poços antigos alcançam, em sua maioria, somente a rocha reservatório. Entretanto, o poço não foi perfurado no mesmo lugar que a sísmica 3D, como visto na figura 23.

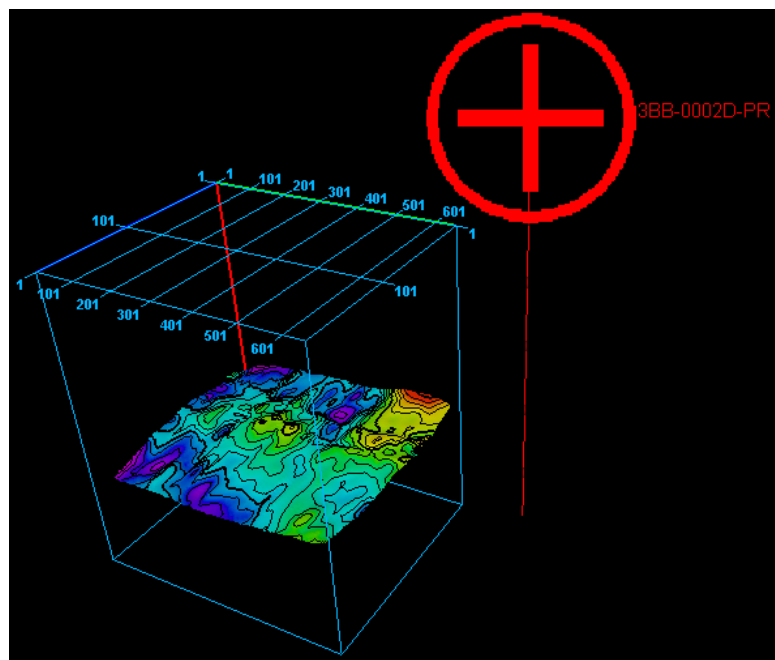


Figura 23: Esquema do Petrel indicando o posicionamento do poço, destacado em vermelho, em relação ao cubo da sísmica. A superfície em cores representa a base da Formação Ponta Grossa, onde as cores quentes são as regiões mais altas. As linhas azuis indicam os limites do cubo sísmico.

Mencionado no capítulo 8, os *checkshots* são ferramentas intrínsecas no processo de exploração do gás de folhelho. A correlação sísmica/poço é de fundamental importância. Entretanto, esses dados não foram incluídos no pacote de dados fornecido pela ANP. Desta forma, se torna impossível ajustar os dados sísmicos com os dados de poço.

Os perfis do poço 3BB 0002D PR (figura 24) reforçam o conceito da variação vertical. Ao notar as curvas de RHOB e NPHI (verde e vermelho, respectivamente), são encontradas breves zonas de intercalação indicadoras de gás, como visto no tópico 8.3. Entretanto, sua oscilação caracteriza um reservatório não convencional de folhelho, uma vez que, diferente dos convencionais no qual o hidrocarboneto é armazenado de forma contínua na rocha porosa, o gás de folhelho é encontrado pontualmente na formação rochosa. Por essa razão há a necessidade de criar uma rede de fraturas induzidas de forma a impulsionar o escoamento do gás para o poço.

A presença de hidrocarboneto na rocha está associada a picos do perfil ILD (resistividade) em reservatórios convencionais. Entretanto, o folhelho tem como característica uma alta resistividade. Portanto, se torna incerta a interpretação deste perfil, uma vez que a tendência é sempre ter valores altos.

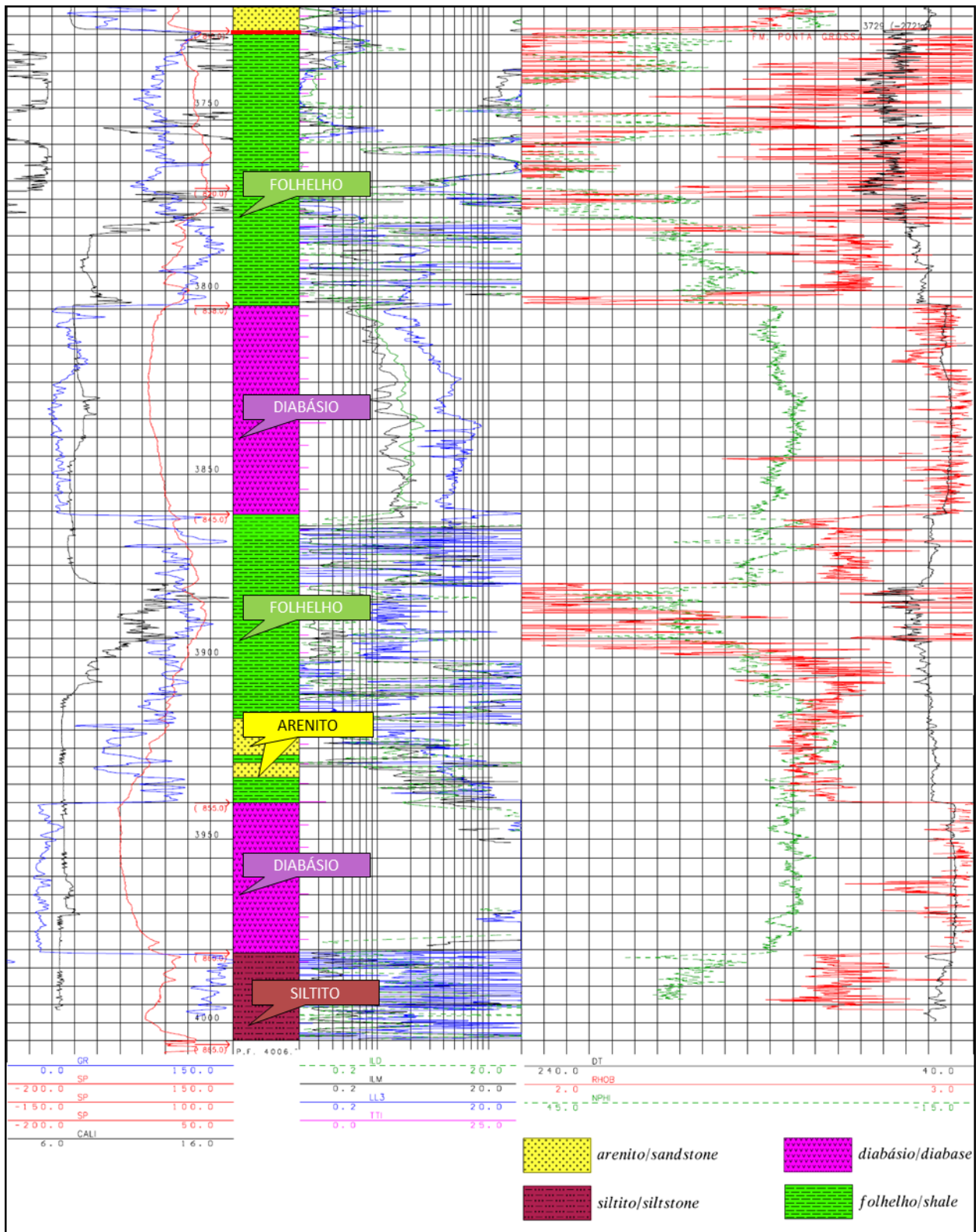


Figura 24: Perfil composto do poço 3BB 0002D PR na Formação Ponta Grossa. Em cores as camadas encontradas na formação. A linha vermelha ao topo representa o início da Formação Ponta Grossa.

9.2 DADOS SÍSMICOS

As linhas sísmicas 2D se mostraram de pouca utilidade, uma vez que há a necessidade de um conhecimento tridimensional. Desta forma, o projeto se baseou na sísmica 3D que, por sua vez, foi adquirida com um arranjo simples do tipo *Narrow Azimuth*.

Sem a correlação poço-sísmica, a interpretação se torna mais imprecisa. De acordo com o perfil composto do poço 3BB 0002D PR, em evidência na figura 24, a Formação Ponta Grossa é intercalada por depósitos de folhelho, diques de diabásio e pacotes de arenitos que irão gerar contrastes de impedância e, conseqüentemente, refletores fortes na sísmica. Desta forma, a interpretação estrutural e estratigráfica se baseou na presença desses refletores, além do auxílio da apresentação da Bacia do Paraná na 12ª Rodada da ANP. As figuras 25 e 26 mostram uma *crossline* da sísmica 3D não interpretada e interpretada, respectivamente.

O magmatismo da Formação Serra Geral prejudica a qualidade da sísmica. Devido a uma alta densidade das rochas magmáticas, a energia das ondas é dissipada. Desta forma, a interpretação de falhas se torna complexa. Não são possíveis delimitar falhas e fraturas de forma acurada. Assim, para delimitar as falhas foram aplicados atributos sísmicos que realcem suas estruturas.

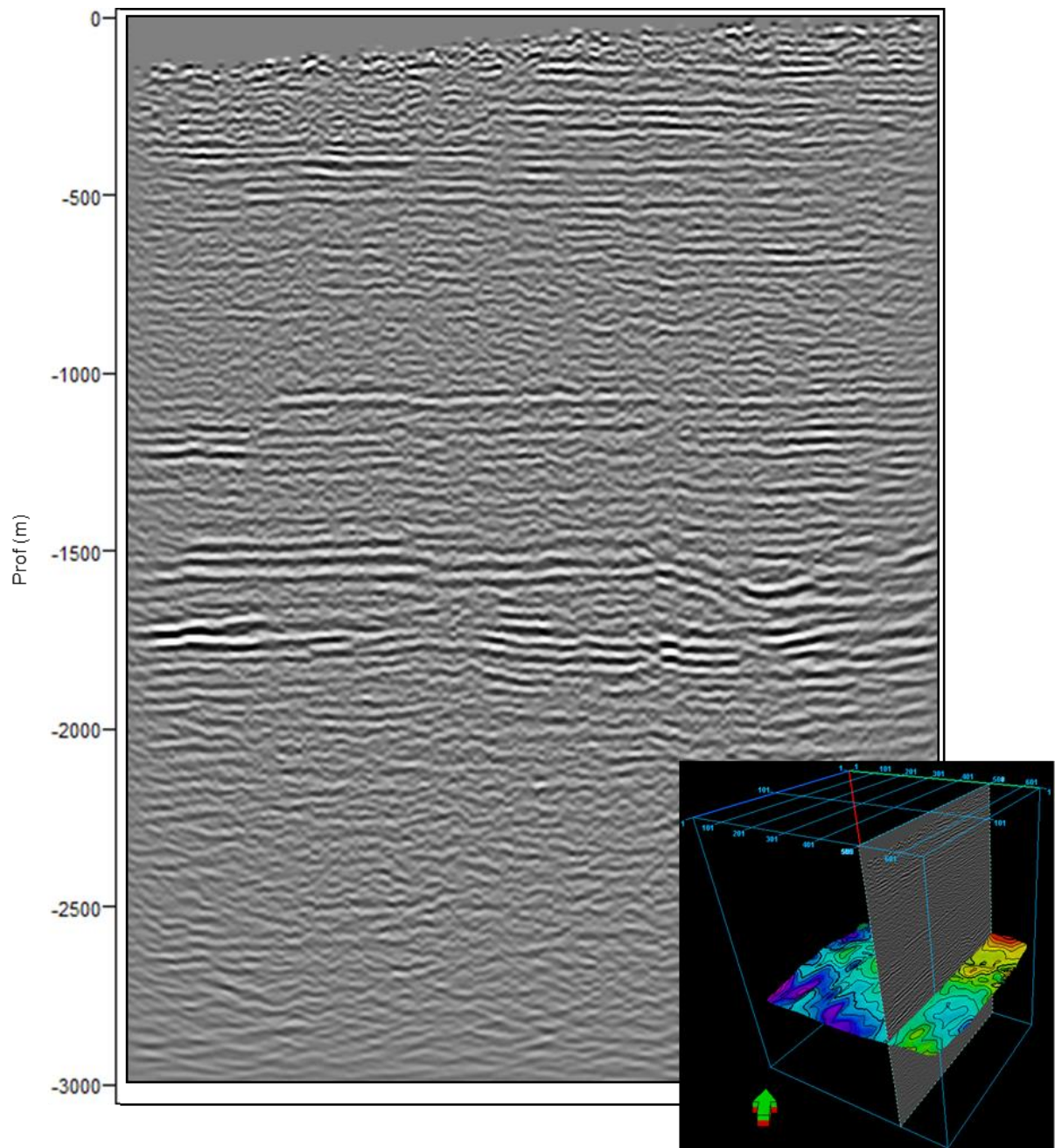


Figura 25: *Crossline* da sísmica 3D não interpretado. Ao canto inferior direito sua localização em relação ao cubo sísmico. A superfície em cores indica a base da Formação Ponta Grossa.

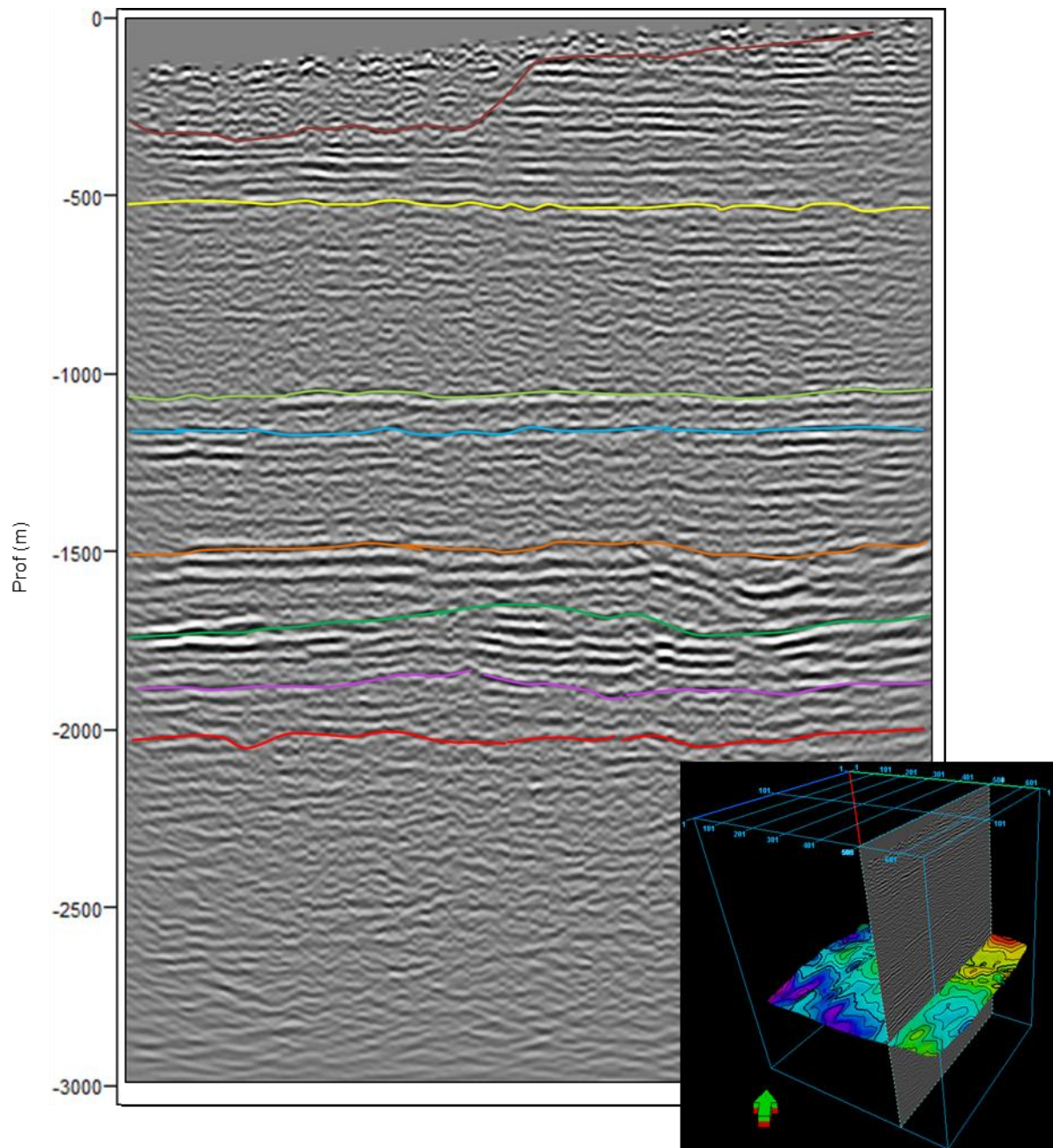


Figura 26: *Crossline* da sísmica 3D interpretado. Ao canto inferior direito sua localização em relação ao cubo sísmico.

Alguns atributos utilizados se destacaram por realçar fraturas e falhas de forma mais eficiente. O *Ant Tracking* e o *t* Attenuation* tiveram os melhores resultados.

O *Ant Tracking* é aplicado com o interesse de uma melhor visualização das fraturas, principalmente na direção horizontal, como observado na figura 27. Seu algoritmo busca discontinuidades e resulta em uma imagem na qual fraturação identificadas, mapeadas e realçadas.

O *t* Attenuation* é baseado na atenuação relativa das altas frequências em relação às baixas frequências. Essa atenuação é relacionada com a densidade de fraturas na região e a espessura vertical da zona fraturada. Desta forma, pode ser utilizada para identificar zonas de fraturas verticais.

Entretanto, o resultado *t* Attenuation* por si só, é limitado. Esse atributo costuma ser associado a outro para obter as fraturas com melhor detalhamento e precisão. Nesse caso, uniu-se o *Ant Tracking* com o *t* Attenuation* e seu resultado se torna mais condizente com a sísmica. O realce, diferente do *Ant Tracking*, é vertical, sendo possível identificar falhas (figura 28).

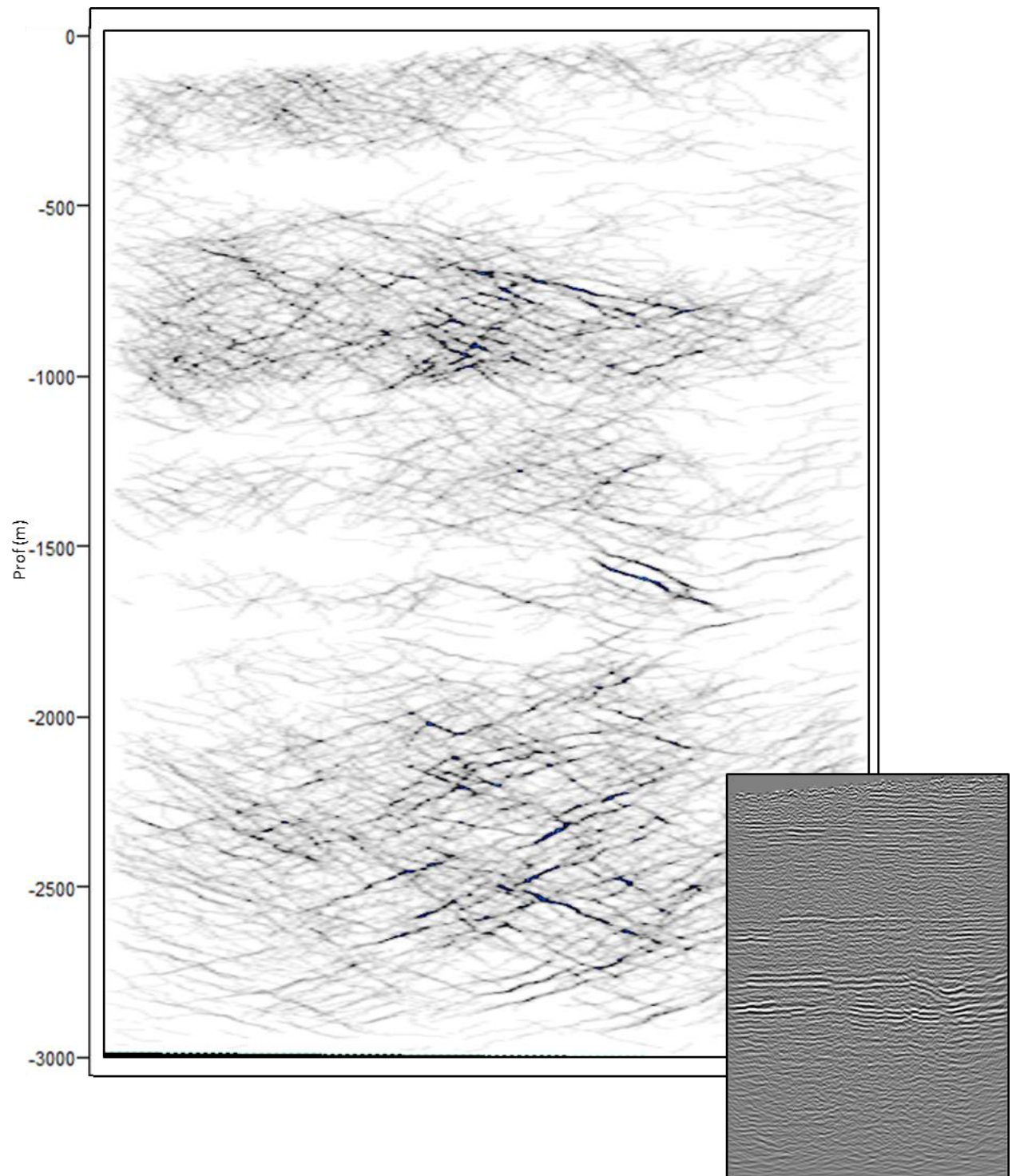


Figura 27: Ao canto inferior direito, mesma linha sísmica apresentada na figura 25. Ao fundo, *Ant Tracking* aplicado à mesma linha. Nota-se o realce de fraturas horizontais.

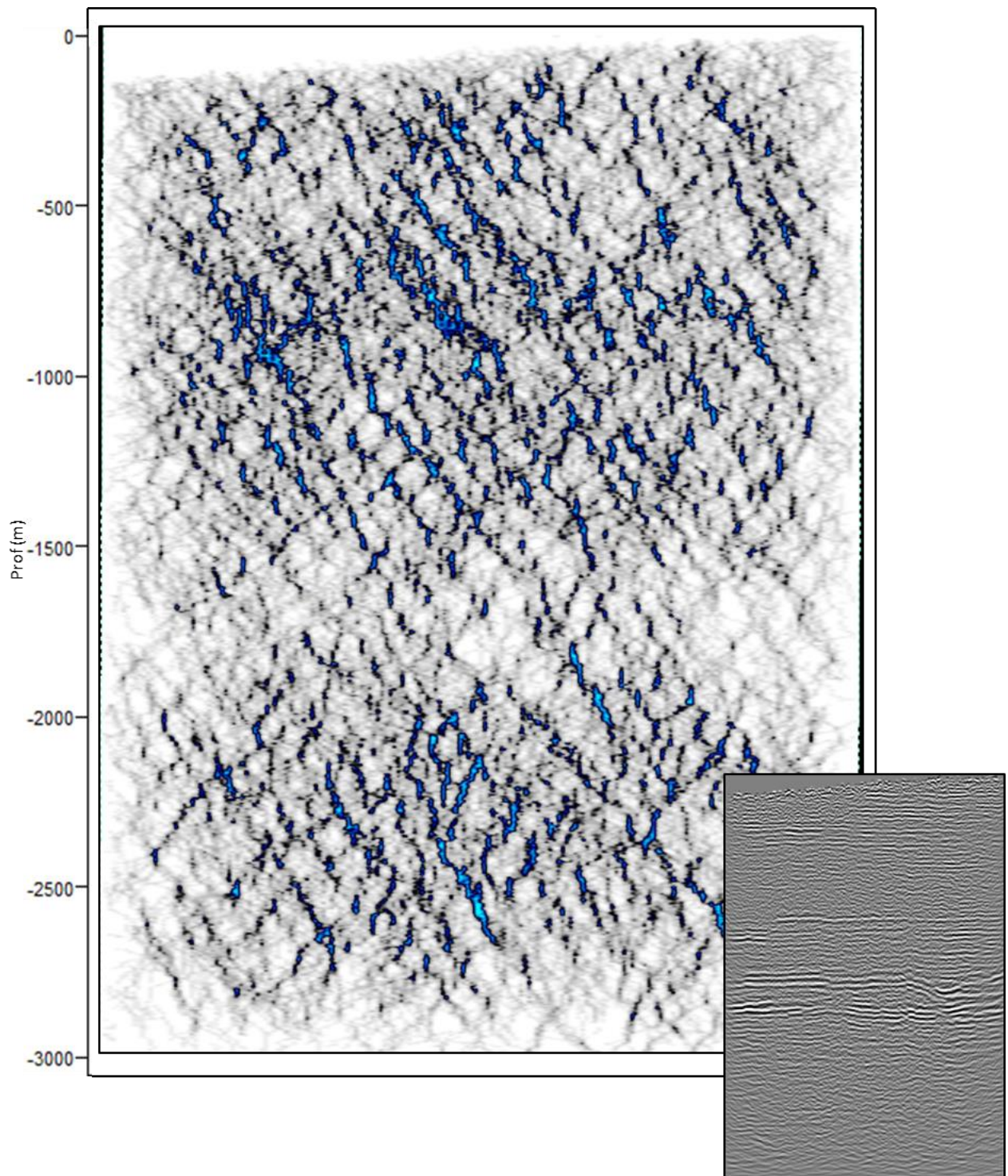


Figura 28: Ao canto inferior direito, mesma linha sísmica apresentada na figura 25. Ao fundo, *Ant Tracking* aplicado junto ao t^* *Attenuation* à mesma linha. Nota-se o realce das falhas verticais.

10 RESULTADOS

Como mencionado no Capítulo 9, a interpretação foi baseada no Perfil Composto do poço 3BB 0002D PR e nos dados da Bacia do Paraná apresentados na 12ª Rodada da ANP. Após isso, foram geradas superfícies representando o Topo e a Base da Formação Ponta Grossa, representados na figura 29.

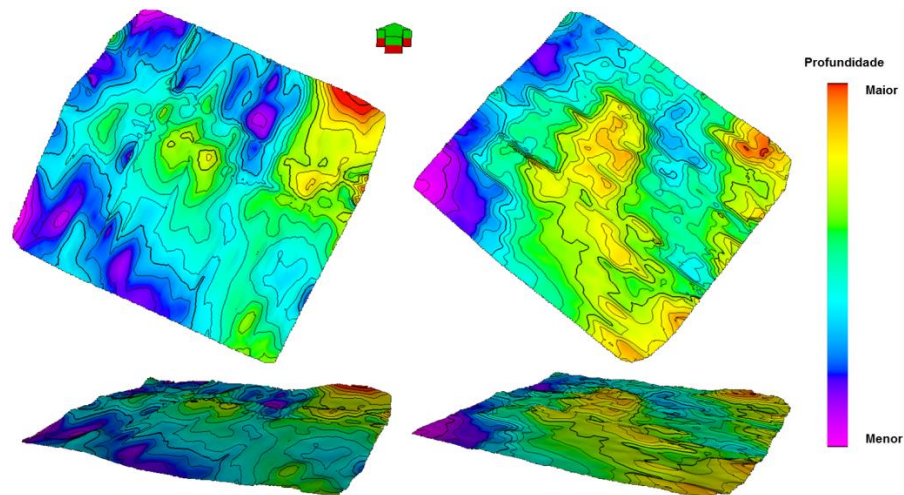


Figura 29: À esquerda a Base e à direita o Topo da Formação Ponta Grossa. A seta ao topo da figura indica a região Norte.

Observando as superfícies nota-se um certo padrão em seu relevo. O canto direito de ambas representa uma região mais alta, enquanto a zona ao redor do canto esquerdo é mais baixa. Essas semelhanças podem indicar que a interpretação é válida.

Após, atribuiu-se a todo o dado sísmico acima do Topo e abaixo da Base da Formação Ponta Grossa o valor zero. Dessa forma, a sísmica passa a existir somente dentro da formação de interesse.

Utilizando os atributos sísmicos *Ant Tracking* e *t* Attenuation*, foi possível identificar regiões com pouca presença de falhas verticais extensas e, ao mesmo tempo, zonas com alta densidade de fraturas horizontais dentro da Formação Ponta Grossa. O

resultado obtido é representado na figura 30, onde quanto mais profundo é o dado sísmico, um maior número de fraturas é encontrado.

Observa-se que a melhor zona para a perfuração está localizada na região próxima ao Norte do dado com mais fraturas realçando-se conforme a profundidade aumenta.

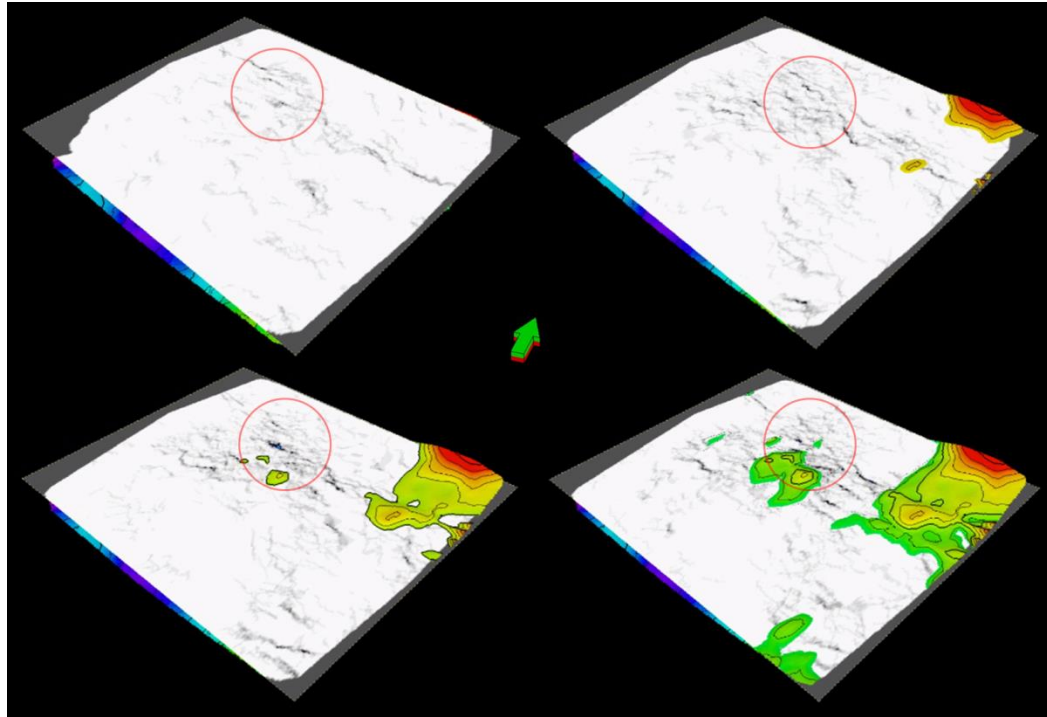


Figura 30: Resultado do *Ant Tracking*. Em preto estão as fraturas. Em cores, a superfície que representa a base do folhelho. Os círculos vermelhos representam as zonas fraturadas. A profundidade aumenta da figura superior esquerda para a inferior direita. A seta indica o Norte.

11. CONCLUSÃO

Os dados de poço usados não apresentam informações suficientes para realizar com segurança a identificação de *sweet spots*.

O mapeamento de fraturas é feito de forma mais complexa, através de modelos geomecânicos da rocha. Tais modelos foram gerados, usando-se atributos sísmicos 3D

como suporte. O uso de atributos gera uma incerteza nos resultados que precisam ser considerados, funções de baixa qualidade e escassez de dados sísmicos.

Tudo isso reforça a necessidade de obtenção de mais dados e informações que auxiliem na delimitação de *sweet spots* e de fraturas naturais. A compreensão da complexidade litológica dos folhelhos é de extrema importância nos estudos voltados para os recursos não convencionais.

Trabalhos semelhantes a este projeto são importantes para avaliar condições suficientes para iniciar a exploração e produção dos recursos não renováveis não só na Bacia do Paraná como em outras bacias sedimentares brasileiras.

12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Assine, M.L.; Fúlfaro, V.J.; Perinotto, J.A.J.; Petri, S. 1998. Progradação deltaica Tibagi no devoniano médio da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*. 28(2): p. 125-134.

Bachrach, R.; Dasgupta, S.; Sayers, C.; Silva, J.; Volterrani, S., 2013. Recent advances in the characterization of unconventional reservoirs with wide-azimuth seismic data.

BDEP, Webmaps, 2013. <http://maps.bdep.gov.br/website/mapas/viewer.htm>

Bjørlykke, K.; Avseth, P. Springer 2010. *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*.

Boyer, C.; Clark, B.; Jochen, V.; Lewis, R.; Miller, C. K. 2011. Shale gas: A global resource. *Oilfield review*, 23(3).

Bruner, K.R.; Smosna, R. 2011. U.S. Department of Energy: A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. DOE/NETL-2011/1478

Cachay, L.R.S. Dez, 2004. Fluxo de Partículas de Sustentação em Poços de Petróleo Estimulados por Fraturamento Hidráulico.

Chopra, S.; Sharma, R.K.; Keay, J.; Marfurt, K.J. 2012. Shale Gas Reservoir Characterization Workflows. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012 (pp. 1-5).

Coradesqui, S.; Santos, P.R.D. 2013. Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville.

ESG Solutions. What is Microseismic Monitoring. www.esgsolutions.com/english/view.asp?x=852

Government of Western Australia: Department of Mines and Petroleum, 2012. 'Gas Resource Types'. www.dmp.wa.gov.au/15139.aspx#17730

Fertl, W.; Chilingar, G., 1988. Total organic carbon content determined from well logs. *SPE formation evaluation*, 3(2), 407-419.

Harilal; Tandon, A.K. 2012. Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. 9th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics. P-083. p. 1-8.

HIS Global Insight. 2009. Measuring the economic and energy impacts of proposals to regulate hydraulic fracturing.

Holditch, S. 2006. Tight Gas Sands. *Journal of Petroleum Technology*, 58(6), 86-93.

Holditch, S., 1979. Criteria of Propping Agent Selection. Norton Company.

Koesoemadinata, A.; El-Kaseeh, G.; Banik, N.; Dai, J.; Egan, M.; Gonzalez, A.; Tamulonis, K. Set, 2011. Seismic Reservoir Characterization in Marcellus Shale. In 2011 SEG Annual Meeting.

Lechtemböhmer, S.; Altmann, M.; Capito, S.; Matra, Z.; Weindorf, W.; Zittel, W. 2011 European Parliament: Policy Department - Environment, Public Health and Food Safety. Impacts of Shale Gas and Shale Oil Extraction on the Environment and on Human Health. p. 1-88.

Long, A., 2009. Evolutions In Seismic Azimuth: Past, Present and Future. PESA News.

Kearey, P.; Brooks, M.; & Hill, I., 2009. An introduction to geophysical exploration. Chapter 4.

Machado, S.A.M. 1990. Estudo do Comportamento das Feições Lineares Observado em Dados Aeromagnéticos da Bacia do Paraná.

Mantell, M. E.; Engineer, P. C. E. 2009. Deep shale natural gas: abundant, affordable, and surprisingly water efficient.

Milani, E.J.; Melo, J.H.G.; Souza, P.A.; Fernandes, L.A.; França, A.B. maio/Nov 2007. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 265-287.

New York Times. www.nytimes.com/imagepages/2008/04/08/business/2008gasmag.html

Pedersen, J.H. 2010. oilandgasgeology.com

Rice, D.D. 1993. Composition and Origins of Coalbed Gas. *Hydrocarbons From Coal: AAPG Studies in Geology*, 38, 159-184.

Schlumberger Oilfield Glossary. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

Selley, R. C. 2012. UK Shale Gas: The Story so Far. *Marine and petroleum geology*, 31(1), p. 100-109.

Silva, C.G.A.D. 2007. Caracterização Geoquímica Orgânica das Rochas Geradoras de Petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná.

Sino Oil and Gas Holdings Limited'. www.sino-oilgas.hk/index.php/page/r/8/

Stevens, P. 2010. *The Shale Gas Revolution: Hype and Reality*. London: Chatham House.

Suárez, A.A. 2012. The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane).

TGS, 2013. <http://www.tgs.com/welldata/>

The Barnett Shale Gas Boom. 8 Abr, 2008.. geology.com/research/barnett-shale-gas.shtml

Thomas, J.E. Interciência 2001. Fundamentos da Engenharia do Petróleo. p. 15-18.

Tissot, B.P.; Welte, D.H. 1980. Petroleum Formation and Occurrence. A new Approach to Oil and Gas Exploration. XVIII + 538 S., 241 Abb., 70 Tab. Berlin-Heidelberg-New York. Springer-Verlag.

U.S. Energy Information Administration. 11 Set, 2012.. Pad drilling and rig mobility lead to more efficient drilling.

U.S. Energy Information Administration. 14 Fev, 2011.. The Geology of Natural Gas Resources.

U.S. Energy Information Administration. 14 Jun, 2012.. Shale Oil and Gas Resources Are Globally Abundant.

U.S. Energy Information Administration. 23 Jan, 2012.. EIA's Annual Energy Outlook 2012.

U.S. Energy Information Administration. 6 Jun, 2010. Maps: Exploration, Resources, Reserves, and Production.

U.S. Energy Information Administration. Maio, 2011. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

U.S. Environmental Protection Agency. 22 Mar, 2013.. How EPA is Doing the Research to Study Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources.

Zalán, P.V.; Wolff, S.; Astolfi, M.A.M.; Vieira, I.S.; Conceição, J.C.J.; Appi, V.T.; Neto, M.E.V.S; Cerqueira, J.R.; Marques, A. 1990a. The Paraná Basin, Brazil. In: Interior Cratonic Basins. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, p. 681-708.