

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SETOR DE CIÊNCIAS DA TERRA
CURSO DE GEOLOGIA

BEN HUR AUWARTER

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DA FORMAÇÃO PONTA GROSSA COMO
RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL DE GÁS**

CURITIBA

2016

BEN HUR AUWARTER

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DA FORMAÇÃO PONTA GROSSA COMO
RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL DE GÁS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Geologia da
Universidade Federal do Paraná como
requisito parcial à obtenção do grau de
Bacharel em Geologia

Orientador: Prof. Dr. Fernando Farias Vesely

CURITIBA

2016

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, por todo o apoio dado durante o período de faculdade, sempre me proporcionando o auxílio necessário para os estudos e por sempre estarem do meu lado, mesmo com algumas centenas de quilômetros de distância.

Ao carinho dado por todos da minha família, onde percebo o que realmente significa ser amado e querido de forma incondicional.

Agradeço a todos os meus colegas de faculdade, que proporcionaram muitos momentos bons em toda essa caminhada. Em especial ao André Leister, Bruno “Farofa” Merss, Daniel “Baiano” Patias, Gustavo Piccolo, Rafael “Aquaman” Franco, Antonio “Juninho” Carlos e James Schroeder.

Ao colega e futuro geólogo Bruno Titon por toda a ajuda prestada, principalmente no princípio da elaboração deste trabalho.

Aos meus amigos de Cascavel, Bruno Colombo, Giovani Hartmann, Gustavo Lago, Eduardo Adamy, Marco Rott, Rodrigo Artuzi e Eugênio Galeazzi, que sempre que possível, deixavam ainda melhores as voltas para “casa”.

Ao meu orientador, Professor Fernando Farias Vesely, pelas dicas e conselhos dados para a elaboração deste trabalho.

Aos professores do Departamento de Geologia da UFPR por todo o conhecimento repassado durante todos esses anos de graduação.

Por fim, aos professores da State University of New York, em especial ao Professor Alex Bartholomew e Professor Kaustubh Patwardhan “KP”, pelo conhecimento repassado durante meu período em New Paltz.

RESUMO

A produção de gás de folhelho (*shale gas*) vem ampliando a cada ano nos Estados Unidos da América (EUA), se tornando uma porção essencial de sua matriz energética e provando ter um papel importante em sua economia. No Brasil, este recurso, presente em um reservatório não convencional, ainda não foi explorado. Até o momento, nenhuma reserva foi descoberta no país. Na Bacia do Paraná, os folhelhos da Formação Ponta Grossa apresentam condições para ser uma possível fonte de gás natural. Estudos prévios indicam teores de carbono orgânico total (COT) e maturação térmica determinada pela reflectância da vitrinite (R0%) com valores equivalentes a reservatórios atualmente em produção nos EUA (Formação Marcellus, da Bacia Apalachiana e Formação Barnett, da Bacia Fort Worth). A espessura e profundidade da área de interesse da Formação Ponta Grossa também se enquadra nos padrões de reservatórios de *shale gas*, sendo compatíveis com os reservatórios americanos, juntamente com a composição mineralógica dos folhelhos. Uma análise comparativa dos dados já publicados, tanto sobre as formações norte-americanas quanto a brasileira, foi realizada para determinar o possível potencial da Formação Ponta Grossa como fonte de *shale gas*.

Palavras-chave: Bacia do Paraná. Formação Ponta Grossa. Gás de Folhelho.

ABSTRACT

The production of shale gas is getting higher every year in the United States of America, becoming an essential section of its energy matrix and having an important role in the economy. In Brazil, this resource, present in a non-conventional reservoir, was not explored yet. Until now no proved reserves have been discovered in the country. In the Paraná Basin, the shales in the Ponta Grossa Formation have the required characteristics to be a possible source of natural gas. Previous studies show that the total organic carbon (TOC) and the thermal maturation indicated by the vitrinite reflectance (R₀%) have equivalent values to reservoirs currently in production in the USA (Marcellus Shale, Appalachian Basin and Barnett Shale, Fort Worth Basin). The thickness and depth of the organic rich portion of the Ponta Grossa Formation also match with the ideal characteristics of North American shale gas reservoirs, along with the shale mineralogical composition. A comparative analysis of the previously published data, both on North American and Brazilian formations, was made to define the Ponta Grossa Formation as a shale gas source.

Key-words: Paraná Basin. Ponta Grossa Formation. Shale Gas.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 3.1: MAPA DA BACIA DO PARANÁ, AMÉRICA DO SUL (MILANI, 2004).	3
FIGURA 3.2: MAPA DE ISÓPACAS DA FORMAÇÃO PONTA GROSSA (FONTE: CANDIDO, 2007).	5
FIGURA 3.3: COMPARAÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE SUPERFÍCIES DE INUNDAÇÃO MÁXIMA (S.I.M.) ENTRE O PERFIL GAMAESPECTROMÉTRICO E DE CARBONO ORGÂNICO TOTAL (FONTE: CANDIDO, 2007).	6
FIGURA 3.4: CORRELAÇÃO ENTRE PERFIS GAMAESPECTROMÉTRICOS DE SUBSUPERFÍCIE E SUPERFÍCIE. (FONTE: MODIFICADO DE CANDIDO, 2007).	7
FIGURA 3.5: ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO PARA O DEVONIANO DA BACIA DO PARANÁ DE ACORDO COM BERGAMASCHI E PEREIRA (2001) (FONTE: MODIFICADO DE BRAZIL, 2004)	8
FIGURA 3.6: MAPA DE ISÓLITAS DE PELITOS DO MEMBRO JAGUARIAÍVA, MOSTRANDO AS REGIÕES MAIS PROPÍCIAS À GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS (FONTE: CANDIDO, 2007).....	10
FIGURA 4.1: GRÁFICO INDICANDO O RÁPIDO AUMENTO DA PRODUÇÃO DE <i>SHALE GAS</i> NOS EUA A PARTIR DO ANO 2000. (FONTE: MODIFICADO DE BOYER <i>ET AL.</i> , 2011).....	11
FIGURA 4.2: IMAGEM COMPARATIVA ENTRE RESERVATÓRIO DE GÁS CONVENCIONAL E NÃO CONVENCIONAL (FONTE: MODIFICADO DE KOSTELNICK, 2010).	13
FIGURA 4.3: DIFERENÇA ENTRE FRATURAS GERADAS EM FOLHELHOS RÚPTEIS E FOLHELHOS DÚCTEIS (FONTE: ABELHA, 2016).14	
FIGURA 4.4: ESCALA DE MATURACÃO TERMAL, INDICANDO RELAÇÃO ENTRE R ₀ %, TEMPERATURA, HIDROCARBONETO FORMADO E ESTÁGIO DE MATURACÃO. (FONTE: ABELHA, 2016; MODIFICADO DE TAYLOR <i>ET AL.</i> , 1998).....	15
FIGURA 5.1: BLOCO DIAGRAMA REPRESENTANDO OS ELEMENTOS DE UM POÇO COM PERFURAÇÃO DIRECIONAL E COM FRATURAMENTO HIDRÁULICO. (FONTE: MODIFICADO DE NETL, 2012).....	16
FIGURA 5.2: DIFERENÇA DE ÁREA ATINGIDA COM FRATURAMENTO HIDRÁULICO ENTRE UM POÇO COM PERFURAÇÃO DIRECIONAL (A ESQUERDA) E UM VERTICAL (A DIREITA) (FONTE: MODIFICADO DE ARTHUR <i>ET AL.</i> , 2009).	17
FIGURA 5.3: ILUSTRAÇÃO DE QUATRO BLOCOS DE PERFURAÇÃO (CÍRCULOS VERMELHOS) ONDE CADA UM HOSPEDA SEIS POÇOS HORIZONTAIS, REDUZINDO A ÁREA DE OCUPAÇÃO DA SUPERFÍCIE (FONTE: MODIFICADO DE EIA, 2012).	18
FIGURA 5.4: LOCAL DE UM BLOCO DE PERFURAÇÃO NA FORMAÇÃO MARCELLUS, EUA (FONTE: NETL, 2013).....	18
FIGURA 5.5: GRÁFICO COM COMPOSIÇÃO VOLUMÉTRICA DO FLUIDO DE FRATURAMENTO USADO NA PRODUÇÃO DA RESERVA DA FORMAÇÃO FAYETTEVILLE. (FONTE: MODIFICADO DE ARTHUR <i>ET AL.</i> , 2008).	19
FIGURA 6.1: GRÁFICO DE CONSUMO ENERGÉTICO NOS EUA NO PERÍODO ENTRE 1980 E 2013, COM PROJEÇÕES PARA 2040 (FONTE: MODIFICADO DE EIA, 2015).	20
FIGURA 6.2: RESERVATÓRIOS DE <i>SHALE GAS</i> NOS EUA. (FONTE: MODIFICADO DE ARTHUR <i>ET AL.</i> , 2008).	21
FIGURA 6.3: EXTENÇÃO GEOGRÁFICA E PROFUNDIDADE DO RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO MARCELLUS.(FONTE: MODIFICADO DE NETL, 2013).....	23
FIGURA 6.4: MAPA DE ISOREFLACTÂNCIA DA FORMAÇÃO BARNETT. INTERVALO DE R ₀ = 0,2% (FONTE: MODIFICADO DE MONTGOMERY <i>ET AL.</i> , 2005).	24
FIGURA 7.1: MAPA DE POSSÍVEL MATURACÃO TÉRMICA POR SOTERRAMENTO DA FORMAÇÃO PONTA GROSSA (FONTE: ABELHA, 2016).	27

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 JUSTIFICATIVA.....	1
1.2 OBJETIVOS	2
2. MATERIAIS E MÉTODOS	2
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	2
3.1 BACIA DO PARANÁ.....	2
3.2 SUPERSEQUÊNCIA PARANÁ.....	4
3.3 FORMAÇÃO PONTA GROSSA.....	4
4. FONTES NÃO CONVENCIONAIS DE HIDROCARBONETOS	10
4.1 FOLHELHOS OLEÍGENOS.....	12
4.2 AREIAS ASFÁLTICAS (<i>TAR SANDS</i>).....	12
4.3 GÁS DE FOLHELHO (<i>SHALE GAS</i>).....	12
4.3.1 Critérios para definir o potencial para prospecção de <i>shale gas</i>	13
5. ASPECTOS TECNOLÓGICOS NA PRODUÇÃO DE <i>SHALE GAS</i>.....	15
5.1 PERFURAÇÃO DIRECIONAL	16
5.2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO (<i>FRACKING</i>)	19
6. <i>SHALE GAS</i> NOS EUA	20
6.1 FORMAÇÃO MARCELLUS (<i>MARCELLUS SHALE</i>).....	22
6.2 FORMAÇÃO BARNETT (<i>BARNETT SHALE</i>)	23
7. POTENCIAL DA FORMAÇÃO PONTA GROSSA COMO FONTE DE <i>SHALE GAS</i>.....	25
7.1 COT.....	25
7.2 TIPO DE QUEROGÊNIO.....	26
7.3 MATURAÇÃO TÉRMICA	26
7.4 ANÁLISE COMPARATIVA.....	27
8. DISCUSSÃO E CONCLUSÕES.....	28
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	31

1. INTRODUÇÃO

A obtenção de novas fontes de energia sempre desperta o interesse tanto em companhias privadas quanto em estatais devido a sua importância no desenvolvimento de qualquer economia moderna e o retorno financeiro que ela proporciona. A exploração do gás de folhelho (*shale gas*) não é diferente, porém os meios para sua obtenção e suas possíveis complicações tem sido tema de muita discussão. Os debates giram em torno dos grandes benefícios econômicos contra os eventuais impactos negativos à sustentabilidade ambiental, como consumo excessivo de água, deterioração da área explorada devido ao alto uso de infraestrutura, aumento da emissão de gás carbônico, risco de contaminação de aquíferos e tremores de terra (Mehany *et al.*, 2015).

O gás se enquadra em um tipo de reservatório não convencional de hidrocarboneto, onde se encontra confinado em folhelhos, que são também sua rocha geradora e para extração são usadas técnicas de fraturamento hidráulico (*fracking*), e de perfuração de poço horizontal.

Na Bacia do Paraná, os folhelhos da Formação Ponta Grossa apresentam condições para ser uma possível rocha geradora de gás (Zalán *et al.*, 1990), sendo assim o foco deste trabalho.

1.1 JUSTIFICATIVA

O *shale gas* é amplamente produzido nos Estados Unidos da América há vários anos por meio do fraturamento hidráulico, desenvolvido pela *Mitchell Energy & Development Corporation*, em meados de 1986 (Santos e Coradesqui, 2013), demonstrando ser um grande auxílio para a economia do país, o tornando autossuficiente na produção de gás natural e com previsões para se tornar um país exportador do recurso em 2017 (EIA, 2015). O estudo de um reservatório em potencial de *shale gas* no Brasil, juntamente com a possibilidade de futura produção desta reserva, poderia provocar uma mudança positiva na economia do país, tendo em vista o uso dessa fonte de energia tanto para consumo da própria população quanto para exportação.

1.2 OBJETIVOS

Avaliar o potencial da Formação Ponta Grossa, na Bacia do Paraná, como reservatório de *shale gas*, bem como a viabilidade operacional para extração deste recurso, com base nos dados obtidos na bibliografia publicada sobre as características dessa formação geológica e dos reservatórios atualmente em produção nos Estados Unidos da America.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Os materiais utilizados neste trabalho foram obtidos através de um levantamento bibliográfico sobre a Formação Ponta Grossa, juntamente com artigos publicados em periódicos internacionais com relação à própria técnica de extração do *shale gas* e as formações geológicas envolvidas.

Os conceitos levados em consideração para a análise do potencial da Formação Ponta Grossa para a exploração de *shale gas* foram o teor de carbono orgânico total (COT), reflectância da vitrinita (R0%), origem da matéria orgânica, profundidade do reservatório e espessura da camada de folhelho.

Como parâmetro comparativo foram utilizadas as características presentes na bibliografia sobre os reservatórios atualmente em produção da Formação Marcellus, Bacia Apalachiana e Formação Barnett, Bacia Fort Wort ambas situadas nos Estados Unidos da America.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 BACIA DO PARANÁ

Preenchida por rochas sedimentares e vulcânicas de idade Ordoviciano a Cretácea, a Bacia Intracratônica do Paraná (Figura 3.1) se estende por uma área de cerca de 1.400.000 km² e está distribuída entre Brasil, Paraguai, Uruguai e Argentina (Zalán *et al.*, 1990).

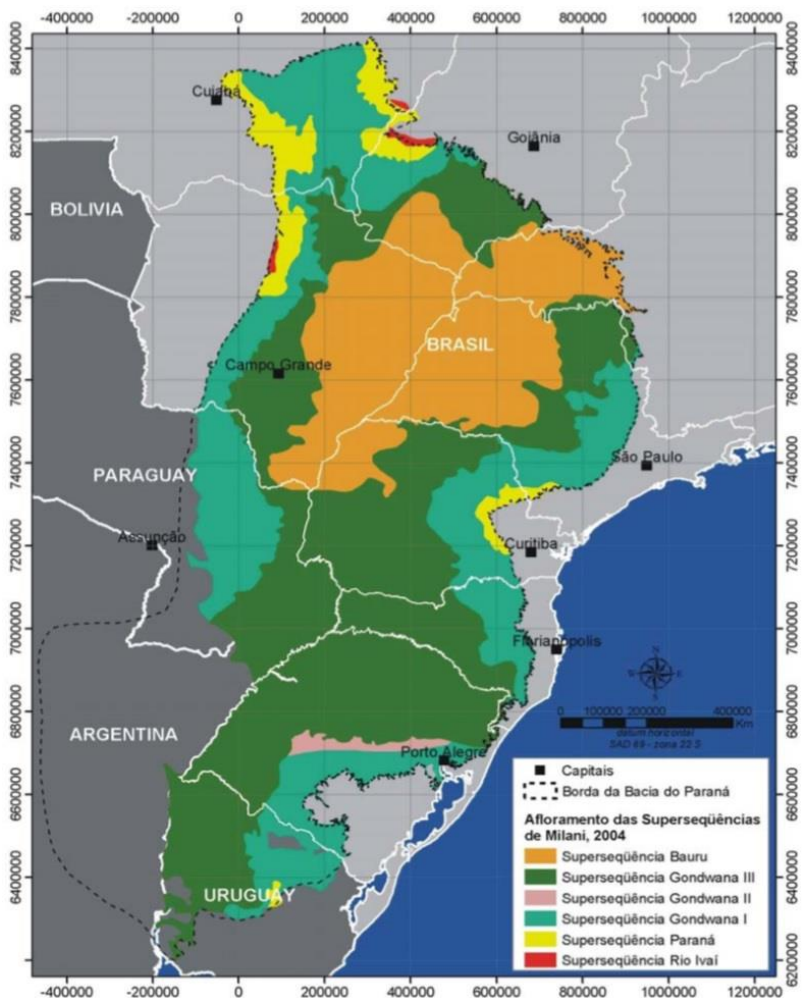


Figura 3.1: Mapa da Bacia do Paraná, América do Sul (Milani, 2004).

Milani (2004) divide a bacia em seis superseqüências, com base nos litotipos observados e separados por intervalos temporais com algumas dezenas de milhões de anos de duração e delimitados por superfícies discordantes: Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico), Gondwana II (Meso a Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo) e Bauru (Neocretáceo).

As três primeiras superseqüências são representadas por sucessões sedimentares que definem ciclos transgressivo-regressivos ligados a oscilações do nível relativo do mar no Paleozóico, ao passo que as demais correspondem a rochas sedimentares continentais com rochas ígneas associadas (Milani *et al.*, 2007).

3.2 SUPERSEQUÊNCIA PARANÁ

A Supersequência Paraná é composta no topo pela Formação Furnas, de caráter arenoso, e na base pela Formação Ponta Grossa, de caráter pelítico. Possui uma espessura máxima em torno dos 800 m, onde o topo da sequência é marcado por uma discordância desenvolvida entre o final do Devoniano e início do Carbonífero (Milani *et al.*, 2007).

Segundo Milani (2007) a Supersequência Paraná constitui o segundo ciclo transgressivo-regressivo do registro estratigráfico da Bacia do Paraná, onde a Formação Furnas exibe uma característica assinatura transgressiva que vai culminar nos pelitos da base da Formação Ponta Grossa, estes documentando a primeira grande inundação do ciclo devoniano.

3.3 FORMAÇÃO PONTA GROSSA

Geograficamente a Formação Ponta Grossa se estende do norte do estado de Santa Catarina aos estados do Mato Grosso e Goiás. Superando a espessura de 600 m em subsuperfície, com até 300 m remanescentes em afloramentos, esta formação é dividida em três membros: Jaguariaíva, Tibagi e São Domingos (Lange e Petri, 1967; *apud* Milani *et al.*, 2007) (Figura 3.2).

O membro inferior, Jaguariaíva, materializa o afogamento dos sistemas transicionais da porção superior da Formação Furnas (Milani *et al.*, 2007). Esse membro é contínuo por grande parte da bacia, com espessura média de 100m (máximo de 170 m), e constitui um horizonte homogêneo de folhelhos cinza escuro, ricos em matéria orgânica e com intercalações esparsas de arenitos muito finos e siltitos (Candido, 2007). Constitui um potencial gerador de hidrocarbonetos gasosos no domínio central da Bacia do Paraná (Milani *et al.*, 2007).

Segundo Assine *et al.* (1998), nestes folhelhos registra-se o clímax de uma tendência ascendente de aumento da radioatividade e/ou argilosidade. Caracteriza-se como um pico de radioatividade a partir do qual os valores voltam novamente a decrescer, por isso interpretado como a superfície de inundação máxima no

Eodevoniano (Figura 3.3 e 3.4). Durante o período de inundação máxima o aporte terrígeno foi mínimo, materializando uma zona de condensação na qual são comuns folhelhos pretos ricos em matéria orgânica (Assine *et al.*, 1998). Segundo Carelli e Borghi (2011), a composição média de quartzo do membro Jaguariaíva é de 34%.

O Membro Tibagi sobrepõe concordantemente o Membro Jaguariaíva e é caracterizado pela presença de arenitos finos a muito finos, lenticulares e fossilíferos (tipicamente *Australospirifer iheringi*), intercalados em folhelhos silticos (Assine *et al.*, 1998). Esse membro reflete um contexto regressivo de progradação de sistemas deltaicos (Andrade e Camarço, 1982; *apud* Milani *et al.*, 2007).

O Membro São Domingos, é a unidade de topo, constituindo uma seção de folhelhos com grande quantidade de fósseis (Assine *et al.*, 1998). Trata-se de folhelhos negros, com laminação plano-paralela, por vezes maciços. É comum encontrar intercalações decimétricas de arenito fino com estratificação cruzada de pequeno porte e marcas onduladas com grande continuidade lateral (Candido, 2007).

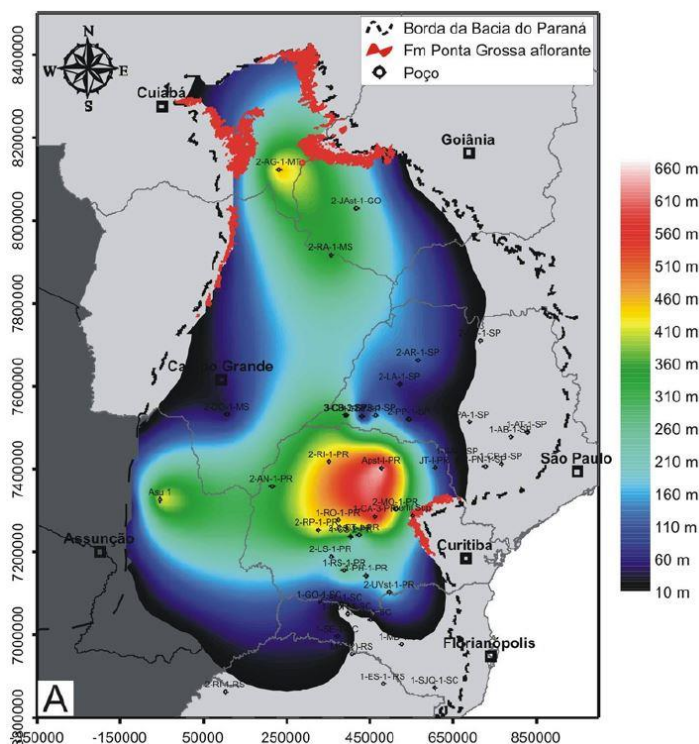


Figura 3.2: Mapa de isópacas da Formação Ponta Grossa (Fonte: Candido, 2007).

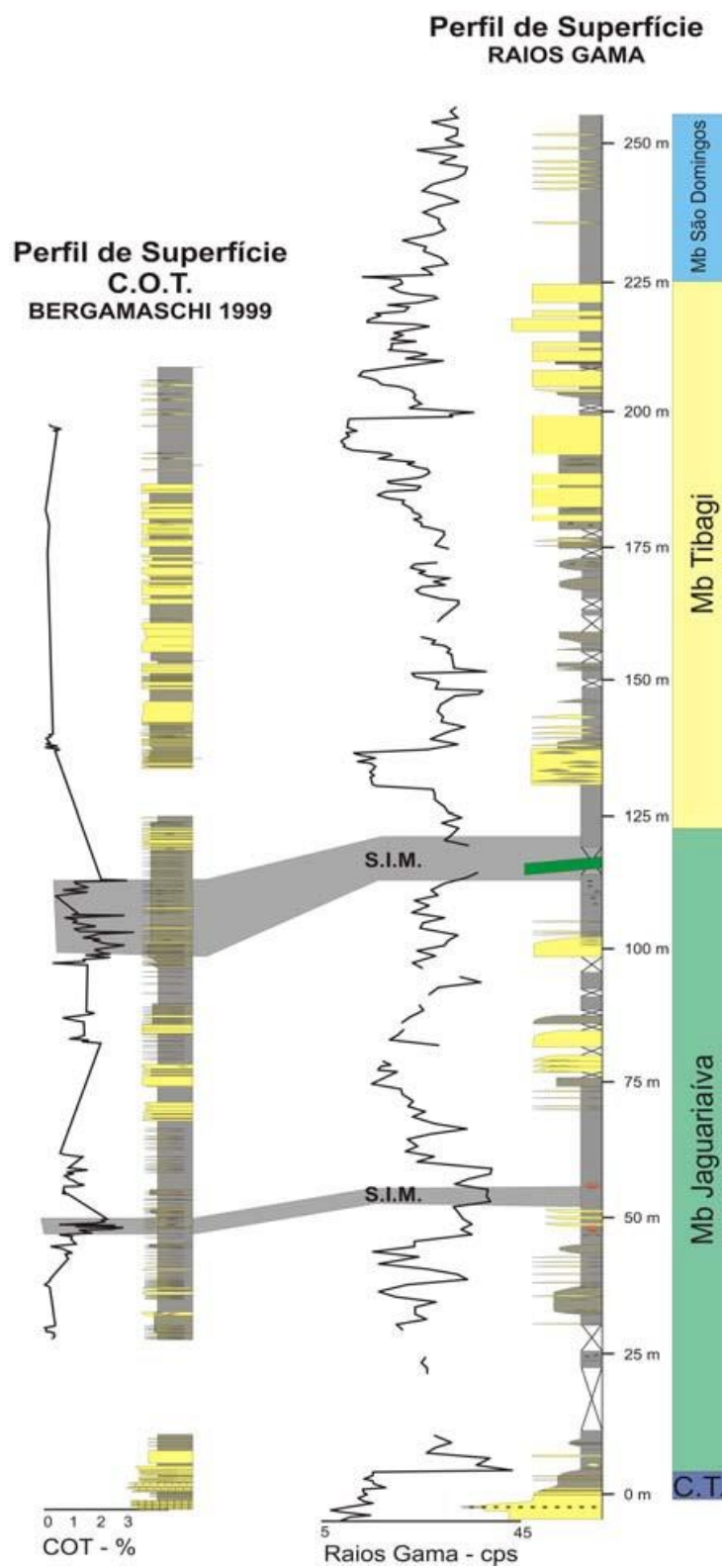


Figura 3.3: Comparação e identificação de Superfícies de Inundação Máxima (S.I.M.) entre o perfil gamaespectrométrico e de Carbono Orgânico Total (Fonte: Candido, 2007).

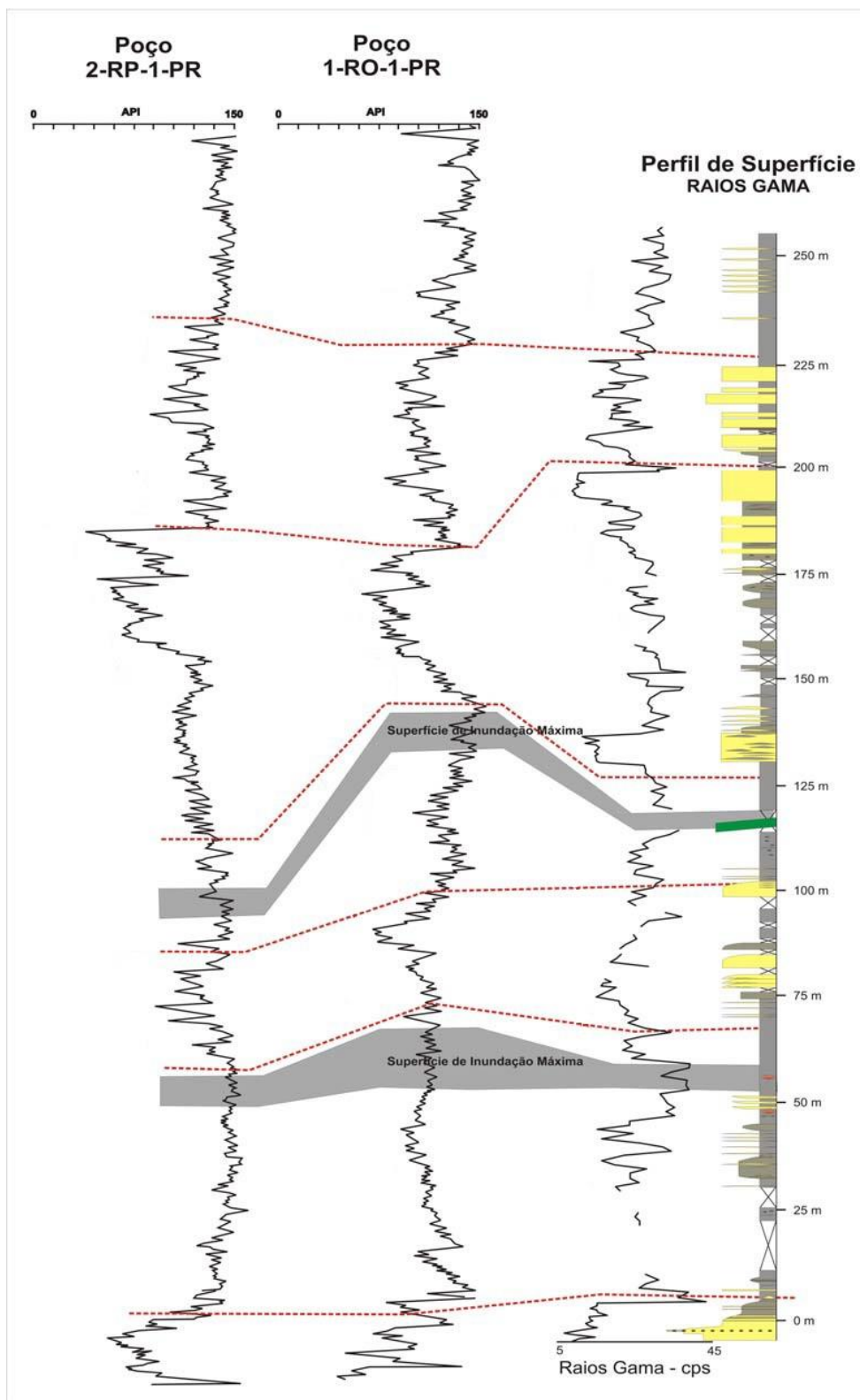


Figura 3.4: Correlação entre perfis gamaspectrométricos de subsuperfície e superfície. (Fonte: modificado de Candido, 2007).

Segundo Bergamashi e Pereira (2001), as rochas do Siluriano-Devoniano da Bacia do Paraná são divididas em seis seqüências deposicionais, denominadas seqüências A, B, C, D, E e F (Figura 3.5). A *seqüência A* é constituída por sedimentos da Formação Furnas, depositados em ambiente marinho-raso de antepaia e transicional, marcando um ciclo transgressivo-regressivo, em um trato de sistemas transgressivo (TST) e de mar alto (T SMA). A *seqüência B* é constituída pelo Membro Jaguariaíva da Formação Ponta Grossa, onde sua base marca uma superfície transgressiva formada pela retração do *shoreface*, e o topo da seqüência é marcado por sedimentos de *shoreface* inferior sobrepostos por pelitos de *offshore*, depositados em tempestades. As seqüências C, D e E possuem base composta por corpos arenosos de *shoreface*, depositados por mecanismo de regressão forçada, e topo por pelitos *offshore*. Na *seqüência E* é registrado o afogamento máximo dos sedimentos devonianos da bacia. A *seqüência F* exibe uma tendência regressiva, com depósitos marinho-rasos de plataforma (Bergamashi e Pereira, 2001).

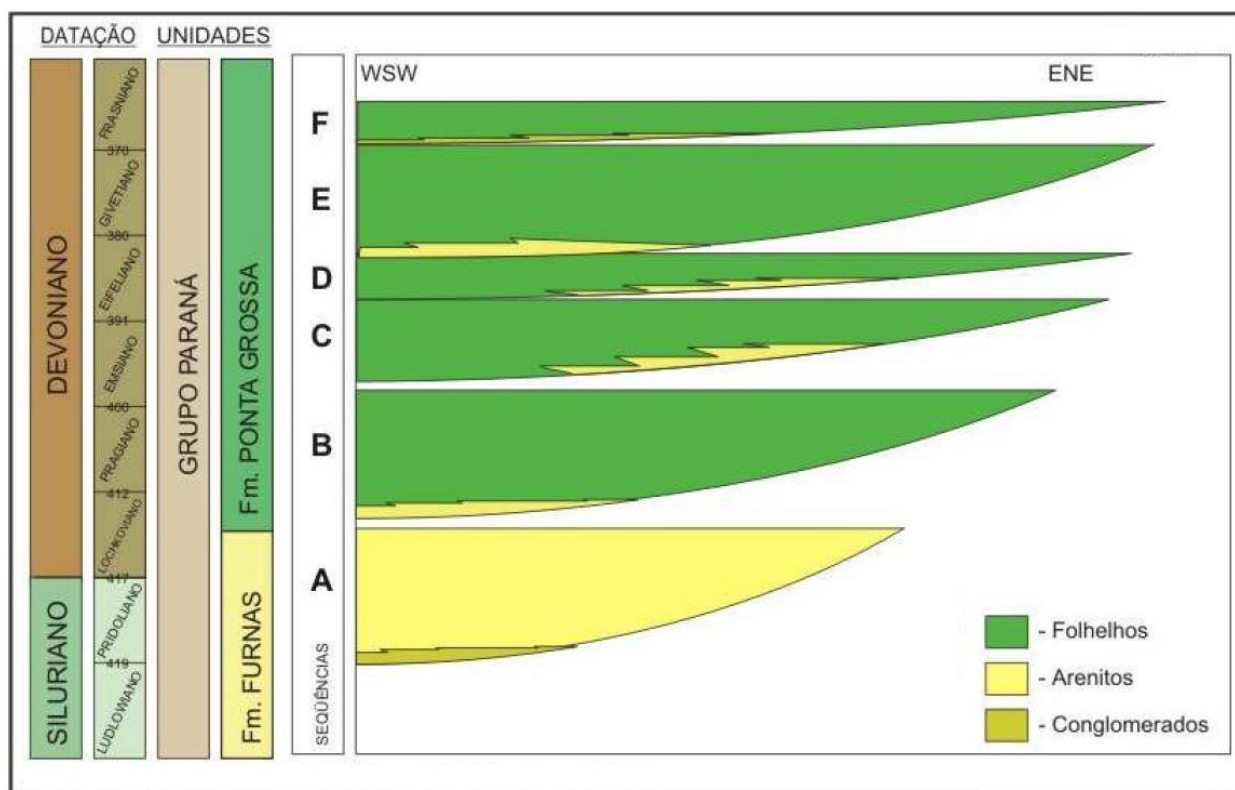


Figura 3.5: Arcabouço estratigráfico para o Devoniano da Bacia do Paraná de acordo com Bergamaschi e Pereira (2001) (Fonte: modificado de Brazil, 2004)

Estudos exploratórios demonstraram a presença de um sistema petrolífero (convencional) denominado Ponta Grossa-Itararé, tendo a Formação Ponta Grossa como rocha geradora, onde o hidrocarboneto migra para arenitos do Grupo Itararé, a uma profundidade em torno de 3000 a 4000 m (Zalán *et al.*, 1990). Segundo Milani e Zalán (1999), as rochas geradoras desse sistema, de idade devoniana, possuem COT entre 1,5% e 2,5%, com pico de até 4,5%, de matéria orgânica tipo II (origem marinha), gerando, em grande maioria, gás. O hidrocarboneto gerado migra para os sedimentos glaciais do Grupo Itararé (Carbonífero-Permiano) e são selados por soleiras de diabásio, de idade mesozoica (Milani e Zalán, 1999).

A maturação das rochas geradoras da Formação Ponta Grossa, segundo Milani e Zalán (1999), não é convencional, tendo sido originada pela influência do calor gerado pelas soleiras intrudidas próximas ou na própria rocha geradora. O regime térmico em virtude do volume total das intrusões ígneas nas rochas devonianas da Bacia do Paraná fez a matéria orgânica dos folhelhos alcançarem a maturação térmica necessária para a formação de gás (Milani e Zalán, 1999). Tais fatores poderiam indicar um sistema onde a própria Formação Ponta Grossa seria a rocha reservatório (Huguenin, 2008).

Um sistema petrolífero, com profundidade variando entre 1.000 m e 4.500 m, com essa característica foi proposto por Candido (2007), mas como um reservatório convencional em arenitos do Membro Tibagi. Segundo Carelli e Borghi (2011), o Membro Jaguariaíva, da Formação Ponta Grossa, tem excelente capacidade para atuar como reservatório de baixa permeabilidade (Figura 3.6).

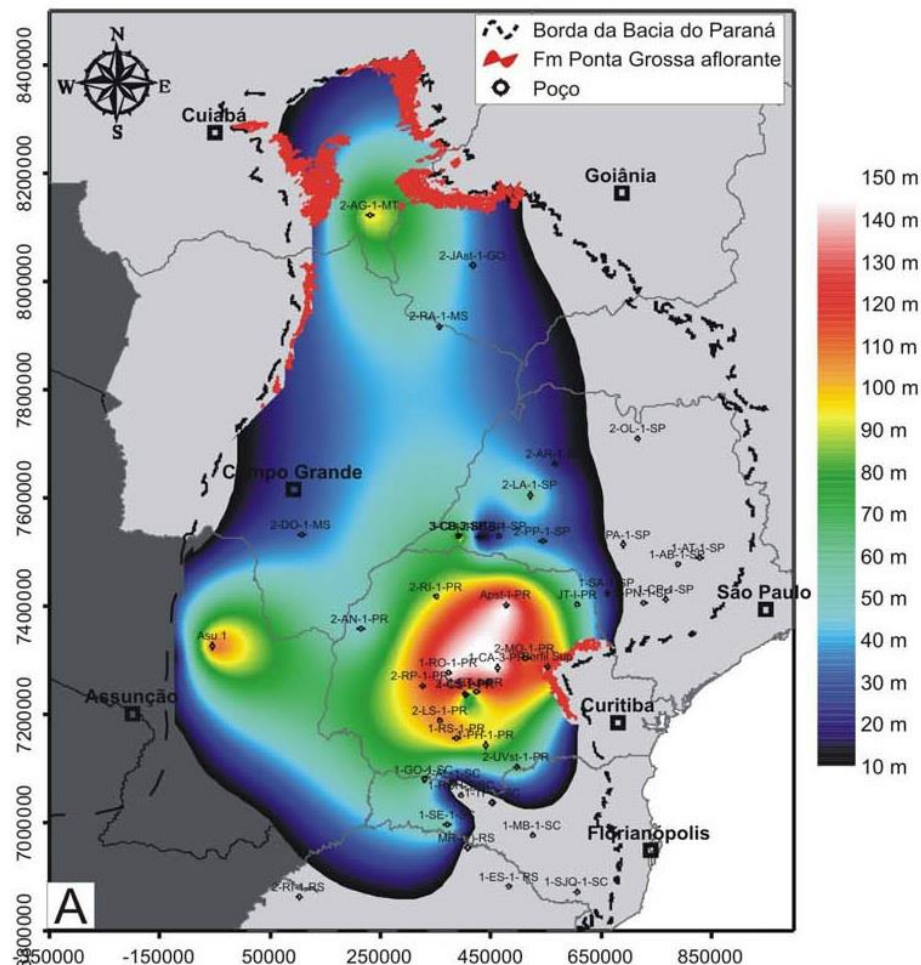


Figura 3.6: Mapa de isólicas de pelitos do Membro Jaguariaíva, mostrando as regiões mais propícias à geração de hidrocarbonetos (Fonte: Candido, 2007).

4. FONTES NÃO CONVENCIONAIS DE HIDROCARBONETOS

Em uma fonte convencional de óleo e gás, o hidrocarboneto se forma na rocha geradora, rica em matéria orgânica e migra para uma rocha porosa e permeável, denominada reservatório, sendo capeado por uma rocha impermeável, chamada de selante. A retenção do petróleo deve-se a uma configuração geométrica capaz de focalizar o fluido de maneira que não permita um futuro escape, chamada de trapa ou armadilha (Milani *et al.*, 2001). Estes são os elementos que compõem um sistema petrolífero (Magoon & Dow, 1994).

Entretanto, em alguns casos, os hidrocarbonetos acabam aprisionados de forma diferente dos reservatórios convencionais, sendo assim classificados como reservatórios não convencionais, como é o caso do *shale gas*, abordado neste trabalho.

A extração de fontes não convencionais normalmente envolve o emprego de técnicas diferentes daquelas utilizadas na produção convencional, como perfuração de poços horizontais e/ou estimulação artificial dos poços através de injeção de fluidos e fraturamento hidráulico a fim de serem produzidas economicamente, sendo os fatores de recuperação nestes casos ainda baixos, em torno de 15% a 20% (Suárez, 2012).

Com a aplicação de novas técnicas, e diminuição nos custos de produção, a extração de tais fontes tem crescido nos últimos anos, como o caso do gás de folhelho nos EUA, observado na Figura 4.1.

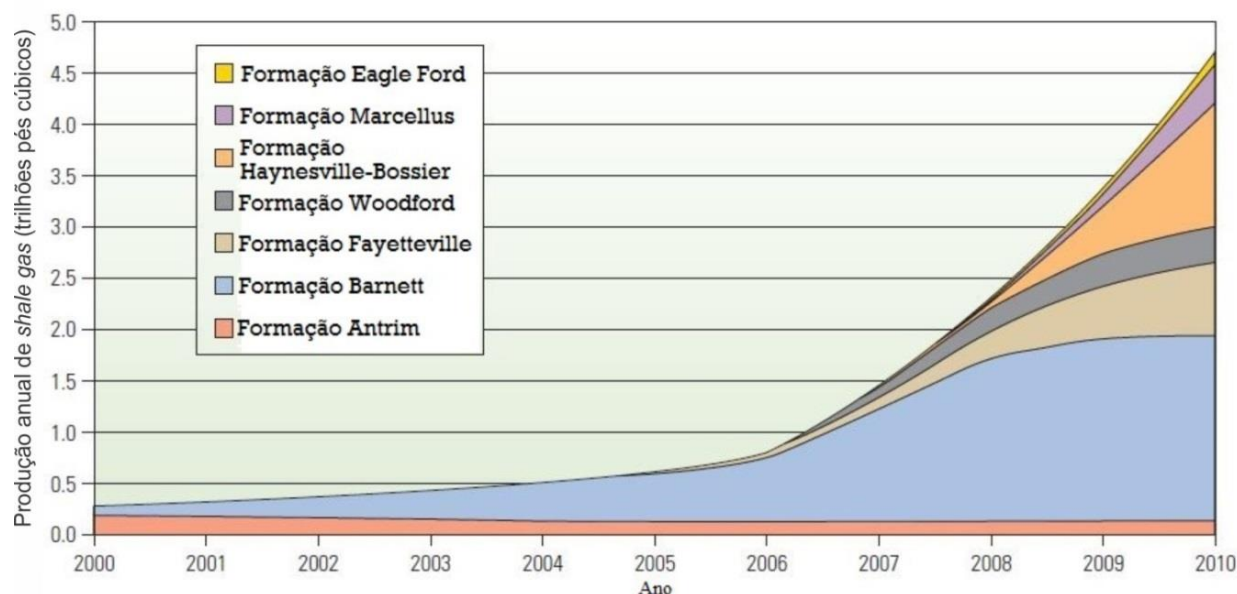


Figura 4.1: Gráfico indicando o rápido aumento da produção de *shale gas* nos EUA a partir do ano 2000. (Fonte: modificado de Boyer *et al.*, 2011).

Entre essas fontes não convencionais de hidrocarbonetos, estão o gás de folhelho (*shale gas*), os folhelhos oleígenos (*oil shale*) e as areias asfálticas (*tar sands*).

4.1 FOLHELHOS OLEÍGENOS

O termo folhelho oleígeno, ou folhelho pirobetuminoso, refere-se a qualquer rocha sedimentar pelítica que contenha altos teores de querogênio, sendo produzido óleo quando a rocha é aquecida durante o processo de beneficiamento (Bartis *et al.*, 2005).

4.2 AREIAS ASFÁLTICAS (*TAR SANDS*)

As areias asfálticas, ou *tar sands*, são um depósito de óleo pesado e viscoso (betume) combinado com argila, areia e água. Para extração do óleo pesado encontrado nos sedimentos arenosos, o material explorado é aquecido, de maneira semelhante aos folhelhos oleígenos, separando assim o hidrocarboneto dos sedimentos e da água. (U.S BLM, 2012)

4.3 GÁS DE FOLHELHO (*SHALE GAS*)

O gás de folhelho, ou *shale gas*, trata-se do gás natural que está confinado em rochas pelíticas, depositadas em ambientes de baixa energia, laminadas e com alto teor de matéria orgânica, denominados folhelhos. Diferentemente de um reservatório convencional, a rocha geradora e a rocha reservatório são a mesma (Figura 4.2).

Folhelhos ricos em matéria orgânica, com potencial para produção de hidrocarbonetos, podem ser enquadrados tanto como reservatórios convencionais quanto como não convencionais, onde os classificados como não convencionais possuem permeabilidade baixa a muito baixa (menores que 0,1 mD) (Boyer *et al.*, 2011), necessitando assim de técnicas como a perfuração direcional e o fraturamento hidráulico para liberação do hidrocarboneto em quantidades consideradas econômicas. A baixa permeabilidade faz com que o gás fique confinado nos poros do folhelho e em fraturas naturais, migrando com muita dificuldade pela rocha (Arthur *et al.*, 2008).

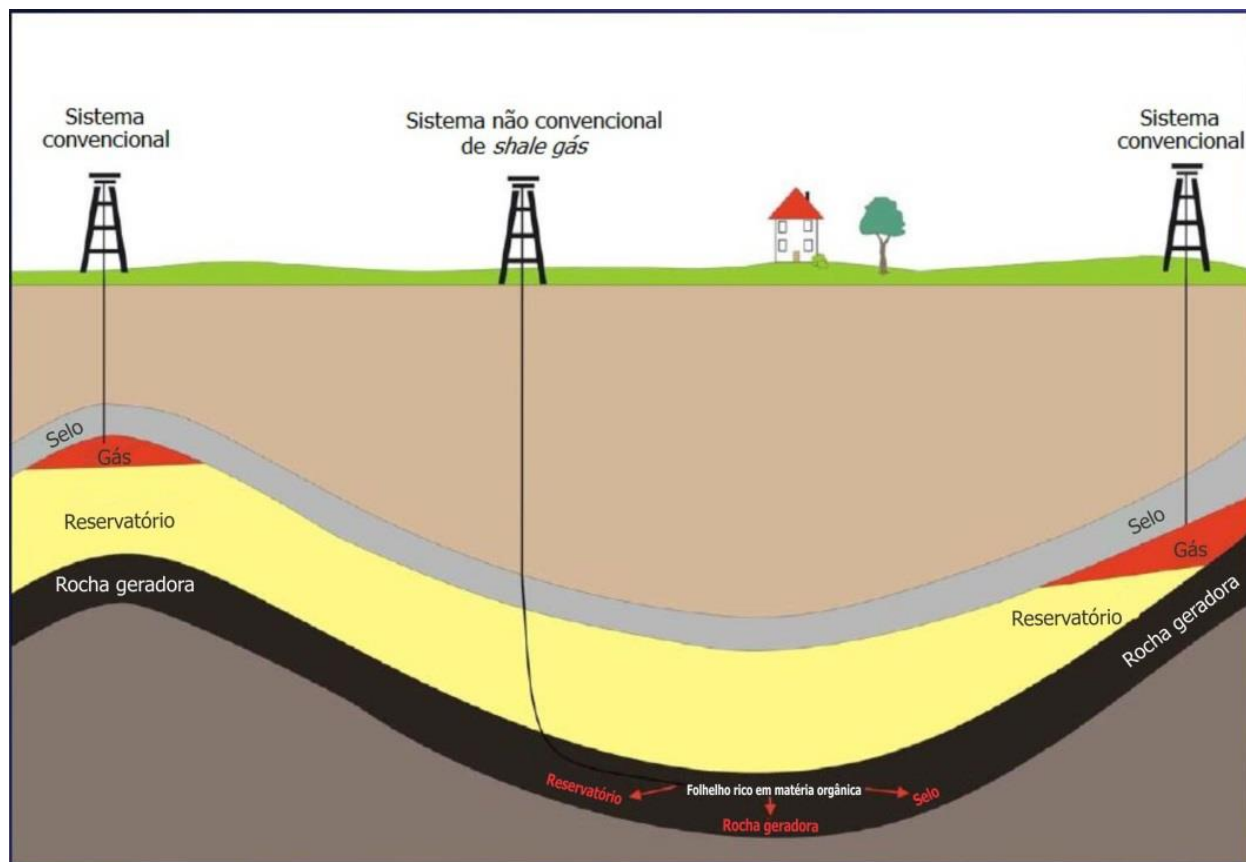


Figura 4.2: Imagem comparativa entre reservatório de gás convencional e não convencional (Fonte: modificado de Kostelnick, 2010).

O potencial de um depósito de folhelho para conter quantidades econômicas de gás pode ser avaliado pela identificação de características específicas da rocha, como carbono orgânico total (COT), maturidade térmica e tipo do querogênio (NETL, 2013). Arthur *et al.* (2009) também apontam a assinatura de raios-gama superior a 140 API, proveniente de uma deposição em ambiente redutor, como características de uma rocha reservatório de *shale gas*.

4.3.1 Critérios para definir o potencial para prospecção de *shale gas*

- Ambiente deposicional: Folhelhos ricos em matéria orgânica depositados em ambiente marinho (querogênio tipo II) tendem a ter uma proporção maior de minerais rúpteis em relação à quantidade de argila do que em folhelhos depositados em ambientes não marinhos (lacustres ou fluviais) (EIA/ARI, 2013). A composição mineralógica do folhelho, particularmente sua

proporção de quartzo, carbonato e argilominerais, governa a eficiência do fraturamento hidráulico (Figura 4.3) (Abelha, 2016). Folhelhos mais rúpteis são mais favoráveis a estimulação hidráulica (EIA/ARI, 2013).



Figura 4.3: Diferença entre fraturas geradas em folhelhos rúpteis e folhelhos dúcteis (Fonte: Abelha, 2016).

- Profundidade: Segundo EIA/ARI (2013), as áreas consideradas favoráveis à prospecção possuem profundidade maior que 1.000 m e menor que 5.000 m. As áreas mais rasas que 1.000 m possuem baixa pressão no reservatório, dificultando a extração do gás. Quando a profundidade é maior que 5.000 m, a rocha pode ter permeabilidade e porosidade reduzida, além dos custos de perfuração e desenvolvimento serem mais altos (EIA/ARI, 2013).
- Carbono orgânico total (COT): Em geral, a média do teor de COT em áreas prospectáveis necessita ser maior que 2% (EIA/ARI, 2013)
- Maturidade termal: A maturidade termal pode ser determinada pela reflectância da vitrinite (R0%), onde a janela de geração de gás se encontra em valores superiores a 1,0% (Figura 4.4) (EIA/ARI, 2013).

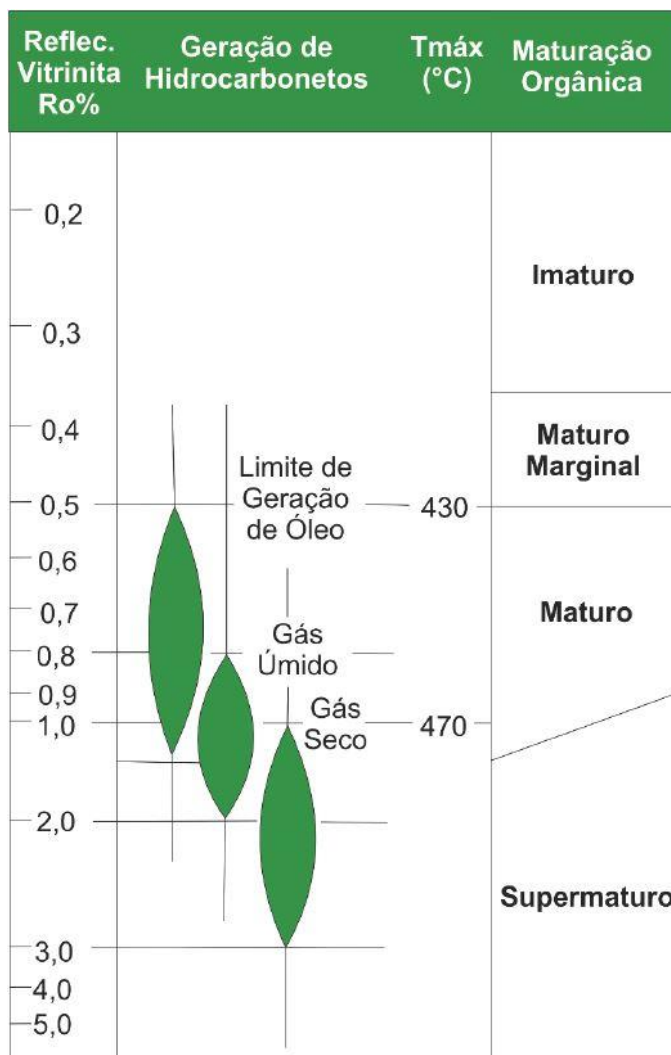


Figura 4.4: Escala de maturação termal, indicando relação entre R0%, temperatura, hidrocarboneto formado e estágio de maturação. (Fonte: Abelha, 2016; modificado de Taylor *et al.*, 1998).

5. ASPECTOS TECNOLÓGICOS NA PRODUÇÃO DE *SHALE GAS*

Devido a baixa permeabilidade dos reservatórios não convencionais, técnicas específicas de perfuração e estimulação da rocha são utilizadas para que se obtenha fatores de recuperação aceitáveis em uma produção economicamente viável de gás natural. Na produção de *shale gas* são utilizadas em conjunto as técnicas de perfuração direcional e de fraturamento hidráulico (Figura 5.1).

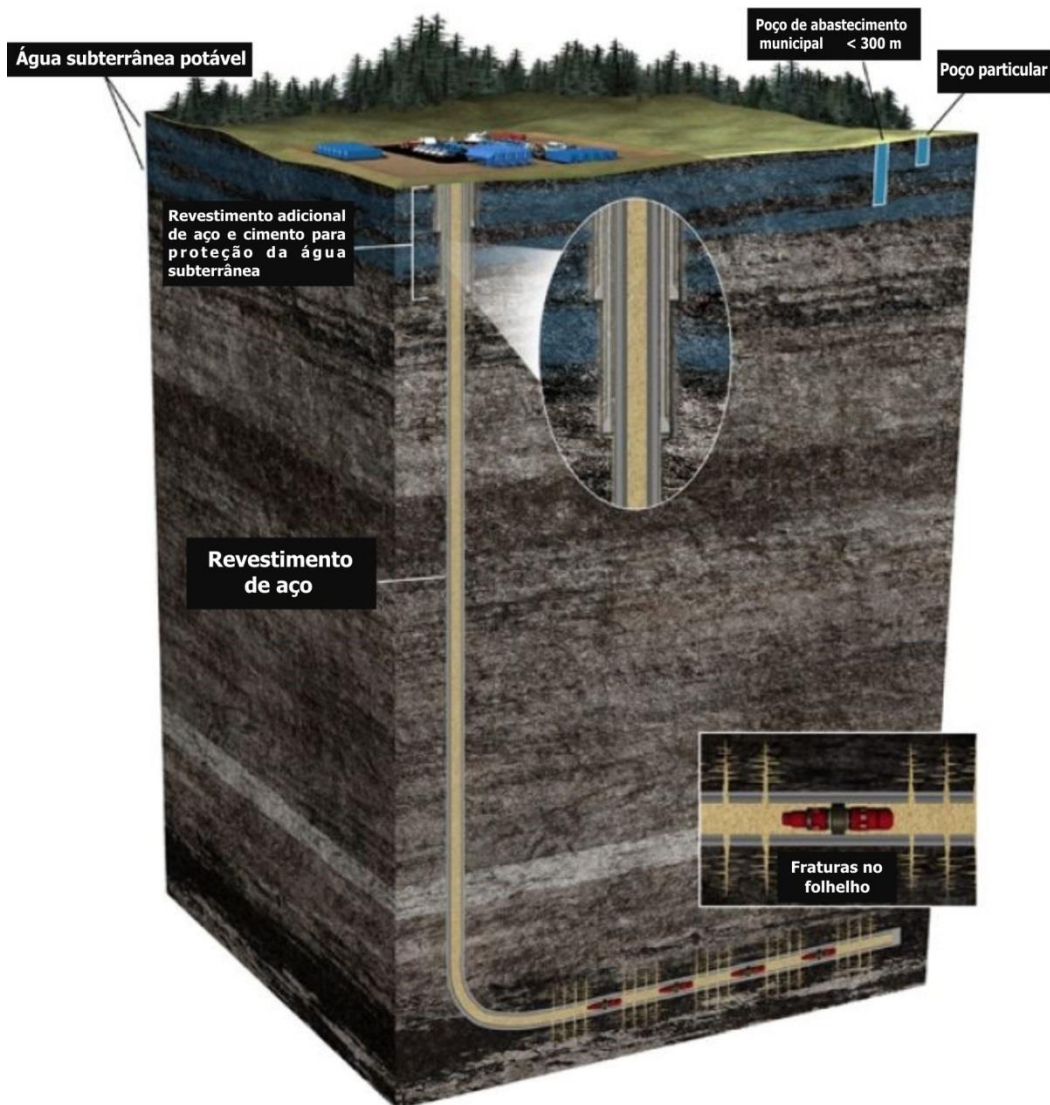


Figura 5.1: Bloco diagrama representando os elementos de um poço com perfuração direcional e com fraturamento hidráulico. (Fonte: modificado de NETL, 2012).

5.1 PERFURAÇÃO DIRECIONAL

A perfuração direcional aumenta a exposição do reservatório ao poço, e quando comparada a poços verticais (Figura 5.2), a recuperação máxima estimada pode ser três vezes maior, com o dobro do custo de perfuração (Bruner e Smosna, 2011). A implantação da perfuração direcional reduz consideravelmente o número de poços verticais necessários no desenvolvimento de um campo de gás (Suárez, 2012).

A perfuração é guiada por uma broca motorizada utilizando informações de GPS, juntamente com leituras de raios-gama e cromatografia gasosa, obtendo-se leituras da rocha reservatório e mantendo a perfuração na zona de interesse (Bruner e Smosna, 2011)

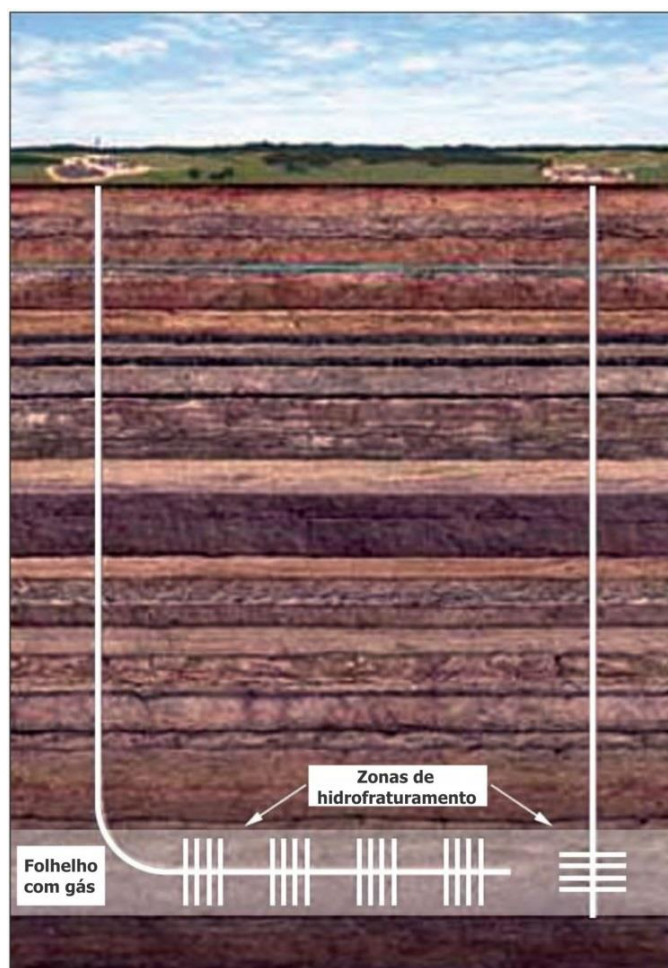


Figura 5.2: Diferença de área atingida com fraturamento hidráulico entre um poço com perfuração direcional (a esquerda) e um vertical (a direita) (Fonte: modificado de Arthur *et al.*, 2009).

Outro método que tem sido empregado juntamente com a tecnologia de perfuração direcional, buscando maior eficiência na produção de gás natural são os blocos de perfuração (Figura 5.3). Segundo EIA (2012), esses blocos de perfuração consistem em locais que abrigam diversos poços furados horizontalmente. Esse tipo de aplicação faz com que o operador consiga perfurar múltiplos poços em menor tempo e diminuir o impacto sobre a área ocupada em superfície.

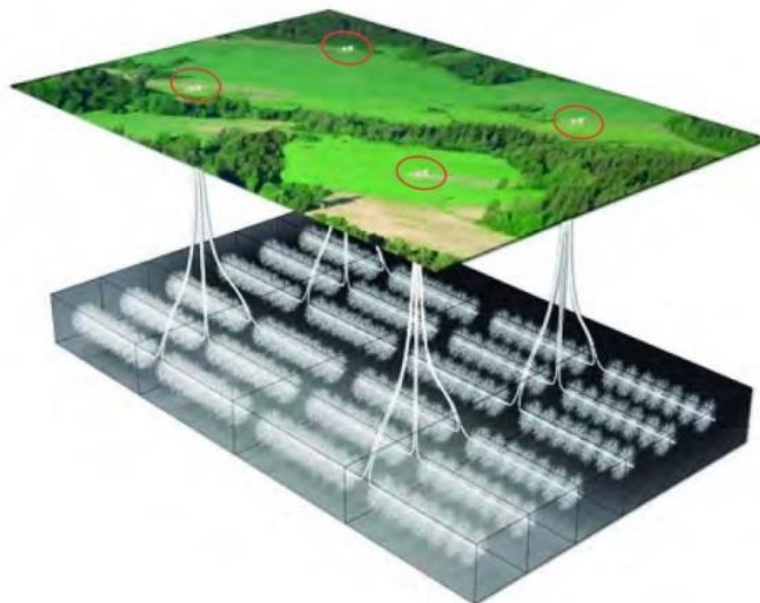


Figura 5.3: Ilustração de quatro blocos de perfuração (círculos vermelhos) onde cada um hospeda seis poços horizontais, reduzindo a área de ocupação da superfície (Fonte: modificado de EIA, 2012).

A área ocupada pelos blocos de perfuração possuem em média 0,02 km² (Figura 5.4) e podem conter poços para extração de gás de uma área entre 2 a 4 km² (NETL, 2013).



Figura 5.4: Local de um bloco de perfuração na Formação Marcellus, EUA (Fonte: NETL, 2013).

5.2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO (*FRACKING*)

O fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação da formação rochosa, criada para adicionar permeabilidade em um reservatório, fazendo com que o gás se desloque mais facilmente entre os poros da rocha, em direção ao poço de produção (Arthur *et al.*, 2008). Segundo Arthur *et al.* (2008), as aplicações recentes de fraturamento hidráulico consistem em bombear grandes volumes de água misturada com pasta de areia dentro dos poços em alta pressão para induzir novas fraturas e aumentar as já existentes no folhelho. Esse bombeamento de alta pressão tem duração de somente algumas horas (Suárez, 2012).

Durante a aplicação da técnica, uma quantia de produtos químicos é adicionada a mistura de água e areia (Figura 5.5), onde cada componente possui um propósito definido, como reduzir a viscosidade ou conter o crescimento de bactérias. Qualquer componente tóxico presente, como ácidos, são extremamente diluídos pelo fluido bombeado e por reações em contato com a rocha (Parshall, 2008).

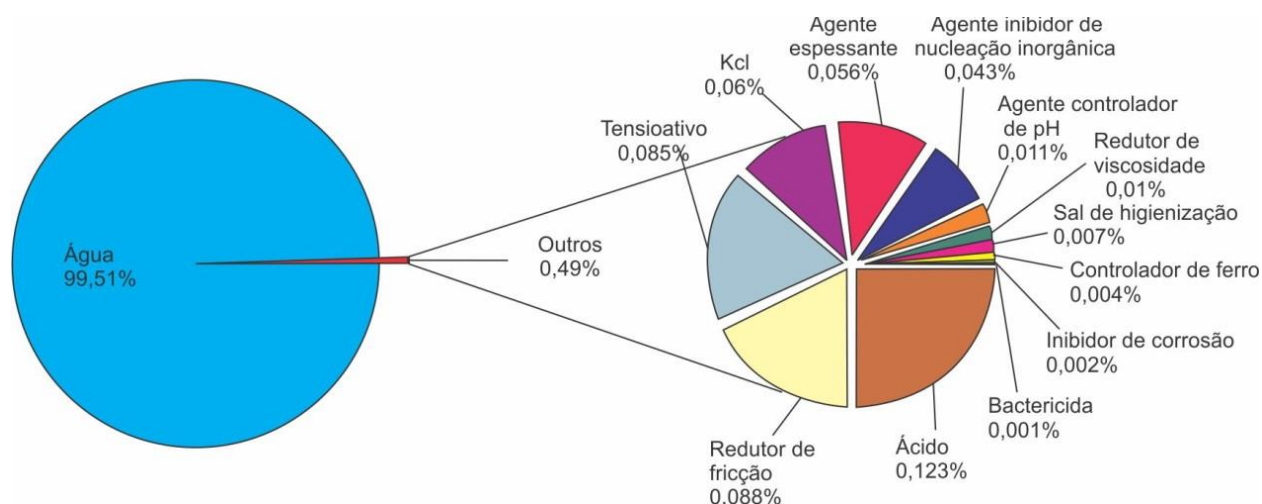


Figura 5.5: Gráfico com composição volumétrica do fluido de fraturamento usado na produção da reserva da Formação Fayetteville. (Fonte: modificado de Arthur *et al.*, 2008).

A areia é bombeada juntamente com o fluido para dentro das fraturas do poço para evitar que elas se fechem após a liberação da pressão (Suárez, 2012). Com a inserção do fluido, a água irá exercer pressão suficiente para iniciar as fraturas, enquanto transporta os grãos de areia para o interior da rocha. Assim, com o alívio da pressão do

fluido, os sedimentos irão manter as novas fraturas abertas (Santos e Coradesqui, 2013).

O processo de fraturamento hidráulico deve ser cuidadosamente planejado para se adequar aos parâmetros específicos do folhelho alvo, como espessura, condições das tensões locais, compressibilidade e rigidez (Arthur *et al.*, 2008).

6. SHALE GAS NOS EUA

O gás natural tem um papel importante na demanda energética dos Estados Unidos da América (EUA). Atualmente, óleo, carvão e gás suprem 80% da energia do país, com o gás natural suprindo por volta de 27% desse total (Figura 6.1) e com projeção para 29% até o ano de 2040 (EIA, 2015).

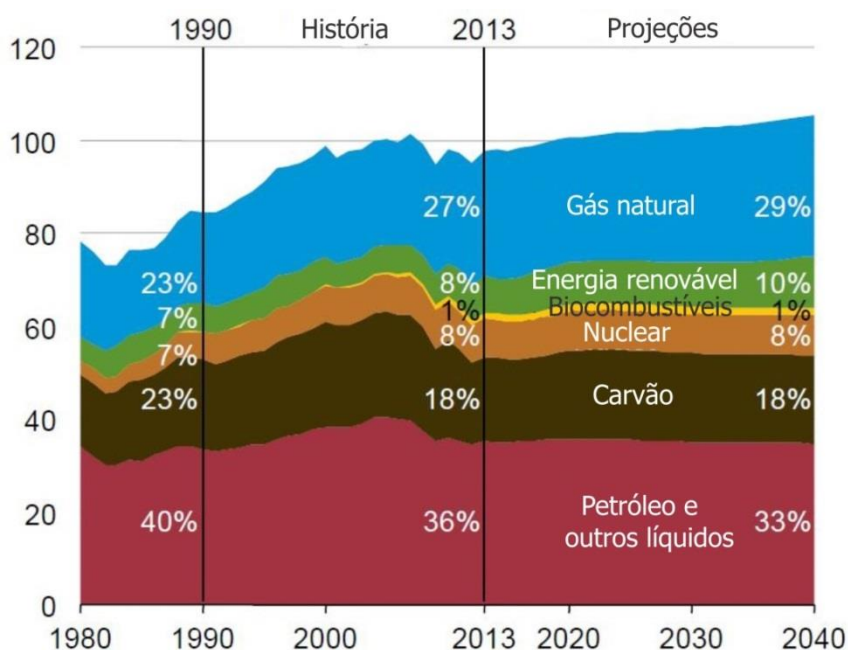


Figura 6.1: Gráfico de consumo energético nos EUA no período entre 1980 e 2013, com projeções para 2040 (Fonte: modificado de EIA, 2015).

O grande número de bacias sedimentares e o amplo volume de sedimentos nelas contido fazem com que os EUA sejam particularmente ricos em depósitos de folhelhos (NETL, 2013), onde muitos apresentam potencial para serem reservas econômicas (Figura 6.2). Exemplos de formações atualmente exploradas economicamente são a

Formação Marcellus, de idade devoniana e a Formação Barnett, de idade mississippiana.

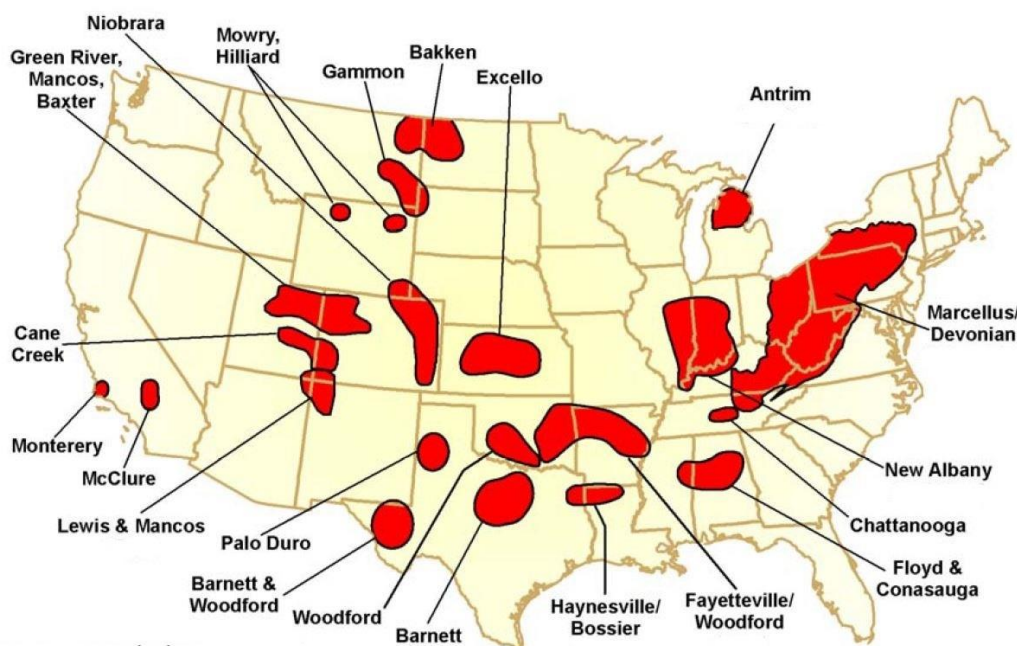


Figura 6.2: Reservatórios de *shale gas* nos EUA. (Fonte: modificado de Arthur *et al.*, 2008).

Segundo Bruner e Smosna (2011), os valores de gás recuperável, mas não descoberto da Formação Marcellus e da Formação Barnett são de 1,4 trilhões m³ e 1,1 trilhões m³, respectivamente (Tabela 6.1)

Tabela 6.1: Comparação de volume e custos de poços horizontais entre as formações Marcellus e Barnett (Fonte: modificado de Bruner e Smosna, 2011).

	Fm. Marcellus	Fm. Barnett
Gás recuperável, não descoberto (trilhões de m³)	1,4	1,1
Potencial inicial (m³ de gás/dia)	39.500 - 255.000	45.000 - 71.000
Reserva estimada (milhões de m³ de gás)	17 - 99,1	68 - 99,1
Eficiência de recuperação	10%; 18-20% com refraturamento	7-12%; até 20% com refraturamento
Declínio de produção	67% nos primeiros 105 dias	50-55% no primeiro ano
Custo por poço (dólar)	\$3.000.000 a \$4.000.000	\$2.000.000

6.1 FORMAÇÃO MARCELLUS (*MARCELLUS SHALE*)

A Formação Marcellus se encontra na bacia Apalachiana e possui direção NE/SW, abrangendo, em sua porção norte, o centro-oeste do estado de New York, e na porção sul os estados de Ohio, Pennsylvania e West Virginia (EUA) (Arthur *et al.*, 2009). Essa formação, de idade devoniana (390 Ma – 384 Ma), é o maior reservatório de *shale gas* nos Estados Unidos (Figura 6.3), com produção entre 1.200 m e 2.600 m (NETL, 2013). A espessura do reservatório é entre 15 m e 80 m (Bruner e Smosna, 2011) possuindo aproximadamente 49.330 km² de extensão (Santos e Coradesqui, 2013).

Segundo Engelder e Lash (2008), a deposição da Formação Marcellus ocorreu em uma bacia profunda, onde a sedimentação clástica, proveniente de rios era mínima. Essa bacia foi criada pela colisão de duas placas (Africana e Norte Americana) durante junção do Gondwana e da Laurasia. A deposição dos sedimentos ricos em matéria orgânica se deu abaixo da termoclina, impedindo que correntes de água levassem oxigênio até as porções inferiores da bacia, devido à grande profundidade.

A alta taxa de sedimentação juntamente com as falhas de empurrão subsequentes geradas pela contínua colisão de duas placas continentais resultaram em um rápido soterramento dos sedimentos da Formação Marcellus, fazendo com que a matéria orgânica ultrapassasse a janela de geração de óleo, levando a formação de grandes quantidades de gás natural em meio aos folhelhos. (Engelder e Lash, 2008)

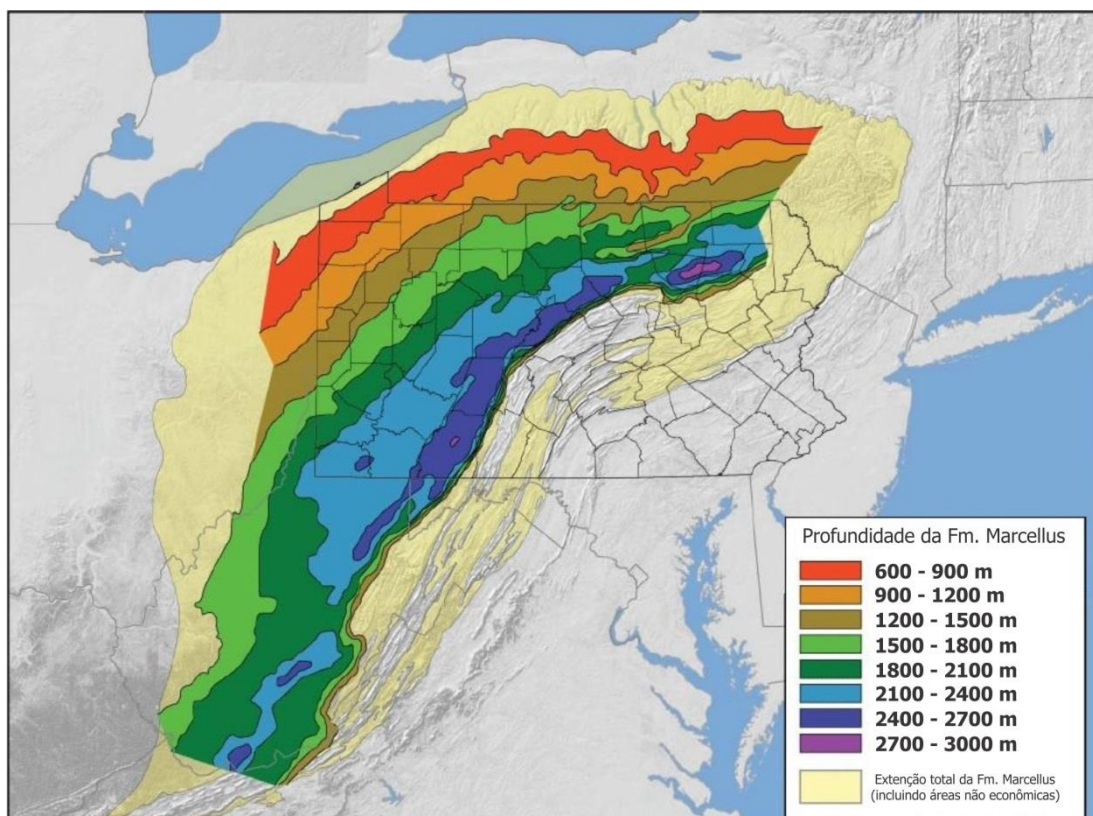


Figura 6.3: Extensão geográfica e profundidade do reservatório da Formação Marcellus (Fonte: modificado de NETL, 2013).

Segundo Bruner e Smosna (2011) o teor de carbono orgânico total (COT) tem uma média de 6% na parte superior da Formação Marcellus e varia entre 2% e 6% em sua porção inferior. O querogênio é em sua grande maioria do tipo II (origem marinha) (Lash, 2008). O valor da reflectância da vitrinite (R0%) varia de um mínimo entre 0,5-1,0% até um máximo de 3,0-3,5% (Bruner e Smosna, 2011).

6.2 FORMAÇÃO BARNETT (*BARNETT SHALE*)

A Formação Barnett, de idade mississippiana (354 Ma - 323 Ma), está contida na bacia Fort Wort (Figura 6.4) e se estende por uma área total de 72.500 km² no estado do Texas (EUA) e sua produção de gás é restrita a parte norte da bacia, onde a camada de folhelho é mais espessa (Montgomery *et al.*, 2005).

A deposição dos sedimentos da Formação Barnett é interpretada como sendo originada em um contexto marinho profundo de talude-bacia, onde o leito estava abaixo do nível de base das ondas de tempestade e dentro da zona de mínimo

oxigênio, fazendo com que a circulação de água fosse restrita e favorável à preservação da matéria orgânica (Loucks e Ruppel, 2007; *apud*. Bruner e Smosna, 2011).

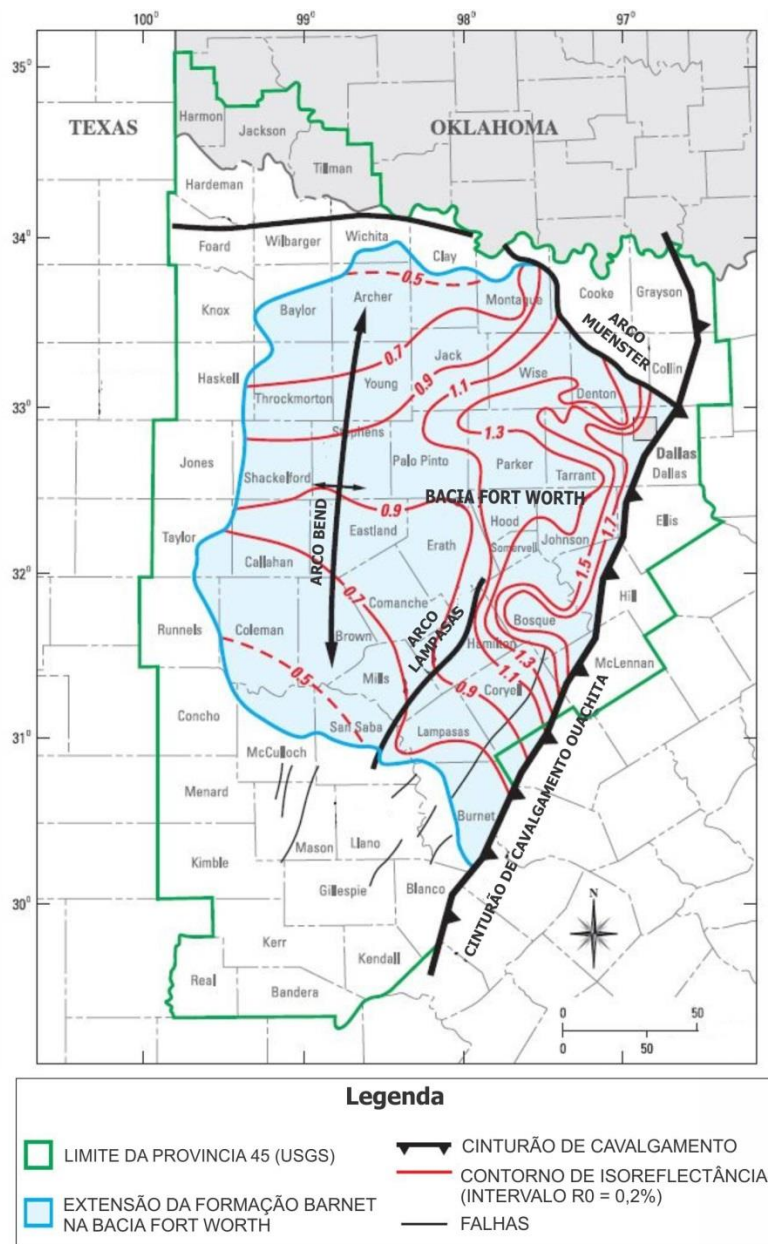


Figura 6.4: Mapa de isoreflactância da Formação Barnett. Intervalo de $R_0 = 0,2\%$ (Fonte: modificado de Montgomery *et al.*, 2005).

Este folhelho tem espessura entre 45 m e 180 m (Bruner e Smosna, 2011) e ocorre em profundidades de 1.980 m até 2.590 m. Possui mais de 16.500 poços

perfurados, sendo modelo para perfurações modernas utilizando técnicas como perfuração direcional e fraturamento hidráulico em larga escala (NETL, 2013).

Segundo Montgomery *et al.* (2005), o COT registrado nesta formação tem uma média de 3,3-4,5%. O valor de R0%, indicando maturidade termal, tende a aumentar em direção ao leste e nordeste da bacia, variando de um mínimo de 0,7% a um máximo de 1,7%. (Montgomery *et al.*, 2005). O querogênio é classificado como tipo II (origem marinha) com um leve teor de tipo III (plantas terrestres) (Bruner e Smosna, 2011).

7. POTENCIAL DA FORMAÇÃO PONTA GROSSA COMO FONTE DE SHALE GAS

As características presentes na bibliografia, que são relacionadas aos atributos pertinentes ao potencial de geração de hidrocarbonetos na Formação Ponta Grossa, são carbono orgânico total (COT), tipo de querogênio e maturação térmica, juntamente com sua espessura e profundidade.

7.1 COT

As taxas de carbono orgânico total (COT) da Formação Ponta Grossa são registradas na bibliografia com diversos valores, variando de acordo com a localização e profundidade de coleta das amostras.

COT entre 0,5 e 1,5% (Bergamashi, 1999), 0,14 e 2,53% (Silva, 2007), 0,7 e 1,29% (Weniger *et al.*, 2010) e 0,22 e 3,11% (Bertassoli *et al.*, 2016) foram obtidos a partir de amostras coletadas em afloramentos.

Segundo Kern *et al.* (2004), valores baixos de COT podem ser explicados pela ação do intemperismo, por meio de oxidação das rochas que foram coletadas para análise, tendo em vista o valor de 0,71% obtido em amostras de afloramento e 2,81% em amostra oriunda de uma cava de mineração. Souza *et al.* (2012) analisaram amostras de um furo de sondagem de 200 m, onde obteve-se valores em torno de 1,8%, 1,9%,

2,1% e 4,0%, com o teor aumentando progressivamente da base para o topo da formação.

7.2 TIPO DE QUEROGÊNIO

Estudos feitos por Kern *et al.* (2004), Silva (2007), Souza *et al.* (2012) e EIA/ARI, (2015) indicam o querogênio tipo II, de origem marinha, como predominante na Formação Ponta Grossa.

A deposição de origem marinha dos folhelhos também influencia sua mineralogia tendo uma alta porcentagem de quartzo (34%) em sua composição (Carelli e Borghi, 2011), possuindo assim características de um folhelho rúptil, mais susceptível ao fraturamento hidráulico. O querogênio tipo II pode gerar tanto óleo quanto gás (McCarthy *et al.*, 2011).

7.3 MATURAÇÃO TÉRMICA

O índice de reflectância da vitrinita (R0%) é registrado entre 0,48% e 0,55% (Silva, 2007) e 0,85% e 1,5% (EIA/ARI, 2015). Segundo Kern *et al.* (2004), em geral, as amostras analisadas estão dentro de um estágio de maturação térmica baixo (R0 médio de 0,48%), sendo imaturas, porém em áreas próximas a intrusões ígneas as rochas apresentam maturação térmica mais elevada, chegando até a valores de 2,01%.

A maturação térmica também pode ocorrer por soterramento, alcançando até estágios senis em certas porções da bacia (Figura 7.1).

Segundo EIA/ARI (2015), a maturação térmica necessária para geração de gás nos folhelhos se deu durante os eventos ígneos mesozoicos da Bacia do Paraná. Segundo Fernandez (2013), de acordo com dados sísmicos, soleiras estão presentes em diversas porções da Formação Ponta Grossa.

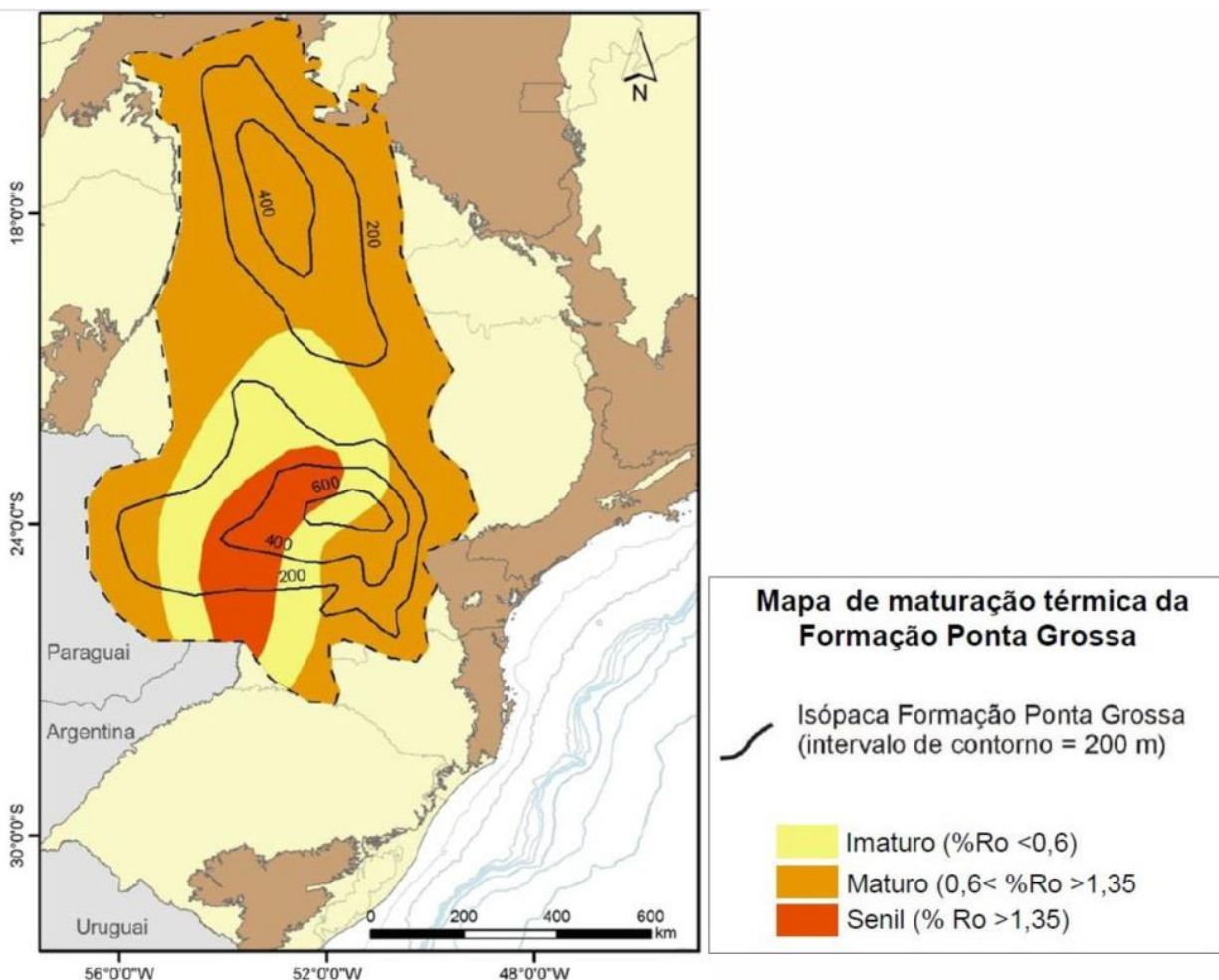


Figura 7.1: Mapa de possível maturação térmica por soterramento da Formação Ponta Grossa (Fonte: Abelha, 2016).

7.4 ANÁLISE COMPARATIVA

Correlacionando os dados compilados da Formação Ponta Grossa e das formações Marcellus e Barnett, se obtém valores semelhantes (Tabela 7.1). Essa comparação permite relacionar os folhelhos da Formação Ponta Grossa com os folhelhos de dois reservatórios de *shale gas* atualmente em produção nos EUA.

Tabela 7.1: Comparativo entre as formações Marcellus e Barnett (EUA) e Ponta Grossa (Brasil) com as características necessárias para ocorrência de gás natural não convencional.

Características	Fm. Marcellus	Fm. Barnett	Fm. Ponta Grossa
Idade	Devoniano	Mississipiano	Devoniano
COT (%)	2,0 - 6,0	3,3 - 4,5	0,71 - 4,0
R0 (%)	1,0 - 3,5	0,7 - 1,7	0,48 - 2,01
Tipo de querogênio predominante	Tipo II	Tipo II	Tipo II
Espessura média da rocha reservatório (m)	15 - 80	45 - 180	100
Profundidade da área de interesse (m)	1200 - 2600	1980 - 2590	1000 - 4500

8. DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

De acordo com os dados geológicos presentes na bibliográfica, nas características referentes ao potencial para prospecção de *shale gas*, as formações Ponta Grossa, Barnett e Marcellus possuem valores semelhantes.

A composição das rochas é parecida, ou seja folhelhos negros, ricos em matéria orgânica e com certa porcentagem de quartzo. Essa semelhança ocorre pela deposição marinha dessas formações, em contextos com características próximas, onde também acontece a deposição da matéria orgânica que originou o querogênio tipo II, presente em todas as unidades estudadas.

O teor de carbono orgânico total (COT) obtido na Formação Ponta Grossa atinge valores semelhantes às formações norte americanas, porém com certa inconstância.

Essa variação pode não ocorrer em um contexto profundo da bacia, onde os valores podem ser até mais altos do que os registrados neste trabalho (máxima de 4,0%), devido a não influência do intemperismo.

A maturação térmica, medida pela reflectância da vitrinita (R0%), também possui valores próximos nas três formações estudadas. Os valores ideiais de maturação térmica na Formação Ponta Grossa estão relacionados com as intrusões ígneas mesozoicas na Bacia do Paraná, fazendo com que o mapeamento de soleiras na porção profunda da bacia seja essencial para determinação de *sweet spots* (áreas de acúmulo de gás natural e de maior interesse econômico). Este fator se torna crucial na determinação da viabilidade econômica de uma possível reserva, pois limita os possíveis reservatórios a pequenas porções em contato com as soleiras.

A região de interesse na Formação Ponta Grossa é o Membro Jaguariaíva, com espessura média de 100 m. Esse valor ultrapassa a média registrada na Formação Marcellus e é semelhante a da Formação Barnett.

A profundidade registrada na Formação Ponta Grossa é bem variada, devido sua extensão por toda a Bacia do Paraná, porém não superando profundidades de 5000 m, determinadas como economicamente viáveis para as reservas norte-americanas. A relação com as intrusões ígneas mesozoicas pode fazer com que a maturação térmica por soterramento não seja tão essencial, diminuindo assim a profundidade onde se encontrariam os *sweet spots*.

A partir das características necessárias para ocorrência de gás natural não convencional abordadas nesse trabalho juntamente com o comparativo de reservatórios localizados nos EUA, conclui-se que a Formação Ponta Grossa, na Bacia do Paraná, possui características de um possível reservatório de *shale gas*, podendo ele ser econômica ou não.

Entretanto, questões ambientais não foram tratadas entre os fatores analisados, sendo um importante fator a ser considerado. Grandes discussões sobre os possíveis impactos ambientais provenientes dos métodos de extração do gás de folhelho tem

sido levantadas em países onde ocorrem sua produção, como nos EUA. Neste caso, estudos minuciosos sobre os reais riscos ambientais e maneiras de diminuir os possíveis impactos em uma exploração futura devem ser realizados.

Com algumas características favoráveis para um provável potencial da Formação Ponta Grossa confirmadas, o próximo passo seria uma atividade exploratória devidamente estabelecida, com coleta de dados através da perfuração de poços na região mais profunda da bacia, onde a produção é mais provável. Esta coleta de dados indicaria com valores exatos a capacidade de geração, com valores reais de produção de gás natural não convencional na Formação Ponta Grossa. Após a obtenção destes valores, uma análise do custo real de operação pode ser determinada, juntamente com estabelecimento da infraestrutura adequada, concluindo assim a existência ou não de uma real reserva de gás natural não convencional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abelha, M. 2016. Potencial Exploratório Brasileiro para Gás de Folhelho, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, AGEPAR: Debate Sobre Fraturamento Hidráulico, Curitiba.
- Arthur, J.D., Langhus, B., Alleman, D. 2008. An Overview Of Modern Shale Gas Development in the United States. ALL Consulting, EUA
- Arthur, J.D., Bohm B., and Layne, M. 2009. Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the MARCELLUS Shale, Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 59: 49-59.
- Assine, M. L., Perinotto, A. J., Fulfato, V. J., Petri, S. 1998. Progradação Deltaica Tibagi no Devoniano Médio da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, **28(2)**: 125-134
- Baihly, J., Grant D., Fan L., Bodwadkar, S. 2007. Horizontal Wells in Tight Gas Sands-- A Methodology for Risk Management To Maximize Success. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, EUA.
- Bartis, J.T., LaTourrette, T., Dixon, L., Peterson D.J., Cecchine,G. 2005. Oil Shale Development in the United States Prospects and Policy Issues. RAND Corporation, EUA.
- Bergamaschi, S. & Pereira, E. 2001. Caracterização de seqüências deposicionais de 3ª ordem para o Siluro-Devoniano na sub-bacia de Apucarana, Bacia do Paraná, Brasil. In: J.H.G. Melo & G.J.S. Terra (eds.) Correlação de seqüências paleozóicas sul-americanas . Série Ciência-Técnica-Petróleo, Petrobrás, Rio de Janeiro. Seção: Exploração de Petróleo, **20**:63-72.
- Bergamashi, S. 1999, Análise estratigráfica do Siluro-Devoniano (Formação Furnas e Ponta Grossa) da sub-bacia de Apucarana, Bacia do Paraná, Brasil, Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Geologia Sedimentar, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo.167 pp.
- Bertassoli, D. J., Sawakuchi, H.O., Almeida N.S., Castanheira, B., Alem, V.A.T., Camargo, M.G.P., Krusche, A.V., Brochsztain, S., Sawakuchi, A.O. 2016, Biogenic methane and carbon dioxide generation in organic-rich shales from southeastern Brazil, *International Journal of Coal Geology*, 162:1-13.
- Boyer, C., Clark, B.; Jochen, V., Lewis, R., Miller, C. 2011. Shale Gas: A Global Resource. *Oilfield Review*, EUA, 23: 28-39
- Brazil, F. A. F.. 2004. Estratigrafia de Sequências e Processo Diagenético: Exemplo dos Arenitos Marinho-Rasos da Formação Ponta Grossa, Noroeste da Bacia do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 137p.

- Bruner, K. R., Smosna, R. 2011. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, EUA.
- Candido, A. G. 2007. Análise do Potencial de Ocorrência de Reservatórios Devonianos na Porção Profunda da Bacia do Paraná, Baseada na Caracterização Estratigráfica do Membro Tibagi, Formação Ponta Grossa. Programa de Pós-Graduação em Geologia, Dissertação de Mestrado, Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná, 124 pp
- Carelli, T. G., Borghi, L. 2011. Caracterização de Microfácies Sedimentares em Folhelhos da Formação Ponta Grossa (Devoniano) na Borda Leste da Bacia do Paraná. Anuário do Instituto de Geociências – UFRJ, 34:84-104
- EIA/ARI, 2013. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, Advanced Resources International, Arlington, EUA.
- EIA/ARI, 2015 Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil. Advanced Resources International, Arlington, EUA.
- EIA. 2012. Pad drilling and rig mobility lead to more efficient drilling. Today in Energy, Disponível em: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7910#>. Acessado em 23 de novembro de 2016.
- EIA, 2015. The Annual Energy Outlook 2015, With Projections to 2040, Energy Information Administration, EUA.
- Engelder, T., Lash, G.G. 2008. Marcellus Shale Play's Vast Resource Potential Creating Stir in Appalachia. The American Oil & Gas Reporter, Disponível em: <http://www.aogr.com/magazine/cover-story/marcellus-shale-plays-vast-resource-potential-creating-stir-in-appalachia>. Acessado em 08 de novembro de 2016.
- Fernandez, R.O. 2013. Bacia do Paraná. 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Brasil.
- Huguenin, 2008. Caracterização Sedimentológica de Folhelhos do Devoniano da Bacia do Paraná (Formação Ponta Grossa) e da sua Efetividade em Sistemas Petrolíferos. Projeto de Graduação Geologia, UFRJ, Rio de Janeiro.
- Kern, M., Pacheco, R., Engelke, V., Franco, N., Blanco, M., Kalkreuth, W. 2004, Estudo e caracterização palinológica, petrológica e geoquímica orgânica das duas principais sequências de rochas geradoras da bacia do Paraná, Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador.

- Kostelnick, J. 2010. The Marcellus shale play, in the Environmentally friendly drilling system program – Managing MARCELLUS Play Development sensitive Areas, PTTCEFD Workshop, Pittsburg, Pa., Proceedings Petroleum Technology transfer council – APPALACHIAN Region and Environmentally friendly drilling systems program.
- Lash, G.G. 2008. Stratigraphy and fracture history of Middle and Upper Devonian succession, western New York—significance to basin evolution and hydrocarbon potential. Pittsburgh Association Petroleum Geologists, Pittsburgh. p. 88
- Magoon, L.B., Dow, W.G. 1994. The Petroleum System, in Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.) The Petroleum System – From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir, EUA, 60:3-24.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A. 2011. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation, Oilfield Review, EUA, 2:32-43
- Mehany, M. S. H., Guggemis, A. 2015. A Literature Survey of the Fracking Economic and Environmental Implications in the United States, Procedia Engineering, EUA, 118:169-176
- Milani, E.J., Brandão, J.A.S.L., Zalán, P.V., Gamboa, L.A.P. 2001. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. Brazilian Journal of Geophysics, 18(3): 351-396
- Milani, E.J. 2004. Comentários sobre a origem e a evolução tectônica da Bacia do Paraná. In: Mantesso-Neto, V.; Bartorelli, A.; Carneiro, S.D.R.; Brito Neves, B.B. (eds). 2004. Geologia do continente sul-americano : evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida, São Paulo.
- Milani, E.J., Melo, J.H.G., Souza, P.A., Fernandes, L.A., França, A.B. Maio/Nov 2007. Bacia do Paraná,. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 15.2:265-287.
- Milani, E.J., Zalán, P.V. 1999. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. Episodes, 22, 3:199-205
- Montgomery, S.L., Jarvie, D.M., Bowker, K.A., and Pollastro, R.M. 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-million cubic foot potential. American Association Petroleum Geologists Bulletin. v. 89:155–175.
- NETL, 2013. Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. National Energy Technology Laboratory, U.S Department of Energy, EUA.
- Parshall, J. 2008. Barnett Shale Showcases Tightgas Development. Journal of Petroleum Technology, EUA, p 48-55.

- Petersohn, E. 2008. Bacia do Paraná, Geologia e esforço exploratório, Workshop Bacia do Paraná – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.
- Santos, P. R. D., Coradesqui, S. 2013. Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso de Fayetteville, Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro.
- Silva, C. G. A., 2007, Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná, Tese de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Química, Instituto de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 113 pp
- Souza, M.S.P., Mauller, P.M., Cardoso, T.R., Rodrigues, R., Pereira, E. 2012. Caracterização Geoquímica e Bioestratigráfica das Superfícies de Inundação Marinha da Seção Meso-Neodevoniana, na Região de Dom Aquino (MT), Noroeste da Bacia do Paraná, Brasil, Anuário do Instituto de Geociências - UFRJ, Rio de Janeiro, 36:15-25.
- Suárez, A.A. 2012. The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane). Advances in Natural Gas Technology, Intech – Open Science, Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gas-technology>. Acessado em 22 de Setembro 2016
- U.S. BLM. 2012. Oil Shale and Tar Sands Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS), Washington, D.C. Disponível em: <http://ostseis.anl.gov/guide/index.cfm> Acessado em 20 de setembro de 2016.
- Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A., Krooss, B.M. 2010. High pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil, International Journal of Coal Geology, 84:190-205.
- Zalán, P.V., Wolff, S., Astolfi, M.A.M., Vieira, I.S., Conceição, J.C.J., Appi, V.T., Neto, mE.V.S, Cerqueira, J.R., Marques, A. 1990a. The Paraná Basin, Brazil. In: Interior Cratonic Basins. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Oklahoma, EUA, p. 681-708.