

O DESENVOLVIMENTO DA
EXPLORAÇÃO DE RECURSOS
NÃO-CONVENCIONAIS
NO BRASIL: NOVAS ÓTICAS DE
DESENVOLVIMENTO REGIONAL

Colombo Celso Gaeta Tassinari

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq; Programa de Pós-Graduação em Geoquímica e Geotectônica, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

Stephanie San Martin

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

Claudio Riccomini

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq; Programa de Pós-Graduação em Geoquímica e Geotectônica, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

Fabio Taioli

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS

3.4 SÃO PAULO

Do ponto de vista geológico, a zona centro-oeste do Estado de São Paulo é constituída por rochas da Bacia Sedimentar do Paraná, bacia que se estende também pelos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, até a Argentina, Uruguai e Paraguai, abrangendo uma área total de 1,5 milhão km². Essa bacia sedimentar foi dividida estratigráficamente por Milani (1997) em seis supersequências, a saber; Rio Ivaí (de idade Ordoviciano-siluriano, entre aproximadamente 459 e 439 milhões de anos atrás), Paraná (Devoniano, 419-370 milhões de anos), Gondwana I (Permocarbonífero-Eotriássico, 315-250 milhões de anos,), Gondwana II (Meso-Neotriássico, 242-215 milhões de anos), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo, Neojurássico-Eocretáceo, 150-132 milhões de anos) e Baurú (Neocretáceo, 90-68 milhões de anos). A Supersequência Paraná compreende um pacote sedimentar que inclui folhelhos, parte deles ricos em matéria orgânica, siltitos e arenitos que constituem a unidade estratigráfica chamada de Formação Ponta Grossa. A Supersequência Gondwana³⁴, que constitui o

34. Corresponde a um pacote (sucessão) de rochas sedimentares e subordinadamente vulcânicas depositadas em um intervalo de tempo no qual os continentes que formavam o paleocontinente Gondwana (ou parte dele, pelo menos América do Sul, África e o subcontinente indiano) encontravam-se unidos, formando uma grande massa continental.

maior volume de rochas sedimentares da Bacia do Paraná, é composta por uma grande variedade de rochas incluídas em diversas unidades estratigráficas, sendo uma delas constituída por folhelhos negros³⁵ com diferentes graus de intercalações de rochas carbonáticas, que é denominada de Formação Iratí. Os folhelhos negros incluídos nas Formações Ponta Grossa e Iratí são considerados como as rochas geradoras de dois sistemas petroíferos da Bacia Sedimentar do Paraná e podem apresentar potencial para gás e óleo convencional.

Entretanto, nem todos os folhelhos negros contêm petróleo não convencional. Para que isto ocorra essas rochas devem ter atingido condições de temperatura controlada para geração de óleo e gás e terem também as condições necessárias para a preservação de hidrocarbonetos até

hoje. Além disso, devem possuir as características geológicas, geoquímicas, petrofísicas e mineralógicas necessárias para a sua exploração e produção de forma econômica e sustentável. Essas características permitem a estimativa de reservas de óleo e gás e subsidiar a elaboração dos projetos de perfuração dos poços, dos processos de fraturamento hidráulico, e dos projetos de monitoramento ambiental e de viabilidade econômica.

A geoquímica orgânica, mediante o emprego de ensaios laboratoriais como análises de conteúdo de carbono orgânico total (COT) e o ensaio de pirólise Rock-Eval³⁶, é uma das ferramentas utilizadas para obtenção dos principais indicadores para avaliação do teor e do tipo de matéria orgânica presente na rocha, como também de sua respectiva evolução térmica, o que refletirá no

35. Para formar acumulações de petróleo é necessário que ocorra deposição, em ambiente lacustre ou marinho, de matéria orgânica, composta por minúsculos organismos planctônicos, associada com sedimentos de granulação fina que originarão rochas sedimentares enriquecidas em matéria orgânica. O lento soterramento desses sedimentos, com aumento gradual de pressão e temperatura, leva a compactação e geração da fissilidade, estruturando a rocha em folhas ou lâminas. Quando estas rochas sedimentares apresentam enriquecimento de matéria orgânica, fissilidade e cor cinza escuro a preto são denominadas de folhelhos negros (ou blackshales, termo em inglês). Com o aumento da temperatura a matéria orgânica é modificada e, quando atinge 90° C, transforma-se para o estado líquido, gerando óleo, e ao atingir 130° C é modificada para gás. Portanto, a partir dos folhelhos negros é formado o petróleo e esta rocha é identificada como rocha geradora. Quando existem condições de migração, como fraturas e intercomunicação entre os poros das rochas sedimentares, o óleo e o gás gerados migrarão em direção à superfície para rochas de maior permeabilidade até encontrarem estruturas geológicas, que coloquem rochas impermeáveis como barreiras, impedindo a continuidade do processo migratório. Nessaspetróleo irá acumular nas rochas permeáveis, formando os reservatórios de óleo e gás chamados de convencionais. Como exemplos de petróleo convencional podem ser citados os campos que ocorrem na plataforma continental ao longo da costa brasileira, nas bacias sedimentares de Campos e Santos.

Os folhelhos negros podem possuir quantidades significativas de óleo e gás, mas como possuem baixa permeabilidade, este petróleo não pode ser extraído economicamente com a utilização de técnicas convencionais, como perfuração de poços verticais. Para a sua extração econômica são necessárias operações adicionais, como perfurações de poços horizontais e processos de fraturamento hidráulico em multi-estágios para permitir a sua recuperação. Esse petróleo que ocorre em rochas de muito baixa permeabilidade é denominado de óleo e gás não convencional. No grupo de hidrocarbonetos não convencionais, o gás e óleo de folhelho são os recursos mais interessantes, por ocorrerem em extensas unidades rochosas comuns a várias bacias sedimentares no mundo, inclusive no Brasil.

36. Ensaio de pirólise Rock-Eval é o ensaio mais comum de pirólise. Pirólise é a decomposição da matéria orgânica por aquecimento, na ausência de oxigênio. Na pirólise os hidrocarbonetos e dióxido de carbono contidos em uma amostra são liberados e medidos, fornecendo uma indicação da maturidade de rochas geradoras.

potencial de geração e de conservação de hidrocarbonetos dos folhelhos negros considerados.

Várias publicações estão disponibilizadas na literatura contendo dados geoquímicos sobre as formações Ponta Grossa e Iratí de diferentes partes da Bacia do Paraná. Esses dados permitem a avaliação preliminar do potencial dessas formações geológicas para produção de gás e óleo não convencional (Mabecua et. al., 2019; Montibeller et. al., 2017; Morelatto, 2017; Bertassoli et. al., 2016; EIA/ARI, 2015; Alferes et. al., 2011; Weniger et. al., 2010, Azevedo da Silva, 2007; Lisboa, 2006; Bergamaschi e Pereira, 2001; e referências associadas).

A Formação Ponta Grossa possui valores de COT dos folhelhos entre 0,14 e 3,1%, com média em torno de 1,8%, valores dos índices de reflectância de vitrinita, que indicam a maturidade termal e potencial de geração de hidrocarbonetos entre 0,48% e 2,0%, mas com média menor que 0,5% e os diversos índices obtidos pelos ensaios de Rock-Eval indicando que essas rochas possuem potencial para geração de gás. Para os folhelhos da Formação Iratí, os valores de COT são mais altos, variando de 1,1 a 14,3%, com valores médios da ordem de 4% e os índices de reflectância de vitrinita são inferiores a 0,5%. Os resultados obtidos pelos ensaios Rock-Eval, como S1+S2, onde

S1 indica a quantidade de hidrocarboneto livre na rocha e S2 a quantidade de hidrocarboneto que poderia ser gerado, com valores superiores a seis, o que indica bom potencial gerador de óleo e gás e inferior a seis para a Formação Ponta Grossa indicando potencial moderado predominante. Foi demonstrado que o efeito térmico associado às intrusões de rochas ígneas máficas que ocorreram na Bacia do Paraná afetaram o potencial gerador dos folhelhos, em alguns casos diminuindo e em outros casos aumentando.

A Tabela 3.3 mostra as principais características dos folhelhos das Formações Ponta Grossa e Iratí para toda a Bacia do Paraná, comparadas com os mesmos parâmetros dos folhelhos dos importantes campos produtores de óleo e gás não convencionais de Marcellus e de Barnett, nos Estados Unidos da América (Bruner e Smosna, 2011 e Montgomery et. al., 2005), mostrando a semelhança de várias características. Considerando que para se definir o potencial de reservatórios de gás de folhelho são utilizados principalmente o teor de carbono orgânico total (COT), tipo de matéria orgânica, maturação térmica e volume de folhelho, a Formação Iratí teria maior potencial para gerar gás e óleo não convencional, enquanto a Formação Ponta Grossa teria potencial moderado de geração de gás.

Tabela 3.3: Comparação de dados geológicos e geoquímicos entre as Formações Ponta Grossa e Iratí e os Campos de Marcellus e Barnett dos Estados Unidos da América.

	Fm. PONTA GROSSA	Fm. Iratí	MARCELLUS	BARNETT
LITOLOGIA	folhelho negro, siltito, arenito	folhelho negro, calcário dolomítico	folhelho negro com concreções carbonáticas	folhelho negro, rochas carbonáticas
MINERALOGIA PRINCIPAL	argilominerais 65%, quartzo 10%, carbonato 20%	argilominerais 45%, quartzo 50%	argilominerais 40%, carbonato 8%, quartzo 50%	argilominerais 30%, carbonato 20%, quartzo 50%
ESPESSURA MEDIA	40 m	50 m	15 a 80 m	45 a 180 m
PROFUNDIDADE	≥ 1650 m	1550 m	600 a 3000 m	1200 – 2500 m
TIPO DE QUEROGÊNIO	Tipo II predominante	Tipos I e II predominante	Tipo II predominante	Tipo II predominante
COT	0,7 a 4 % Média 0,5%	1 a 23% Média 2%	1 a 10%	2 a 6%
INDICE R0	0,5 a 2 (media ≥1,3)	1,1 a 1,6	1,60 (max 3,5)	1,2 (max 1,9)
S1+S2 (mg HC/g rocha)	≤6 predominante	≥ 6 predominante	≤6 S2 ≤ 0.25	≥6 predominante
IDADE GEOLÓGICA	Devoniano	Permo/carbonífero	Devoniano	Carbonífero

Fonte: elaboração própria a partir de Azevedo da Silva, 2007; Bertassoli et. al. 2016; Mabecua et. al., 2019; Bruner e Smosna, 2011, Montgomery et. al. 2005, Lisboa, 2006, Morelato, 2017 e Weniger et. al., 2010; Rocha (2016) e Milani et. al. (1997).

Para avaliação da espessura média e profundidade das formações de folhelhos, bem como o volume, estimativa de reservas e respostas a fraturamentos induzidos são utilizadas informações adicionais obtidas através de furos de sondagens, estudos geofísicos e análises complementares de geoquímica, mineralogia e de propriedades petrofísicas.

Para o Estado de São Paulo foi feito um trabalho para a definição de áreas prospectivas para gás não convencional (*shale gas*) com base em uma análise

preditiva, usando como *input* as informações de acesso aberto sobre indícios de hidrocarbonetos da Formação Iratí reportadas nos poços da ANP e como preditores os algoritmos K-NearestNeighbors (K-NN) e Support Vector Machine (SVM), junto à interpolação feita com o método de interpolação Inverse Distance Weighting (IDW) das profundidades do topo da Formação Iratí, também reportadas nos poços da ANP.

Na elaboração do mapa da Figura 3.12, inicialmente foi feita uma avaliação do potencial gera-

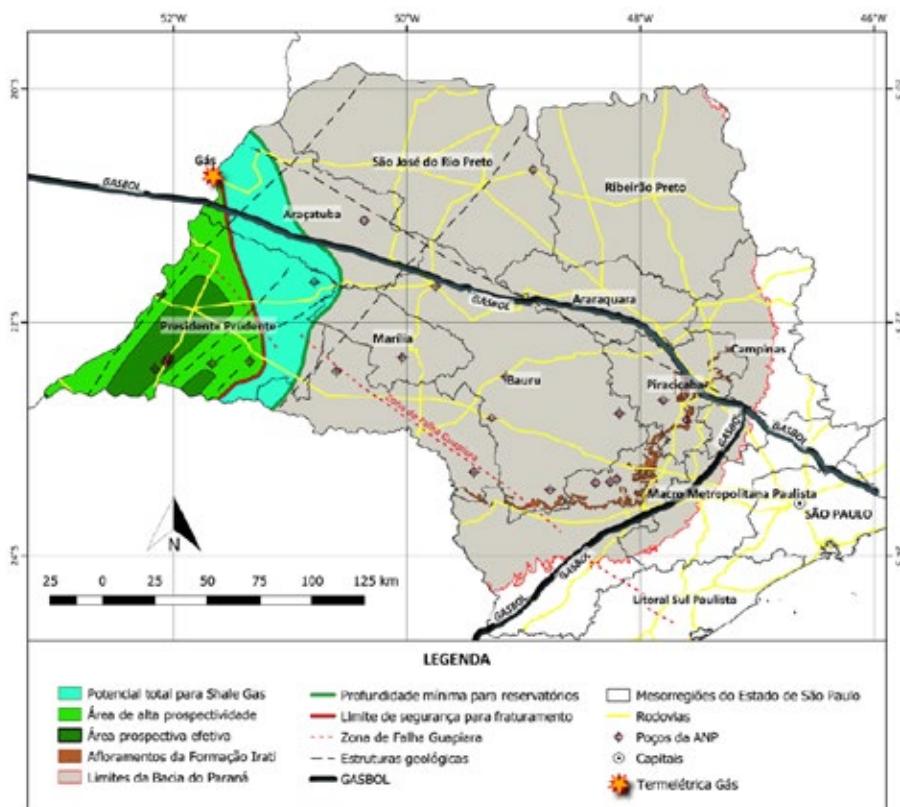
dor da Formação Iratí por meio de uma integração de dados de geoquímica orgânica disponíveis na literatura usando análises de classificação com o algoritmo K-means³⁷, que, como resultado, apontou que no Estado de São Paulo encontram-se amostras de folhelhos negros que cumprem com os requisitos de qualidade de rocha geradora de gás de folhelho, como COT > 2 wt%, sendo que para o caso de valores de COT em profundidade foram utilizados os resultados de Araújo et al. (2000), e a presença de querogênio tipo II e I³⁸. No caso da maturação termal, foi assumido que os folhelhos alcançaram a janela de geração de óleo e gás por soterramento e influência do magmatismo da Formação Serra Geral, além de constatar um sistema petrolífero ativo caracterizado pela presença de hidrocarbonetos na Formação Iratí.

Com base nos resultados positivos da avaliação de potencial gerador, foram definidas as áreas com potencial para produção de gás de folhelho considerando uma profundidade mínima para a Formação Iratí de 1500 metros, profundidade esta que foi interpolada usando o método IDW a partir das profundidades do topo da Formação Iratí reportadas nos poços da ANP. Também foi considerada a distância mínima vertical entre o topo da Formação Iratí e a base do Aquífero Guarani de um km, superior à distância de 588 m que foi considerada por Davies et. al. (2012) como máxima para a propagação de fraturas em processos de fraturamento hidráulico, com base em milhares de operações de fraturamentos realizadas em nos folhelhos de Marcellus, Barnett, Eagle Ford entre outros.

37. K-means - método estatístico de agrupamento que tem como finalidade separar um conjunto de dados em grupos, nos quais cada dado pertence ao grupo mais próximo da média.

38. Querogênio é a matéria orgânica sólida insolúvel presente em algumas rochas sedimentares. Existem quatro tipos de querogênio: I, II, III e IV. O tipo I é resultante da decomposição de algas, pode conter microorganismos lacustres e maringhos, e tem potencial para geração principalmente de óleo. O tipo III resulta da decomposição de plantas terrestres, com potencial para geração de carvão e gás. O tipo II é misto entre o I e o III, com potencial maior de geração de gás em relação ao óleo. O tipo IV é o oxidado e não tem potencial de geração de hidrocarbonetos.

FIGURA 3.12: MAPA DE PROSPECTIVIDADE PARA GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL (SHALEGAS) DO ESTADO DE SÃO PAULO, REALÇANDO A PRESENÇA DO GASODUTO DA BOLÍVIA, GASBOL.



Potencial total para shalegas= potencial determinado usando os algoritmos K-NN e SVM, junto com o método de interpolação IDW; Área de alta prospectividade = área que se encontra dentro dos limites típicos de shalegas propostos pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S. DOE, 2013), e que respeita a distância mínima vertical de 1km de afastamento da base do Aquífero Guarani; Área prospectiva efetiva = área de alta prospectividade que considera uma margem de segurança de 10 km de distância das principais estruturas geológicas.

Fonte: GASBOL

Portanto, como observado na Figura 3.12, a região situada no extremo oeste do Estado de São Paulo é a área definida com potencial para produzir gás em rochas de baixa permeabilidade, especificamente o gás de folhelho. Dentro do total da área com potencial para produção deste gás, a zona

marcada como área prospectiva efetiva seria a mais adequada por estar a uma distância mais segura (10 km) de fraturas de escala regional, que poderiam, eventualmente, produzir algum tipo de escape de gás.

A partir de uma análise multifatorial preliminar, incluindo não só os aspectos geológicos como também fatores econômicos, ambientais e regulatórios, considera-se que a experiência americana de produção em larga escala de *shale gas* não pode ser replicada no Estado de São Paulo. Entretanto deve ser considerada fortemente a possibilidade de produzir gás de reservatórios de baixa permeabilidade em escala regional, para atendimento de demandas específicas de polos industriais de diversas naturezas, de usinas termelétricas a gás e até mesmo para uso residencial.

Existem vários aspectos multi e interdisciplinares que devem ser considerados em uma possível exploração de gás não convencional na área assinalada na Figura 3.12. Os aspectos técnicos envolvem a necessidade de estudos adicionais e de maior detalhe na definição dos locais dos reservatórios com maior volume acompanhados pelos cálculos e estimativas de reservas de gás através de estudos geofísicos e perfuração de poços, a obtenção de amostras em condições de reservatório para ensaios mineralógicos, geoquímicos e petrofísicos, para a elaboração de projetos técnicos de perfuração de poços direcionais, de fraturamento hidráulico e de produção.

Quanto aos aspectos econômicos deve ser considerado que atividades de produção de gás onshore induzem a um rápido desenvolvimento econômico na região por meio da criação de empregos e de indústrias de insumos como materiais usados nas atividades exploratórias, de produção e de trans-

porte de gás natural. Além disso, a viabilidade econômica seria favorecida pelas boas condições de infraestrutura que o Estado de São Paulo oferece, como boas rodovias, estradas de ferro e o gasoduto Gasbol que atravessa a região de produção, o que garantiria um escoamento adequado.

Em relação aos impactos ambientais deve ser considerado que, como a exploração e produção do gás não convencional será em escala mais local, os trabalhos de monitorização e de mitigação de impactos serão possivelmente de mais fácil viabilização, aplicação e eficiência considerando-se a infraestrutura disponível nos órgãos ambientais. Como as tecnologias e equipamentos utilizados na produção foram substancialmente melhorados na última década e, portanto, deverão atender às normas de segurança e as especificações técnicas das boas práticas da engenharia, esses impactos poderão ser minimizados.

Outros aspectos que devem ser considerados estão relacionados a um sistema regulatório efetivo que atenda as necessidades da sociedade sem inviabilizar os empreendimentos, a sistemas de comunicação social adequado sobre informação das atividades desenvolvidas para a sociedade e engajamento dos cidadãos locais a fim de entender e resolver suas preocupações. A transparência dos dados ambientais das atividades produtivas em execução será muito importante e poderá ser feita a partir projetos desenvolvidos por universidades e instituições de pesquisa com publicações dos resultados obtidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alferes, C. L. F., Rodrigues, R., Pereira, E. Geoquímica Orgânica Aplicada à Formação Iratí, na Área de São Mateus do Sul (PR), Brasil. *Geochimica Brasiliensis*, v. 25, p. 47-54, 2011.

Araújo, L. M., Trigüis, J. A., Cerqueira, J. R., Freitas, L. C. D. S. The Atypical Permian Petroleum System of the Paraná Basin, Brazil. In MELLO, M. R. & KATZ, B. J., eds., *Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir*, v. 73, p. 377-402, 2000.

Azevedo da Silva, C. G. Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Iratí e Ponta Grossa da Bacia do Paraná. Dissertação de Mestrado apresentada no Instituto de Química da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 212 p., 2007.

Bergamaschi, S. & Pereira, E. Caracterização de sequências deposicionais de 3^a 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 sequências paleozóicas sul-americanas. Série Ciência-Técnica-Petróleo*, Petrobrás, Rio de Janeiro. Seção: Exploração de Petróleo, 20:63-72, 2001.

Bertassoli, D. J., Sawakuchi, H.O., Almeira N.S., Castanheira, B., Alem, V.A.T., Camargo, M.G.P., Krusche, A.V., Brochsztajn, S., Sawakuchi, A.O. Biogenic methane and carbon dioxide generation in organic-rich shales from southeastern Brazil, *International Journal of Coal Geology*, 162:1-13, 2016.

Bruner, K. R., Smosna, R. 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. 2011.

Davies, R.J., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoff, S., Newport, L., Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology*, v. 37, p. 1-6, 2012.

EIA/ARI. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil. AdvancedResources International, Arlington, EUA. 2015.

Lisboa, A.C. Caracterização geoquímica orgânica dos folhelhos neo-permianos da Formação Iratí – borda leste da Bacia do Paraná, São Paulo. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 153 p., 2006.

Mabecua, F. J.; Tassinari, C. C. G.; Pereira, E. Avaliação do potencial de geração de gás e óleo não convencional dos folhelhos negros da Formação Iratí na região de Goiás e Mato Grosso, Centro-Oeste do Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 225, p. 21-53, 2019.

Milani, E. J. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica扇形的 do Gondwana Sul-occidental. Tese D.Sc. em Geociências. v. 1 e 2, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 1997.

Montibeller, C.C., Zanardo, A., Navarro, G.R.B. Decifrando a proveniência dos folhelhos da Formação Ponta Grossa na região de Rio Verde do Mato Grosso e Coxim (MS) através de métodos petrográficos e geoquímicos, *Geol. USP Série Científica*, São Paulo, V. 17 N. 1, p. 41-59, 2017.

Montgomery, S.L., Jarvie, D.M., Bowker, K.A., and Pollastro, R.M. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-million cubic foot potential. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. v. 89:155–175, 2005.

Morelatto, R. Bacia do Paraná, Sumário Geológico e Setores em Oferta, Rodada Brasil, 15, ANP. p. 18, 2017.

Rocha, H.V., 2016, Estudo Geológico do Potencial de Exploração e Produção de Gás Natural Não convencional na Bacia do Paraná: Avaliação da Viabilidade no Abastecimento da Usina Termelétrica de Uruguaiana (RS). Dissertação de Mestrado Instituto de Energia e Ambiente, USP, p.147

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY – OFFICE OF FOSSIL ENERGY (U.S. DOE). NATURAL GAS FROM SHALE: Questions and Answers. Washington, D. C. 2013.

Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A., Krooss, B.M. 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, 2010.