

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DE CONTAMINAÇÃO DO AQUÍFERO GUARANI A PARTIR DA PROPAGAÇÃO DE FRATURAS ORIUNDAS DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO NA BACIA DO PARANÁ.

AUTORES:

WELSON BARRETO DE AZEVEDO, PEDRO VICTOR PAIXÃO ALBURQUERQUE, JOSÉ LEONCIO DE SOUSA SANTOS.

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE – UFCG.

ANÁLISE DE CONTAMINAÇÃO DO AQUÍFERO GUARANI A PARTIR DA PROPAGAÇÃO DE FRATURAS ORIUNDAS DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO NA BACIA DO PARANÁ

Abstract

High oil consumption has led to a decrease in oil reservoir production, thus accelerating the search for ways to exploit hydrocarbons in unconventional reservoirs. One of the techniques used in unconventional reservoirs exploration is hydraulic fracturing, which consists on an injection of high-pressure fluids in the formation, leading to fracture. Such technique has still to be mastered and it can generate several environmental problems, such as contamination of aquifers. From this, the present paper analyzes the probability of contamination of the Guarani aquifer, after shale gas production in the Ponta Grossa formation. It was based on probabilistic studies on the maximum length of fracture propagation performed in the fields of Marcellus, Barnett, Woodford and Eagleford (USA) by Richard J. Davies et al. (2012), and based on the stratigraphic model of the Paraná basin, distributed by ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), which was observed the probability of a fracture reaching the water reservoir. It was seen that the distance between the shale and the aquifer formations is greater than 500m, in which the model by Richard J. Davies et al. (2012) predict a probability of less than 1% of the fractures propagate for 500 m vertically, so there is close to no chance of fractures in the formations of the Paraná lithostratigraphic group (where is the shale gas) to reach formations in the Godwana II and Godwana III lithostratigraphic group (Predominant regions where is the Guarani Aquifer). Thus, an exploration of Ponta Grossa shale gas using hydraulic fracturing techniques does not generate a potential risk of contamination of the Guarani aquifer, taking into account only the propagation of fractures alone. But, follow up studies are necessary before using hydraulic fracturing in the Paraná Basin.

Introdução

O constante crescimento da demanda energética mundial vem cada vez mais impulsionando o crescimento da indústria do petróleo (RIBEIRO, 2015). Mesmo com o avanço do investimento de energias provenientes de fontes renováveis, existe uma grande dependência mundial de energia da matriz não renovável, principalmente o petróleo (LIMA, 2018). Com isso, uma constante corrida em busca de exploração de reservatórios não convencionais aflorou no mundo todo.

De acordo com Rocha (2012), pesquisas realizadas U.S Geology Survey mostraram que o gás natural não podia ser apenas explorado em reservatórios convencionais, mas também, em rochas geradoras com baixa permeabilidade que exercem o papel de rocha reservatório e selante, caso do folhelho (reservatório não convencional). Entretanto, o desenvolvimento de técnicas que aumentassem sua permeabilidade vertical, permitindo o fluxo de fluídos, seria necessário.

As principais técnicas de exploração de sistemas não convencionais foram desenvolvidas nos Estados Unidos a partir de estudos realizados na formação Bakken, bacia sedimentar Williston, em North Dakota; e são denominados faturamento hidráulico e perfuração direcional (ROCHA, 2012).

O fraturamento hidráulico consiste na aplicação de um elevado diferencial de pressão, a partir da injeção de fluido na formação, de modo a levar a rocha-reservatório à ruptura, vencendo a resistência mecânica da rocha e a tensão confinante a qual ela está submetida (DANTAS, 2005). Os canais gerados na formação devido o fraturamento iram facilitar o fluxo do fluido presente no reservatório em direção ao poço. À medida que o fluido injetado com propriedades químicas para sustentar os canais abertos vai

saindo, a formação vai retornando a estrutura anterior, tornando necessária novas operações de estimulação.

A primeira operação de fraturamento hidráulico ocorreu em julho de 1947, e foi realizada em um reservatório de gás natural, localizado em Hugoton, EUA (TAVARES, 2010). O sucesso da operação fez com que a técnica se difundisse rapidamente a nível mundial, tornando possível um maior e melhor período produtivo dos campos de petróleo, devido à permeabilidade e porosidade criada na estimulação. Esse método é utilizado tanto em reservatórios convencionais quanto não convencionais, bem como em poços direcionais e verticais.

Segundo Zoback e colaboradores (2010), operações de fraturamento hidráulico em formações profundas de shale gas, podem criar fraturas que se estendem desde a formação alvo até outras formações, podendo vir a contaminar aquíferos, devido à migração de contaminantes e metano naturalmente presentes na formação, além da dispersão de fluidos de faturamento entre diferentes camadas rochosas.

No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) aponta que as maiores incidências de gás de folhelho encontram-se nas Bacias Sedimentares do Parnaíba (Maranhão e Piauí), Recôncavo (Bahia), São Francisco (Bahia e Minas Gerais), Parecis (Mato Grosso) e Paraná (desde Mato Grosso do Sul até o Rio Grande do Sul) (TAIOLI, 2013). Dessas, destaca-se a bacia do Paraná (figura 1), onde se encontra uma das maiores reservas de água doce do mundo, o Aquífero Guarani (Figura 2).

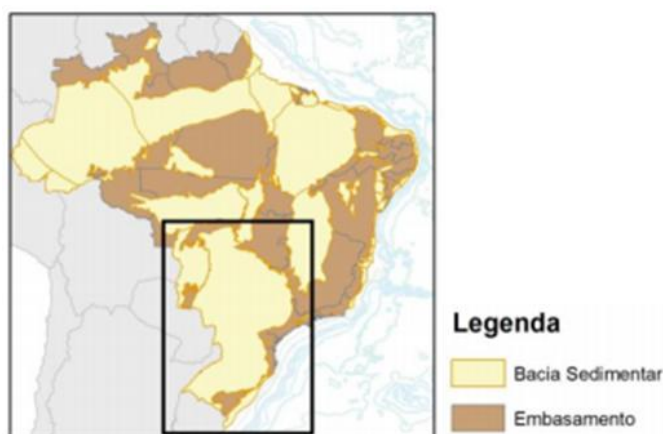


Figura 1- Mapa de localização da Bacia do Paraná.

Fonte: ANP, 2017.

A Bacia do Paraná é uma bacia intracratônica que apresenta um histórico de evolução tectonossedimentar policíclico, ocorrendo do Paleozóico ao Mesozóico e que se encontra situada no centro-leste da América do Sul (MATTOS, 2012). De acordo com Milani (1997) e Milani (1998), seis unidades aloestratigráficas compõem-na, sendo conhecidas como Rio Ivaí, Paraná, Gondwana I, Gondwana II, Gondwana III e Bauru. As quais, possuem dois sistemas de reservatórios de grande interesse, um sistema petrolífero e o Aquífero Guarani.

Segundo Artur & Soares (2002), a bacia do Paraná possui 4 sistemas petrolíferos com potencial de formação e acumulação de hidrocarbonetos: 1) Ponta Grossa-Itararé; 2) Ponta Grossa-Rio Bonito; 3) Irati-Rio Bonito/Tietê e; 4) Irati-Pirambóia. As ocorrências mais significativas, incluindo acumulações subcomerciais a comerciais, ocorrem respectivamente nos sistemas Irati-Rio Bonito/Tietê e Ponta Grossa-Itararé (Cuiabá Paulista – SP).

O Sistema Aquífero Guarani (SAG), um dos maiores reservatórios de águas subterrâneas do mundo, é considerado no Brasil como sendo o conjunto das formações Botucatu e Pirambóia (BITTENCOURT et al., 2003). De acordo com Carneiro (2007), o reservatório de águas subterrâneas se distribui por expressiva área, da ordem de 1,2 milhões de km², representada por partes dos territórios do Brasil (71 %), Argentina (19 %) e, em menor proporção, Paraguai (6 %) e Uruguai (4 %).

No Brasil o Aquífero Guarani está distribuído dentro de 8 estados, sendo eles: Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (CARNEIRO, 2007). Além disso, centenas de cidades de grande e médio porte utilizam a água para abastecimento público através de poços de profundidades variadas (CARNEIRO, 2007).



Figura 2 – Aquífero Guarani

Fonte: CETESB Águas Subterrâneas

Com tanto, o presente trabalho tem como objetivo analisar a probabilidade de contaminação do Aquífero Guarani a partir da exploração de shale gas no sistema petrolífero da Bacia do Paraná, utilizando a técnica de fraturamento hidráulico.

Metodologia

A metodologia deste trabalho consiste em delimitar a distância média vertical entre as Formações Ponta Grossa e Pirambóia, e estimar, usando o modelo probabilístico descrito por Davies (2012), a probabilidade de uma fratura causada por uma operação de Fraturamento Hidráulico na Formação Ponta Grossa (Potencial Formação para produção de Shale Gas) se propagar verticalmente a ponto de atingir a Formação Pirambóia (Formação de maior profundidade na qual se encontram águas do Aquífero Guarani), uma vez que essa fratura servirá como canal direto de escoamento para que o gás presente no reservatório possa atingir o Aquífero e contaminá-lo.

O modelo descrito por Davies (2012) consiste em analisar dados compilados de fraturas oriundas de operações de Fraturamento Hidráulico, obtidos através de interpretação sísmica, ocorrido em formações produtoras de Shale Gas nos EUA (Marcellus, Barnett, Eagle Ford e Woodford). Depois

de analisados os dados, o autor chegou a conclusões sobre a probabilidade de uma fratura, causada pelo Fraturamento Hidráulico atingir determinada altura.

Como mecanismo de estimativa para se encontrar uma distância média vertical entre as formações Ponta Grossa e Pirambóia, utilizou-se o modelo estratigráfico de Milani e Zalán (1998), presente no Sumário Geológico da Bacia do Paraná, da ANP, e com o auxílio do Software CorelDRAW X7® pegou-se 5 pontos distintos do grupo Serra Geral, onde se encontra a formação ponta grossa e calculou-se a distância desses até a formação piramboia (Figura 3). Com os resultados obtidos, fez-se uma média aritmética e encontrou-se a distância média vertical.

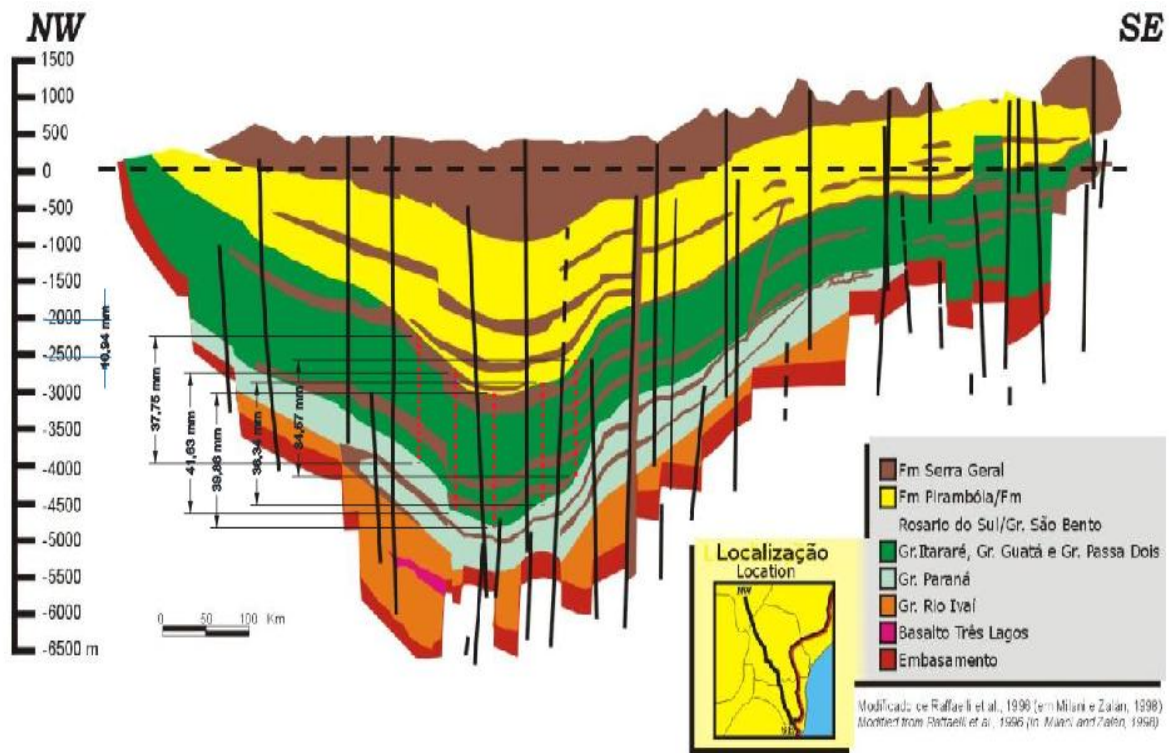


Figura 3 – Seção geológica esquemática da Bacia do Paraná

Fonte: Adaptado de MILANI; ZALAN,1998

Resultados e Discussão

A partir da média aritmética, obteve-se uma distância média vertical entre as formações Ponta Grossa e Pirámboia de aproximadamente 1738m.

No modelo de Davies(2012), a probabilidade de uma fratura se propagar 500m verticalmente foi menor que 1% e a fratura com maior extensão vertical atingiu cerca de 588m. Logo, a probabilidade de uma fratura oriunda de uma operação de Fraturamento Hidráulico na Formação Ponta Grossa atinja o Aquífero Guarani é muito menor que 1%, chegando a ser mínima. Entretanto, mesmo sendo baixa a probabilidade, ainda há outros fatores que devem ser considerados na operação de Fraturamento Hidráulico, de forma que suas consequências possam ser entendidas e previstas, caso ocorra uma operação dessa natureza na Bacia do Paraná.

Conclusões

Através deste trabalho, foi possível estimar que a probabilidade de uma operação de Fraturamento Hidráulico gerar uma falha que se estende da Formação Ponta Grossa até a Formação Pirambóia é muito menor que 1%. Porém, mesmo sendo baixo o risco de o fraturamento atingir o mesmo nível de profundidade do Aquífero Guarani, mais estudos são necessários antes da aplicação da técnica na produção de Shale Gas na Bacia do Paraná.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Universidade Federal de Campina Grande, em especial à Professora Dra. Lucia Maria de A. L. Gaudêncio, da Unidade Acadêmica de Engenharia Química, pelo apoio prestado na realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

ANP. **Bacia do Paraná: Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Superintendência de Definição de Blocos, 2017.

ARTHUR, P. C.; SOARES, P. C. Paleoestruturas e Petróleo na Bacia do Paraná, Brasil. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 32, n. 4, p.433-448, out. 2002. Disponível em: <<http://ppegeo.igc.usp.br/index.php/rbg/article/view/9828/9814>>. Acesso em: 18 maio 2019.

BITTENCOURT, A. V. L. et al. A Influência dos Basaltos e de Misturas com Águas de Aquíferos Sotopostos nas Águas Subterrâneas do Sistema Aquífero Serra- Geral na Bacia do Rio Piquiri, Paraná - BR. **Águas Subterrâneas**, São Paulo, v. 17, n. 1, maio 2003. Disponível em: <<https://aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/view/1313/1091>>. Acesso em: 13 maio 2019.

CARNEIRO, C.D.R. Viagem Virtual ao Aquífero Guarani em Botucatu (SP): Formações Pirambóia e Botucatu, Bacia do Paraná. **Terra Didática**, Campinas, v. 3, n. 1, p 50-73, 2007.

CETESB. **Aquífero Guarani**. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/aguas-subterraneas/programa-de-monitoramento/consulta-por-aquiferos-monitorados/aquifero-guarani/>>. Acesso em: 11 maio 2019.

DANTAS, R. G. **Avaliação da Qualidade dos Modelos de Fraturamento Hidráulico**. 2005. Dissertação de Mestrado (Mestre em Engenharia Civil) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

DAVIES, R. J. et al. Hydraulic Fractures: How Far Can They Go? **Mairne And Petroleum Geology**, Durham, v. 37, n. 1, p.1-6, maio 2012.

LIMA, J. M. **Avaliação do Potencial de Produção de Reservatórios Não Convencionais nas Bacias do Amazonas e do Paraná**. 2018. 37 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo e Gás, Departamento de Engenharia de Petróleo e Gás, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2018. Disponível em: <http://rii.ufam.edu.br/bitstream/prefix/5519/6/TCC_J%c3%a9ssica%20Monteiro>. Acesso em: 2 abr. 2019.

MATTOS, N. H. S. **Caracterização Geológica e Potencial para Reservatórios no Grupo Itararé, na Região Centro-Leste do Estado de São Paulo**. 2012. 72 f. TCC (Graduação) - Curso de Geologia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

MILANI, E. J. 1997. **Evolução Tectono-Estratigráfica da Bacia do Paraná e Seu Relacionamento com Ageodinâmica Fanerozóica do Gondwana Sul-Occidental**. Porto Alegre. 225p. Tese de Doutorado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

MILANI, E. J.; RAMOS, V. A. 1998 Orogenias Paleozóicas no Domínio Sul-Occidental do Gondwana e os Ciclos de Subsidência da Bacia do Paraná. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 28, n. 4, p. 527-544.

MILANI, E. J.; ZALÁN P. V. 1998. **The Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil**. AAPG Int. Conf. & Exhibition. Rio de Janeiro.

RIBEIRO, T. J. S. **Estudo de Reservatórios Não Convencionais de Shale Gas no Brasil**. 2015. 84 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

ROCHA, H. V. **Estudo Geológico do Potencial de Exploração e Produção de Gás Natural Não Convencional na Bacia do Paraná: Avaliação da Viabilidade no Abastecimento na Usina Termoelétrica de Uruguaiana(RS)**. 2016. 142 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

TAIOLI, Fabio. Gás de Folhelho no Brasil: Perspectivas e Dúvidas. **Anais da 65ª reunião anual da SBPC**, 2013. Disponível em: <http://www.sbpnet.org.br/livro/65ra/PDFs/arq_2939_1011.pdf>. Acesso em: 20 de Maio de 2019.

TAVARES, L. S. **Estado da Arte da Operação de Fraturamento Hidráulico**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2010.

RIBEIRO, T. J. S. **Estudo de Reservatórios Não Convencionais de Shale Gas no Brasil**. 2015. 84 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

ZOBACK, M.; KITASEI, S. & COPITHORNE, B. 2010. **Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development**. Worldwatch Institute: Washington.