



Avaliação técnico-econômica para armazenamento de CO₂ em reservatórios não convencionais da bacia do paraná

Techno-economic evaluation for CO₂ storage in unconventional reservoirs in the paraná basin

Nathália Weber Neiva Masulino (<https://orcid.org/0000-0003-1925-701X>); **Colombo Celso Gaeta Tassinari**; **Marcio Augusto Sampaio Pinto** (<https://orcid.org/0000-0003-1125-7218>).

1. UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, ESCOLA POLITÉCNICA, . SÃO PAULO - SP - BRASIL, nathaliaweber.m@gmail.com 2. UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, . SÃO PAULO - SP - BRASIL, cgtassi@usp.br 3. UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, ESCOLA POLITÉCNICA, . SÃO PAULO - SP - BRASIL, marciosampaio@usp.br

Resumo

Dentre as diversas op es de contextos geológicos para armazenamento de CO₂, os reservatórios de gás de folhelho constituem uma nova fronteira de estudos, incentivados pela ampla distribui o de reservas no mundo e pelo crescimento significativo da produ o de gás natural não convencional nos últimos anos. No Brasil, os folhelhos negros da Forma o Irati da Bacia do Paraná, além de estarem localizados próximos às regiões com maior concentra o de fontes estacionárias emissoras, apresentam grande potencial de gera o de gás natural. Dessa forma, o presente trabalho propõe, com base em simula es numéricas de reservatório, o levantamento de estimativas do potencial de armazenamento de CO₂ na Forma o Irati e dos custos associados ao projeto de poço injetor para períodos de até 50 anos de inje o de CO₂.

Dentre as diversas op es de contextos geológicos para armazenamento de CO₂, os reservatórios de gás de folhelho constituem uma nova fronteira de estudos, incentivados pela ampla distribui o de reservas no mundo e pelo crescimento significativo da produ o de gás natural não convencional nos últimos anos. No Brasil, os folhelhos negros da Forma o Irati da Bacia do Paraná, além de estarem localizados próximos às regiões com maior concentra o de fontes estacionárias emissoras, apresentam grande potencial de gera o de gás natural. Dessa forma, o presente trabalho propõe, com base em simula es numéricas de reservatório, o levantamento de estimativas do potencial de armazenamento de CO₂ na Forma o Irati e dos custos associados ao projeto de poço injetor para períodos de até 50 anos de inje o de CO₂.

Dentre as diversas op es de contextos geológicos para armazenamento de CO₂, os reservatórios de gás de folhelho constituem uma nova fronteira de estudos, incentivados pela ampla distribui o de reservas no mundo e pelo crescimento significativo da produ o de gás natural não convencional nos últimos anos. No Brasil, os folhelhos negros da Forma o Irati da Bacia do Paraná, além de estarem localizados próximos às regiões com maior concentra o de fontes estacionárias emissoras, apresentam grande potencial de gera o de gás natural. Dessa forma, o presente trabalho propõe, com base em simula es numéricas de reservatório, o levantamento de estimativas do potencial de armazenamento de CO₂ na Forma o Irati e dos custos associados ao projeto de poço injetor para períodos de até 50 anos de inje o de CO₂.

Palavras-chave: Armazenamento Geológico de Carbono. Reservatórios Não Convencionais. Simula o Num rica de Reservat rios

Abstract

Among many options of geological contexts for CO₂ storage, shale gas reservoirs constitute a new frontier of studies, encouraged by the wide distribution of reserves in the world and by the significant growth of unconventional gas production in recent years. In Brazil, the Irati Formation black shales in Paraná Basin are located close to regions with the highest concentration of stationary emitting sources and show great potential for natural gas generation. Thus, based on numerical reservoir simulations, the present work proposes estimates of CO₂ storage potential in Irati Formation per well and associated costs for periods up to 50 years of CO₂ injection.

Among many options of geological contexts for CO₂ storage, shale gas reservoirs constitute a new frontier of studies, encouraged by the wide distribution of reserves in the world and by the significant growth of unconventional gas production in recent years. In Brazil, the Irati Formation black shales in Paraná Basin are located close to regions with the highest concentration of stationary emitting sources and show great potential for natural gas generation. Thus, based on numerical reservoir simulations, the present work proposes estimates of CO₂ storage potential in Irati Formation per well and associated costs for periods up to 50 years of CO₂ injection.

Among many options of geological contexts for CO₂ storage, shale gas reservoirs constitute a new frontier of studies, encouraged by the wide distribution of reserves in the world and by the significant growth of unconventional gas

production in recent years. In Brazil, the Irati Formation black shales in Paraná Basin are located close to regions with the highest concentration of stationary emitting sources and show great potential for natural gas generation. Thus, based on numerical reservoir simulations, the present work proposes estimates of CO₂ storage potential in Irati Formation per well and associated costs for periods up to 50 years of CO₂ injection.

Among many options of geological contexts for CO₂ storage, shale gas reservoirs constitute a new frontier of studies, encouraged by the wide distribution of reserves in the world and by the significant growth of unconventional gas production in recent years. In Brazil, the Irati Formation black shales in Paraná Basin are located close to regions with the highest concentration of stationary emitting sources and show great potential for natural gas generation. Thus, based on numerical reservoir simulations, the present work proposes estimates of CO₂ storage potential in Irati Formation per well and associated costs for periods up to 50 years of CO₂ injection.

Keywords: Carbon Geological Storage. Unconventional Reservoirs. Numerical Reservoir Simulation

Received: 27/02/2020 | **Accepted:** 21/04/2020 | **Available online:**

Article Code: IBP0242_20

Cite as: Proceedings of the Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2020.

DOI:

© **Copyright 2020. Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute - IBP** This Technical Paper was prepared for presentation at the Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020, held between 21 and 24 of September 2020, in Rio de Janeiro. This Technical Paper was selected for presentation by the Technical Committee of the event according to the information contained in the final paper submitted by the author(s). The organizers are not supposed to translate or correct the submitted papers. The material as it is presented, does not necessarily represent Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute' opinion, or that of its Members or Representatives. Authors consent to the publication of this Technical Paper in the Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020 Proceedings.

1. Introdução

A crescente atenção quanto à concentração de Gases do Efeito Estufa (GEE) na atmosfera impõe um grande desafio ao setor de energia global: a necessidade de redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂). O processo de captura e armazenamento de carbono, conhecido pela sigla em inglês CCS (Carbon Capture and Storage) – e, por vezes, CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage), desponta como uma promissora opção mitigadora (IPCC, 2005; IEA, 2019), com relevantes potenciais benefícios econômicos, ambientais e no que concerne à segurança de suprimento energético. O cenário de desenvolvimento sustentável do relatório World Energy Outlook 2017 aponta para a necessidade de atingir o equivalente à emissão líquida zero de CO₂ antes do final do século ou mesmo emissões "negativas", com sequestro atmosférico de CO₂, para que esse aumento da temperatura não ultrapasse 1,8°C. Para essa perspectiva, não há tecnologia capaz de atingir a meta como solução única e, portanto, faz-se necessária uma combinação de tecnologias, incluindo energias renováveis e usinas nucleares, com aplicação ajustada às diferentes restrições geográficas, econômicas e sociais nos países (IEA, 2017a).

O armazenamento geológico de carbono (CO₂) desempenha papel relevante nesse cenário, especialmente no tocante às emissões negativas, que podem ser alcançadas com o acoplamento de CCS à produção de bioenergia (BECCS, da sigla em inglês para Bio-Energy with Carbon Capture and Storage) ou à captura direta do ar. No setor industrial, também é considerado fundamental para redução das emissões na produção de aço, cimento e produtos químicos, que exige um grande aumento nos níveis de CO₂ capturado (IEA, 2017b; Banco Mundial, 2017). Dessa forma, a implementação dessas tecnologias pode atuar na mitigação das emissões de gases de efeito estufa sem exigir grandes transformações de processos industriais e geração de energia convencionais, em convergência com os esforços voltados à transição para uma economia de baixo carbono e aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas (ONU), contemplando os objetivos 7 e 13.

Dentre as opções aventadas para sequestro de CO₂, os reservatórios de gás de folhelho (equivalente a shale gas, em inglês) – classificados como reservatórios não convencionais – apresentam importante vantagem do ponto de vista técnico. Devido à baixíssima permeabilidade dos folhelhos, o CO₂ injetado fica armazenado dentro da própria formação, limitado à região estimulada ou a uma região específica com fraturas naturais, de modo que a rocha atua como reservatório e trapa concomitantemente. A presença de matéria orgânica também favorece o armazenamento devido à capacidade adsorção de CO₂ do querogênio, bem como intercalações de carbonatos podem facilitar a injetividade. Além dessas conveniências geológicas, há uma distribuição muito abrangente desses recursos no mundo, que tiveram na década passada um aumento expressivo de produção com a “Revolução do Shale” nos Estados Unidos.

No Brasil, algumas formações de folhelhos negros, como são chamados os folhelhos ricos em matéria orgânica, apresentam bom potencial para geração de gás e para armazenamento de CO₂. Os folhelhos da Formação (Fm.) Irati apresentam altos teores de matéria orgânica, com possibilidade de valores elevados de maturação e potencial gerador de gás. A injeção de CO₂ nessa formação geológica, objeto de estudo deste trabalho, também é favorecida pela sua localização estratégica, já que a Fm. Irati pertence à Bacia do Paraná, que coincide com as regiões com maior concentração de emissões de carbono por fontes estacionárias do Brasil. A localização da Fm. Irati, no subsolo das regiões sul e sudeste, permite não apenas a injeção de CO₂ proveniente da combustão e processos industriais que envolvem óleo, gás e carvão, mas também de usinas de bioenergia, que utilizam cana-de-açúcar.

Entretanto, apesar do domínio e segurança da tecnologia de injeção de CO₂, os custos do processo são considerados grandes entraves à difusão de CCS no mundo, ao lado de outros fatores

como percepção pública, falta de regulação e questões políticas. A viabilização do ponto de vista econômico de projetos comerciais de CCS pode estar sujeita à criação de mecanismos de precificação de carbono, entre outras possibilidades menos estudadas. Os mecanismos de precificação de carbono são basicamente divididos entre a criação de taxas para emissões de CO₂ ou a criação de sistemas de comercialização de licenças para emissão. Atualmente, existem no mundo 57 iniciativas em execução ou planejadas, em jurisdições nacionais e subnacionais, que ao todo cobrem apenas 20% do total de emissões de gases de efeito estufa. Apesar da aderência ainda incipiente, muitos países buscam fortalecer esses mecanismos por meio de políticas públicas internas e acordos de comércio internacional (Banco Mundial, 2019).

Diante dessa conjuntura, o presente trabalho propõe, com base em simulações numéricas de reservatório, o levantamento de estimativas do potencial de armazenamento de CO₂ na Formação Irati e dos custos associados ao projeto de poço injetor para períodos de até 50 anos de injeção de CO₂.

A aplicação de simulação numérica de reservatórios para os estudos de armazenamento geológico de CO₂ é uma importante ferramenta para avaliação da viabilidade e capacidade do reservatório para receber o CO₂ injetado. Esses estudos também servem como base para decisões operacionais do processo de injeção, fornecendo os parâmetros necessários ao planejamento da engenharia do projeto. Com a caracterização do potencial de armazenamento de CO₂ de um determinado local, é possível avaliar o volume de CO₂ que pode ser injetado e se o local pode ser acessado, a adequação das propriedades do reservatório à viabilidade econômica do processo de injeção, os riscos de migração e vazamento, entre outros, além de auxiliar na determinação de questões relacionadas a gestão e estratégias de otimização. Simulações numéricas de reservatórios para armazenamento de CO₂ em reservatórios de gás de folhelhos foram empregadas com o intuito principal de analisar o impacto da injeção de CO₂ no processo de recuperação avançada de gás natural, considerando geralmente apenas metano (CH₄). Estes estudos abrangem análise de viabilidade do armazenamento de CO₂, comparações de estratégias de métodos de recuperação avançada, análise de fatores de influência na eficiência da injeção e estudos aplicados a regiões/formações geológicas específicas.

2. Método

Para avaliação técnico-econômica de um projeto de um poço injetor de CO₂ na Bacia do Paraná, o trabalho foi desenvolvido em duas etapas principais, divididas entre: (i) a construção e simulação numérica do modelo geológico com base na Formação Irati e dados complementares de outras formações de folhelhos, para estimativa de capacidade de injeção do poço; e (ii) os cálculos de custos associados ao processo de injeção. O modelo geológico do reservatório de gás de folhelho foi estabelecido com espessura média da Formação Irati de 40 m e área relativa à abrangência de um poço com fraturas hidráulicas.

Foram incorporadas características de reservatórios de gás de folhelho, com dupla-porosidade (referente à rede de fraturas naturais e matriz), parâmetros de Langmuir para CO₂ e CH₄ (referente à adsorção) e coeficiente de difusão, além do poço com fraturamento hidráulico. As Tabelas 1 e 2 resumem os valores utilizados na construção do modelo geológico base (M0) e para o poço injetor.

Tabela 1 - Valores utilizados para o reservatório do modelo base M0.

Característica	Valor	Referência
Dimensões (m)	1.200 x 600 x 40	(a)
Porosidade da matriz (fração)	6%	De Souza (2018) ¹

Porosidade das fraturas naturais (fração)	0,5%	Wang e Reed (2009)
Permeabilidade horizontal da matriz (nD)	96,3	Bhandari et al. (2015)
Permeabilidade vertical da matriz (nD)	2,3	Bhandari et al. (2015)
Permeabilidade das fraturas naturais (mD)	0,01	Zhu et al (2017) e Heller e Zoback (2014)
Profundidade (m)	1.320	(b)
Pressão (kPa)	14.183	(c)
Temperatura (°C)	49	Gomes (2009) ¹
Saturação de gás inicial (fração)	55%	Aguilera (2016)
Volume de Langmuir CH ₄ (gmol/kg)	0,25	Weniger et al. (2010)
Pressão de Langmuir CH ₄ (kPa ⁻¹)	7,06215x10 ⁻⁵	Weniger et al. (2010)
Volume de Langmuir CO ₂ (gmol/kg)	1,25	Weniger et al. (2010)
Pressão de Langmuir CO ₂ (kPa-1)	7,45x10 ⁻⁵	Weniger et al. (2010)
Coefficiente de difusão CH ₄ (cm ² /s)	1x10 ⁻⁶	Wang et al. (2017)
Coefficiente de difusão CO ₂ (cm ² /s)	0,8x10 ⁻⁶	Wang et al. (2017)
Compressibilidade (kPa ⁻¹)	4,4x10 ⁻⁷	Yu et al. (2014)
Densidade (kg/m ³)	2.550	Aguilera (2016)

Fonte: produzido pelos autores.

¹ Valores da tabela calculados com base nas referências citadas;

(a) Área de 1200 m x 600 m com base nas dimensões do poço horizontal com fraturas e profundidade de 40 m de Milani et al. (2007);

(b) Respeito ao mínimo de 800 m de profundidade e à distância de aquífero;

(c) Calculado com base no gradiente de pressão de Vidas e Hugman (2008).

Tabela 2 - Valores utilizados para o poço injetor com fraturamento hidráulico do modelo base M0.

Característica	Valor
Comprimento do poço (m)	1.000
Número de estágios do fraturamento hidráulico	11

Asa das fraturas (m)	140
Espessura interna das fraturas (m)	0,6096
Altura das fraturas (m)	20
Pressão máxima no fundo do poço (kPa)	21.395 ¹

Fonte: produzido pelos autores.

¹Limitada à pressão de fratura da formação, calculada com base no gradiente de fratura médio de Halliburton (2008), respeitando margem de segurança de 1000 kPa.

Devido à necessidade de recorrer a valores de formações análogas, este trabalho buscou incorporar na avaliação do potencial de armazenamento de CO₂ na Fm. Irati a imprecisão quanto às características geológicas com a criação de modelos limites, que consideram valores mínimos (M-) e máximos (M+) para outras formações de reservatórios de folhelhos negros em todo o mundo, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Definição dos valores mínimos e máximos das características geológicas para composição dos cenários limites M- e M+.

Variável	M-	Base	M+	Referência
Porosidade (fração)	4%	6%	8%	De Souza (2018) ¹
Permeabilidade (mD)	0,00001	0,0000963	0,001	EIA (2013)
Pressão (kPa)	10.451	14.183	17.916	(a)
Saturação de gás (fração)	50%	55%	70%	Aguilera (2016)
Volume de Langmuir CH ₄ (gmol/kg)	0,04	0,25	0,37	Weniger et al. (2010)
Pressão de Langmuir CH ₄ (kPa ⁻¹)	1,77x10 ⁻⁴	7,062x10 ⁻⁵	1,19x10 ⁻⁴	Weniger et al. (2010)
Volume de Langmuir CO ₂ (gmol/kg)	0,65	1,25	2,02	Weniger et al. (2010)
Pressão de Langmuir CO ₂ (kPa ⁻¹)	5,03x10 ⁻⁵	7,45x10 ⁻⁵	6,67x10 ⁻⁵	Weniger et al. (2010)
Pressão no fundo do poço (kPa)	13.930	21.395	28.860	(b)

Fonte: produzido pelos autores.

¹Calculado com base na referência da tabela.

(a) Calculado com base nos gradientes de pressão de EIA (2013);

(b) Calculado com base na relação entre pressão de fratura e pressão da formação.

A composição de custos foi estabelecida com base em Bielicki et al. (2018), com adaptações ao cenário brasileiro, como indicado na Tabela 2. Os cálculos consideraram custos totais do projeto de um poço para períodos de injeção de 10, 20, 30, 40 e 50 anos, além de custos por tonelada de CO₂ injetado.

Tabela 4 - Custos atribuídos ao projeto de poço injetor.

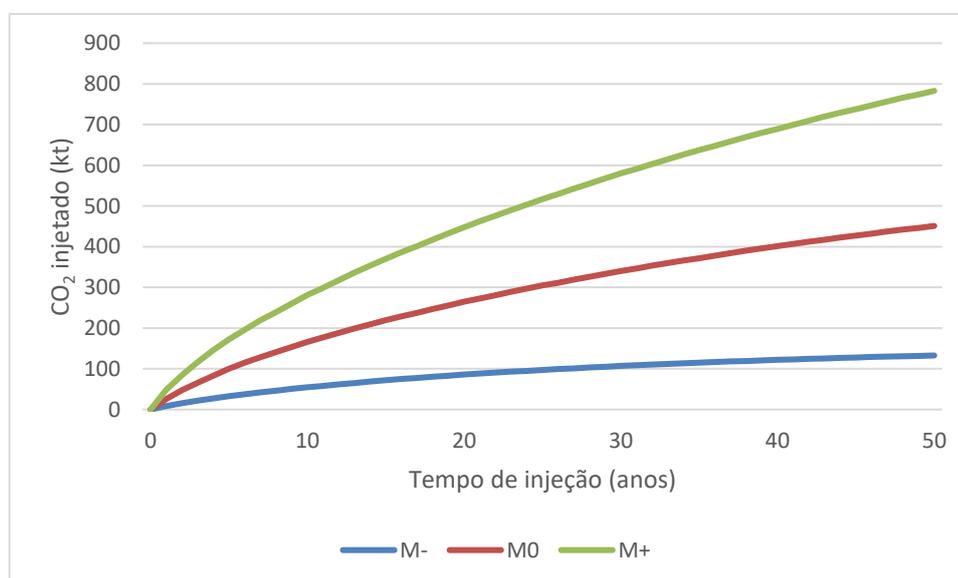
Custos	Valor
Fixos de hub (mil dólares)	400
Fixos de operação e manutenção de hub (mil dólares/ano)	400
Fixos de poço (mil dólares)	13.200
Fixos de operação e manutenção de poço (mil dólares/ano)	500
Variáveis de poço (dólares/tCO ₂)	0,5

Fonte: Adaptado de Bielicki et al. (2018).

¹Valor dos custos fixos de poço alterados em 50% a mais que os valores apresentados por Bielicki et al. (2018), de modo a aproximá-lo de custos de construção de poços novos.

3. Resultados

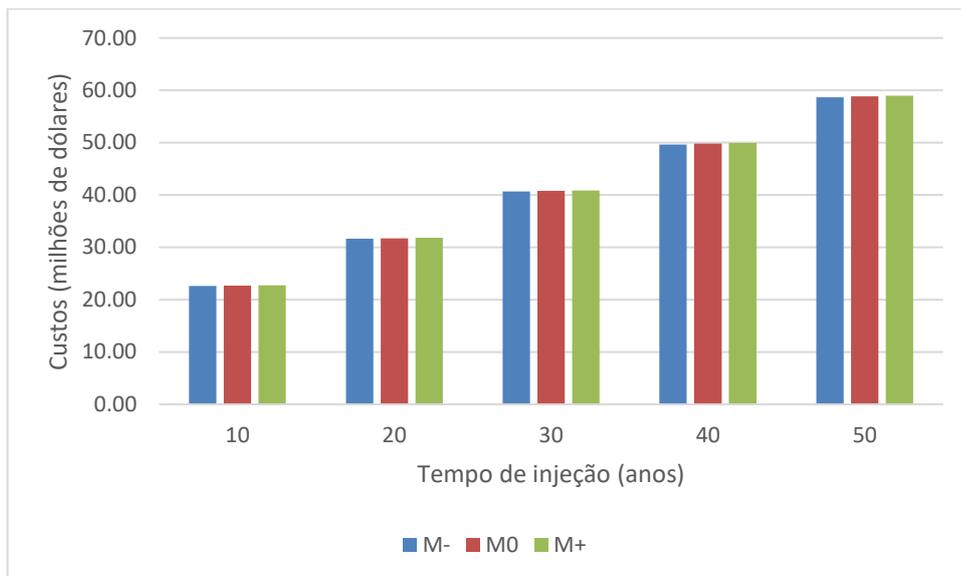
As simulações numéricas do modelo base (M0) apontaram um total de 176 a 492 mil toneladas de CO₂ injetado, com custos entre 22 e 59 milhões de dólares por poço, em 10 e 50 anos, respectivamente. Quando considerados os modelos limites (M- e M+), que representam os valores máximos e mínimos para as características com maiores incertezas do reservatório, a injeção total de CO₂ ficou entre 133 e 783 mil toneladas. Esse intervalo de injeção entre os modelos está apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Evolução do CO₂ injetado em 50 anos, nos modelos M-, M0 e M+.

Fonte: produzido pelos autores.

Os custos totais dos projetos se mostraram muito próximos para os três modelos, devido aos custos variáveis de poço serem pouco representativos. Os resultados de custos por poço apresentaram variação entre cerca de 22 e 59 milhões de dólares, para 10 e 50 anos de injeção, como indicado na Figura 2.

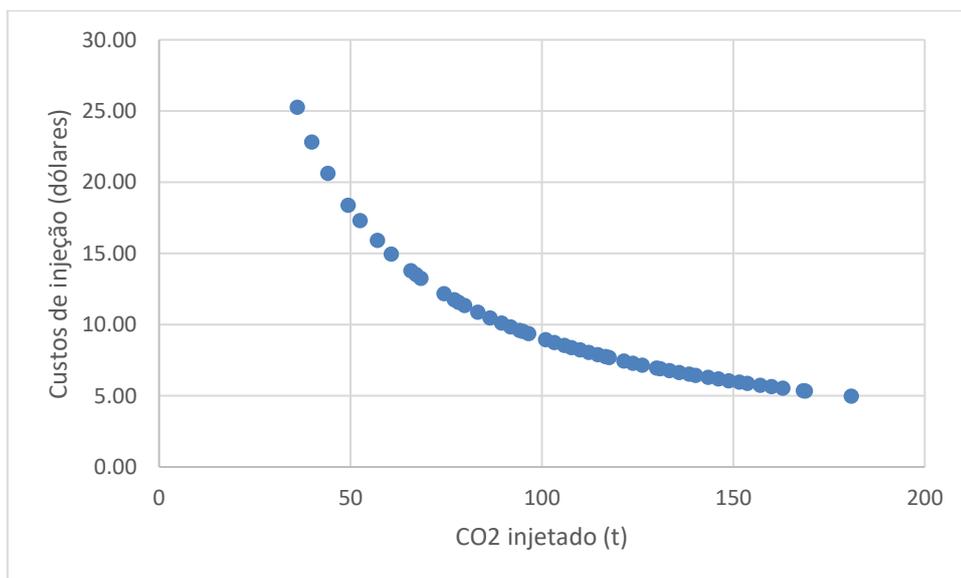
Figura 2 - Comparativo de custos totais por tempo de projeto em M-, M0 e M+.



Fonte: produzido pelos autores.

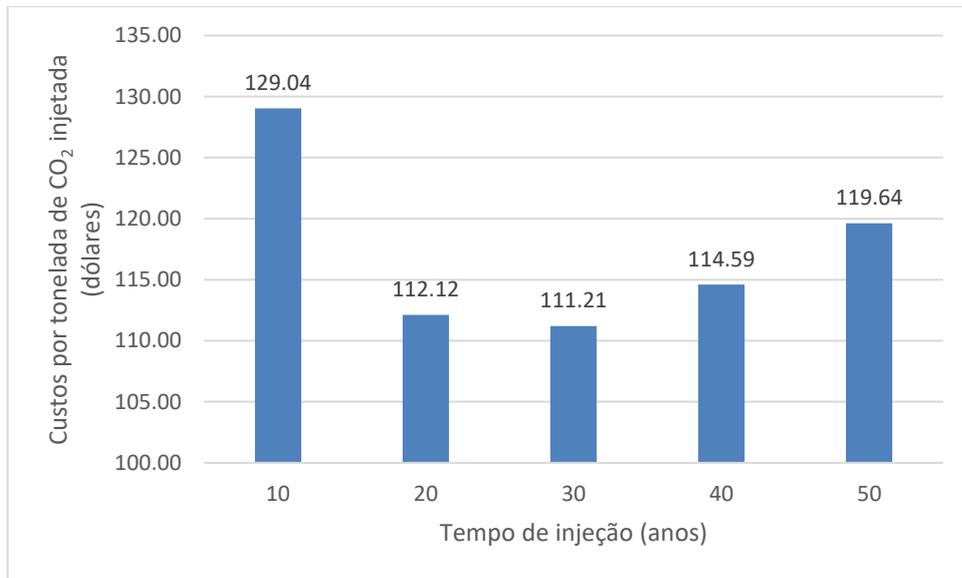
Como parâmetro para comparação para determinação do preço do CO₂ para viabilidade econômica do projeto, foi calculado o custo por tonelada de CO₂ injetado para os mesmos períodos de injeção. Novamente, os relativos baixos custos variáveis resultam em uma redução desse parâmetro de acordo com o aumento da quantidade de CO₂ injetado, quando excluído o CAPEX anterior ao início do projeto. As Figuras 3 e 4 apresentam essa relação entre custos de injeção por quantidade de CO₂ e os valores finais para até 50 anos de injeção, respectivamente, para M0. Um projeto de 10 anos chega a ter custo de 129,04 dólares por tonelada e em 50 anos, 119,64. Entretanto, os períodos de 20 e 30 apresentam os menores valores, inferiores a 113 dólares, por possuírem o maior incremento de injeção de CO₂ em relação aos demais períodos. Esse comportamento pode ser observado na Figura 5, que compara a variação do incremento da injeção de CO₂ à variação do aumento ou redução do custo por tonelada de CO₂ injetado a cada 10 anos.

Figura 3 - Relação entre custos de injeção por quantidade de CO₂ injetada, em M0.



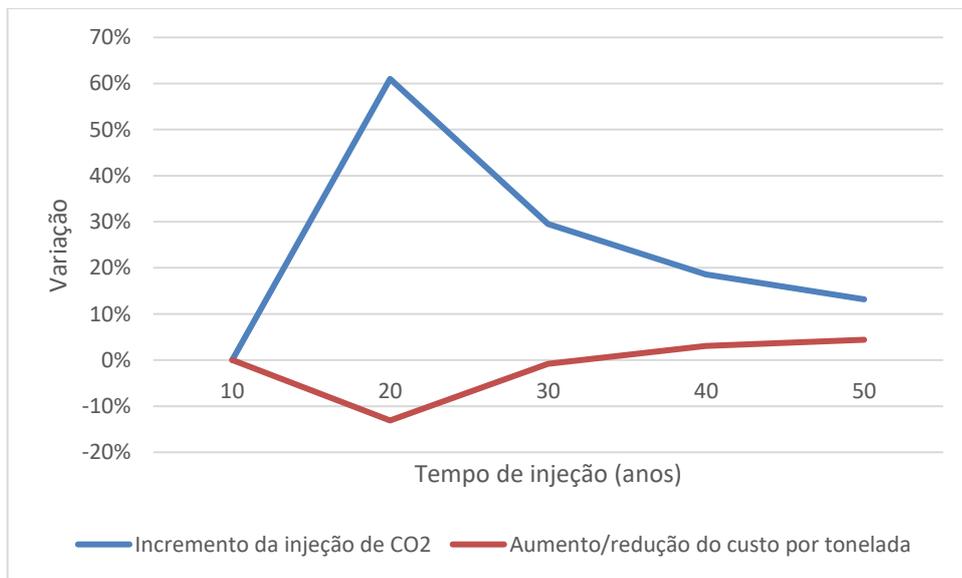
Fonte: produzido pelos autores.

Figura 4 - Custos por tonelada de CO₂ injetado, em M0.



Fonte: produzido pelos autores.

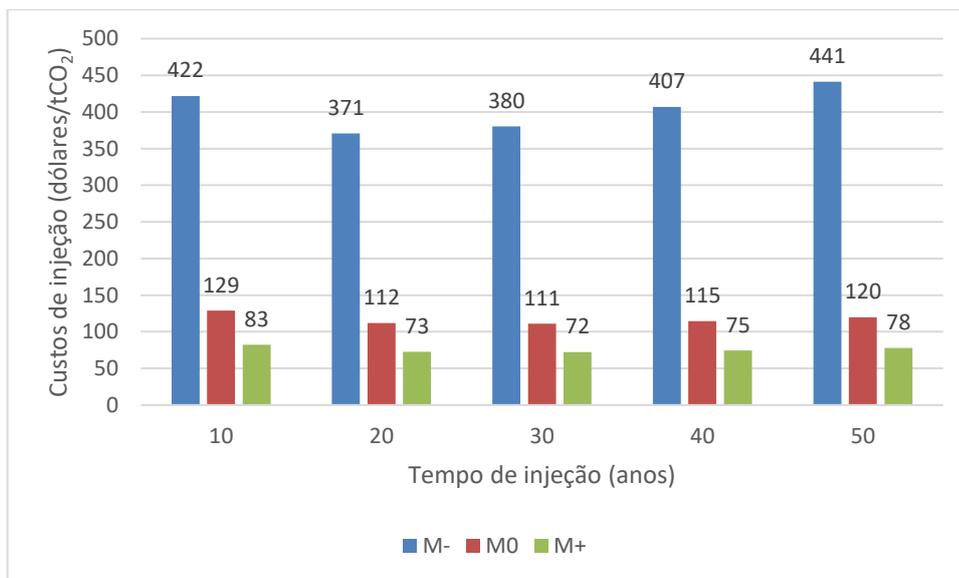
Figura 5 - Relação da variação do incremento da injeção de CO₂ e o aumento ou redução do custo por tonelada de CO₂ injetado, a cada 10 anos.



Fonte: produzido pelos autores.

Quando considerados os demais modelos, nota-se que as variações das características geológicas provocaram grandes diferenças no total de CO₂ injetado. Assim, o custo por tonelada de CO₂ injetado para M- e M+ obteve valores consideravelmente distantes de M0, apesar da tendência continuar similar. O projeto com período de injeção de 30 anos manteve os valores mais baixos em M+ e M0, com 72 e 111 dólares, respectivamente. Para M-, o período de projeto com valor mais baixo foi de 20 anos, com custo de 371 dólares por tonelada. Em M+ e M0, os maiores custos foram para 10 anos de injeção, com 83 e 129 dólares por tonelada cada, enquanto em M-, o maior valor foi em 50 anos de projeto, custando 441 dólares por tonelada. A Figura 6 apresenta essas variações de custos de injeção em relação ao tempo de projeto, para os três modelos.

Figura 6 - Comparação das variações de custos por tonelada de CO₂ injetado por tempo de projeto em M-, M0 e M+.



Fonte: produzido pelos autores.

4. Considerações finais

Os custos estimados por poço mostraram o impacto das variações das características do reservatório na viabilidade econômica do projeto e servem de parâmetro para estudos de mecanismos de precificação de carbono ou políticas de incentivo à redução de emissões de gases de efeito estufa. Em um comparativo com preços praticados em outros países, os cenários base e otimista do projeto apresentaram custos entre 72 e 129 dólares por tonelada de CO₂, que ficam dentro ou muito próximos do valor máximo de taxas existentes, mas ainda acima dos preços da maioria das iniciativas em vigência no mundo. Portanto, a viabilidade econômica do projeto se mostrou principalmente dependente dos custos de construção e condicionamento do poço, do período e capacidade de injeção de CO₂ e da existência de mecanismos de precificação de carbono combinados com políticas públicas, como subsídios.

5. Agradecimentos

Agradecemos o apoio da FAPESP e da Shell através do Research Center for Gas Innovation (RCGI) (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4), organizado pela Universidade de São Paulo, e a importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D. Igualmente, agradecemos o suporte financeiro da CAPES (proc. 23038.003802/2014-53), e do CNPq.

Referências

- Aguilera, R. (2016). Shale gas reservoirs: Theoretical, practical and research issues. *Petroleum Research*, 1(1), 10–26. [https://doi.org/10.1016/S2096-2495\(17\)30027-3](https://doi.org/10.1016/S2096-2495(17)30027-3)
- Banco Mundial. (2017). *Directory of Programs Supported by Trust Funds Directory of Programs*. Washington DC: Banco Mundial. Retrieved from <http://documents.worldbank.org>
- Banco Mundial. (2019). *State and Trends of Carbon Pricing 2019. State and Trends of Carbon Pricing 2019*. Washington DC: Banco Mundial. Retrieved from <https://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/978-1-4648-1435-8>
- Bhandari, A. R., Flemings, P. B., Polito, P. J., Cronin, M. B., & Bryant, S. L. (2015). Anisotropy and Stress Dependence of Permeability in the Barnett Shale. *Transport in Porous Media*, 108(2), 393–411. <http://dx.doi.org/10.1007/s11242-015-0501-1>.
- Bielicki, J. M., Langenfeld, J. K., Tao, Z., Middleton, R. S., Menefee, A. H., & Clarens, A. F. (2018). The geospatial and economic viability of CO₂ storage in hydrocarbon depleted fractured shale formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 75(05), 8–23. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.05.015>
- De Souza, J. D. (2018). *Efeitos da composição mineralógica no potencial de Adsorção de gases (CO₂/CH₄) de folhelhos da Formação Irati: Implicações para caracterização de reservatórios Geológicos para armazenamento de CO₂*. (Monografia). Universidade de São Paulo, São Paulo. Retrieved from <http://www.tcc.sc.usp.br/>
- EIA – United States Energy Information Administration. (2013). *Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the US*. United States: United States Energy Information Administration. Retrieved from <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- Gomes, A. J. de L. (2010). Avaliação de recursos geotermiais da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geofísica*, 28(4), 745–745. <https://doi.org/10.1590/s0102-261x2010000400018>
- Halliburton. (2008). *Halliburton Hydraulic Fracturing: Over 60 Years of Successful Performance Focused on the Environment*. United States: Halliburton. Retrieved from https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/pe/contents/Data_Sheets/web/H/H06640.pdf
- Heller, R., & Zoback, M. (2014). Adsorption of methane and carbon dioxide on gas shale and pure mineral samples. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* 8(C), 14–24. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2014.06.001>
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Canadá: Cambridge University Press. Retrieved from <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>
- International Energy Agency. (2019). *CO₂ emissions from fuel combustion*. Paris: International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-2019>
- International Energy Agency. (2017). *World Energy Outlook 2017*. Paris: International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>
- International Energy Agency. (2017). *Energy Technology Perspectives 2017: Catalysing Energy Technology Transformations*. Paris: International Energy Agency. Retrieved from https://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-technology-perspectives-2017_energy_tech-2017-en
- Milani, E. J., Melo, J. H. G., Souza, P. A., Fernandes, L. A., & França, A. B. (2007) *Bacia do Paraná*. (Boletim de Geociências da Petrobras). Rio de Janeiro: Petrobras. Retrieved from http://publicacoes.petrobras.com.br/portal/revista-digital/pt_br/pagina-inicial.htm
- Vidas, H., & Hugman, B. (2008). *Availability, Economics, and Production Potential of North American Unconventional*

<https://www.ingaa.org/cms/31/7306/7628/7833.aspx>

- Wang, F. P., & Reed, R. M. (2009). Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. (Vol. 1, p. 8). Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans. Retrieved from <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-124253-MS>
- Wang, Z., Li, Y., Liu, H., Zeng, F., Guo, P., & Jiang, W. (2017). Study on the adsorption, diffusion and permeation selectivity of shale gas in organics. *Energies*, 10(1), 1–15. <https://doi.org/10.3390/en10010142>
- Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A., & Kross, B. M. (2010). High-pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin. *International Journal of Coal Geology*, 84(3–4), 190–205. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.003>
- Yu, W., Al-Shalabi, E. W., & Sepehrnoori, K. (2014). A Sensitivity Study of Potential CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery in Barnett Shale Reservoirs. (Vol. 1, p. 1). Presented at the SPE Unconventional Resources Conference, Woodlands. Retrieved from <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-169012-MS>
- Zhu, L., Liao, X., Chen, Z., & Cheng, X. (2017). Performance evaluation for carbon sequestration in shale gas reservoir systems. (Vol. 1, p. 1). Presented at the Carbon Management Technology Conference, Houston. Retrieved from <https://www.onepetro.org/conference-paper/CMTC-485740-MS>