

APLICABILIDADE DE PROJETO DE CCS NA FORMAÇÃO POTI NA BACIA DO PARNAÍBA, MA, BRASIL

Data de aceite: 01/03/2024

Tallys Celso Mineiro

Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil - PPGEC, UFPE
Graduação em Geologia - DGEO, UFP

Diego Bezerra Alves

Graduação em Geologia - DGEO, UFP

Manoela Nogueira dos Santos

Graduação em Geologia - DGEO, UFP

Cauã Eller Martins Oliveira

Graduação em Geologia - DGEO, UFPE

RESUMO: Com o avanço das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa na atmosfera ocasionou um desbalanço na concentração de gases como o CO₂. Logo, necessita-se de tecnologias que visem a redução destas emissões. Para tal, projetos de captura e armazenamento de CO₂ (CCS) em meio geológico são soluções fundamentais, proporcionando uma matriz energética sustentável. O Brasil é um potencial contribuinte neste tipo de projeto devido a suas vastas bacias sedimentares, sendo uma delas a Bacia do Parnaíba, localizada no Nordeste brasileiro, e que contém campos de gás como no Parque dos Gaviões. Assim sendo, o presente estudo

visa avaliar o potencial de aplicabilidade de implementação de tecnologias de CCS na Formação Poti através da comparação de parâmetros petrográficos como porosidade, permeabilidade e profundidade do reservatório. Adicionalmente, condições de seguridade também devem ser analisadas como o afeito selantes das rochas. Os resultados obtidos definem a Formação Poti como um potencial reservatório de armazenamento de CO₂ com os parâmetros comparados sendo contundentemente satisfatórios. Concernente a rocha capeadora, os reservatórios da formação estudada são capeados por intrusões ígneas que impedem estruturalmente o vazamento de CO₂ e possuem potencial para aprisionamento por mineralização, devido a reatividade com o CO₂.

PALAVRAS-CHAVE: CCS; Formação Poti; Armazenamento de CO₂; Parque dos Gaviões

ABSTRACT: The advancement of anthropogenic emissions of greenhouse gases into the atmosphere has caused an imbalance in the concentration of gases such as CO₂. Therefore, technologies are needed to reduce these emissions. To this end, Carbon Capture and Storage (CCS)

projects in geological environments are fundamental solutions, providing a sustainable energy matrix. Brazil is a potential contributor to this type of project due to its vast sedimentary basins, one of which is the Parnaíba Basin, located in the Brazilian Northeast, and which contains gas fields such as Parque dos Gaviões. Therefore, the present study aims to evaluate the potential applicability of implementing CCS technologies in the Poti Formation through the comparison of petrographic parameters such as porosity, permeability, and reservoir depth. Additionally, safety conditions must also be analyzed, such as the effect of rock sealants. The results obtained define the Poti Formation as a potential CO₂ storage reservoir with the compared parameters being overwhelmingly satisfactory. Concerning the capping rock, the reservoirs of the studied formation are capped by igneous intrusions that structurally prevent the leakage of CO₂ and have the potential for trapping by mineralization, due to reactivity with CO₂.

KEYWORDS: CCS; Poti Foramtion; CO2 storage; Parque dos Gaviões.

INTRODUÇÃO

Com o avanço da atividade humana, o aumento das emissões de CO₂ na atmosfera tornou-se uma problemática importante ao longo dos anos, devido ao impacto ambiental decorrentes de gases de efeito estufa (Moreno, 2013). Essas emissões provêm principalmente da energia de consumo e do fato que 85% da energia primária é fornecida por combustíveis fósseis (Orr, 2004), fazendo com que a redução das emissões de CO₂ constitui um grande desafio a ser solucionado.

Com isso, uma das medidas para reduzir as consequências ocasionadas pelas as alterações climáticas e limitar os potenciais efeitos do aquecimento global, é redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), com ênfase no dióxido de carbono (CO₂) (Nema et al., 2012; Leung et al., 2014; Papadis e Tsatsonis, 2020).

Dentre os possíveis meios para mitigar as emissões de GEE, o sequestro geológico de CO₂ se torna um candidato cada vez mais bem visto como uma alternativa viável para reduzir a liberação de gases com efeito de estufa na atmosfera. Com isso, a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS, sigla em inglês) apresenta-se como uma ferramenta com potencial significativo para reduzir as quantidades de dióxido de carbono numa perspectiva da utilização prolongada de combustíveis fósseis nas próximas décadas (IPCC, 2005).

Para remover esse gás da atmosfera, realiza-se um projeto CCS, onde é realizada a captura de CO₂ de indústrias com elevadas emissões e a sua injeção em formações geológicas, tais como aquíferos e reservatórios de hidrocarbonetos esgotados. Porém, um dos principais obstáculos para o armazenamento de CO₂ a longo prazo e em grande volume em formações geológicas é a garantia de um armazenamento seguro e confiável desse gás (Moreno, 2013).

Nas últimas décadas, métodos para o armazenamento de CO₂ em larga escala foram identificados e amplamente utilizados. Dentre eles, os reservatórios de petróleo e gás esgotados são atualmente o tipo de reservatório mais utilizado no mundo, funcionando na estratégia de recuperação avançada de petróleo enquanto os reservatórios de carvão não minerável, que podem ter o CO₂ adsorvido na matriz de carvão e produzir metano. Além disso, outros tipos possíveis de reservatórios são os armazenamentos em cavernas de sal minadas e armazenamento oceânico e formações salinas profundas (Bachu, 2000). Outrossim, os aquíferos profundos também são utilizados para injeção de resíduos líquidos perigosos e não perigosos, pois contêm água conata fóssil e de alta salinidade que não é adequada para uso industrial e agrícola ou para consumo humano. Com isso, as altas pressões encontradas em aquíferos profundos indicam que estes podem suportar a injeção de CO₂ (Moreno, 2013).

Entretanto, para que os projetos de CCS sejam instaurados para que se obtenha a notável redução destas emissões de CO₂ atmosférico, bilhões de toneladas ou mais devem ser anualmente estocadas com um aumento significativo de injeção deste gás em regiões que haja o aumento das emissões (Benson & Cole, 2008).

Com isso, os projetos de CCS constituem em duas formas de aprisionamento, os quais são classificados na forma estrutural e na forma química (IPCC, 2005); com relação ao estrutural (estratigráfico ou residual), esta forma é responsável por grande parte da retenção do composto químico injetado de maneira similar a formação das reservas de hidrocarbonetos, enquanto que a forma química (solubilizada ou mineralizante) de certa forma é a mais desejável, devido a sua credibilidade em retenção por períodos geológicos sem efeitos danosos ao comportamento geomecânico do meio poroso (Rackley, 2010; Tao e Bryant, 2012).

No entanto, estudos realizados no Brasil sobre a capacidade de armazenamento de CO₂ revelam o alto potencial de retenção deste gás nas bacias sedimentares do país, sobretudo na área de offshore (Ketzer et al., 2015; Goulart et al., 2020). A seleção das regiões brasileiras com elevados potenciais para aplicação da CCS é um aspecto decisivo em relação às emissões globais (Brasil, 2015). Com relação às tecnologias CCS no Brasil, o governo possui um retrospecto favorável na aplicação de tecnologias CCS pelo setor privado na implementação e uso (Camara, 2003); porém, existe uma desproporcionalidade de produção nas bacias do sudeste em comparação com o Nordeste, em parte devido à proximidade com o polo econômico mais importante do país e a falta de projetos de ação e em parte porque detém as maiores reservas nacionais de petróleo. Entretanto, pode-se utilizar campos em bacias menos visadas para lidar com emissões locais em outras regiões e implementar projetos-piloto nestes locais (Ciotta, 2021).

Desta forma, o objetivo deste trabalho é realizar um estudo avaliando o potencial de aplicação de projetos CCS na formação sedimentar Poti, na bacia do Parnaíba, através da comparação entre parâmetros admissíveis para projetos de injeção de CO₂, visando a estrutura porosa e a seguridade do reservatório.

GEOLOGIA LOCAL

A Bacia do Parnaíba, antes denominada Bacia do Maranhão ou Maranhão-Piauí, fica localizada na Região Nordeste do Brasil e abrange uma área de mais de 600.000 km (Cordani et al., 1984). Localizada nos estados do Maranhão e Piauí (Figura 1), os seus sedimentos cobrem embasamento maciços do período do pré-cambriano que seriam produtos da fissão do supercontinente Rodínia (Cordani et al 2009). A litologia da bacia é bem diversificada, varia de folhelhos, evaporitos, arenitos, diamictitos, etc. A deposição da Bacia se deu no final do Ordoviciano até o cretáceo, com variados ambientes de deposição, como glacio-fluvial, com possível diamictitos de origem glacial na Formação Ipu (Caputo, 1984), desértico na Formação Samambaia, fluviolacustre da Formação Pasto bom, entre outros ambientes (Vaz et al, 2007).

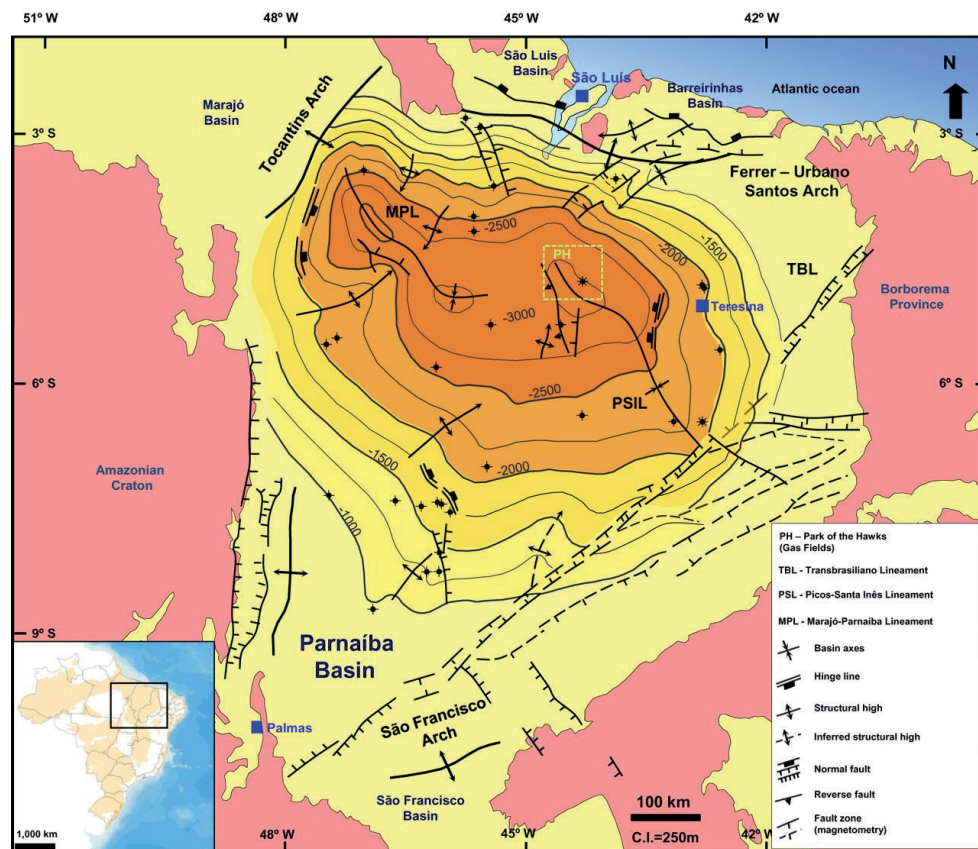


Figura 1. Mapa de profundidade da base da Bacia Parnaíba.

Fonte: Miranda et al. (2018)

Os reservatórios analisados neste estudo estão localizados no Parque dos Gaviões, uma região no estado do Maranhão que abriga 7 campos de gás natural. O Parque dos Gaviões possui um sistema petrolífero atípico. O Parnaíba passou por importantes eventos magmáticos ao longo de sua história, que foram responsáveis pela formação de diques e soleiras na bacia. Os dois principais eventos magmáticos toleíticos do Parnaíba são: Mosquito e o Sardinha (Trosdorf et al, 2016).

Os eventos de magmatismo descritos acima influenciaram diretamente na formação de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba. Aplicado ao caso das rochas geradoras da Formação Pimenteiras, a espessura da Bacia não é o suficiente para que as rochas dessa formação sofram maturação e forme hidrocarbonetos, porém as intrusões magmáticas fizeram com que essas rochas sofressem maturação e começasse a formar hidrocarbonetos. Assim, como essas intrusões influenciaram a geração de hidrocarbonetos na bacia, as mesmas provocaram a formação de um sistema de diques e soleiras que servem como armadilhas para a cumulação de hidrocarbonetos (Figura 2) (Miranda et al, 2018).

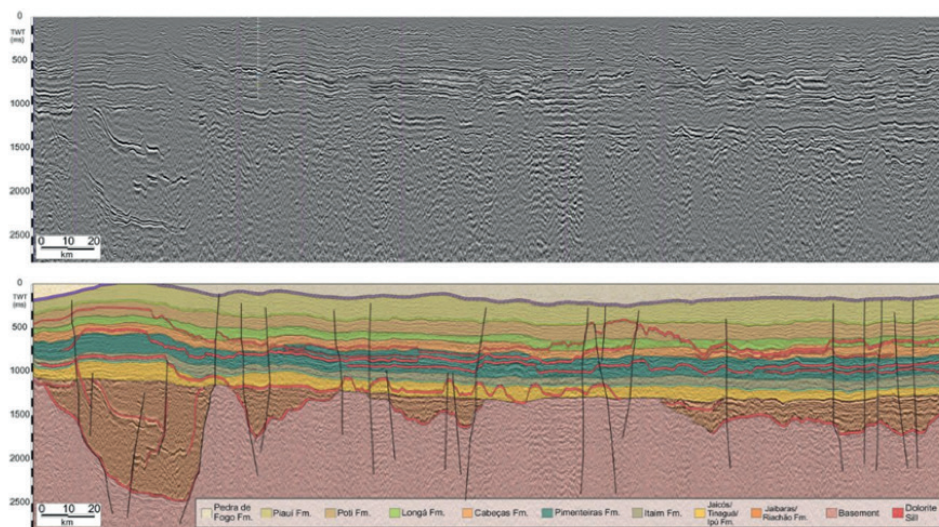


Figura 2. Seção 2D aleatória com as principais formações que fazem parte da bacia, juntamente com o sistema de diques e soleiras (em vermelho). É possível observar essas intrusões dentro de formações de rochas geradoras, como os folhelhos da Formação Pimenteiras (azul) e na Formação Cabeças (laranja) e Poti (bege) consideradas como formações reservatórios, na qual serve como armadilha de hidrocarbonetos.

Fonte: Miranda et al, 2018.

Os reservatórios estudados pertencem à Formação Poti, que é composta por arenitos cinzas esbranquiçados com lâmina de siltito e folhelho (Pimentel, 2020), a qual possui uma profundidade de aproximadamente 1100 m e sua espessura compreende aproximadamente 300 m. A formação é dividida em três zonas, utilizando a qualidade do reservatório como parâmetro: (1) zona superior apresenta uma boa qualidade de reservatório, com maior homogeneidade em sua litologia, (2) Zona intermediária apresenta uma média qualidade de reservatório e (3) Zona inferior que apresenta uma má qualidade de reservatório (Miranda et al, 2018).

As propriedades dos reservatórios de arenitos da Formação Poti dos campos de gás encontrados na Bacia do Parnaíba, possuem porosidade média de 18%, podendo variar de 5% a 27%, com uma permeabilidade de 240 mD, (Miranda et al, 2018).

Entretanto, Pimentel (2020) fez interpretação litológica do poço 4-OGX-49-MA, a qual apontou que a porosidade varia de 9% à 21%. A ocorrência da unidade é no intervalo 1163/1659m, e nesse local há uma intrusão de diabásio de aproximadamente 170m de espessura e a ocorrência de rochas metassedimentares em contato com o topo e base da intrusão.

Algumas regiões da Formação Poti se encontram seladas pelos diques e soleiras resultantes das intrusões magmáticas. Um exemplo é um esquema da seção geológica feita por (Cunha et al., 2012) (Figura 3).

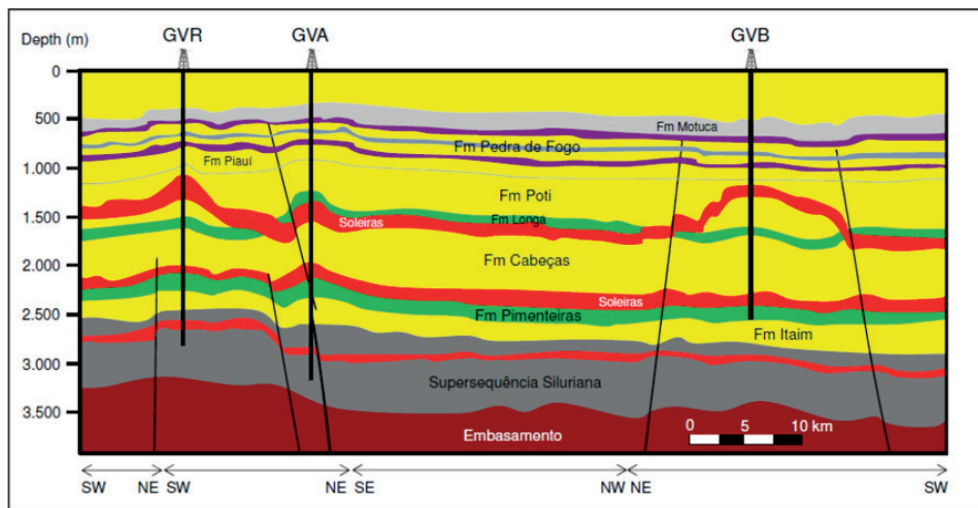


Figura 2. Esquema estratigráfico do Parque dos Gaviões.

Fonte: Cunha et al., 2012.

METODOLOGIA

O processo metodológico deste trabalho consiste em uma revisão acerca do arcabouço geológico a fim de detalhar os parâmetros petrofísicos da Formação Poti, pertencente a Bacia do Parnaíba, bem como a estruturação geológica das formações sedimentares e intrusões ígneas. A revisão é baseada em trabalhos mais recentes voltados para a área mencionada da bacia e, além disso, trabalhos tais que trazem vertentes geofísicas que mostram a capacidade de seguridade no armazenamento do CO₂ injetado.

Para avaliar a aplicabilidade da implementação de um projeto de CCS na formação estudada serão comparados os dados obtidos para a Formação Poti com as condicionantes de seguridades comentadas por Ketzer (2012), Mineiro et al. (2022) e Silva et al. (2022), bem como com os parâmetros descritos como imprescindíveis para a aplicação determinados por Callas et al. (2022) e que podem ser observados na Tabela 1 a seguir.

Descrição	Critério
Profundidade até o topo da formação	1000 - 2000 m
Porosidade	> 10 %
Permeabilidade	> 10 mD
Espessura do reservatório	> 10 m

Tabela 1 - Parâmetros mínimos para aplicabilidade de um projeto de CCS em reservatórios de meio poroso

Fonte: Adaptado de Callas et al. (2022)

Por fim, após a comparação com os referidos parâmetros e condicionantes, comentar-se-á sobre a viabilidade e potencialidade da implementação dos projetos de acordo com as evidências observadas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A importância da profundidade do reservatório para a aplicação de projetos de armazenamento de CO₂ torna-se um fator criterioso, pois abaixo de 800 m de profundidade o CO₂ encontra-se em seu estado supercrítico, o qual o gás comporta-se como fluido devido a densidade típica, apresentando, portanto, um menor volume (Bachu et al., 2000; IPCC, 2005; Ketzer et al., 2016).

Além disso, os reservatórios devem atender critérios de segurança e integridade para armazenamento eficiente de fluidos e com menores riscos ao meio ambiente. Portanto o reservatório deve apresentar capacidade economicamente viável, ter taxa de injetividade razoável e boa capacidade de retenção pela rocha capeadora para evitar escape de CO₂. Não obstante, espera-se um ambiente geoquimicamente e geomecanicamente estável (Ketzer et al., 2016; Mineiro et al., 2022).

Logo, observando os parâmetros da Formação Poti, de forma geral, os valores se ajustam muito bem aos valores de referência aceitáveis para potencial implantação e desenvolvimento de um projeto de armazenamento de CO₂, salvo a pouca representatividade de porosidade no conjunto da formação que atingem porosidade de 9% (Tabela 2), a qual limita-se pela inferioridade do valor ótimo estipulado por Callas et al. (2022) para reservatórios maduros.

Tabela 2 - Parâmetros da Formação Poti para aplicabilidade de projeto CCS

Descrição	Formação Poti
Profundidade até o topo da formação	1100 m
Porosidade	9-21%
Permeabilidade	240 mD
Espessura do reservatório	300 m

Concernente a permeabilidade e espessura do reservatório, por serem parâmetros de valores consideráveis, o potencial de aplicabilidade aumenta impactando até na capacidade de armazenamento, uma vez que proporciona uma taxa de injetividade maior. Porém, não implicando em maior seguridade, pois de acordo com Pawar et al. (2022), maiores plumas de CO₂ podem evidenciar maior potencial de vazamento de fluido armazenado, devido ao espalhamento e maior área de contato do CO₂ no reservatório.

Adicionalmente, sobre a seguridade no armazenamento, de maneira positiva destaca-se que estratigraficamente a camada a ser submetida para injeção de CO₂ tem camadas selantes tanto acima do reservatório quanto a abaixo. A parte superior é limitada por intrusões ígneas na bacia sedimentar, o que pode ser benéfico, pois o CO₂ por reatividade pode mineralizar na região de contato. Ao passo que, na parte inferior uma camada fina de folhelho da Formação Longá, que sela a mobilidade descendente do CO₂ por convecção.

CONCLUSÃO

A avaliação preliminar do potencial de aplicabilidade para operação de um futuro projeto de armazenamento de CO₂ por meio de levantamentos geofísicos e petrofísica de certa forma é um balizador determinante para o gerenciamento e futuras tomadas de decisões em projetos deste tipo.

Logo, a Formação Poti atende às exigências mínimas interpostas para a implementação de um projeto de CCS, uma vez que, como comentado anteriormente, comparativamente seus parâmetros se enquadram perfeitamente além de já possuir instalações físicas como poços, proximidade de fontes emissoras e excepcionalmente possuir boa capacidade capeadora superior e inferior demarcadas pela soleira e pelo folhelho da formação Longá.

Deve-se, portanto, avaliar futuramente por meio de simulações de fluxo de fluidos a Formação aqui estudada com o intuito de averiguar a capacidade de armazenamento, o potencial de retenção, os efeitos geoquímicos de trapeamento ocasionados pela capeadora ser uma rocha basáltica.

REFERÊNCIAS

Bachu, S., Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Convers. Manag.* 41, 2000.

Brazil, 2015. Intended nationally determined contribution.

Benson, S. M.; Cole, D. R. CO₂ sequestration in deep sedimentary formations. *Elements* 2; 4(5): 325e31, 2008.

Callas, C., Saltzer, S. D., Steve Davis, J., Hashemi, S.S., Kovscek, A.R., Okoroafor, E.R., Wen, G., Zoback, M.D., Benson, S.M. Criteria and workflow for selecting depleted hydrocarbon reservoirs for carbon storage, *Applied Energy*. vol. 324, 2022.

Câmara, G., Fatores condicionantes para o uso em larga escala das Tecnologias de Captura e Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono no Brasil e sua aplicação no estado da Bahia. *State University of Bahia*, 2003.

Ciotta M, Peyerl D, Zacharias LGL, Fontenelle AL, Tassinari C, Moretto EM. CO₂ storage potential of offshore oil and gas fields in Brazil. *Int J Greenh Gas Control* ,2021.

Cordani, U.G; Brito Neves, B.B.; Fuck, R.A.; Porto, R.; Thomaz Filho, A.; CUNHA, F.M.B. Estudo preliminar de integração do pré-Cambriano com os eventos tectônicos das Bacias Sedimentares brasileiras. *Bol. Petrobrás — Exploração de Petróleo*, n. 15, 70 p., 1984.

Cordani, U. G; Neves, B. B. B.; Thomaz Filho, A. Estudo preliminar de integração do Pré-Cambriano com os eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras (Atualização). *B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro*, v. 17, n. 1, p. 205-219, nov. 2008/maio 2009.

Cunha, P.R.C.; Bianchini, A. R.; Caldeira, J. L.; Martins, C.C. Parnaíba Basin The Awakening of a Giant. In: 11th Simposio Bolivariano Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas, 2012, Cartagena de indias. Extended abstract. Cartagena de Indias: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, 2012.

Goulart, M. B. R., Costa da, P. V. M., Costa da, A. M., Miranda, A. C. O., Mendes, A. B., Ebecken, N. F. F., Meneghini, J. R., Nishimoto, K., Assi, G. R. S. Technology readiness assessment of ultra-deep salt caverns for carbon capture and storage in Brazil. *Int. J. Greenh. Gas Control* 99, 2020.

IPCC, 2005. Special report on carbon dioxide capture and storage. Karayannis, V., Charalampides, G., Lakioti, E., 2014. Socio-economic aspects of CCS technologies. *Procedia Econ. Financ.* 14, 2015.

Ketzer, J., Machado, C., Rockett, G., Iglesias, R. Brazilian Atlas of CO₂ capture and geological storage center of excellence in research and innovation in petroleum, mineral resources and carbon storage, 2015.

Ketzer, J. M. M., Machado, C. X., Rochett, G. C., Iglesias, R. S. Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage. Porto Alegre. EDIPUCRS, 2016.

Ketzer, J. M., Iglesias, R., Einloft, S. Reducing greenhouse gas emissions with CO₂ capture and geological storage. In: Chen, W.-Y., Seiner, J., Suzuki, T., Lackner, M. (Eds.), Handbook of Climate Change Mitigation. Springer, US, pp. 1405-1440, 2012.

Leung, D. Y. C., Caramanna, G., Maroto-Valer, M. M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 39, 2014.

Moreno, D. A. Comprehensive Analysis of an Ongoing CO₂ Storage Project. Morgantown, WV, USA: West Virginia University, 2013.

Nema, P., Nema, S., Roy, P. An overview of global climate changing in current scenario and mitigation action. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 2012.

Orr, F. Storage of Carbon Dioxide in Geologic Formations. *Journal of Petroleum Technology*, 90-97, 2004.

Papadis, E., Tsatsaronis, G. Challenges in the decarbonization of the energy sector. *Energy* 205, 2020.

Pawar, R. J.; Chu, S.; Makedonska, N.; Onishi, T.; Harp, D. Assessment of relationship between post-injection plume migration and leakage risks at geologic CO₂ storage sites. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 101, 103138, 2020.

Pimentel, R. Correlação rocha-perfil-sísmica e avaliação de reservatórios na área do parque dos gaviões, bacia do Parnaíba. Tese de mestrado, 2020.

Rackley, S.A. Geological storage. In: *Carbon Capture and Storage*, pp. 227–266, 2010.

Ruprecht, C.; Falta, R. Comparison of supercritical and dissolved CO₂ injection schemes. *Proceedings, TOUGH Symposium*, 2012.

Silva, W. M. P., Barbosa, J. A., Coutinho, A. P., Mineiro, T. C., Gomes, I. F., Assis, D. C. A. Potencial para armazenamento geológico de CO₂ no campo de Pilar - Alagoas. 11º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2022.

Mineiro, T. C., Gomes, I. F., Silva, W. M. P., Barbosa, J. A., Assis, D. C. A., Guimarães, L. J. N., Coutinho, A. P. Aspectos técnicos e legais para o desenvolvimento de projetos de captura e armazenamento de carbono no Brasil. 11º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2022.

Miranda, F.S., Vettorazzi, A.L., Cunha, P.R.C., Aragão, F.B., Michelin, D., Caldeira, J.L., Porsche, E., Martins, C., Ribeiro, R.B., Vilela, A.F., Corrêa, J.R., Silveira, L.S., Andreola, K. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. *Geological Society, London, Special Publications* 472 (1), 341–360, 2018.

Tao, Q. & Bryant, S. L. Optimal Control of Injection/Extraction Wells for the Surface Dissolution CO₂ Storage Strategy, *Carbon Management Technology Conference*, 2012.

Trosdorf Jr., I.; Morais Neto, J.M.; Santos, S.F.; Portela Filho, C.V.; Dall'Oglio, T.A.; Silva, A.M.; Galves, A.C.M. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e mecanismo de alojamento. *PETROBRAS/E&P-EXP/GEXP-TERRA*, Rio de Janeiro, 2016.