



Avaliação de Corrosão em Sistemas de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS)

Sampaio, M. T. G.¹; Almeida, T. C.^{1,2}; Bandeira, M. C. E.¹; Moreira, R. M.¹; Mattos, O. R.¹

¹ Universidade Federal do Rio de Janeiro, Laboratório de Ensaios Não Destrutivos, Corrosão e Soldagem (LNDC);

² Universidade Federal Fluminense, Departamento de Engenharia Metalúrgica

Palavras-chave: Corrosão; Aço Carbono; CCS; Sustentabilidade.

INTRODUÇÃO

A intensificação do efeito estufa e a busca por alternativas para mitigar as mudanças climáticas impulsionaram o desenvolvimento de diversas tecnologias. Dentre elas, o *Carbon Capture and Storage* ou Captura e Armazenamento de Carbono, CCS, destaca-se como uma promissora estratégia para reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera. O processo de CCS envolve a captura do CO₂ em fontes emissoras, como usinas termoeletricas e indústrias, sua transformação em produtos de valor agregado ou seu armazenamento em formações geológicas subterrâneas¹. A implementação dessa tecnologia traz consigo uma série de desafios, sendo a corrosão um dos mais críticos, com implicações diretas no meio ambiente. A corrosão, que é intensificada com a reação entre o CO₂ e a água presente, pode comprometer a integridade dos equipamentos utilizados em todo o processo de CCS, desde a captura até o armazenamento². As consequências da deterioração são diversas e podem gerar impactos significativos, vazamentos acidentais podem criar atmosferas irrespiráveis, ricas em CO₂. A rápida expansão do CO₂ gasoso provoca a redução drástica da temperatura local podendo fragilizar estruturas e materiais próximos ao vazamento, podendo resultar em explosões³. A seleção de materiais adequados é fundamental para garantir a durabilidade e a segurança dos sistemas de CCS. Devido ao seu baixo custo, o aço carbono é um dos principais candidatos para construção de linhas de transporte do CO₂ além do reaproveitamento de colunas de produção de poços extração de óleo e gás existentes⁴. Porém, devido a sua baixa resistência a corrosão são necessários estudos para avaliar quais metalúrgicas atendem as condições de operação de CCS, garantindo a segurança. Neste sentido, o presente trabalho visou avaliar a resistência a corrosão do aço carbono L80 em condições típicas de sistemas de injeção de CO₂ utilizando ensaios em autoclaves que simulam as condições de operação desse material.

METODOLOGIA

As condições experimentais utilizadas para os testes de corrosão estão apresentadas na Tabela 1. Neste conjunto de variáveis, o volume de água adicionada, a pressão parcial de CO₂ e a pressão total, foram avaliados. Os corpos de prova (cps), em aço L80, foram ensaiados de acordo com as condições descritas na Tabela 1 e com ausência de oxigênio, o teor de água foi expresso em termos de porcentagem de volume ocupado na autoclave.

Tabela 1 - Condições dos testes de corrosão.

Condição experimental	Volume de água (%)	Teor de CO ₂ (%)	Pressão total (bar)	Temperatura (°C)	Teor de cloreto (mg L ⁻¹)
I	2,00	0,103	175	55	3000
II	2,00	100	175		
III	17,00	0,103	175		
IV	2,00	0,103	20		
V	0,08	0,103	175		
VI	2,00	100	20		
VII	0,08	100	175		
VIII	0,04	100	175		

Fonte: Próprio autor (2024).

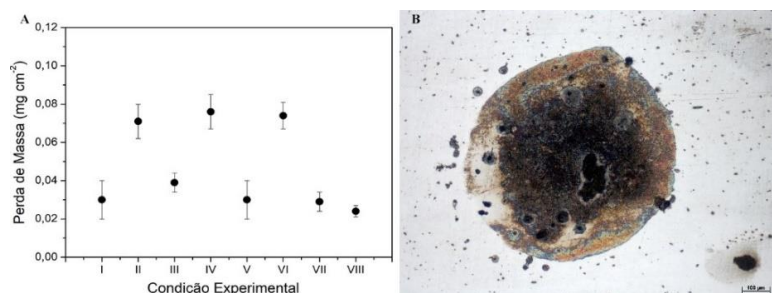
Os ensaios de perda de massa foram conduzidos de acordo com a norma técnica ASTM G1. A razão entre as áreas dos cps e o volume autoclave foi de aproximadamente 3,4 cm² L⁻¹. O tempo de ensaio foi 168 horas para todas as condições experimentais. A solução foi desareada e saturada com o gás do ensaio previamente à transferência para a autoclave, também previamente desareada, garantindo a ausência de oxigênio. Neste estudo os cps foram posicionados na fase gasosa e não tiveram contato direto com a fase aquosa. Uma mistura gasosa constituída de CO₂/N₂ 0,103/99,897% e o gás CO₂ de alta pureza (5.0) foram utilizadas nos ensaios. Micrografias, imagens em perspectiva 3D e medidas de perfilometria, para avaliar possíveis ataques de corrosão localizada, foram realizadas nos corpos de prova usando o microscópio de luz confocal.



RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após os ensaios de 168h foram realizados ciclos de decapagem ácida para avaliação de perda de massa decorrente da corrosão. Posteriormente as superfícies foram avaliadas por microscopia. Esses resultados estão apresentados na Figura 1.

Figura 1 – A) Resultados de perda de massa do aço L80 sob as diferentes condições experimentais; B) Área com condensação de água apresentando corrosão generalizada e pites.



Fonte: Autores (2024).

A perda de massa dos cps, expostos à fase gasosa/supercrítica, foi relativamente baixa, Fig. 1A, e o processo corrosivo foi predominantemente localizado. Foram observadas a formação de processos corrosivos arredondados, característicos da condensação de água com presença de pites, Fig. 1B. Este fato foi caracterizado pelas análises de superfície utilizando a microscopia confocal. Foi possível verificar ainda que em três condições a perda de massa foi superior as demais. O processo corrosivo maior no ensaio da condição II pode ser explicado pela alta pressão parcial de CO₂ aliada a uma fração de água relativamente alta, o que torna o meio mais ácido. Já nos ensaios das condições IV e VI, em que a pressão total foi de apenas 20 bar a maior perda de massa pode ser explicada em termos de solubilidade da água no CO₂. Spycher *et al.*⁵ desenvolveram um modelo matemático para este sistema. Naquele foi relatado que em 20 bar a solubilidade da água em CO₂ é significativamente superior a 175 bar. Se por um lado, em frações abaixo da solubilidade a corrosão é bastante minimizada, por outro, uma maior solubilidade implica em uma maior quantidade de água na fase gasosa/supercrítica disponível para precipitar no corpo de prova, fato esse observado por Hua *et al.*⁶. Esses resultados indicam uma forte dependência do processo corrosivo com a pressão parcial de CO₂ e principalmente com a fração de água solubilizada. O uso de ferramentas estatísticas e *machine learning* em trabalhos futuros se tornam imprescindíveis para uma melhor compreensão das interações de cada uma das variáveis do sistema e pode viabilizar a construção de um modelo preditivo de corrosão nas mais diversas condições de campo, minimizando os problemas relacionados a corrosão.

CONCLUSÕES

Neste trabalho o processo corrosivo do aço carbono L80 foi avaliado em meios contendo CO₂ e água. Foi observado que, de forma geral, a corrosão generalizada foi relativamente baixa. Por outro lado, análises de superfície por microscopia confocal revelaram a presença de pites na maioria das amostras, indicando que a corrosão localizada foi o principal mecanismo de deterioração do material. Esse tipo de processo é bastante crítico e exige um maior entendimento dos fatores que o influenciam, garantindo a segurança dos sistemas de CCS.

AGRADECIMENTOS

À FAPERJ, à Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos (COPPETEC), à ENEVA e as demais agências de fomento.

REFERÊNCIAS

- [1] NOCITO, F.; DIBENEDETTO, A. Atmospheric CO₂ mitigation technologies: carbon capture utilization and storage. **Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry**, v. 21, p. 34-43, 2020.
- [2] SUN, H. *et al.* Corrosion challenges in supercritical CO₂ transportation, storage, and utilization: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 179, p. 113292, 2023.
- [3] EL-KADY, A. H. *et al.* Analysis of CO₂ pipeline regulations from a safety perspective for offshore carbon capture, utilization, and storage (CCUS). **Journal of Cleaner Production**, v. 439, p. 140734, 2024.
- [4] DUGSTAD, A.; HALSEID, M.; MORLAND, B. Effect of SO₂ and NO₂ on corrosion and solid formation in dense phase CO₂ pipelines. **Energy Procedia**, v. 37, p. 2877-2887, 2013.
- [5] SPYCHER, N.; PRUESS, K.; ENNIS-KING, J. CO₂-H₂O mixtures in the geological sequestration of CO₂. I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100 °C and up to 600 bar. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, v. 67, n. 16, p. 3015-3031, 2003.
- [6] HUA, Y.; BARKER, R.; NEVILLE, A. Effect of temperature on the critical water content for general and localized corrosion of X65 carbon steel in the transport of supercritical CO₂. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 31, p. 48-60, 2014.