



AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DA ESTOCAGEM DE HIDROGÊNIO EM UM RESERVATÓRIO DE GÁS DEPLETADO NA BACIA DO CEARÁ.

Luis G. Rodrigues¹, Clecio M. Ribeiro², João V.G. Castro²

¹Universidade Federal do Ceará (UFC).

RESUMO

A demanda planetária de reduzir drasticamente as emissões de CO₂ até 2050 trouxe à tona o aumento da adesão das energias renováveis. Com isso, a utilização do hidrogênio começou a ser uma opção favorável. Atualmente, a eletricidade gerada não pode ser estocada em grandes quantidades, mas pode ser transformada em hidrogênio, o qual pode ser estocado e convertido novamente em energia elétrica em um momento de pico de demanda. Devido à baixa densidade do hidrogênio, é necessário que se tenha uma grande capacidade de estocagem, o que torna inviável o uso de um grande número de tanques e cavernas de sal. Uma alternativa para suprir esse problema é o uso de reservatórios de gás depletados, que têm capacidade de armazenamento maior que as demais opções. O presente estudo avalia a viabilidade do Campo de Curimã para a estocagem de 5,19E+8 m³ de hidrogênio, utilizando CH₄ como gás colchão, com um ciclo de produção de inicialmente 1 ano de injeção e 6 meses de produção, seguido de 3 meses de injeção e 3 meses de produção. O projeto demonstrou um excelente resultado, com o fator de recuperação de hidrogênio acima de 90%, o que demonstra o potencial do Campo de Curimã, campo offshore do Ceará, para o armazenamento.

Palavras-chave: Hidrogênio; Estocagem; Reservatório

INTRODUÇÃO

O planeta precisará transformar seu sistema de energia tradicional nas próximas décadas para alcançar a meta de reduzir consideravelmente as emissões de CO₂ até 2050. Nos últimos anos, as fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, têm crescido consideravelmente no mix geral de energia. No entanto, devido às flutuações na produção de energia renovável, há necessidade primária de armazenamento de energia com um gás neutro de CO₂, como o hidrogênio.

Um reservatório de armazenamento de gás, com centenas de metros de profundidade, é uma aglomeração de gás artificialmente gerada no meio natural. O espaço em subsuperfície é adequado para a estocagem do hidrogênio, pois o mesmo não se difere essencialmente de outros gases já usualmente armazenados, como o dióxido de carbono e o gás natural, havendo possibilidade de estocagem em rochas

porosas, como em aquíferos e em campos de gás natural e petróleo depletados, além de espaços subterrâneos artificiais, como minas abandonadas e cavernas de sal. O gás que será armazenado com intuito de futura produção é denominado de gás de trabalho, enquanto o gás de amortecimento ou colchão compreende o gás que fornecerá a pressão mínima ao reservatório, a fim de proporcionar boas condições para a injeção e evitar a entrada de água no espaço de armazenamento do reservatório (TARKOWSKI, 2019).

Em comparação com as outras opções viáveis para armazenamento de gás, um campo de gás depletado pode armazenar 100 TWh de energia de H_2 , sendo equivalente a 341.110 tanques de gás em superfície, 388 cavernas de sal, 35.845.000 m^3 de H_2 líquido ou 438.542 km de tubulação (AFTAB, 2022).

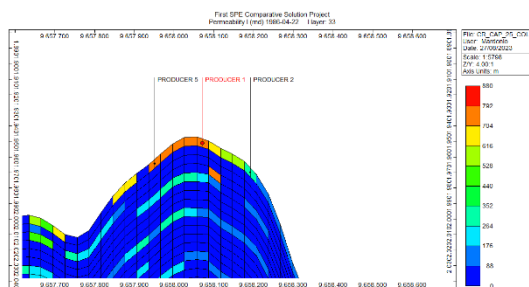
METODOLOGIA

O campo offshore está localizado na Bacia do Ceará, com uma área de desenvolvimento total de 21,34 km^2 e está situado dentro da Sub-bacia do Mundaú. O modelo estático do campo provém do trabalho de MAIA DE ALMEIDA et al. (2020).

O projeto de estocagem é dividido em três partes: a primeira é relativa à depleção do reservatório. A depleção corresponde a produção dos fluidos do reservatório até que o mesmo alcance a metade de sua pressão inicial de 23.478,4 kPa.

A figura 1 mostra um recorte de como os poços foram alocados. Todos foram canhoneados no topo do reservatório (Camada 1) e suas localizações foram escolhidas com base em regiões com boa permeabilidade.

Figura 1 – Localização dos poços produtores

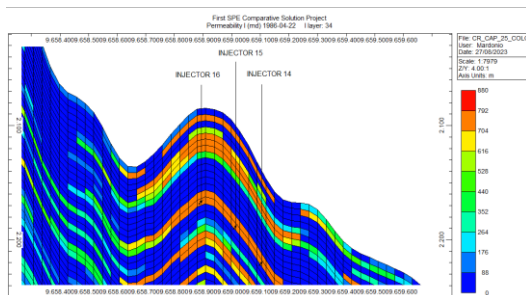


Fonte: Autor (2023)

A segunda etapa começa com a injeção do gás que servirá como Colchão/Base para o Hidrogênio que será armazenado. Esse gás é injetado no reservatório, sobretudo,

para manter a pressão do reservatório e deve permanecer até o final do projeto de injeção e produção. Grande parte do gás armazenado no projeto de UHS é composto do Colchão. O colchão é injetado até que a pressão do reservatório retorne à pressão original. Foram criados outros 10 poços para injeção do gás colchão, em que cada um injeta 500 mil m³/dia de colchão até que o reservatório retorne à pressão desejada. Os poços injetores do colchão foram distribuídos em uma região diferente dos poços responsáveis pela depleção. A figura 2 traz um recorte de onde estão localizados alguns desses poços. A última parte do projeto corresponde ao ciclo de Injeção e Produção do Hidrogênio verde, em que, para os testes iniciais, foi feito utilizando um mesmo poço.

Figura 2 – Localização dos poços injetores



Fonte: Autor (2023)

O ciclo semestral, com 3 meses de injeção e 3 de produção, possui, ainda, um período de 1 ano de injeção e 6 meses de produção antes do início do ciclo de fato. O poço injeta e produz com uma vazão diária de 500 mil m³ no ciclo de 3 em 3 meses e no período em que se injeta por 1 ano, a vazão de injeção é de 500 mil m³ por dia, mas, durante a produção de 6 meses, a produção é de 1 milhão de m³ por dia. O gás de trabalho é uma mistura com 20% de hidrogênio e 80% de metano, no entanto o gás observado será apenas o hidrogênio dessa mistura.

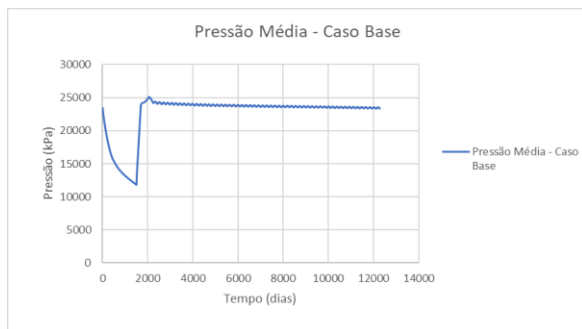
O trabalho utilizou a ferramenta de simulação de fluxo em meios porosos por meio do software da CMG (Computer Modeling Group) para simular, de forma composicional, o processo de injeção e produção do gás de trabalho e do gás colchão, além de suas interações com o reservatório.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os observáveis nesse trabalho foram a pressão média do reservatório e o fator de recuperação do hidrogênio injetado durante 30 anos de ciclo. A pressão do

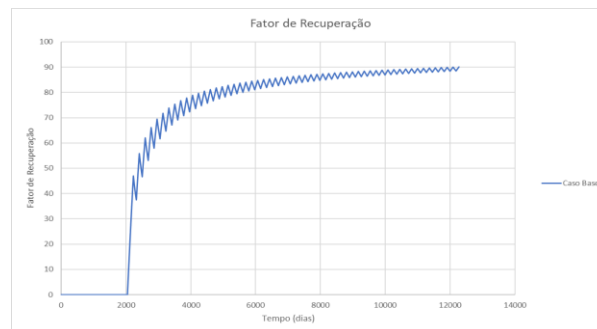
reservatório, observada na figura 3, tem uma queda muito pequena durante os anos de operação, o que mostra uma produção indevida do colchão, mas, por ser uma queda pequena, demoraria muito para chegar em um patamar inviável de projeto, o que é corroborado pela alta recuperação de hidrogênio, acima de 90%, verificada na figura 4.

Figura 3 – Pressão média do reservatório



Fonte: Autor (2023)

Figura 4 – Fator de recuperação de H₂



Fonte: Autor (2023)

CONCLUSÃO

O trabalho mostra o potencial de sucesso de reservatórios de petróleo para estocagem de hidrogênio. O estudo pode contribuir para a viabilização da tecnologia de estocagem em subsuperfície, o que beneficia a região nordeste brasileira, a qual possui todos os requisitos necessários para estocagem e produção dessa energia.

REFERÊNCIAS

MAIA DE ALMEIDA, N., ALVES, T.M., NEPOMUCENO FILHO, F., FREIRE, G.S.S., SOUZA, A.C.B., Leopoldino OLIVEIRA, K.M., NORMANDO, M.N., BARBOSA, T.H.S., 2020b. **A three-dimensional (3D) structural model for an oil-producing basin of the Brazilian Equatorial margin**. Mar. Petrol. Geol. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104599>, 104599.

TARKOWSKI, Radoslaw, 2019. **"Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects"**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 105(C), pages 86-94.

AFTAB, Adnan., A. Hassanpouryouzband, Q. Xie, L. L. Machuca and M. Sarmadivaleh, **Ind. Eng. Chem. Res.**, 2022, 61 doi: 10.1021/acs.iecr.1c04380.