



ANÁLISE NUMÉRICA DA DIFUSÃO E DISPERSÃO DE CO₂ EM UM RESERVATÓRIO DEPLETADO

Erika V. S. Carmo¹, Francisco L. D. Silva¹, Luis G. Rodrigues²

¹Universidade Federal do Ceará (UFC).

RESUMO

Através do aumento das emissões de CO₂, foram criadas medidas visando sua redução como o uso eficiente de energia, a redução da queima de combustíveis fósseis e a utilização de fontes de energia renováveis. Outra medida é a captura de carbono e armazenamento geológico, que será estudado neste trabalho. Este método é baseado na injeção de CO₂ em um reservatório de petróleo para produção, que ajudaria a manter pressão do reservatório e seria armazenado ao longo de 1000 anos com o reservatório depletado. A difusão e a dispersão em um reservatório são parâmetros essenciais para o armazenamento de CO₂, considerando que a dispersão impacta a forma como o CO₂ é distribuído e tende a se misturar com os fluidos presentes no reservatório e a difusão molecular envolve o movimento de moléculas de CO₂ que se movem para regiões adjacentes de menor concentração. Logo, é fundamental comparar o modelo com e sem difusão e dispersão para avaliar os efeitos durante o período de produção de petróleo e ao longo do armazenamento por 1000 anos. Analisar os impactos da difusão e dispersão do CO₂ é essencial para armazenar e preservar o gás no reservatório.

Palavras-chave: dispersão; difusão; CO₂

INTRODUÇÃO

Uma crescente busca pela descarbonização, que reduz ou elimina a emissão de CO₂ na atmosfera, surgiu nos últimos anos. Numerosas estratégias de mitigação desse CO₂ têm sido usadas para reverter esse quadro e a captura e armazenamento de CO₂ em subsuperfície é uma das mais promissoras para esse processo, visto que, utiliza tecnologias já desenvolvidas pelas indústrias. Existem três tipos de formações geológicas adequadas para o CCS (Captura e Armazenamento de Carbono): reservatório de petróleo e gás depletados, aquíferos salinos e camadas de carvão. Para esse trabalho, será utilizado o reservatório de petróleo e gás depletado. Rezk (2022) define as vantagens da seguinte forma: baixo custo dos poços e tubulações pois será utilizada a estrutura do campo de hidrocarboneto, menores incertezas devido ao histórico de produção e pressão reduzida após exploração.

A zona de mistura é uma região dentro do reservatório onde ocorrem múltiplos contatos do CO₂ com o óleo, sendo o CO₂ um agente que irá deslocar o óleo para os

poços produtores. É importante que a distribuição do CO_2 ocorra de maneira uniforme para que assim ele alcance as zonas desejadas e maximize a produção nas zonas de mistura. Ademais, o grau de mistura entre o óleo do reservatório e o fluido injetado depende da difusão molecular e dispersão.

A difusão molecular desempenha um papel fundamental, pois, o CO_2 irá migrar para as camadas desejadas, ocorrendo devido a diferença de concentração de CO_2 entre a área onde foi injetada e as áreas adjacentes. Durante essa movimentação do CO_2 ele irá se difundir através dos poros e entre as partículas do reservatório. Acontece de forma vagarosa, pois o CO_2 se move aleatoriamente devido a agitação das moléculas. O processo de difusão molecular pode ser impulsionado pela concentração, gradiente de temperatura, potencial químico, campos magnéticos ou elétricos (Crank, 1979).

A dispersão refere-se ao processo de mistura do CO_2 ao longo do reservatório causada por advecção e difusão molecular, ocorre devido ao movimento macroscópico das massas de fluido no subsolo. A dispersão acontece de forma mais rápida que a difusão molecular, pois envolve o transporte de CO_2 juntamente com os outros fluidos. Tem impactos no comportamento da mistura de gases, a pureza do gás e a eficiência da recuperação. O coeficiente de dispersão é uma quantidade física que caracteriza o grau de mistura de dois fluidos devido ao efeito combinado do fluxo e difusão na presença de convecção (Perkins e Johnston, 1963).

O trabalho utiliza o reservatório depletado para armazenamento por 1000 anos e analisa os processos que acontece ao longo desse tempo. Será estudado a dispersão e difusão para verificar que ela irá ocorrer de forma homogênea para garantir que o CO_2 injetado no reservatório não se concentre em uma área específica, pois isso representaria risco para a segurança e integridade do reservatório, garantir que o CO_2 não migre rapidamente para a superfície e garantir a eficiência do armazenamento, para minimizar os riscos e contribuir para a mitigação do CO_2 e a redução das mudanças climáticas.

METODOLOGIA

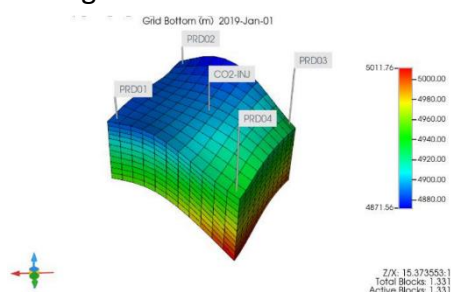
O simulador CMG-GEM, desenvolvido pela CMG (Computer Modeling Group), para simular fluxos multifásicos juntamente com dispersão e difusão dos

multicomponentes, é aplicado nesse trabalho para avaliar a viabilidade de armazenamento de CO₂. O campo escolhido possui os recursos necessários para o armazenamento, bem como um histórico de desenvolvimento, permitindo a modelagem e simulação numérica. Será avaliada a saturação dos gases, fração mássica de CO₂ na fase líquida do óleo e a variação dos valores de dispersão. O valor adotado para o coeficiente de dispersão foi de 10 m|ft, pois, depois de vários testes de modelagem, é o valor que garante a distribuição do CO₂ na formação geológica e assegura que ele não fique confinado em uma área restrita.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

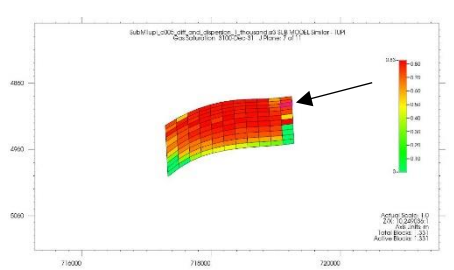
Inicialmente foi configurado um caso base, com a presença de 4 poços produtores e um poço injetor no centro (Figura 1), grid 11x11x11, porosidade constante de 0.33, permeabilidade constante de 48 mD e uma pressão de referência de 54038,48 KPa. Nas figuras 1 a 6 podemos ver o modelo e os resultados de simulação da injeção de CO₂ em um reservatório de óleo depletado durante 71 anos e, após a parada de injeção, esse CO₂ ficará armazenado por 1000 anos.

Figura 1 – Grid do modelo



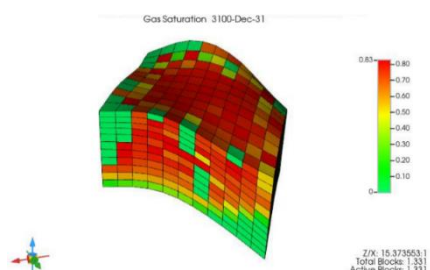
Fonte: Autora (2023)

Figura 2 – Visão IK das camadas (11,3,7)



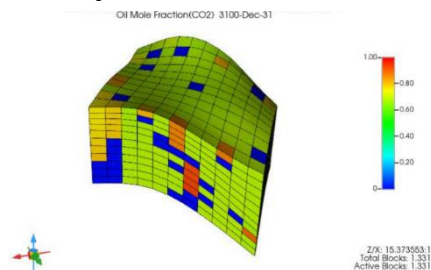
Fonte: Autora (2023)

Figura 3 – Distribuição da saturação de gás



Fonte: Autora (2023)

Figura 4 – Fração mássica de CO₂ no óleo

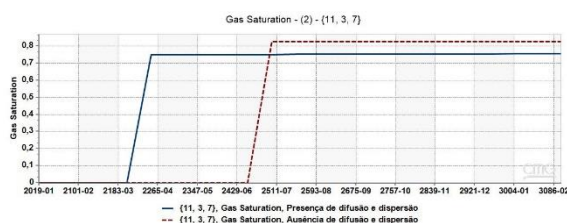


Fonte: Autora (2023)

Analisando graficamente a saturação de gás de um ponto no reservatório (Figura 5), longe do injetor, na sétima camada, ou seja, na metade do reservatório, mostrado

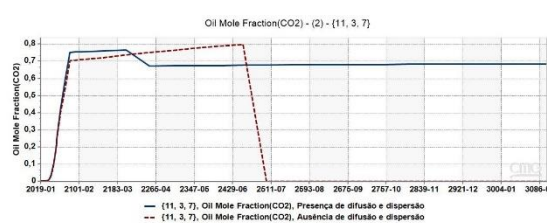
na seta acima (Figura 2), podemos visualizar que sem os cartões de difusão e dispersão teremos uma saturação de CO_2 maior, pois ele não se difunde no óleo e corrobora com o que foi apontado neste trabalho, pois quando se tem a presença dessas variáveis o CO_2 irá se distribuir ao longo do reservatório, se difundirá no óleo e ocupará as camadas adjacentes, logo sua saturação será menor. Podemos observar na Figura 6 que na presença de um coeficiente de dispersão, o CO_2 tende a se misturar no óleo, aumentando a fração mássica de CO_2 na fase líquida do óleo, na ausência desse parâmetro, o CO_2 fica confinado em regiões específicas o que limita a sua capacidade de se difundir no óleo.

Figura 5 – Gráfico da saturação de gás



Fonte: Autora (2023)

Figura 6 – Fração molar de CO_2 óleo



Fonte: Autora (2023)

CONCLUSÃO

Os parâmetros de dispersão e difusão são primordiais para garantir a física real durante o armazenamento. O impacto da escolha do coeficiente de dispersão no desempenho da dispersão do CO_2 foi avaliado, para assegurar uma dispersão uniforme e garantir que o CO_2 não fique confinado em uma área restrita, já que isso reduziria a capacidade de armazenar uma quantidade significativa de CO_2 .

REFERÊNCIAS

- Crank J. **The mathematics of diffusion**. Oxford University Press; 1979.
- Perkins, T.K., Johnston, O.C. **A review of diffusion and dispersion in porous media**. SPE-1483-G 3 (1), 70–84, 1963.
- REZK, Mohamed. **Uncertainty effect of CO_2 molecular diffusion on oil recovery and gas storage in underground formations**. Elsevier Ltd., [S. l.], p. 1-16, 9 jun. 2022.