

Mô phỏng quá trình lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn

Phạm Sơn Tùng^{1,2,*}, Nguyễn Thanh Bình^{1,2}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

TÓM TẮT

Trong những năm gần đây, sự nóng lên toàn cầu đã trở thành một vấn đề nghiêm trọng và đang không ngừng gia tăng theo thời gian. Một trong những yếu tố chính gây ra tình trạng này là sự tích tụ một lượng lớn khí Carbon Dioxide (CO₂) trong không khí. Hiện nay, để giảm thiểu lượng CO₂ trong không khí và đối phó với biến đổi khí hậu, chúng ta cần xem xét các phương pháp hiệu quả để thu hồi và lưu trữ CO₂; điều này cũng chính là một trong những mục tiêu quan trọng mà các dự án Net Zero hướng tới trên toàn thế giới. Trong nghiên cứu này, tác giả đã xây dựng bốn mô hình lưu trữ CO₂ tương ứng với bốn cơ chế bể khác nhau, áp dụng cho tầng nước mặn bên dưới của mỏ Meleia ở Ai Cập, và được thực hiện dựa trên sự hỗ trợ của ba công cụ Computer Modeling Group Ltd 2015, Techlog 2015, Excel. Bốn cơ chế bể được nghiên cứu bao gồm: Bể cấu trúc là cơ chế dựa trên cấu trúc địa chất để lưu trữ CO₂, yếu tố quan trọng nhất cho cơ chế bể này chính là lớp đá mũ; bể bão hòa khí dư là cơ chế lưu trữ CO₂ dựa vào lực mao dẫn, tác giả đã sử dụng mô hình Land để mô phỏng cơ chế bể này; bể hòa tan là cơ chế tập trung vào sự hòa tan của CO₂ trong nước mặn, để hiểu sâu hơn về cơ chế này tác giả đã sử dụng phương trình trạng thái Peng-Robinson và định luật Henry để mô phỏng các quá trình xảy ra; bể khoáng hóa liên quan đến phản ứng của CO₂ với các thành phần ion trong nước mặn và các thành phần khoáng vật có trong đá, tác giả đã nghiên cứu và sử dụng các phương trình hóa học điển hình để thể hiện khả năng lưu trữ ổn định của cơ chế bể này. Tác giả đã đánh giá mức độ đóng góp của từng cơ chế bể đối với khả năng lưu trữ CO₂ và tính ổn định của giếng thông qua tham số áp suất.

Từ khóa: Thu hồi và lưu trữ CO₂, Net Zero, tầng nước mặn, cơ chế bể

¹Bộ môn Khoan và Khai thác Dầu khí, Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa TP. HCM

²Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

Liên hệ

Phạm Sơn Tùng, Bộ môn Khoan và Khai thác Dầu khí, Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa TP. HCM

Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

Email: phamsontung@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 11-01-2024
- Ngày sửa đổi: 4-5-2024
- Ngày chấp nhận: 13-11-2024
- Ngày đăng:

DOI :



Bản quyền

© ĐHQG TP.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



1 GIỚI THIỆU

2 Các bể trầm tích như các vỉa dầu khí cạn kiệt và tầng
3 nước mặn là những đối tượng tiềm năng để lưu trữ
4 CO₂. Các tầng chứa nước sâu là các thành hệ ngấm
5 rộng lớn được đặc trưng bởi độ rỗng và độ thấm cao,
6 cung cấp không gian rộng rãi để lưu trữ CO₂ với quy
7 mô lớn và không bị giới hạn bởi kích thước như các
8 vỉa dầu khí cạn kiệt.
9 Một số nghiên cứu trong nước về vấn đề này cũng
10 được đặt ra, tuy nhiên vẫn còn chưa phổ biến. Vào
11 năm 2019, Hung Vo Thanh và cộng sự đưa ra quy
12 trình xây dựng mô hình đánh giá khả năng lưu trữ
13 CO₂-EOR trong vỉa móng nứt nẻ ở bể Cửu Long, sử
14 dụng mạng nơ-ron nhân tạo (ANN) để dự đoán các
15 giá trị độ rỗng và độ thấm; kết hợp các phương pháp
16 Gaussian và phương pháp Co-kriging để tạo mô hình
17 địa chất tĩnh 3D, và được kiểm chứng bằng phương
18 pháp thử nghiệm khoan (Drill Stem Test – DST)¹.
19 Nghiên cứu tiếp tục được phát triển (2020) với mô
20 hình tối ưu hóa bơm², tác giả sử dụng quy trình khí
21 xen kẽ nước (WAG) trên 200 khu vực thí nghiệm địa
22 chất để so sánh, chứng minh độ hiệu quả của quy
23 trình WAG trong mô hình bể CO₂. Từ đó, tác giả
24 xây dựng một quy trình mạnh mẽ có sự kết hợp của

các công cụ tối ưu hóa nhân tạo để xác định giải pháp
tối ưu cho việc bể CO₂ trong điều kiện địa chất có
nhiều yếu tố không chắc chắn.

Lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn được thực hiện khá
sớm ở các nước phát triển. Điển hình là nghiên cứu
của Long Nghiem và cộng sự (2004, 2009)^{3,4} đã xây
dựng mô hình mô phỏng GEM-GHG, tích hợp địa
vật lý và địa hóa. Kết quả của mô phỏng đã được xác
minh thông qua các lần chạy thử nghiệm và quá trình
cô lập CO₂ trong các tầng ngấm nước được mô hình
hóa bằng dữ liệu thực nghiệm. Nghiên cứu cho thấy
rằng việc bơm nước có thể được sử dụng để đẩy nhanh
và tăng cường quá trình bể khí dư. Ngoài ra, các tác
giả đã trình bày các tính toán địa hóa kết hợp với trình
mô phỏng dòng chảy, cho phép dự đoán các sự cố tiềm
ẩn cho đá mũ.

Ning Wei và cộng sự (2022)⁵ đã trình bày một quy
trình phân cấp về công suất bơm CO₂, quy trình này
cho phép xác định các loại công suất dựa trên nhiều
yếu tố, thuật toán và bộ dữ liệu khác nhau để xem xét
và đánh giá khả năng lưu trữ của tầng nước mặn ở
Trung Quốc. Quy trình này cho phép kết hợp nhiều
thuộc tính ước tính dung lượng lưu trữ bằng các phân
tích xác suất về hệ số lưu trữ hiệu dụng, và phụ thuộc

Trích dẫn bài báo này: Tùng P S, Bình N T. **Mô phỏng quá trình lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.* 2025; (1):1-17.

vào nhiều yếu tố, bao gồm: cơ chế lưu trữ CO₂, thiết kế kỹ thuật, kinh tế, rủi ro,...

Với sự phát triển mạnh mẽ của ngành kỹ thuật dữ liệu trong cuộc cách mạng công nghệ lần thứ tư, các mô hình lưu trữ CO₂ kết hợp với các phương pháp học máy được đánh giá cao và mang lại độ chính xác lớn. Aaditya Khanal và cộng sự (2022)⁶ đã phát triển mô hình vật lý ủy quyền sử dụng mô hình học máy để dự đoán các bẫy CO₂ trong tầng nước mặn sâu. Tác giả đã sử dụng bốn phương pháp học máy khác nhau bao gồm: RF, XGB, SVR, MLP; phân tích từng phương pháp cho ba cơ chế bẫy của vỉa và kết quả cho ra các hệ số tương quan xấp xỉ 1.

He, Xupeng và cộng sự (2022)⁷ đưa ra mô hình học máy để phân tích các yếu tố không chắc chắn và đánh giá độ nhạy của khả năng lưu trữ CO₂ trong các tầng chứa nước mặn sâu. Quy trình phân tích bao gồm ba bước chính: 1) tạo tập dữ liệu. 2) Phát triển thay thế. 3) phân tích độ không chắc chắn và độ nhạy tổng thể. Kết quả cho thấy ba tham số đầu vào quan trọng hàng đầu là tốc độ phun, CO₂ dư và độ bão hòa nước; thứ tự quan trọng của chúng có thể khác nhau và phụ thuộc vào từng cơ chế lưu trữ cụ thể.

Zheming Zhang và cộng sự (2014)⁸ đưa ra thuật toán di truyền (Genetic Algorithm – GA) kết hợp với mô phỏng số dòng chảy đa pha DOE và quá trình truyền nhiệt đa pha TOUGH2 để tối ưu hóa quá trình cô lập CO₂. Mô hình GA-TOUGH2 này là sử dụng kỹ thuật bơm khí thay thế nước (WAG) một cách tối ưu nhất để tăng cường cô lập CO₂, mô hình này cũng được thiết kế tối ưu hóa tốc độ bơm phụ thuộc vào thời gian để quản lý áp suất bơm tối ưu và thiết kế tối ưu giếng bơm để giảm độ nhiễu của giếng.. Kết quả của mô hình thiết kế tối ưu này cho thấy có thể giảm hơn 50% khí CO₂ tại chỗ, tăng khả năng hòa tan CO₂ và cải thiện đáng kể khả năng bơm vào giếng.

Marwan Mohammed Alnuaimi (2022)⁹ đã xây dựng một mô hình ủy quyền thông minh để tái tạo kết quả tương tự về áp suất và độ bão hòa của mô hình bơm CO₂ vào tầng nước mặn được mô phỏng bằng phần mềm CMG. Mô hình này được sử dụng để dự đoán sự phân bố áp suất cũng như lượng khí CO₂ ở bất kỳ bước thời gian nào trong suốt quá trình bơm và sau khi bơm. Tuy nhiên, bộ dữ liệu trong mô hình không thực tế về mặt địa chất nhưng đã thể hiện việc sử dụng mô hình SPM để mô phỏng hành vi của CO₂ trong tầng nước mặn là một phương pháp hiệu quả.

Hầu hết, các phương pháp trên đều có một đặc điểm chung là bơm vào vỉa với dòng khí CO₂ tinh khiết; Didi Li và cộng sự (2020)¹⁰ đã nghiên cứu hiệu suất lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn khi bơm bằng dòng CO₂ không tinh khiết. Nghiên cứu này cho thấy, so với trường hợp CO₂ tinh khiết, thì việc bơm đồng thời

SO₂ sẽ tăng cường khả năng trộn lẫn đối lưu trong tầng nước mặn.

Một nghiên cứu khác về sự ảnh hưởng của khe nứt đối với hiệu suất lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn sâu được thực hiện bởi tác giả Yuhang Wang (2022)¹¹. Tác giả đã trình bày sự tác động của vị trí đứt gãy, góc nghiêng và độ thấm thấp của hệ thống đơn khe nứt đối với hiệu suất lưu trữ. Kết quả chỉ ra rằng các khe nứt có tính dẫn điện cao tạo điều kiện thuận lợi cho bẫy hòa tan, đồng thời làm giảm độ hiệu quả của bẫy bão hòa khí dư.

Trong nghiên cứu này, tác giả sẽ mô phỏng quá trình lưu trữ CO₂ với sự kết hợp của bốn cơ chế bẫy: bẫy cấu trúc, bẫy bão hòa khí dư, bẫy hòa tan và bẫy khoáng hóa. Ứng dụng mô hình vào mỏ Meleilha ở vùng sa mạc phía Tây, Ai Cập. Giải thích hành vi của CO₂ trong tầng nước mặn của hệ tầng Bahariya.

PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Đặc tính địa chất liên quan đến lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn

Độ rỗng

Độ rỗng là thông số đặc trưng cho khả năng chứa của đá. Nó là tỷ số giữa thể tích lỗ rỗng và thể tích đá được xác định theo công thức (1):

$$\phi = V_p / V_b \quad (1)$$

Trong đó: ϕ là độ rỗng của đá, V_p là thể tích lỗ rỗng, V_b là thể tích của đá. Dưới đây là 3 phương pháp xác định độ rỗng bằng đường log được sử dụng trong bài nghiên cứu: neutron log, density log, kết hợp neutron và density log.

Neutron log

Phương pháp Neutron là các phương pháp đo độ rỗng, dùng để đo lượng ion H₂ trong vỉa. Độ rỗng toàn phần của vỉa được tính theo công thức (2):

$$\phi_N = (H - H_{ma}) / (H_f - H_{ma}) \quad (2)$$

Trong đó: H là chỉ số hydro đo được theo log, H_{ma} là chỉ số hydro của khung đá, H_f là chỉ số hydro của dung dịch khoan, thường chọn là 1.

Density log

Phương pháp mật độ vỉa là một phương pháp xác định độ rỗng, dùng để đo mật độ electron của vỉa sử dụng 3 loại hiệu ứng: Hiệu ứng quang điện, Hiệu ứng tạo cặp, Hiệu ứng Compton. Độ rỗng toàn phần của vỉa được xác định theo công thức (3):

$$\phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad (3)$$

Trong đó: ϕ_D là giá trị độ rỗng đo bằng mật độ, là mật độ khối của vỉa được xác định trên đường log mật độ (g/cm^3), ρ_{ma} là mật độ của khung đá vỉa, nó được xác định theo bảng, ρ_f là mật độ của chất lưu. $\rho_f = 1$ đối với dung dịch gốc nước ngọt và $\rho_f = 1.1$ đối với dung dịch khoan gốc nước mặn. Nếu vỉa chứa khí thì $\rho_f = 0.7$. Trong các đới chứa khí thì mật độ của electron sẽ nhỏ hơn các đới chứa dầu và nước do đó giá trị độ rỗng trong đới này sẽ lớn hơn trong các đới chứa dầu và khí.

Phương pháp kết hợp Neutron log và Density log

Kết hợp phương pháp neutron và mật độ là phương pháp độ rỗng kết hợp được tính bởi công thức (4):

$$\phi_{N-D} = \sqrt{(\phi_N^2 + \phi_D^2) / 2} \quad (4)$$

Trong đó: ϕ_{N-D} là độ rỗng thu được từ việc đo kết hợp Neutron log và Density log, ϕ_N là độ rỗng thu được từ phương pháp Neutron log, ϕ_D là độ rỗng thu được từ phương pháp Density log.

Độ thấm

Độ thấm là một tính chất vật lý quan trọng của một vỉa dầu khí. Nó đặc trưng cho khả năng tạo dòng chất lưu trong môi trường lỗ rỗng. Độ thấm được xác định thông qua định luật Darcy (5):

$$q = -kA(\rho/\mu)(dP/dx) \quad (5)$$

Trong đó: A là diện tích mặt cắt ngang vuông góc với dòng chảy; μ (Pa.s), r (kg/m^3) lần lượt là độ nhớt và khối lượng riêng của chất lưu chảy trong môi trường lỗ rỗng; dP/dx là gradient áp suất, k là độ thấm của đá. Độ thấm tương đối là tỷ lệ giữa độ thấm hiệu dụng của chất lưu tại một giá trị độ bão hòa cụ thể và độ thấm tuyệt đối của chất lưu đó tại giá trị độ bão hòa toàn phần. Độ thấm tương đối của đá được tính theo công thức (6):

$$k_r = k_e/k \quad (6)$$

Vận tốc dòng $\vec{u}$ (m/s) cho phương trình Darcy mở rộng với hệ đa pha (7):

$$\vec{u}_\beta = -k(k_{r\beta}/\mu_\beta)(\vec{\nabla}P_\beta - \rho_\beta \vec{g}) \quad (7)$$

Trong đó: $k_{r\beta}$ là độ thấm tương đối của pha β và P_β là áp suất của nó. $\vec{g}$ là vector gia tốc trọng trường. Trong một hệ thống dòng chảy nhiều pha có chứa dầu, nước hoặc khí, tổng độ thấm tương đối tương ứng của chúng nằm trong khoảng từ 0 đến 1 $k_{ro} + k_{rw} \leq 1$.

Tính dính ướt và áp suất thẩm thấu

Tính dính ướt là xu hướng lan rộng hoặc dính vào một bề mặt rắn của một pha với sự có mặt của các pha không thể trộn lẫn khác. Áp suất mao dẫn là sự chênh lệch áp suất giữa mặt tiếp xúc của hai pha không trộn lẫn trong môi trường lỗ rỗng. Áp suất mao dẫn được tính theo công thức (8).

$$P_C = (9.519 \times 10^{-7} \sigma_{wo} \cos \theta) / r_c \quad (8)$$

Trong đó: P_C là áp suất mao dẫn (psi), σ_{wo} là sức căng bề mặt của dầu và nước (dynes/cm), θ là góc tiếp xúc, r_c là bán kính mao dẫn (ft)

Cơ chế bẫy CO₂

Bẫy cấu trúc

Bẫy cấu trúc là một trong những cơ chế chính để lưu trữ CO₂ trong các thành hệ địa chất. Cơ chế bẫy này dựa vào các đặc điểm cấu trúc tự nhiên của vỉa, chẳng hạn như đứt gãy, nếp uốn hoặc các loại bẫy địa chất khác, để hạn chế CO₂ thoát ra ngoài.

Bẫy cấu trúc có thể diễn ra trong nhiều môi trường địa chất khác nhau, bao gồm: nếp lồi, mái vòm, bẫy đứt gãy hoặc bẫy địa tầng. Các đặc điểm cấu trúc này có thể ngăn CO₂ di chuyển ra khỏi vỉa. Bẫy cấu trúc xảy ra khi các lớp đá mũ có độ thấm thấp, chẳng hạn như đá phiến sét hoặc muối. Việc khảo sát địa chấn có thể giúp chúng ta đánh giá hiệu quả của bẫy thông qua các thông số như đặc điểm hình dạng, độ rỗng, thấm, tính chất cơ học,...

Bẫy bão hòa khí dư

Độ bão hòa khí dư rất quan trọng đối với việc lưu trữ CO₂. Sau khi CO₂ được bơm vào tầng chứa nước, các CO₂ sẽ thay thế vị trí của nước có trong các lỗ rỗng. Kết thúc bơm, nước di chuyển trở lại lỗ rỗng và cô lập CO₂ ở trong đó và tạo ra hiện tượng trễ. Có nhiều mô hình bẫy khí dư, và trong nghiên cứu này sử dụng mô hình Land¹². Hệ số C của mô hình Land được biểu thị bởi công thức (9):

$$C = (1/S_{gt,max}) - (1/S_{g,max}) \quad (9)$$

Trong đó: $S_{gt,max}$ là độ bão hòa khí bị giữ lại tối đa, $S_{g,max}$ là độ bão hòa khí tối đa có thể đạt được. Độ bão hòa khí còn lại được xác định bởi công thức (10):

$$S_{gt}^* (S_{gi}^*) = S_{gi}^* / (1 + CS_{gi}^*) \quad (10)$$

220 **Bẫy hòa tan**

221 Độ hòa tan của khí trong pha nước mặn được mô hình
222 hóa như một quá trình cân bằng pha sau:



223 Trong đó: g và aq lần lượt là CO_2 ở dạng pha khí và
224 trong nước. Tốc độ hòa tan của chất khí trong pha
225 lỏng rất nhanh nên các pha khí và nước được xem ở
226 dạng trạng thái cân bằng nhiệt động. Phương trình
227 cân bằng nhiệt động (11) thể hiện sự cân bằng về nồng
228 độ của các thành phần trong pha khí và pha nước:

$$f_{i,g} = f_{i,aq}; i = 1 \dots n_c \quad (11)$$

229 Trong đó: $f_{i,g}$ là độ dễ bay hơi của thành phần i trong
230 pha khí được tính bởi phương trình trạng thái Peng-
231 Robinson¹³; $f_{i,aq}$ là độ dễ bay hơi của thành phần
232 i trong pha nước, được tính bởi định luật Henry's
233 Law¹⁴ có dạng như phương trình (12).

$$f_{iw} = y_{iw} \cdot H_i \quad (12)$$

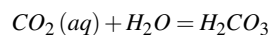
234 Trong đó: H_i là hằng số Henry được ảnh hưởng bởi
235 độ mặn của nước. Hằng số Henry là một hàm của
236 nhiệt độ, áp suất và độ mặn, được thể hiện bởi công
237 thức (13):

$$\ln H_i = \ln H_i^* + (1/RT) \int_{P^*}^P \bar{V}_i dp \quad (13)$$

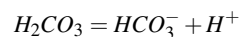
238 Trong đó: H_i là hằng số Henry tại áp suất P, nhiệt độ
239 T; H_i^* là hằng số Henry tại áp suất P^* , nhiệt độ T; R là
240 hằng số khí; $\bar{V}_i$ là thể tích riêng phần của thành phần
241 i trong dung dịch

242 **Bẫy khoáng hóa**

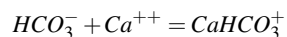
243 Đây là cơ chế có tiềm năng lớn nhất vì nó có thể cố
244 định CO_2 trong thời gian dài và an toàn. Các phản
245 ứng hóa học xảy ra giữa các thành phần trong pha
246 nước; và giữa các thành phần trong pha nước với các
247 khoáng vật. Ortoleva và cộng sự (1998)¹⁵ đã trình
248 bày các phản ứng hóa học gây ra bởi quá trình bơm
249 CO_2 . Đầu tiên, CO_2 hòa tan trong nước để tạo ra axit
250 cacbonic yếu:



251 Axit cacbonic sẽ nhanh chóng phân ly tạo thành:

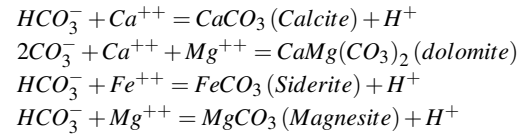


252 H^+ làm cho độ axit tăng lên làm quá trình hòa tan của
253 nhiều khoáng vật chính diễn ra nhanh hơn:

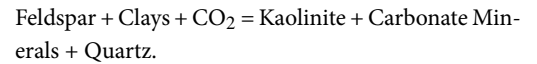


254 Trong điều kiện thuận lợi, ion Cacbonat sẽ phản ứng
255 với các ion kim loại khác nhau có trong nước hình

thành để kết tủa Cacbonat. Bảng 1 dưới đây trình bày
một số phản ứng phổ biến trong quá trình bơm CO_2 ⁴.



Theo Nghiem (2004)³, bẫy khoáng hóa hiệu quả hơn
trong các vỉa chứa có lượng proton lớn như fenspat và
khoáng sét. Các ion H^+ và HCO_3^- từ các phản ứng
cân bằng hóa học trong dung dịch nước, sẽ phản ứng
với các khoáng vật khác nhau dẫn đến phản ứng tổng
thể có dạng:



Mô hình hóa các phản ứng cân bằng hóa học, cũng
như các phản ứng hòa tan và kết tủa khoáng chất và
các phương pháp giải của chúng được thực hiện bởi
Nghiem (2009)⁴.

Khu vực nghiên cứu

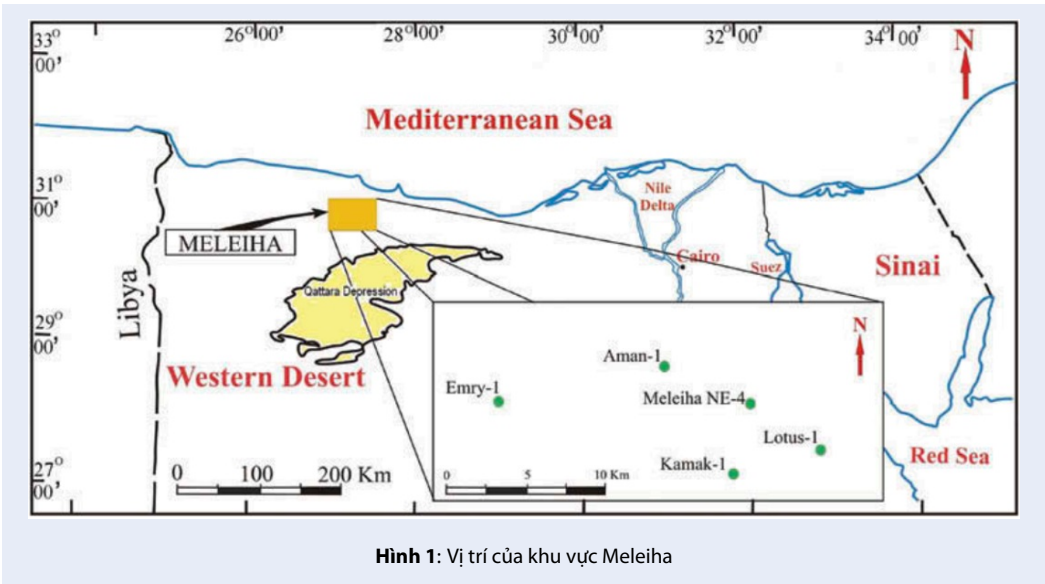
Mỏ Meleilha nằm ở vùng phía Bắc của sa mạc phía Tây
của Ai Cập, giữa vĩ độ $30^{\circ}50'$ và $31^{\circ}00'N$, và kinh độ
 $27^{\circ}00'$ và $27^{\circ}60'E$ (Hình 1) được phát hiện vào thế kỷ
XVII và bắt đầu khai thác từ năm 1970. Mỏ này là
một trong những mỏ sản xuất dầu lâu đời nhất ở Ai
Cập nằm trong bể Abu Gharadig, là một lưu vực nằm
ở hướng Tây Bắc-Đông Nam, được bao bọc bởi Cao
nguyên Libya ở phía tây, Đồng bằng sông Nile ở phía
Đông và các ốc đảo Kharga và Dakhla ở phía Nam¹⁶.
Nghiên cứu này xét đến hệ tầng Bahariya. Hệ tầng
Bahariya Hạ bao gồm một chuỗi đá cát kết, đá phiến
sét, đá vôi được lắng đọng trong môi trường biển nông
, và được bao phủ bởi các thành hệ Creta Thượng, bao
gồm một chuỗi đá cát kết, đá phiến sét và cacbonat
được lắng đọng trong môi trường biển sâu hơn. Khu
vực này được khai thác từ năm 1970, hiện nay các tầng
chứa nước mặn bên dưới ở Bahariya đang được xem
xét để lưu trữ CO_2 .

QUY TRÌNH MÔ PHỎNG

Để mô phỏng quá trình lưu trữ CO_2 trong tầng
nước mặn, nghiên cứu này sử dụng bộ mô phỏng
GEM, được phát triển bởi Computer Modeling Group
(CMG). Việc thiết lập mô hình lưu trữ CO_2 trong
các tầng chứa nước mặn liên quan đến việc giải
các phương trình chuyển động của các thành phần,
phương trình cân bằng nhiệt động lực học giữa các
pha khí và nước, và các phương trình địa hóa giải
thích các phản ứng giữa các loại nước và kết tủa/hòa
tan của các khoáng chất. Có hai hướng tiếp cận chính
để giải hệ phương trình: phương pháp xử lý tuần tự

Bảng 1: Trình bày một số phản ứng nước và khoáng vật phổ biến thông qua quá trình hòa tan và kết tủa

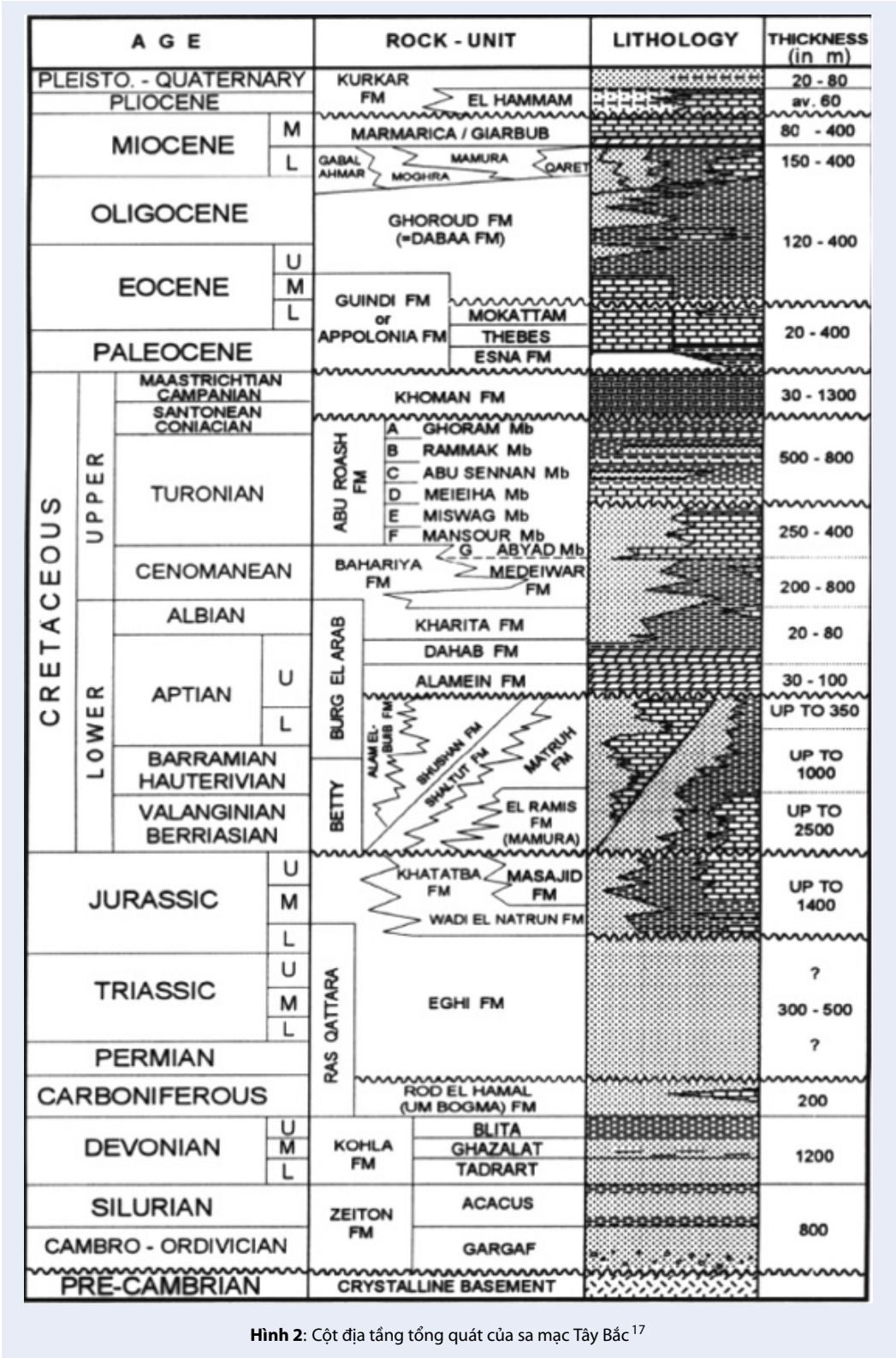
Intra-aqueous chemical equilibrium reactions
$H_2O \leftrightarrow H^+ + OH^-$
$CO_2(aq) + H_2O \leftrightarrow H^+ + HCO_3^-$
$HCO_3^- \leftrightarrow H^+ + CO_3^{--}$
$AlOH^{++} + H^+ \leftrightarrow Al^{+++} + H_2O$
Mineral dissolution/precipitation reactions
$Calcite + H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + HCO_3^-$
$Dolomite + 2H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + Mg^{++} + 2HCO_3^-$
$Chalcedony \leftrightarrow SiO_2(aq)$
$Kaolinite + 6H^+ \leftrightarrow 5H_2O + 2SiO_2 + 2Al^{+++}$
$Illite + 8H^+ \leftrightarrow 5H_2O + 0.6 K^+ + 0.25Mg^{++} + 2.3Al^{+++} + 3.5SiO_2(aq)$
$Siderite + H^+ \leftrightarrow Fe^{++} + HCO_3^-$
$Annite + 10H^+ \leftrightarrow 3Fe^{++} + K^+ + Al^{+++} + 3SiO_2(aq) + 6H_2O$
$Anorthite + 8H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + 2Al^{+++} + 2SiO_2(aq) + 4H_2O$



Hình 1: Vị trí của khu vực Meleiha

301 và phương pháp xử lý đồng thời. Trong nghiên cứu
302 này, công cụ mô phỏng GEM sử dụng phương pháp
303 xử lý đồng thời được phát triển bởi Nghiem (2004)³,
304 kết hợp các kỹ thuật mô phỏng và mô hình hóa cho
305 khả năng hòa tan, khí dư và bão khoáng chất. Trong
306 nghiên cứu này sử dụng bộ dữ liệu Well log và dữ liệu
307 phân tích mẫu lõi của giếng Aman 4 của mỏ Meleiha
308 để phân tích.
309 Quy trình thực hiện xây dựng mô hình lưu trữ CO₂
310 được thể hiện ở Hình 3.
311 Các thông số đặc tính của nước được tính toán dựa
312 trên nhiều phương pháp hiệu chỉnh khác nhau bao

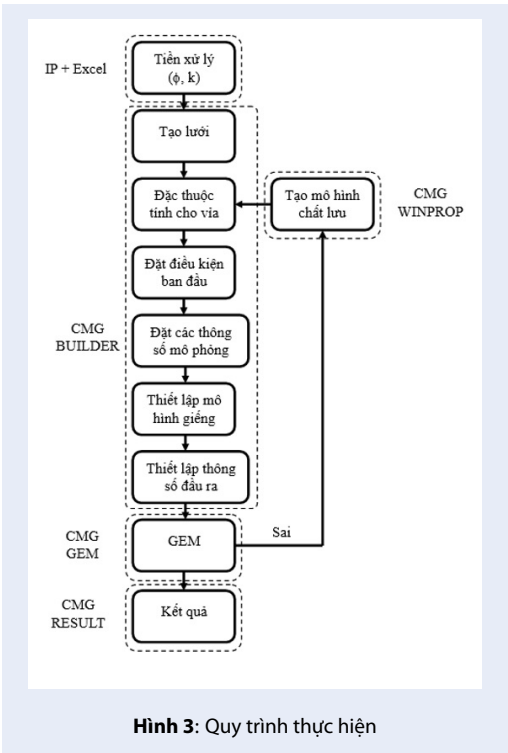
gồm các giá trị: khối lượng riêng của nước, hệ số thể
tích thành hệ nước, độ nhớt. Các thông số này được
tính dựa trên áp suất, nhiệt độ và độ mặn của nước
trong điều kiện vỉa và được trích xuất từ bảng phân
tích mẫu nước của vỉa.
Nhiệt độ của vỉa là 180°F và được giả định là không
đổi trong suốt quá trình mô phỏng. Giá trị áp suất
tham chiếu là 1900 psi tại độ sâu 4805 ft. Độ nén của
đá vỉa cũng được tính toán bằng phương trình Hall¹⁸.
Bảng 2 thể hiện các kết quả của bước tiền xử lý.
Quá trình lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn được
mô hình hóa trong mô hình hai chiều được thể hiện



Hình 2: Cột địa tầng tổng quát của sa mạc Tây Bắc¹⁷

Bảng 2: Tính chất của vỉa

Tính chất của vỉa	Giá trị
Khối lượng riêng của nước	64.003953 lb/ft ³
Hệ số thể tích thành hệ nước	1.029673 Rb/STB
Độ nhớt của nước	0.45485 cp
Độ nén của nước	3.131E-06 (1/Psi)
Độ mặn của nước	78360 ppm
Độ nén của đá	3.1E-06 (1/psi)
Nhiệt độ vỉa	180°F
Áp suất vỉa	1800 psi



Hình 3: Quy trình thực hiện

1/1/2026: đóng giếng.
Mô hình chất lưu được xây dựng trên modul WIN-PROP, gồm hai thành phần là CO₂ và C₁. Thành phần C₁ được xem là thành phần vết, có độ hòa tan bằng 0 và các đặc tính của pha khí được tính toán liên tục và sử dụng phương trình trạng thái Peng-Robinson (1976)¹³

KẾT QUẢ

Mô hình cơ sở: Bẫy cấu trúc

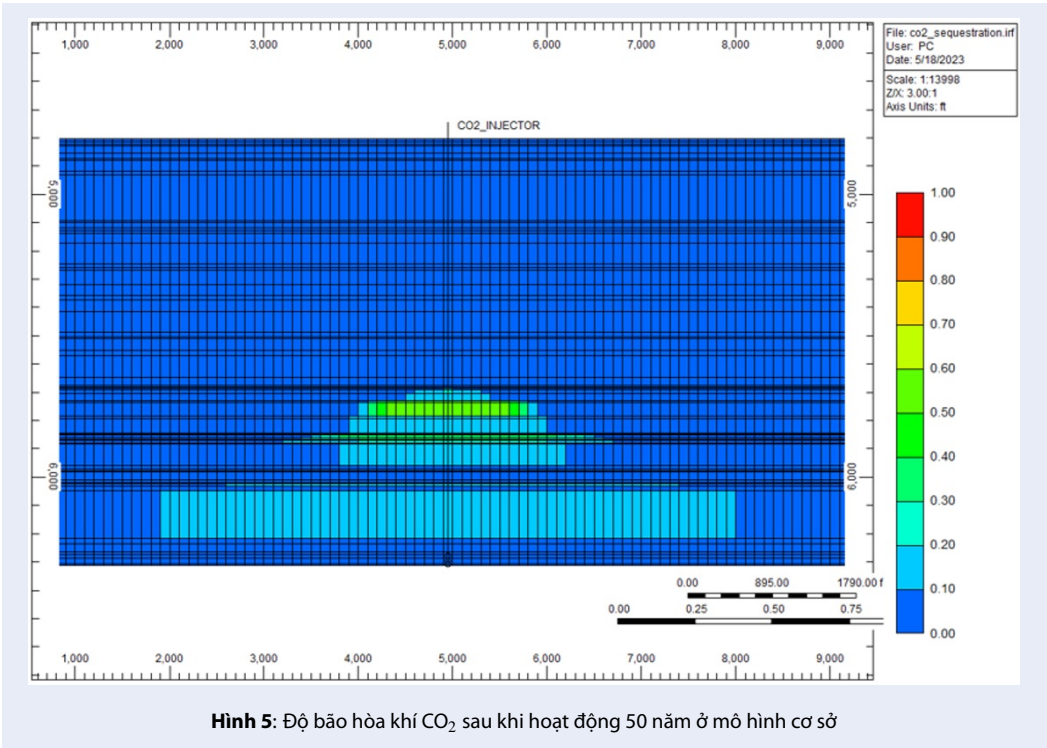
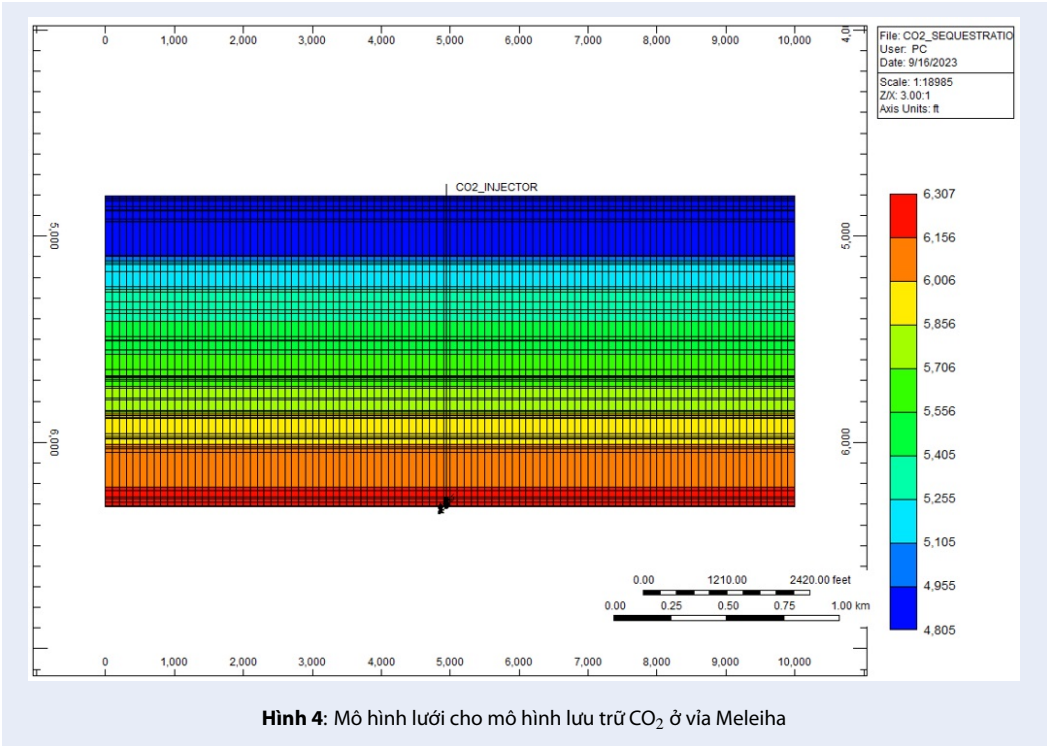
Mô hình cơ sở được xây dựng bằng công cụ mô phỏng CMG-GEM, với các thuộc tính được đề cập ở Bảng 2. Trong trường hợp này, bơm CO₂ ở trạng thái siêu tới hạn và thực hiện trên một bể duy nhất là bể cấu trúc. Sau khi mô hình hoạt động được 50 năm (Hình 5), đã lưu trữ được 224,042 tấn CO₂. Khả năng bơm của giếng đủ tốt để hoàn thành mục tiêu bơm CO₂. Trong vùng này, có một đặc điểm là độ rỗng, thấm rất cao; tuy nhiên có những lớp mỏng (khoảng 5 – 6 ft) có độ rỗng, độ thấm rất thấp (độ rỗng 7%, độ thấm 0.003 md), nên các lớp này sẽ đóng vai trò là tầng chắn thứ cấp tốt trong vỉa. Sau khi quá trình mô phỏng hoàn tất, CO₂ đã di chuyển di chuyển lên trên, vượt qua các lớp tầng chắn thứ cấp và bị giữ lại ở độ sâu 5684 ft thuộc hệ tầng BAHARIYA I.

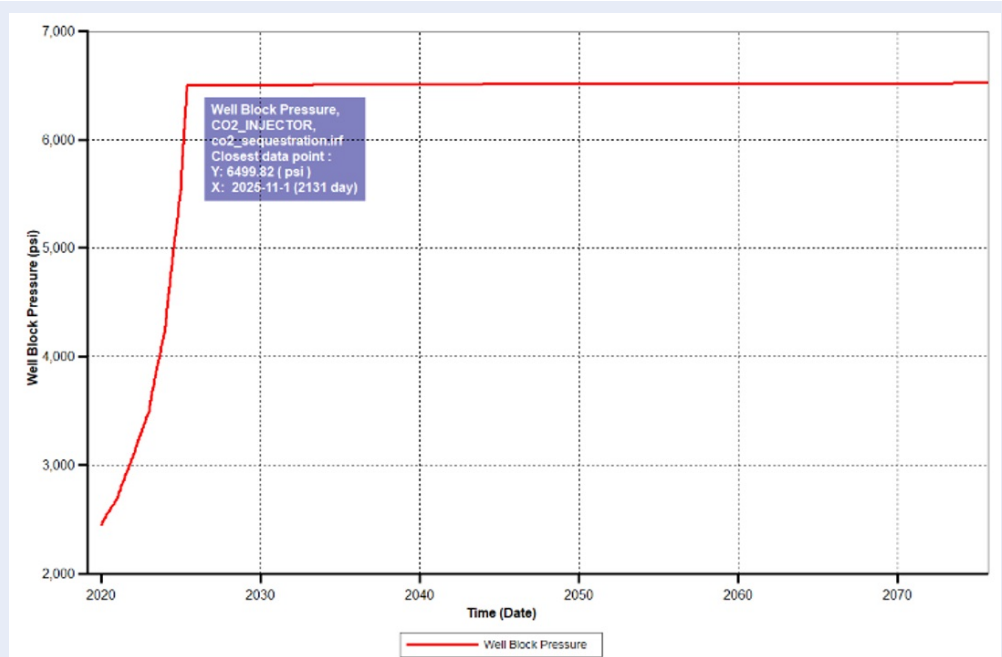
Hình 6 thể hiện áp suất xung quanh giếng trong mô hình ở sở, trong 5 năm đầu thì áp suất vỉa tăng khá nhanh, sau đó tăng nhẹ trong những năm tiếp theo, giá trị áp suất vỉa lớn nhất vào khoảng 6500 psi được quan sát trong suốt quá trình mô phỏng và luôn nhỏ hơn giá trị áp suất khe nứt mong đợi là 7000 psi.

Mô hình 1: Bẫy cấu trúc – Bẫy bão hòa khí dư

Bẫy khí dư trong mô hình được mô phỏng bằng cách sử dụng giá trị cho độ bão hòa khí dư tối đa. Holtz (2002)¹⁹ và Kumar (2005)²⁰ cho rằng rằng loại đá

như Hình 4. Mô hình này sử dụng một lưới Descartes với 6000 ô lưới (100x1x60) có kích thước là chiều dài 10000ft x chiều sâu 1506ft được chia 60 lớp có độ dày khác nhau. Giếng bơm được đặt trung tâm với tọa độ ô lưới là (50x50x1), thời gian mô phỏng là 200 năm (1/1/2020 – 1/1/2220) được bơm trong 6 năm bắt đầu từ 1/1/2020 với lưu lượng như sau:
1/1/2020: 400 Mscfd (8181 tấn CO₂/năm).
1/1/2021: 800 Mscfd (16362 tấn CO₂/năm).
1/1/2022: 1000 Mscfd (20453 tấn CO₂/năm).
1/1/2023: 2000 Mscfd (40905 tấn CO₂/năm).
1/1/2024: 4000 Mscfd (81810 tấn CO₂/năm).
1/1/2025: 8000 Mscfd (163619 tấn CO₂/năm).





Hình 6: Áp suất xung quanh giếng trong mô hình cơ sở

và lỗ rỗng có thể có ảnh hưởng đến giá trị của S_{grm} . Theo nghiên cứu của Holtz, S_{grm} tăng khi hàm lượng sét trong đá cát kết tăng và giảm theo kích thước hạt. Một nghiên cứu về các đặc tính lý hóa dầu đã kết luận rằng độ rỗng là đặc tính ảnh hưởng nhiều nhất đến các giá trị của S_{grm} . Mỗi tương quan sau được Holtz phát triển để tính toán S_{grm} và được sử dụng trong nghiên cứu này (14):

$$S_{grm} = 0.5473 - 0.969\phi \quad (14)$$

Giá trị trung bình cho S_{grm} cho mô hình được tính toán bằng cách sử dụng các giá trị độ rỗng có sẵn. Sau khi mô phỏng, người ta thấy rằng độ bão hòa CO_2 xung quanh giếng sau 50 năm cao hơn tập trung nhiều ở đáy của mô hình và CO_2 khí tự do không di chuyển lên trên nhiều như trong mô hình cơ sở (Hình 7).

Lượng CO_2 đến được lớp trên của Hệ tầng BAHARIYA I ít hơn trong mô hình cơ sở, điều này có nghĩa là một số CO_2 đã bị giữ lại trong các lỗ rỗng do hiện tượng trễ (hysteresis) và được giữ ở các lớp dưới cùng dưới dạng kém linh động hơn, và cho thấy khả năng rò rỉ khí CO_2 là thấp hơn so với mô hình cơ sở. Hình 10 và 11 cho thấy độ bão hòa CO_2 xung quanh giếng đối với mô hình cơ sở và mô hình 1 100 năm hoạt động.

Hình 8 cho thấy sự khác biệt rõ ràng giữa cơ chế bão địa tầng và sự kết hợp giữ bão địa tầng và bão khí dư sau 100 năm. Trong trường hợp cơ sở, sau khi bơm

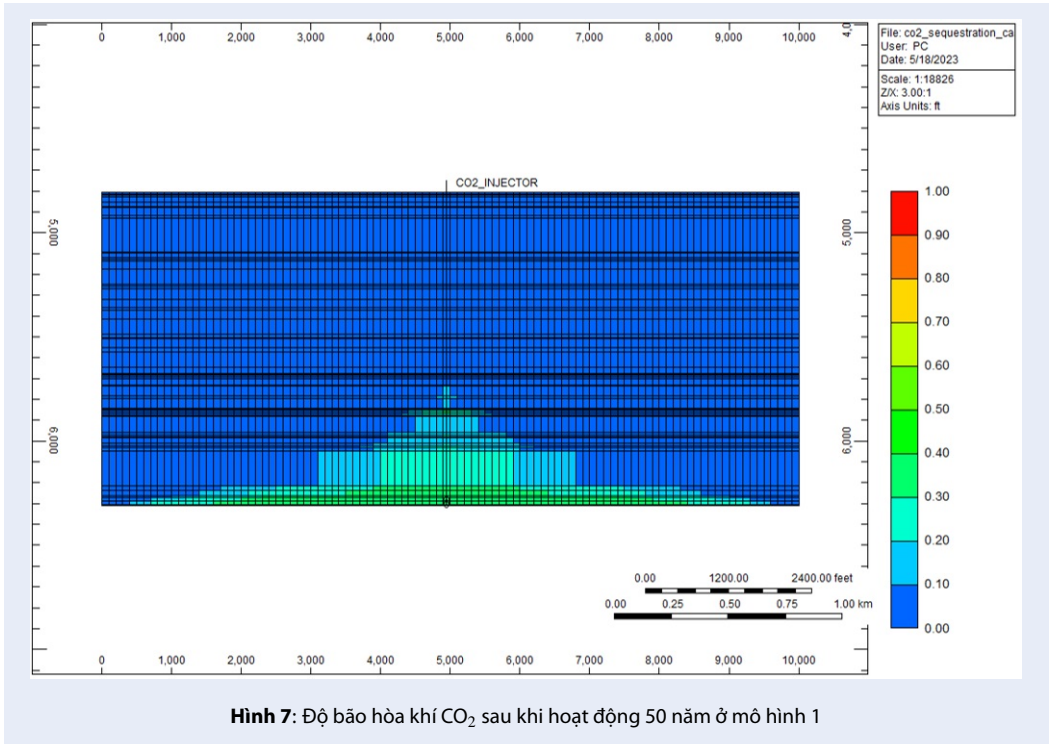
CO_2 vào tầng nước, CO_2 di chuyển khá nhanh lên phía trên, trong trường hợp 2, CO_2 di chuyển nhanh trong khoảng 10 năm đầu, sau đó sự thay đổi về hình dạng di chuyển diễn ra không nhiều. Sau 200 năm mô phỏng, vĩa đã lưu trữ được 224036.53 tấn CO_2 .

Biểu đồ Hình 9 cho thấy tổng lượng khí CO_2 bị bẫy đều ở trạng thái siêu tới hạn, ở mô hình cơ sở, lượng khí chủ yếu ở dạng khí tự do, sau khi thêm tính chất bão hòa khí dư, phần lớn CO_2 được lưu trữ dưới dạng kém linh động. Đường cong áp suất xung quanh giếng sau khi bơm không thay đổi đáng kể (Hình 10).

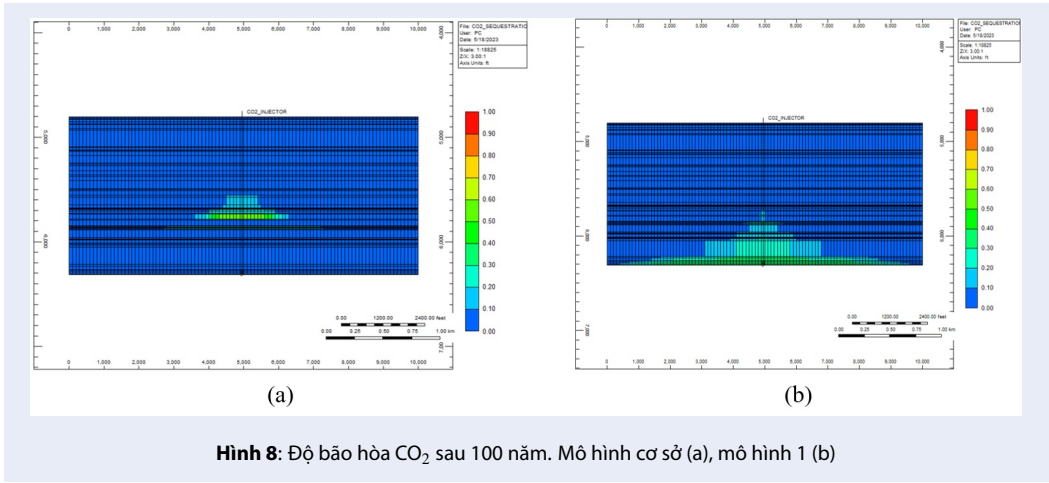
Mô hình 2: Bẫy cấu trúc, bẫy bão hòa khí dư, bẫy hòa tan

Trong mô hình này sử dụng hệ số hiệu chỉnh của định luật Henry cho CO_2 và được tính toán bằng phương pháp Harvey trong mô-đun WINPROP có sẵn của CMG. Hệ số Henry cho thành phần vết C_1 được đặt ở giá trị 0 để tránh khả năng hòa tan của thành phần này trong dung dịch nước.

Hình 11 thể hiện độ bão hòa khí CO_2 sau 50 năm mô phỏng ở mô hình 1 và mô hình 2, phần lớn lượng CO_2 được lưu trữ ở độ sâu 5849 ft, tương ứng với hệ tầng BAHARIYA III, lượng khí tập trung ở phần đáy khá nhiều và ở các biên ngoài cũng thể hiện rõ độ bão hòa CO_2 cao hơn so với các mô hình trước. Sự hòa tan của CO_2 vào nước trong thành hệ tầng liên tục khi bơm CO_2 được thể hiện bởi Hình 12. Ở 2 trường hợp đầu,



Hình 7: Độ bão hòa khí CO₂ sau khi hoạt động 50 năm ở mô hình 1



Hình 8: Độ bão hòa CO₂ sau 100 năm. Mô hình cơ sở (a), mô hình 1 (b)

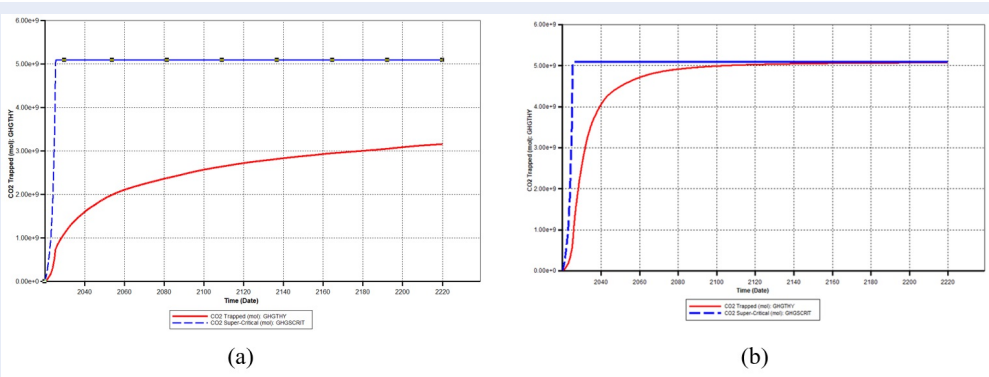
đối với cấu trúc và khí dư, dường như không có sự thay đổi đáng kể. Hình 13 thể hiện các dạng của khí CO₂ trong vỉa, lượng khí CO₂ bị hấp thụ theo cơ chế hấp thụ hòa khí dư giảm và tăng trong cơ chế hấp thụ hòa tan, nguyên nhân là do lượng CO₂ có trong các lỗ rỗng bị hòa tan vào nước.

Hình 14 thể hiện áp suất xung quanh giếng trong cơ chế này. Các giá trị vẫn thấp hơn giá trị tối hạn của khe nứt là 7000 psi. Tuy nhiên, áp suất lúc này thấp hơn so với mô hình 1, vì trong vỉa lúc này có ít lượng khí CO₂ ở dạng khí tự do linh động xung quanh giếng, phần lớn CO₂ đều được hòa tan vào nước nên áp

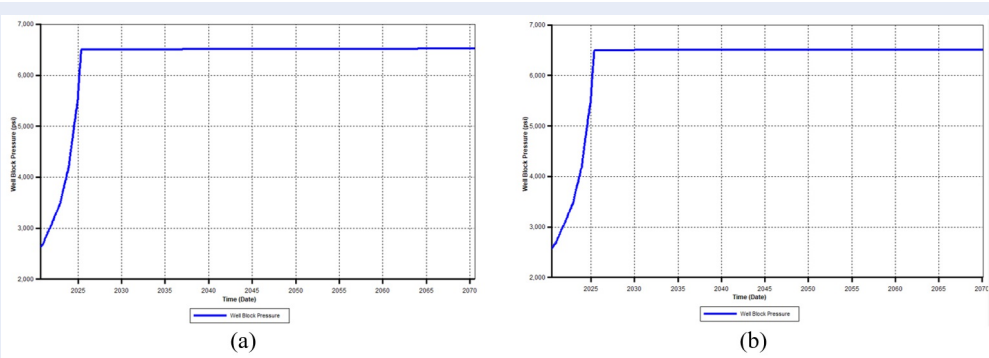
suất xung quanh giếng giảm. Sau 200 năm mô phỏng, lượng CO₂ được lưu trữ khoảng 170504.46 tấn dưới dạng siêu tới hạn, và 64660.95 tấn dưới dạng hòa tan trong nước.

Mô hình 3: Bẫy cấu trúc – bẫy bão hòa khí dư – bẫy hòa tan – bẫy khoáng hóa

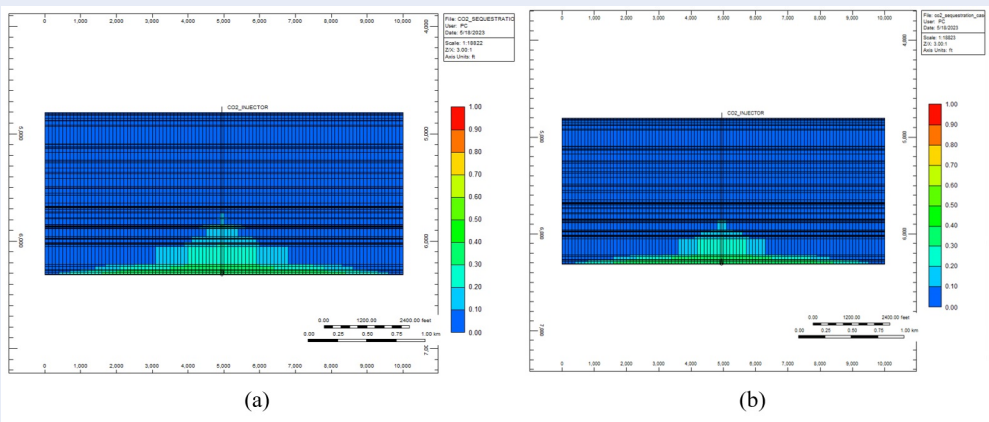
Các thông số của pha nước và các khoáng vật có trong đá được nhập vào mô hình chất lưu trong Modun WINPROP. Trong nghiên cứu này, tập trung vào các quá trình khoáng hóa có liên quan đến CO₂ trong



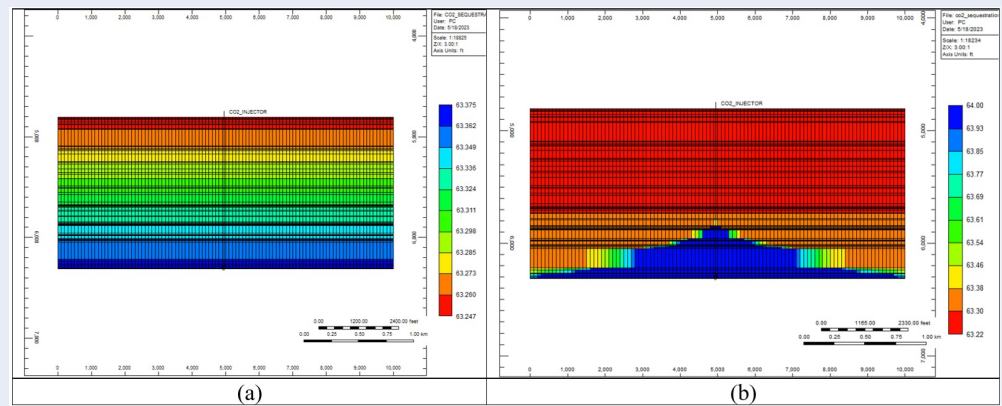
Hình 9: Biểu đồ thể hiện CO₂ bị bẫy trong mô hình cơ sở (a) và mô hình 1 (b)



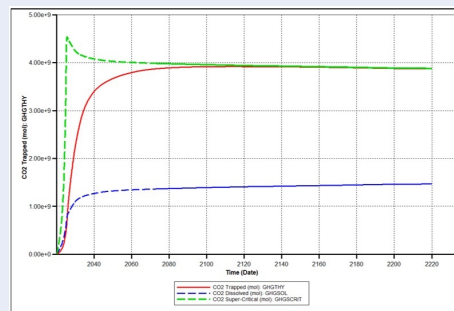
Hình 10: Áp suất của giếng trong mô hình cơ sở (a) và mô hình 1 (b)



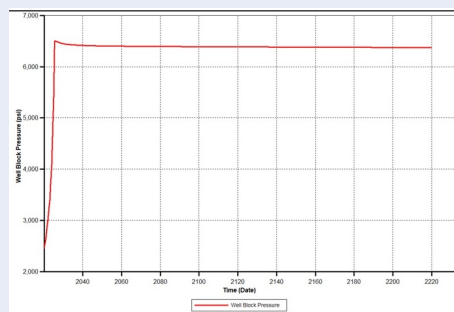
Hình 11: Độ bão hòa khí CO₂ sau 50 năm. Mô hình 1 (trái), mô hình 2 (phải)



Hình 12: Sự thay đổi của khối lượng riêng nước sau 100 năm. Mô hình 1 (a), mô hình 2 (b)

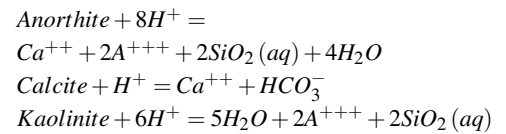


Hình 13: Biểu đồ phân phối các dạng khí bị bẫy ở mô hình



Hình 14: Áp suất xung quanh giếng của mô hình 2

Các phản ứng khoáng hóa:

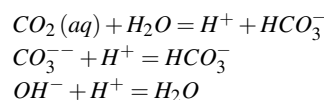


Phân tích nước trong hệ tầng Bahariya đã thu được 451
Tổng chất rắn hòa tan (TDS) có trong nước được thể 452
hiện ở Bảng 3: Các phản ứng này được mô phỏng dựa 453
trên phương trình tốc độ phản ứng. Nghiem (2004)³ 454
đã trình bày đầy đủ về các phương trình được sử dụng 455
trong thành lập mô hình bẫy khoáng hóa. Với các 456
thông số như hằng số tốc độ phản ứng (K_B) Nhiệt 457
độ tham chiếu cho các hằng số đó, Diện tích bề mặt 458
phản ứng của khoáng vật (A_B) và năng lượng phản 459
ứng ($E_{\alpha B}$) Các thông số được thể hiện qua Bảng 4: 460
Ở mô hình 3 này, kết hợp của cả 4 cơ chế lưu trữ, 461
càng thể hiện rõ tầm quan trọng trong việc lưu trữ 462
CO₂ trong tầng nước. Cũng giống như mô hình cơ 463
sở, CO₂ di chuyển lên trên nhưng tích tụ lại ở hệ tầng 464
BAHARIYA III thay vì hệ tầng BAHARIYA I, Hình 15 465
cho thấy độ bão hòa khí trong vỉa diễn ra khá chậm 466
so với 3 mô hình trước và bắt đầu giảm mạnh sau 40 467
năm giếng bơm hoạt động. Điều này được giải thích 468
rằng ở mô hình 3, sự phản ứng của CO₂ với nước và 469
các khoáng vật trong đá đang diễn ra mạnh mẽ, làm 470
lượng CO₂ tự do trong vỉa dần mất đi và thay vào đó 471
CO₂ ở dưới dạng là thành phần của các sản phẩm kết 472
tủa trong vỉa. Quá trình khoáng hóa là một quá trình 473
diễn ra lâu dài, để đảm bảo độ hội tụ của mô hình, 474
mô hình 3 này mô phỏng quá trình lưu trữ CO₂ trong 475
1000 năm. 476

Hình 16 cho thấy, CO₂ được bơm vào vỉa và được 477
chuyển hóa thành kaolin và calcite cao hơn so với 478
Anorthite. Dựa vào các phương trình phản ứng ở 479
trên (phản ứng của CO₂ với nước và các khoáng vật) 480

448 nước và khoáng vật:

449 Các phản ứng trong pha nước:

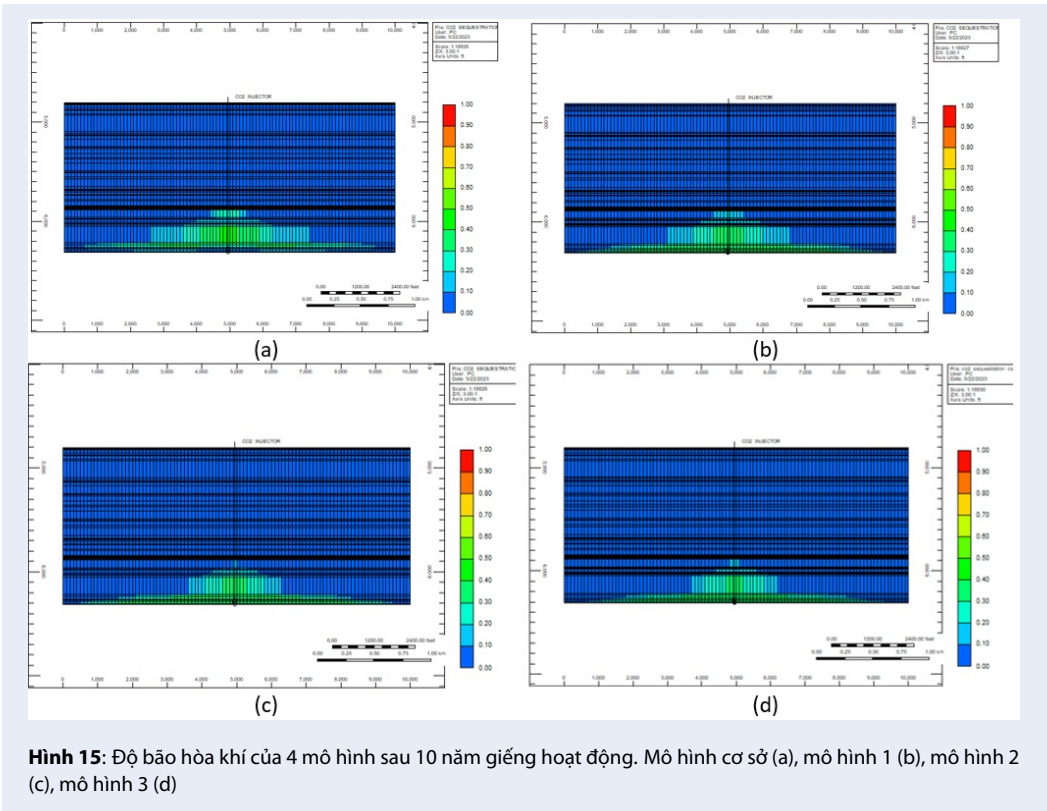


Bảng 3: Kết quả phân tích mẫu nước

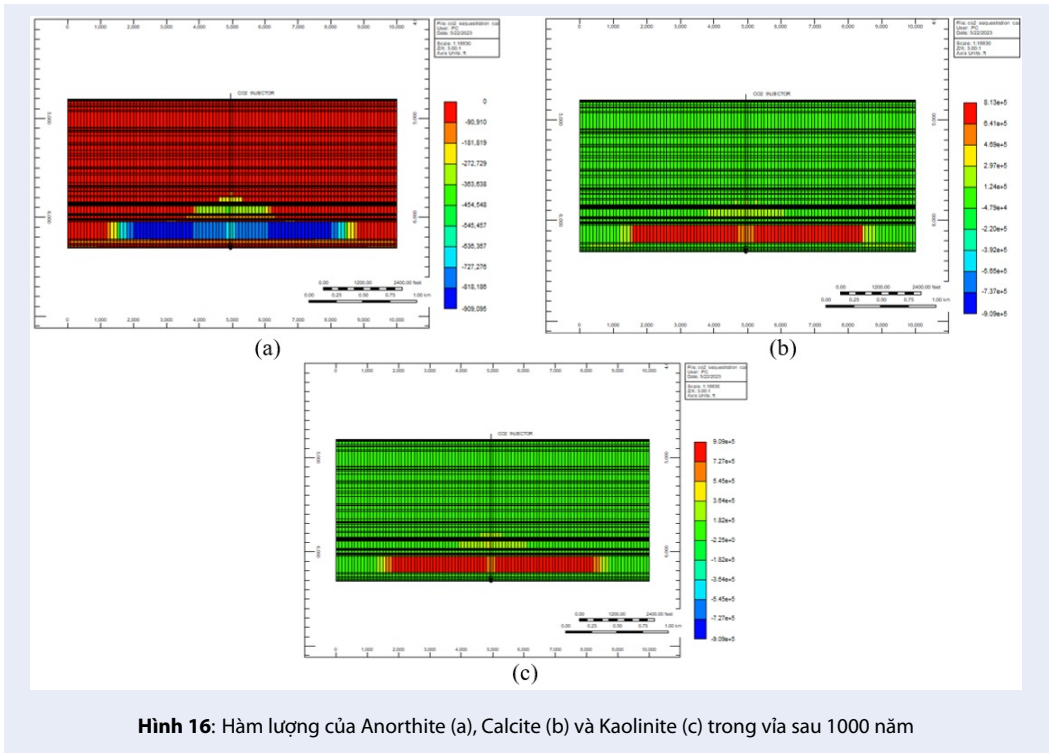
BRINE ANALYSIS			
COMPANY: AGIBA PETROLEUM COMPANY			
JOB NO: S00988		WELL: AMAN - 4	
CATIONS		ANIONS	
	Mg/L		Mg/L
Sodium	27728	Chloride	46374
Calcium	2263	Sulfate	1159
Magnesium	625	Bicarbonate	211

Bảng 4: Các thông số của cơ chế khoáng hóa

Reactions	(25°C)	$\hat{A}_\beta$	$E_{\alpha\beta}$	Volume Fraction
$Anorthite + 8H^+ = Ca^{++} + 2A^{+++} + 2SiO_2(aq) + 4H_2O$	-12	88	67830	0.0088
$Calcite + H^+ = Ca^{++} + HCO_3^-$	-8.7959	88	41870	0.0088
$Kaolinite + 6H^+ = 5H_2O + 2A^{+++} + 2SiO_2(aq)$	-13	17600	62760	0.0035



Hình 15: Độ bão hòa khí của 4 mô hình sau 10 năm giếng hoạt động. Mô hình cơ sở (a), mô hình 1 (b), mô hình 2 (c), mô hình 3 (d)



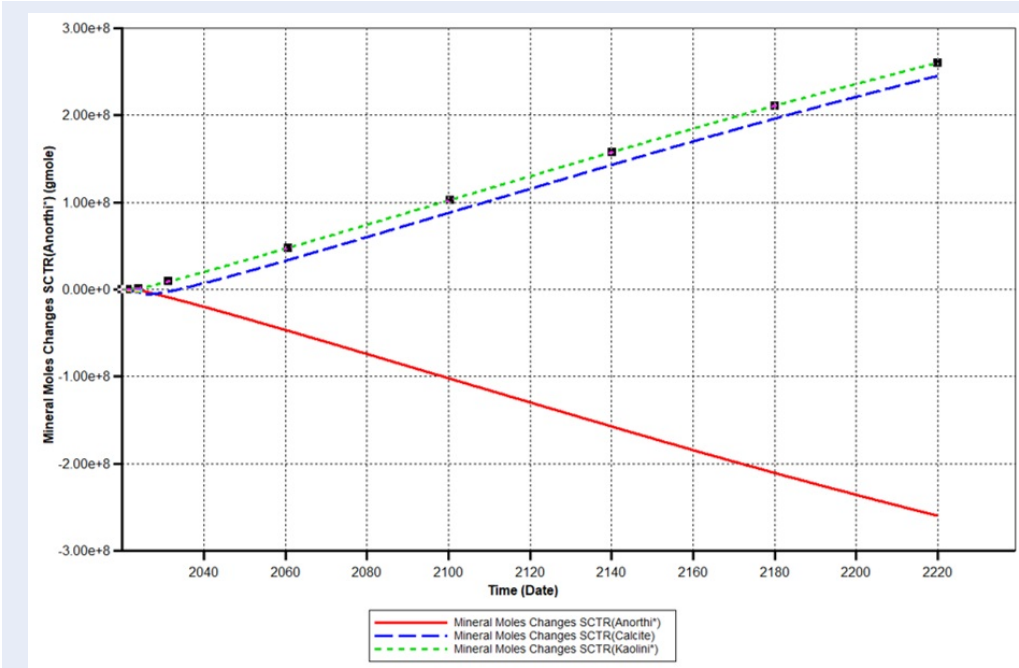
Hình 16: Hàm lượng của Anorthite (a), Calcite (b) và Kaolinite (c) trong vỉa sau 1000 năm

481 có thể xác định quan trọng là lượng CO_2 hòa tan
482 tạo thành ion HCO_3^- phải rằng, để có lập CO_2 bằng
483 phương pháp khoáng hóa, điều đủ. Khi có đủ HCO_3^-
484 và $\text{SiO}_2(\text{aq})$, CO_2 mới có thể được lưu trữ dưới dạng
485 kaolinite hoặc Calcite.
486 Phân tích kết quả mô phỏng cho thấy, lượng kaolinite
487 và calcite tăng rõ rệt theo thời gian và Anorthite giảm
488 mạnh (Hình 17). Đây là dấu hiệu cho thấy quá trình
489 cô lập CO_2 trong tầng nước mặn bằng cơ chế khoáng
490 hóa bị hạn chế. Về cơ bản, có ba cơ chế bấy chính ảnh
491 hưởng đến lưu trữ CO_2 bao gồm: bẫy khí dư, bẫy hòa
492 tan và bẫy khoáng hóa. Hình 18a thể hiện lượng CO_2
493 được lưu trữ trong 4 cơ chế theo thời gian. Trong 40
494 năm đầu, bẫy khí dư chiếm phần lớn, bẫy khoáng hóa
495 không xảy ra. Chỉ sau 200 năm, lượng CO_2 thu được
496 từ quá trình khoáng hóa mới tăng dần, bẫy hòa tan
497 cũng tăng theo thời gian nhưng bẫy khí dư lại giảm.
498 Điều này được thể hiện rõ khi mô phỏng trong 1000
499 năm (Hình 18b).
500 Hình 19 Thể hiện áp suất vỉa xung quanh miệng giếng.
501 Cũng giống như các trường hợp khác, áp suất vỉa
502 không vượt quá áp suất tối hạn của khe nứt. Nhưng
503 có sự thay đổi rõ ràng hơn so với 3 mô hình trước. Áp
504 suất xung quanh miệng giếng cao nhất chỉ đạt 6493.96
505 psi (Hình 19a), đạt 6486.59 psi (Hình 19b) và giảm
506 dần theo thời gian. Khi thời gian mô phỏng dài hơn,
507 sự đóng góp của cơ chế khoáng hóa diễn ra nhiều hơn,
508 làm cho lượng CO_2 trong vỉa được chuyển hóa thành

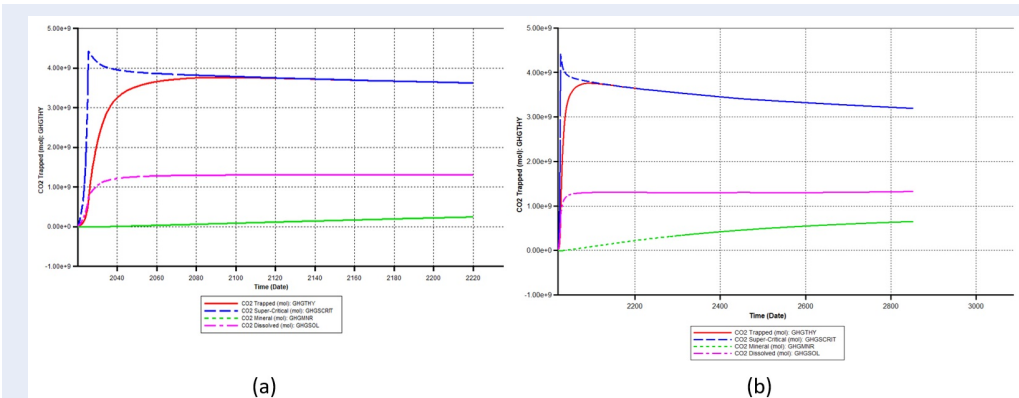
509 dạng kết tủa nhiều hơn nên làm cho áp suất vỉa lúc
510 này giảm dần (Hình 19b). Sau 1000 năm mô phỏng,
511 lượng CO_2 lưu trữ trong vỉa dưới dạng siêu tới hạn
512 đạt 140495.7 tấn, dưới dạng hòa tan trong nước đạt
513 58375.98 tấn, dưới dạng kết tủa của các khoáng vật
514 đạt 28574.82 tấn và dưới dạng ion trong pha nước đạt
515 3737.07 tấn.

THẢO LUẬN

516
517 Nghiên cứu về khả năng cô lập CO_2 trong tầng nước
518 mặn tại mỏ Meleilha của Ai Cập đã cung cấp một cái
519 nhìn chi tiết về các cơ chế lưu trữ CO_2 và ảnh hưởng
520 của chúng đối với quá trình này. Từ những kết quả
521 thu được, ta có thể rút ra một số nhận định quan trọng
522 sau:
523 Các kết quả chi tiết từ mỗi cơ chế lưu trữ CO_2 đã phản
524 ánh rõ ràng về hiệu suất và khả năng ứng dụng của
525 chúng trong việc cô lập CO_2 trong tầng nước mặn. Sự
526 kết hợp giữa các cơ chế bẫy đã tạo ra những hiệu ứng
527 đa dạng, từ tăng khả năng lưu trữ đến giảm thiểu sự
528 rò rỉ CO_2 lên bề mặt. Điều này chỉ ra rằng việc hiểu rõ
529 về các cơ chế lưu trữ là quan trọng để thiết kế và triển
530 khai các chiến lược lưu trữ CO_2 hiệu quả. Nghiên cứu
531 đã chỉ ra rằng mỏ Meleilha có tiềm năng lớn trong việc
532 lưu trữ CO_2 trong tầng nước mặn. Tuy nhiên, để tối
533 ưu hóa quá trình này, cần phải xem xét kỹ lưỡng các
534 yếu tố địa chất và hóa học, cũng như tương tác giữa
535 chúng.



Hình 17: Sự thay đổi số mol của các khoáng vật theo thời gian



Hình 18: Lượng CO₂ lưu trữ trong 4 cơ chế bẫy. Mô phỏng trong 200 năm (a) và 1000 năm(b)

Nghiên cứu này cung cấp một cơ sở vững chắc cho các nghiên cứu và dự án thực tiễn về lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn. Tiếp tục nghiên cứu và phát triển các phương pháp lưu trữ sẽ giúp chúng ta tiến xa hơn trong việc giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu và bảo vệ môi trường sống của chúng ta.

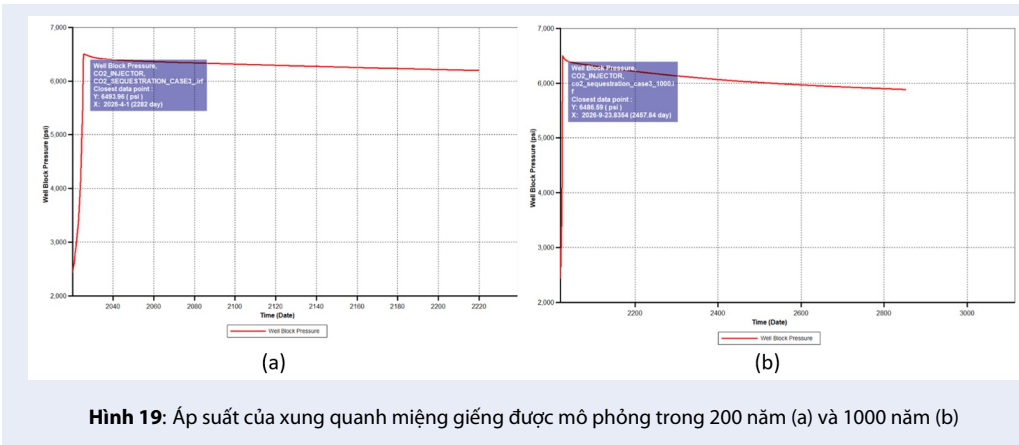
KẾT LUẬN

Trọng tâm của nghiên cứu này là về hành vi của CO₂ tầng nước mặn. Mô hình này sử dụng các phương trình trạng thái và các phương trình cân bằng để trực quan hóa hành vi của CO₂ trong vỉa và sự ảnh hưởng của các bẫy bao gồm bẫy cấu trúc, bẫy khí dư, bẫy hòa

tan và bẫy khoáng hóa đối với quá trình lưu trữ CO₂ trong các tầng nước mặn.

Nghiên cứu thông qua hệ tầng BAHARIYA, mỏ Meleiha nằm ở phía Sa mạc phía Tây của Ai Cập, cho thấy sau 200 năm hoạt động, vỉa đã lưu trữ tổng cộng 213931 tấn CO₂.

- 1. Đối với mô hình cơ sở, chỉ xét đến cơ chế bẫy cấu trúc, tất cả CO₂ đều ở trạng thái siêu tới hạn. Ở cơ chế này một lượng lớn CO₂ đã xâm nhập qua các tầng chắn thứ cấp và di chuyển đến phần đỉnh của hệ tầng BAHARIYA. Đây là một mô hình không an toàn cho lưu trữ CO₂.



2. Đối với mô hình 1, bao gồm cơ chế bẫy cấu trúc và bẫy khí dư, giá trị độ bão hòa khí dư là 0.4 đã được sử dụng. CO₂ được lưu trữ trong các lỗ rỗng, phần còn lại ở dạng trạng thái linh động. Cơ chế bẫy khí dư bắt đầu khi quá trình bơm kết thúc, nước ngấm vào những lỗ rỗng đã bão hòa CO₂ và lưu trữ chúng. Vì nguyên nhân này mà cơ chế bẫy bão hòa khí dư thường chỉ quan sát được sau khi bơm CO₂.
3. Đối với mô hình 2, bao gồm cơ chế bẫy cấu trúc, bẫy khí dư và bẫy hòa tan. Phần lớn lượng CO₂ được lưu trữ ở độ sâu 5849 ft tương ứng với hệ tầng BAHARIYA III, dạng hòa tan trong nước của CO₂ tăng dần nhưng lượng CO₂ ở trạng thái siêu tới hạn giảm.
4. Mô hình 3 cho thấy quá trình khoáng hóa là một tác động dài hạn, trong 40 năm đầu, bẫy khoáng hóa không xảy ra. Kết quả sau 200 năm, lượng CO₂ thu được từ quá trình khoáng hóa tăng dần và thể hiện rõ nhất thông qua mô hình 1000 năm, bẫy hòa tan cũng tăng chậm theo thời gian nhưng bẫy khí dư lại giảm bởi sau thời gian dài lượng CO₂ được lưu trữ trong các lỗ rỗng phản ứng với các thành phần khoáng vật trong đá và chuyển hóa thành các kết tủa, nên lượng CO₂ theo bẫy khí dư trong mô hình này giảm. Điều này chỉ ra rằng các sự kết hợp các cơ chế trên là là hiệu quả để lưu trữ CO₂ trong tầng nước mặn của vỉa Meleiha.

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

- CMG: Computer Modelling Group (Nhóm mô hình máy tính)
CO₂-EOR: Carbon Dioxide – Enhanced Oil Recovery (Thu hồi dầu tăng cường bằng khí Cacbonic)
GA: Genetic Algorithm (Thuật toán di truyền)

- GHGMNR: CO₂ as Precipitated Mineral (mol) (CO₂ dưới dạng kết tủa (mol))
GHGSCRIT: CO₂ as Supercritical Fluid (mol) (CO₂ dưới dạng chất lỏng siêu tới hạn (mol))
GHGSOL: CO₂ Soluble in Aqueous Phase (mol) (CO₂ dạng hòa tan trong nước (mol))
GHGTHY: Total CO₂ Trapped (mol) (Tổng lượng CO₂ bị bẫy (mol))
MLP: Multilayer Perceptron (Phương pháp mạng nơ-ron nhân tạo Perceptron đa lớp)
RF: Random forest (Rừng ngẫu nhiên)
SVR: Support vector regression (Hồi quy vector hỗ trợ)
WAG: Water Alternating Gas (Phương pháp bơm ép khí nước luân phiên)
XGB: Extreme gradient boosting (Phương pháp tăng cường gradient cực đại).

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Nhóm tác giả xin cam đoan rằng không có bất kỳ xung đột lợi ích nào trong công bố bài báo.

ĐÓNG GÓP CỦA TÁC GIẢ

Phạm Sơn Tùng định hướng và giám sát quá trình hình thành và hoàn thiện nghiên cứu, kiểm tra và chỉnh sửa bài báo

Nguyễn Thanh Bình thu thập dữ liệu, xây dựng mô hình, viết bản thảo bài báo

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Vo Thanh H, Sugai Y, Nguele R, Sasaki K. Integrated workflow in 3D geological model construction for evaluation of CO₂ storage capacity of a fractured basement reservoir in Cuu Long Basin, Vietnam. Int J Greenh Gas Control. 2019 Nov;90:102826; Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102826>.
2. Vo Thanh H, Sugai Y, Nguele R, Sasaki K. Robust optimization of CO₂ sequestration through a water alternating gas process

- 630 under geological uncertainties in Cuu Long Basin, Vietnam. J
631 Nat Gas Sci Eng. 2020 Apr;76:103208;Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103208>.
- 632
- 633 3. Nghiem L, Sammon P, Grabenstetter J, Ohkuma H. Modeling
634 CO2 storage in aquifers with a fully-coupled geochemical EOS
635 compositional simulator. In: Proceedings - SPE Symposium on
636 Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers (SPE);
637 2004;Available from: <https://doi.org/10.2118/89474-ms>.
- 638 4. Nghiem L, Shrivastava V, Tran D, Kohse B, Hassam M, Yang C.
639 Simulation of CO2 storage in saline aquifers. In: All Days. So-
640 ciety of Petroleum Engineers (SPE); 2009 Oct;Available from:
641 <https://doi.org/10.2118/125848-ms>.
- 642 5. Wei N, Liu B, Song Y, Zhou W, Yang T, Liu S, et al. A hierarchical
643 framework for CO2 storage capacity in deep saline aquifer for-
644 mations. Front Earth Sci. 2022 Jan 18;9:777323;Available from:
645 <https://doi.org/10.3389/feart.2021.777323>.
- 646 6. Khanal A, Shahriar MF. Physics-based proxy modeling of
647 CO2 sequestration in deep saline aquifers. Energies (Basel).
648 2022 Jun;15(12):4350;Available from: <https://doi.org/10.3390/en15124350>.
- 649
- 650 7. He X, Zhu W, AlSinan M, Kwak H, Hoteit H. CO2 storage ca-
651 pacity prediction in deep saline aquifers: Uncertainty and
652 global sensitivity analysis. Society of Petroleum Engineers
653 (SPE); 2022 Feb;Available from: <https://doi.org/10.2523/iptc-22463-ms>.
- 654
- 655 8. K R, Zhang Z. Optimization of CO2 sequestration in saline
656 aquifers. In: CO2 Sequestration and Valorization. InTech;
657 2014;Available from: <https://doi.org/10.5772/57066>.
- 658 9. Alnuaimi MM. Application of artificial intelligence for CO2
659 storage in saline aquifer (smart proxy for snap-shot in time)
660 [Internet]. 2022;Available from: <https://doi.org/10.33915/etd.11278>.
- 661
- 662 10. Li D, Jiang X. Numerical investigation of convective mixing
663 in impure CO2 geological storage into deep saline aquifers.
664 Int J Greenh Gas Control. 2020 May;96:103015;Available from:
665 <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103015>.
- 666 11. fractures on hydrodynamic trapping. Int J Greenh Gas Control.
667 2022 Jan;113:103552;Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103552>.
- 668
- 669 12. Land CS. Calculation of imbibition relative permeability for
670 two- and three-phase flow from rock properties. Soc Pet Eng J.
671 1968 Jun;8(2):149–56;Available from: <https://doi.org/10.2118/1942-pa>.
- 672
- 673 13. Peng D-Y, Robinson DB. A new two-constant equation of state.
674 Ind Eng Chem Fundam. 1976 Feb;15(1):59–64;Available from:
675 <https://doi.org/10.1021/i160057a011>.
- 676 14. Li Y-K, Nghiem LX. Phase equilibria of oil, gas and water/brine
677 mixtures from a cubic equation of state and Henry's law. Can J
678 Chem Eng. 1986 Jun;64(3):486–96;Available from: <https://doi.org/10.1002/cjce.5450640319>.
- 679
- 680 15. Ortoleva P, Merino E, Moore C, Chadam J. Geochemical self-
681 organization I; reaction-transport feedbacks and modeling
682 approach. Am J Sci. 1987 Dec;287(10):979–1007;Available
683 from: <https://doi.org/10.2475/ajs.287.10.979>.
- 684 16. El Gazzar AM, Moustafa AR, Bentham P. Structural evolution of
685 the Abu Gharadig field area, Northern Western Desert, Egypt.
686 J Afr Earth Sci. 2016 Dec;124:340–54;Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2016.09.027>.
- 687
- 688 17. Gadallah M, Samir A, Nabih M. Integrated reservoir charac-
689 terization studies of Bahariya Formation in the Meleiha-NE
690 oil field, North Western Desert, Egypt. J King Abdulaziz Univ-
691 Earth Sci. 2010;21(1):111–36;Available from: <https://doi.org/10.4197/ear.21-1.5>.
- 692
- 693 18. Hall HN. Compressibility of reservoir rocks. J Pet Technol. 1953
694 Jan;5(1):17–9;.
- 695 19. Holtz MH. Residual gas saturation to aquifer influx: a calcula-
696 tion method for 3D computer reservoir model construction.
697 In: All Days. Soc Pet Eng; 2002 Apr;Available from: <https://doi.org/10.2118/75502-ms>.
- 698
- 699 20. Kumar A, Noh MH, Pope GA, Sepehrnoori K, Bryant SL,
700 Lake LW. Reservoir simulation of CO2 storage in deep saline
aquifers. SPE J. 2005 Sep;10(3):336–48;Available from: <https://doi.org/10.2118/89343-pa>.

Simulation of CO₂ sequestration in saline aquifers

Pham Son Tung^{1,2,*}, Nguyen Thanh Binh^{1,2}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

ABSTRACT

In recent years, global warming has become a serious issue in the petroleum industry and is continuously increasing over time. One of the key factors contributing to this situation is the accumulation of a large amount of Carbon Dioxide (CO₂) in the atmosphere. Currently, to minimize the amount of CO₂ in the atmosphere and address climate change, we need to consider effective methods for CO₂ capture and storage; this is also a critical goal of Net Zero projects worldwide. In this study, the author constructed four CO₂ storage models corresponding to four different trapping mechanisms, applied to the saline aquifer beneath the Meleiha oilfield in Egypt. The research was conducted with the support of three computer tools: Computer Modeling Group Ltd 2015, Techlog 2015, and Excel. The four trapping mechanisms include Structural trapping, which relies on geological structures to sequestration CO₂, with the most important element being the caprock; residual gas trapping, which is based on capillary forces, was modeled by using Land's model; solubility trapping, which focuses on the dissolution of CO₂ in saline water, and to clearly understand this mechanism, the author used the Peng-Robinson equation of state and Henry's law to simulate the processes involved; mineralization trapping involves CO₂ reacting with components in saline water and mineral constituents present in rocks, and the author studied and used typical chemical equations to demonstrate the stable storage capacity of this trapping mechanism. The author assessed the contribution of each trapping mechanism to CO₂ storage capacity and wellbore stability through pressure parameters.

Key words: CO₂ capture and storage, Net Zero, saline aquifer, trapping mechanisms

¹Department of Drilling and Production Engineering, Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HCMUT), 268 Ly Thuong Kiet Street, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam

²Vietnam National University Ho Chi Minh City, Linh Trung Ward, Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam

Correspondence

Pham Son Tung, Department of Drilling and Production Engineering, Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HCMUT), 268 Ly Thuong Kiet Street, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam

Vietnam National University Ho Chi Minh City, Linh Trung Ward, Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: phamsontung@hcmut.edu.vn

History

- Received: 11-01-2024
- Revised: 4-5-2024
- Accepted: 13-11-2024
- Published Online:

DOI :



Cite this article : Tung P S, Binh N T. **Simulation of CO₂ sequestration in saline aquifers.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology* 2025; (1):1-1.