

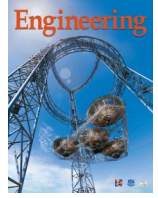


ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research
Large-Scale Energy Storage—Article

地热储能与 CO₂封存和利用的一体化框架

刘月亮^{a,b,c,#}, 胡婷^b, 芮振华^{a,b,c,*}, 张政^b, 都凯^b, 杨涛^d, Birol Dindoruk^e, Erling Halfdan Stenby^f, Farshid Torabi^g, Andrey Afanasyev^h

^a State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

^b School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

^c College of Carbon Neutrality Future Technology, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

^d Equinor ASA, Stavanger 4035, Norway

^e Department of Petroleum Engineering, Cullen College of Engineering, University of Houston, Houston, TX 77204, USA

^f Center for Energy and Resources Engineering, Department of Chemistry, Technical University of Denmark, Kongens Lyngby 2800, Denmark

^g Petroleum Systems Engineering, University of Regina, Regina, SK S4S 0A2, Canada

^h Institute of Mechanics, Moscow State University, Moscow 119192, Russia

ARTICLE INFO

Article history:

Received 13 September 2022

Revised 28 November 2022

Accepted 23 December 2022

Available online 8 March 2023

关键词

地热储能
CO₂封存
碳中和
大规模
CO₂利用

摘要

地下地热储能在封存容量和封存周期上比其他储能策略更具有潜力。二氧化碳(CO₂)由于具有优越的热力学属性而被视为一种极具潜力的储能介质。此外,利用CO₂羽流进行地热储能可将CO₂储存于地质体中来缓解温室效应。本文提出了一个地热储能和二氧化碳封存利用协同的一体化框架:首先将CO₂注入地热层进行能量积累。然后,将产生的高能CO₂注入目标油藏中,用于CO₂利用和地热能储存。最后,将CO₂有效地封存在油藏地质体中。结果表明,随着高能CO₂的注入,目标油藏的平均温度大幅度提高。在地热能的协助下,CO₂的地质利用率更高,从而使驱油效率提高了10.1%。根据对模拟CO₂场地的封存潜力进行评估,CO₂注入110年后,地质体的利用率将高达91.2%,场地内CO₂的最终注入量将高达9.529 × 10⁸ t。经过1000年封存,超临界相在CO₂封存中占主导地位,其次是液相,然后是矿化相。此外,由于残余油的存在,溶解封存捕获的CO₂封存量显著增加。更重要的是,CO₂在大规模储存地热能方面表现出优异性能。例如,在本课题研究的地质体中储存的总能量每年可为超过3.5 × 10⁷户普通家庭提供能源供应。应用这种一体化方法对于大规模地热能储存以及实现碳中和目标意义重大。

© 2023 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

近年来,由于全球工业化进程加快,大气中的二氧化碳(CO₂)浓度急剧增加。CO₂浓度增加是导致气候变化及其他对我们生活环境产生有害影响的主要原因[1]。根据国际能源署(IEA)的报告,到2021年,全球与能源相

关的二氧化碳排放量增加6%,达到3.63 × 10¹⁰ t[2]。全球二氧化碳排放的绝对增量超过2 × 10⁹ t,为历史最大增幅[2]。

自2000年以来,CO₂一直被用作从深部地热层中提取地热能的优良工作介质[3]。与地下盐水相比,CO₂有三大主要优势:① CO₂中的矿物溶解度比地层盐水小,减少了

* Corresponding author.

E-mail address: zhenhuarui@gmail.com (Z. Rui).

These authors contributed equally to this work.

管道或设备的结垢[3]; ② CO_2 的运动黏度低于地层盐水的运动黏度, 降低了 CO_2 的压力损失[4–5]; ③ CO_2 的可压缩性比液态水更强, 可以产生热虹吸, 从而降低对循环泵的要求[6–9]。研究发现, CO_2 比地层盐水具有更高的传热速率[10]。然而, 由于地热层用于封存的体积有限, 其 CO_2 封存潜力也有限[11–12]。因此, 已提出具有极低渗透率盖层的沉积型地热盆地用于 CO_2 封存, 因为它们已被认为具有巨大的 CO_2 封存潜力[13–17]。最近, 提出将枯竭天然气藏[18]和枯竭油藏[19]作为 CO_2 封存和能量储存的适宜场所[20]。

化石燃料燃烧产生大量的 CO_2 排放, 占全球碳排放量的 73% [21]。 CO_2 利用与封存被认为是目前最可行、最适用的 CO_2 捕集、利用与封存 (CCUS) 技术之一, 迄今为止占全球碳减排总量的 77% [22]。在目标油藏中利用 CO_2 提高原油采收率和碳封存相结合的方法是最有前景的 CO_2 利用和封存方法之一[23–28]。 CO_2 提高原油采收率的效果很大程度上依赖于 CO_2 与原油之间的传质[29–34]。研究发现, 混相驱或近混相驱与非混相驱相比可获得更高的原油采收率[35–38]。此外, 混相或近混相条件下的 CO_2 封存潜力比非混相条件下更显著[35–38]。为了实现混相, 油藏压力应等于或高于最小混相压力 (MMP) [39]。然而, 通过人为方式提高目标储层压力来实现混相是不经济的[40–41]。最近, 化学溶剂如乙醇、丙醇、二甲醚[42–43]被引入 CO_2 中用以提高原油采收率, 可使 CO_2 与原油的 MMP 降低 10% 以上。除了降低 MMP, 改进的 CO_2 注入

方式——如水交替气体 (WAG) 等——已经有研究表明其能通过提高 CO_2 波及效率来改善 CO_2 的注入性能[44–49]。

在这项工作中, 提出了一个地热储能和 CO_2 封存与利用协同的一体化框架。在此框架下, 首先将 CO_2 注入地热层, 由于低温 CO_2 的传热系数更高, 地热能被有效地传递给低温 CO_2 。然后将产生的高能 CO_2 引入目标储层, 在实现 CO_2 利用和封存的同时, 实现地热储能。该一体化框架的工作流程示意图如图 1 所示。

2. 理论模型

2.1. 模拟工具概述

本研究使用 TOUGHREACT-EOR 模拟器进行仿真模拟, 该模拟器可以模拟 CO_2 与多组分油相之间的相互作用, 以及地下复杂多相渗流体系中的多组分反应溶质运移过程。该模拟器是通过在现有的多相流传热-流动-化学 (T-H-C) 反应溶质运移模拟框架中引入多组分油相来实现的[50–52]。在模型的数值计算过程中, 空间离散采用积分有限差分法 (IFD), 时间上采用全隐式差分法, 渗流场和化学的反应溶质运移的耦合计算则参考前人研究采用顺序耦合[53]。模拟器的研发及详细情况可以参考之前的一项研究[54]。

以上过程实现了含油多相多组分模拟程序与 T-H-C 反

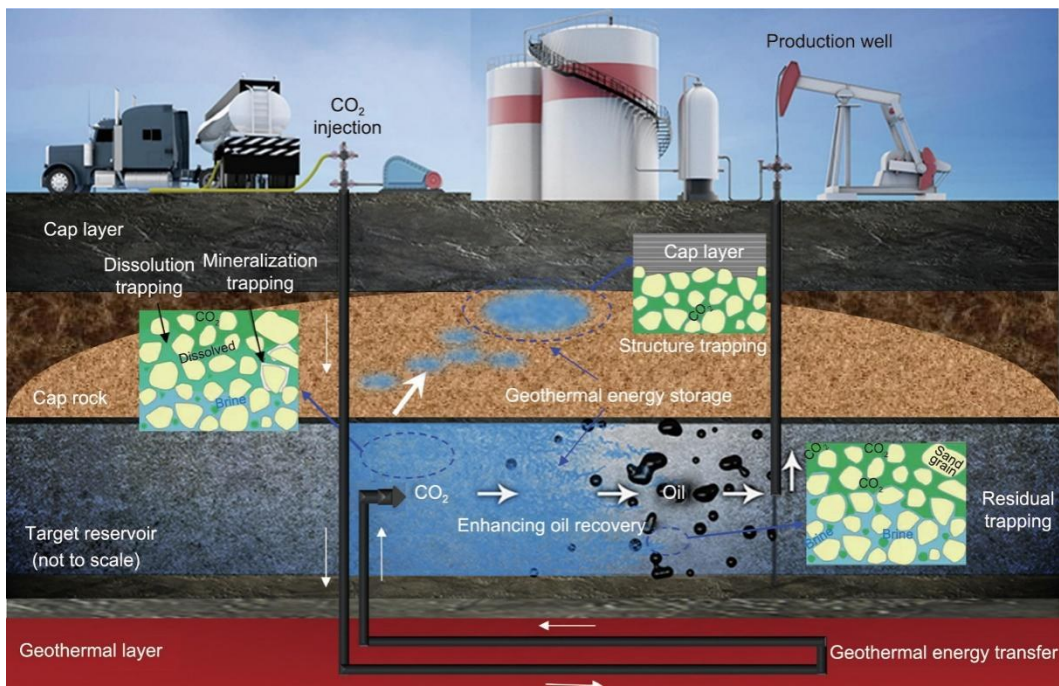


图 1. 地热储能和 CO_2 封存与利用一体化框架的工作流程示意图。

应溶质运移模拟器的耦合，更新后的模拟器仍具有基础模拟器的所有优点（即考虑对流扩散、地球化学反应的非等温多相溶质运移，以及包含热力学和动力学参数的综合数据库）。二者的主要区别在于更新后的模拟器考虑了以下过程：①闪蒸模型，解决 CO_2 与多组分油相之间的传质过程；② CO_2 与原油的混相和不混相过程。总之，更新后的模拟器可定量表征 CO_2 在超临界相、溶解水相、溶解油相和矿化固相之间的迁移和转化过程，是 CO_2 地质利用技术中碳封存研究的优选软件。

2.2. 模型初始条件及边界条件

本次研究构建了三维（3D）井筒-储层耦合模型。图2显示了井筒-储层耦合模型的纵向剖面，模型中使用不同的控制方程来计算井筒和储层中的流体相态。井筒采用一维（1D）两相动量方程，储层采用3D多相达西定律[55]。整个地层的厚度为2.02 km，包括位于底部的地热层（厚度为100 m，深度为3.52 km）和位于顶部的油藏（厚度为20 m，深度为1.5 km）。模型中定义了一组“反九点”的注采井网以完成所需的模拟工作，根据对称原则，该模型只模拟了井网的1/4区域，并在横向边界考虑了固定温度和压力的Dirichlet条件。而井筒与地层之间的热交换采用半解析法计算[56]。

流体可以通过一口200 m长的水平井在地热层中加热，然后沿着一口2 km长的垂直井注入油藏。表1和表2[57]详细列出了目标油藏的初始物理参数和模型中使用的原油拟组分。地热层初始物理参数和井筒参数详见表3[58]。

表1 目标油藏的初始参数

Parameter (unit)	Value
Density of the reservoir rock ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	2600
Porosity	0.148
Depth of the bottom rock (m)	1500
Permeability (mD)	10.2
Temperature (K)	333.15
Pressure (MPa)	15.0
Heat conduction coefficient of the reservoir rocks ($\text{J}\cdot(\text{kg}\cdot\text{K})^{-1}$)	2.51
Specific heat capacity of the reservoir rocks ($\text{W}\cdot(\text{m}\cdot\text{K})^{-1}$)	920
Thickness of reservoir (m)	20.0
Oil saturation	0.51

模型的地球化学条件根据实测数据设定，目标区的地层水类型为 Na-HCO_3 型，地层岩性为长石石英砂岩。研究考虑了影响矿物溶解和沉淀的反应动力学的三种控制机制，并利用Lasaga模型（1984年）计算出反应速率常数(k)如下：

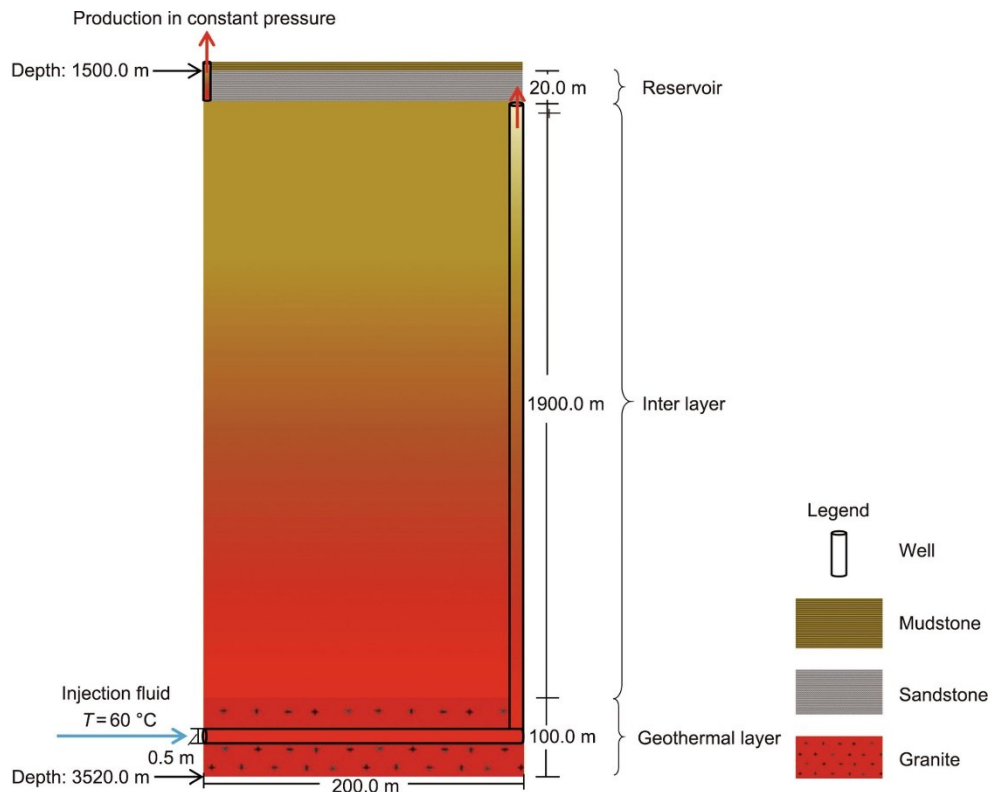


图2. 井筒-油藏耦合模型纵剖面

表2 目标储层流体初始拟组分[57]

Component	Mole fraction	P_c (atm ^a)	T_c (K)	V_c (cm ³ ·mol ⁻¹)	Molecular weight (g·mol ⁻¹)	Acentric factor
CO ₂	0.00970	72.900	304.700	0.094000	44.010	0.225000
N ₂ and C ₁	0.30880	45.158	189.078	0.089500	16.326	0.013638
C ₂	0.03960	48.200	305.430	0.009000	30.070	0.098600
C ₃ and C ₄	0.04660	40.703	382.490	0.148000	47.589	0.163450
i-C ₅ and C ₆	0.00170	32.909	470.810	0.203000	73.545	0.248180
C ₇ -C ₁₀	0.05370	26.390	595.870	0.255780	118.180	0.343530
C ₁₁ -C ₂₅	0.16197	19.357	617.830	0.327352	175.470	0.822800
C ₂₅₊	0.37790	16.922	907.900	0.442394	534.800	1.151000

P_c : the critical pressure; T_c : the critical temperature; V_c : the critical volume; i-C₅: isopentane.

^a 1 atm = 101 325 Pa.

表3 深层地热层热物性参数表

Parameter (unit)	Value
Density of reservoir rock (kg·m ⁻³)	2600
Porosity	0.148
Permeability (mD)	0.101
Depth of bottom rock (m)	3000
Temperature of bottom rock (K)	383.15
Heat conduction coefficient of reservoir rocks (J·(kg·K) ⁻¹)	2.51
Specific heat capacity of reservoir rocks (W·(m·K) ⁻¹)	920
Heat conduction coefficient of well wall (J·(kg·K) ⁻¹)	Horizontal: 4.00, vertical: 0.02
Specific heat capacity of well wall (W·(m·K) ⁻¹)	750
Diameters of tube (m)	0.5

$$k = k_{25}^{\text{nu}} \exp \left[\frac{-E_a^{\text{nu}}}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{298.15} \right) \right] + \sum_i k_{25}^{\text{H}} \exp \left[\frac{-E_a^{\text{H}}}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{298.15} \right) \right] \alpha_{\text{H}}^n + \sum_i k_{25}^{\text{OH}} \exp \left[\frac{-E_a^{\text{OH}}}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{298.15} \right) \right] \alpha_{\text{OH}}^n \quad (1)$$

式中, k_{25} (mol·(m²·s)⁻¹)是25 °C时的反应动力学常数; E_a (kJ·mol⁻¹)是活化能; R 是气体常数; T_0 是绝对温度 (K); α 是相自由度。酸 (H) 和碱 (OH) 机理的能量条件 (n) 均为H⁺, 上标nu表示中性机理。表4和表5列出了与地球化学计算有关的反应动力学参数[59–61]。

CO₂和碳氢化合物组分在气相和油相中的溶解度是利

表4 初始地层水离子组成[59]

Component	C (mol·L ⁻¹)	Component	C (mol·L ⁻¹)
Na ⁺	9.25×10^{-2}	SO ₄ ²⁻	1.09×10^{-2}
K ⁺	2.88×10^{-2}	HCO ₃ ⁻	3.37×10^{-2}
Ca ²⁺	1.26×10^{-3}	Cl ⁻	1.26×10^{-1}
Mg ²⁺	1.17×10^{-3}	—	—

C : total dissolved concentrations of chemical components, which are concentrations of the basis species plus their associated aqueous secondary species.

用Peng-Robinson (PR) 状态方程通过闪蒸计算得出的, 而CO₂在水相中的溶解度则是利用亨利定律计算得出的。模型中考虑了牛顿内摩擦理论, 即油的黏度 (μ) 是温度、压力、压缩系数和组分特性的函数[62]:

$$\mu = \frac{1}{f} = \frac{1}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\theta_i \theta_j E_{ij}^A}{\sqrt{u_i u_j}}} \quad (2)$$

式中, f 是多组分流体的流动性; N 是组分的数量; u_i 是第 i 组分的黏度; $\theta_i(\theta_j)$ 是 $x_i(x_j)$ 和 $M_i(M_j)$ 的函数; E_{ij}^A 是第 i 组分和第 j 组分之间的平均效率交互系数。相关方程如下:

$$\mu_i = \mu_c [1 + a(P - P_c)] \exp(E_a/RT) \quad (3)$$

$$\theta_i = \frac{x_i \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^N x_i M_i} \quad (4)$$

$$E_{i,j}^A = \frac{2 \sqrt{M_i M_j}}{M_i + M_j} \quad (5)$$

式中, μ_c 为临界黏度; T 为热力学温度 (K); P 为压力 (Pa); a 为压力系数 (Pa⁻¹); x_i 为组分 i 的摩尔分数; M_i 为组分 i 的分子质量。

在这项工作中, 目标油藏采用CO₂和水交替注入进行

表5 初始矿物体积分数及其动力学性质[60–61]

Mineral	Vol% of solid	S (cm ² ·g ⁻¹)	Neutral mechanism		Acid mechanism			Base mechanism		
			k_{25} (mol·(m ² ·s) ⁻¹)	E_a (kJ·mol ⁻¹)	k_{25} (mol·(m ² ·s) ⁻¹)	E_a (kJ·mol ⁻¹)	n (H ⁺)	k_{25} (mol·(m ² ·s) ⁻¹)	E_a (kJ·mol ⁻¹)	n (H ⁺)
Quartz	37.83	9.800	1.140×10^{-8}	87.70	—	—	—	—	—	—
Albite	34.84	483.000	2.750×10^{-13}	69.80	6.920×10^{-11}	65.0	0.457	2.510×10^{-16}	71.0	-0.572
K-feldspar	4.56	9.800	3.891×10^{-13}	38.00	8.710×10^{-11}	51.7	0.500	6.310×10^{-22}	94.1	-0.823
Calcite ^a	2.84	9.800	—	—	—	—	—	—	—	—
Kaolinite	0.12	151.600	6.918×10^{-14}	22.20	4.898×10^{-12}	65.9	0.777	8.913×10^{-18}	17.9	-0.472
Chlorite	0.68	151.600	3.020×10^{-13}	88.00	7.762×10^{-12}	88.0	0.500	—	—	—
Siderite	0.09	9.800	1.260×10^{-9}	62.76	1.590×10^{-4}	45.0	0.900	—	—	—
Na-smectite	6.35	151.600	1.660×10^{-13}	35.00	1.047×10^{-11}	23.6	0.340	3.020×10^{-17}	58.9	-0.400
Ca-smectite	6.35	151.600	1.660×10^{-13}	35.00	1.047×10^{-11}	23.6	0.340	3.020×10^{-17}	58.9	-0.400
Ankerite	3.64	9.800	1.26×10^{-9}	62.76	1.590×10^{-4}	45.0	0.900	—	—	—
Illite	1.70	151.600	1.660×10^{-13}	35.00	1.047×10^{-11}	23.6	0.340	3.020×10^{-17}	58.9	-0.400
Oligoclase	0	19.795	1.445×10^{-12}	69.80	2.138×10^{-10}	65.0	0.457	—	—	—
Magnesite	0	9.800	4.571×10^{-10}	23.50	4.169×10^{-7}	14.4	1.000	—	—	—
Dawsonite	0	9.800	1.260×10^{-9}	62.76	1.590×10^{-4}	45.0	0.900	—	—	—
Dolomite	0	9.800	2.951×10^{-8}	52.20	6.457×10^{-4}	36.1	0.500	—	—	—
Hematite	0	12.900	2.512×10^{-15}	66.20	4.074×10^{-10}	66.2	1.000	—	—	—

Minerals with an initial volume fraction of 0 were secondary components that may have been present during the simulation.

S: the specific reactive surface area per unit mass of solid; vol%: volume percentage of minerals to total rock skeleton.

^a Calcite is controlled by local equilibrium.

开发, 为期10年。其中, 在第一期(即0—2.5年)和第三期(即5.0—7.5年)的2.5年中, 注入CO₂; 在为期2.5年的第二阶段(即2.5—5.0年)和第四阶段(即7.5—10.0年), 则进行注水, 以提高注入流体的波及体积并增强地热层的传热能力。经过10年的交替注入周期后, 连续注入CO₂ 100年, 进行CO₂封存和地热能储存。这里需要注意的是, 在进行CO₂封存的同时, 地热能也被储存在目标地质体内。本次模拟采用了三种情况: ①首先将CO₂或水注入地热层实现能量的吸收, 然后将高能CO₂注入目标地质体进行CO₂利用, 即提高原油采收率; ②直接将CO₂或水注入目标储层进行原油提采; ③假定目标油藏枯竭, 然后注入CO₂进行100年的封存, 更重要的是, 随着CO₂的地质封存, CO₂中也储存了地热能。

3. CO₂储能计算

在给定的压力和温度下, CO₂中储存的总能量由温度焓和压力焓组成[63], 其计算公式如下:

$$e_{x,H} = e_{x,T} + e_{x,P} \quad (6)$$

式中, $e_{x,H}$ 表示在给定条件下CO₂的比焓(即总能量), 单位为kJ·kg⁻¹; $e_{x,T}$ 表示温度比热, 单位为kJ·kg⁻¹; $e_{x,P}$ 表示压力比热, 单位为kJ·kg⁻¹。

$e_{x,P}$ 可视为等温条件下CO₂膨胀所做的功, 可表示如

下[58]:

$$e_{x,P} = e_x(T_s, P_1) - e_x(T_s, P_2) = \int_{P_2}^{P_1} V dP = T_s R_g \ln \frac{P_1}{P_2} \quad (7)$$

式中, T_s 代表系统温度, 单位为K; P_1 代表目标储层中CO₂的绝对压力, 单位为MPa; P_2 代表地面天然气的绝对压力, 单位为MPa; V 代表CO₂的比容, 单位为m³·kg⁻¹; R_g 代表气体摩尔常数。

当温度从 T_s 变为给定温度时, $e_{x,T}$ 的计算公式如下[64]:

$$\begin{aligned} e_{x,T} &= e_x(T_1, P_1) - e_x(T_s, P_1) = \int_{T_s}^{T_1} C_p \left(1 - \frac{T_s}{T_1}\right) dT \\ &= C_p (T_s - T_1) - C_p T_s \ln \frac{T_s}{T_1} \end{aligned} \quad (8)$$

式中, T_1 表示CO₂的温度, 单位为K; C_p 表示给定压力下的比热容, 单位为kJ·(kg·K)⁻¹。

4. 结果与讨论

4.1. 提高储层温度

目标储层的初始温度为333.15 K。高能CO₂/水流经地热层后的温度增量表示如下(见附录A中的图S1): 在前2.5年, CO₂注入温度为383.15 K的地热层, 然后注入到初始温度为333.15 K的目标储层中。高能CO₂(其温度平均值为341.75 K)的温度始终高于初始储层温度(333.15 K)。

为了提高CO₂利用效率，在第二个2.5年周期内，注CO₂与注水交替进行。可以看出，注入水的温度高于CO₂的温度，高达355.45 K，这是因为单位质量水的比热容高于CO₂的比热容。

在第三个2.5年周期内，将高能CO₂回注到目标储层中。如附录A中的图S1所示，高能CO₂在注入初期温度急剧下降。经过2.5年的注水开发，在地热层与目的层之间的井段已被凝析水充满。当高能CO₂流经该段时，由于与冷凝水发生热交换而产生大量的热损失，导致高能CO₂的温度急剧下降。然而，高能CO₂的温度逐渐升高至341.15 K左右，有利于CO₂利用。在第四个2.5年期间，再次注水，此时平均温度高达351.15 K，远高于原始目标油藏温度333.15 K。

在CO₂/水注入的两个周期中，目标油藏上方的温度分布如附录A中的图S2所示。高能CO₂/水注入时井筒周围的温度远高于目标储层主体的温度。与高能CO₂注入相比，高能水注入导致注入井筒周围的温度要高得多。高能CO₂注入0~2.5年和5.0~7.5年期间目标储层的平均温度分别为335.4 K和336.41 K，高于目标储层的初始温度。此外，高能水注入2.5~5.0年和7.5~10.0年期间目标储层的平均温度分别为336.9 K和338.23 K。因此，与高能CO₂注入相比，高能水注入对目标储层温度的提升效果更好。与直接注入CO₂/水相比，高能CO₂/水注入导致目标储层具有相对较高的温度。较高的温度促进了CO₂向原油中的传质，降低了原油的黏度，从而提高了CO₂的利用效率，提高了原油采收率。此外，较高的温度对于CO₂大规模地热储能至关重要。

4.2. CO₂地质利用

图3为CO₂/水注入10年后目标储层的原油黏度分布。井附近的原油黏度相对高于目的层主体原油黏度。井筒附近的剩余油被CO₂和注入水有效地驱替，由于CO₂的萃取

作用，导致黏度变大，即CO₂对原油中的轻烃具有较强的萃取作用。经过两次CO₂循环抽提后，原油黏度显著增加。循环注入高能CO₂/水后（方案1），整个目标储层的原油黏度普遍小于直接注入CO₂/水后（方案2）。额外的地热能有助于降黏，并促进CO₂的利用，以提高原油采收率。

图4根据注高能CO₂/水开发时间（方案1）和直接注CO₂/水开发时间（方案2）进行产油量对比。在注入后的前四年，两种方案的产油量相当。在开发初期，CO₂的注入量对提高CO₂利用和封存起到关键作用。在注入后的第四至十年，引入的地热能降低了原油的黏度，提高了原油的流动性，有利于CO₂的利用。在没有地热能的情况下，由于原油和CO₂/水之间的高流度比，注入的CO₂/水很容易突破。然而，由于地热能的引入，随着时间的推移，流动比降低，直接注CO₂/水的产油量滞后于注高能CO₂/水的产油量。也就是说，在注入后的第四至十年期间，增加的地热能对提高CO₂利用率的作用比前四年更显著。

根据波及体积计算10年的驱替效率，结果如图4所示，方案1为63.6%，方案2为53.5%。结果表明，在方案1中提高原油采收率的主要机理是由于地热能的引入增强了CO₂与原油之间的传质作用。高能CO₂/水注入后的平均含油饱和度（见附录A中的图S3）普遍低于直接CO₂/水注入后的平均含油饱和度（见附录A中的图S3），验证了地热能辅助下CO₂的利用效率更高。

4.3. 油藏开发过程中的储能和CO₂封存

在最初的2.5年中，随着CO₂不断注入（见附录A中的图S4），大量的CO₂溶解于原油中。因此，CO₂的摩尔分数增加，特别是在注入井筒附近，其平均值为0.4485。在2.5~5.0年期间，注水，注入水驱替饱含CO₂的储层流体，导致CO₂摩尔分数突然降低。随后再注入CO₂，CO₂摩尔分数增加到平均值0.2209，小于第一轮CO₂注入时的

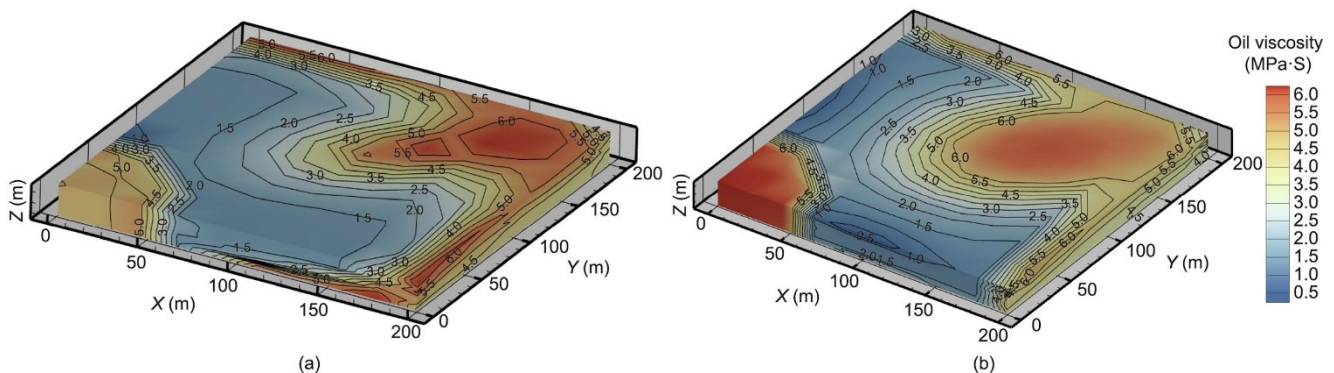


图3. 注入10年后目标油藏的原油黏度分布。(a) 方案1；(b) 方案2。

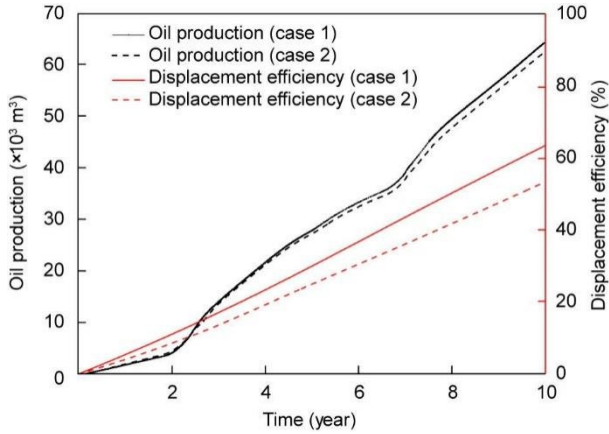


图4. 不同开发时间的产油量和驱油效率。

CO₂摩尔分数。在7.5~10年期间，再次注水，CO₂摩尔分数下降到平均值0.1766。可见，注入水对CO₂在储层流体中的溶解有重要影响，不利于CO₂的封存。

直接注CO₂/水（方案2）导致油相中CO₂的摩尔分数（见附录A中的图S4和图S5）相对较小，产生这种现象主要有两方面原因。首先，高能注入条件（方案1）中，较高的温度使得储层流体的黏度保持在相对较低的水平，这对于实现CO₂与储层流体之间的充分接触至关重要。此外，在较高温度下，CO₂具有较高的扩散系数，有利于CO₂与储层流体之间形成混相。因此，额外的地热能有利于目标储层中CO₂封存。方案1中注入井筒附近储层孔隙度大于方案2（见附录A中的图S6）。这表明，在地热能辅助下，方案1中的CO₂/水在流动和波及目标储层中的储层剩余流体方面表现出更优越的性能。目标储层中因此形成的自由空间是未来大规模CO₂封存和地热储能的适宜场所。

CO₂还可以作为一种良好的地热储能介质，将深部地热能转移到较浅的目标油藏中进行大规模的能量储存。如前所述，储存在CO₂中的总能量高度依赖于系统压力和温度，由温度焓和压力焓组成。附录A中的图S2为注入高能CO₂/水后目标储层的平均温度升高情况。注入高能CO₂/水（见附录A中的图S7）后，储层压力大幅度提高。这里需要说明的是，原始地层压力为15.0 MPa。与直接注CO₂/水相比（方案2），注入高能CO₂/水后（方案1）的目标储层压力增加幅度较小。当地热能转移到目标储层中时，储层流体的黏度显著降低，这有利于CO₂在储层流体中的溶解，从而导致相对较低的储层压力。

在本次模拟中，CO₂的注入量为每天43.2 t；经过10年的CO₂/水注入，累计注入CO₂量为78 840 t，伴随油藏流体产出CO₂量为5250 t。因此，对于方案1，CO₂的有效封存量为68 340 t。同样，在方案2中，注入了78 840 t

CO₂，产生的CO₂量为6750 t。因此，对于方案2，CO₂的有效封存量为65 340 t。根据式（3）计算出方案1中CO₂储存的地热能约为 2.10×10^4 GJ。方案2中的CO₂不考虑地热能储存。为提高目标油藏地质体的地热能储存容量和CO₂封存容量，认为此时目标油藏已经枯竭，再建5口注入井进行CO₂注入（见第4.4节）。

4.4. 油藏地质体中的储能和CO₂封存

如图5所示，基于中国吉林油田H59区块的地质背景[40]，建立了1:1的三维数值模型。根据现有井位部署，在模型中设置6口注入井进行CO₂注入。利用该模型对CO₂的场地封存潜力和储能容量进行评估。随着注入时间的增加，热提取率逐渐降低（见附录A中的图S8），表明随着时间的推移，更多的CO₂注入到目标储层中，CO₂的温度降低。因此，考虑地热开采效率较低，采热过程在向地热层注入CO₂30年后停止。30年后，将CO₂直接注入目标油藏，再进行80年的CO₂封存。

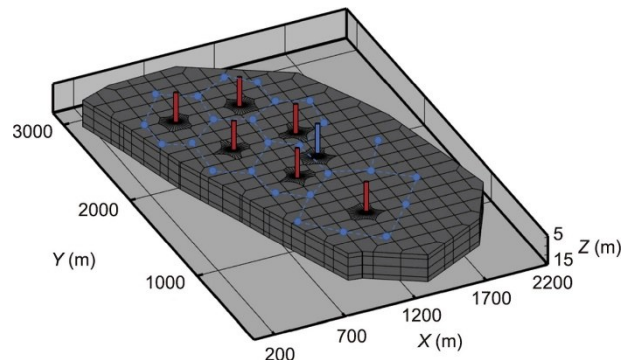


图5. 油藏CO₂封存与储能潜力评价机理模型。

油藏开发10年后（即注水与注CO₂交替进行），再注入CO₂进行100年的碳封存和能量储存，直至占据整个储层总孔隙空间的90%以上。图6为不同储层深度中110年后CO₂的空间分布，可以看出由于CO₂的浮力作用，CO₂在油藏地质体顶部大量聚集。为了提高油藏地质体的利用效率，在采油10年后，打开6口注入井进行CO₂注入。图7为油藏地质体的利用效率和相应的CO₂注入总量。研究发现，随着CO₂注入总量增加，油藏地质体的利用效率也随之提高。现场最终累计CO₂注入量高达 9.529×10^8 t，地质体利用效率达91.2%。

除了封存CO₂外，CO₂还能够作为地热储能的优良介质。根据式（3），通过注入时间计算目标地质储层中存储的总能量。图8为当注入CO₂后，目标油藏地质体中储存的地热能。从图8中可以看出，转化为标准煤质量后地层中储存的能量。标准煤热值为 2.933×10^4 kJ·kg⁻¹，是表示

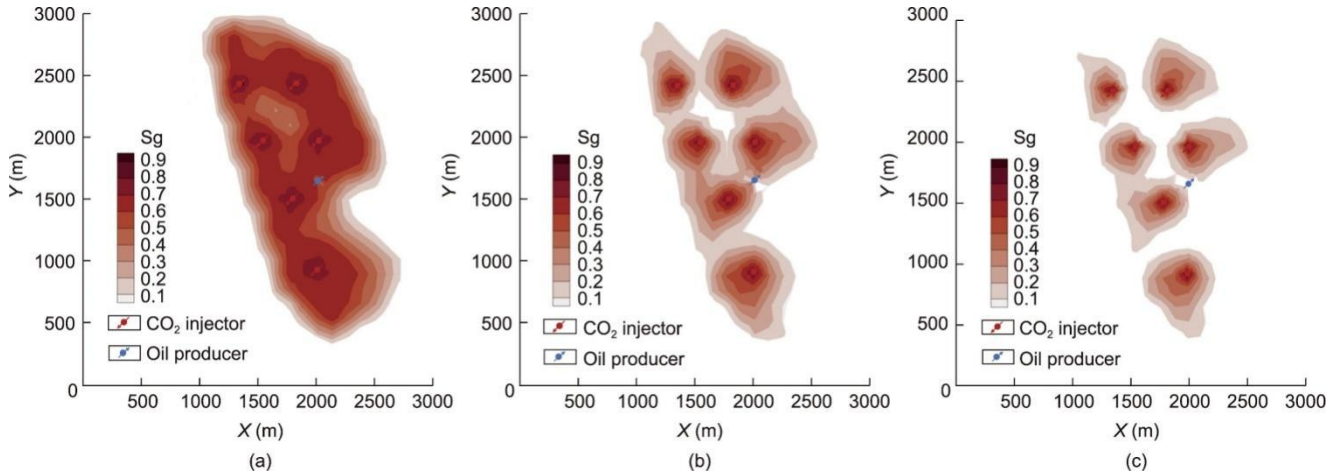


图6. 110年后不同储层深度CO₂的空间分布。(a) -1500 m; (b) -1505 m; (c) -1520 m。Sg: CO₂的饱和度。

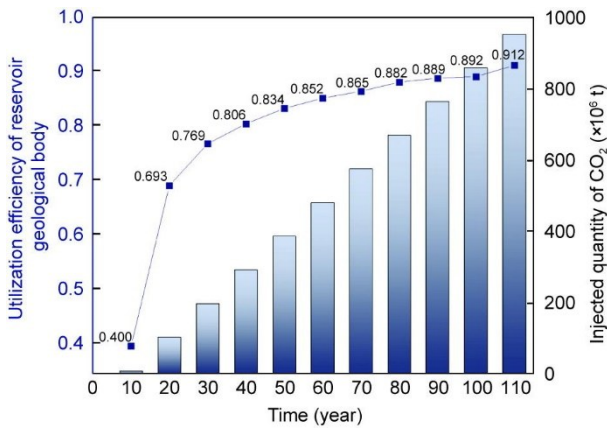


图7. 油藏地质体的利用效率及其对应的CO₂注入总量。

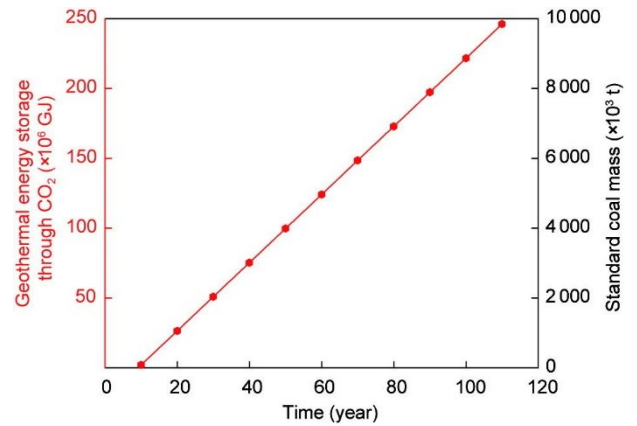


图8. 地热能以注入CO₂的形式储存在目标油藏地质体中。

标准能量的一种方法。研究发现，随着目标地质体中注入和封存的CO₂增加，CO₂储存的地热能呈线性增加。经过100年的CO₂注入，CO₂储存的地热能高达 2.46×10^8 GJ。如果假定一个正常家庭的总能耗约为 $7.0 \text{ GJ} \cdot \text{a}^{-1}$ ，那么通过CO₂储存的能量可以为 3.5×10^7 以上个正常家庭提供全年的能源供应。因此，通过CO₂储存的大量地热能对未来的能源供应具有重要意义。此外，一体化框架很好地将地热能能与CO₂封存及利用结合起来，其广泛应用对大规模地热能未来的碳中和目标实现都具有重要意义。

为了评估目标油藏地质体中CO₂封存的安全性，本文定量研究了未来1000年CO₂封存过程中的相变情况，如图9所示。更具体地说，CO₂在各相中的比例——溶解在油相、水相、气相（超临界）和矿化相中的CO₂——是根据封存时间计算的。目标油藏中的CO₂主要以超临界CO₂形式存在，占CO₂总量的70%以上；其次是液相中的CO₂，然后是矿化相中的CO₂。CO₂在油相中的溶解量大于在水相中的溶解量，也就是说，在油藏地质体中，CO₂更容易通过溶解在油相而不是水相中进行封存。随着CO₂

封存过程的进行，溶解在水相中的CO₂量增加，CO₂进一步转化为碳酸盐矿物，封存1000年后，碳酸盐矿物总量高达 7.2×10^5 t左右，同时气态CO₂总量减少。相比之下，CO₂在油相中的溶解总量基本保持不变。

5. 结论

本研究提出了一个地热能、CO₂利用与封存协同的一体化框架。主要结论如下：

(1) 当向地热层中注入CO₂时，CO₂被加热至平均温度341.75 K。注入高能CO₂ 2.5年后，目标储层平均温度升高约276.15 K，目标储层平均压力升高至25.1~47.7 MPa，有利于CO₂的高效利用和地热能的储存。

(2) 将地热能引入目标储层，可以大幅提高CO₂在储层流体中的溶解度。注入高能CO₂/水比直接注入CO₂/水对储层流体的驱替效果更好。因此，目标储层中的自由孔隙空间可成为未来大规模CO₂封存和地热能合适场所。

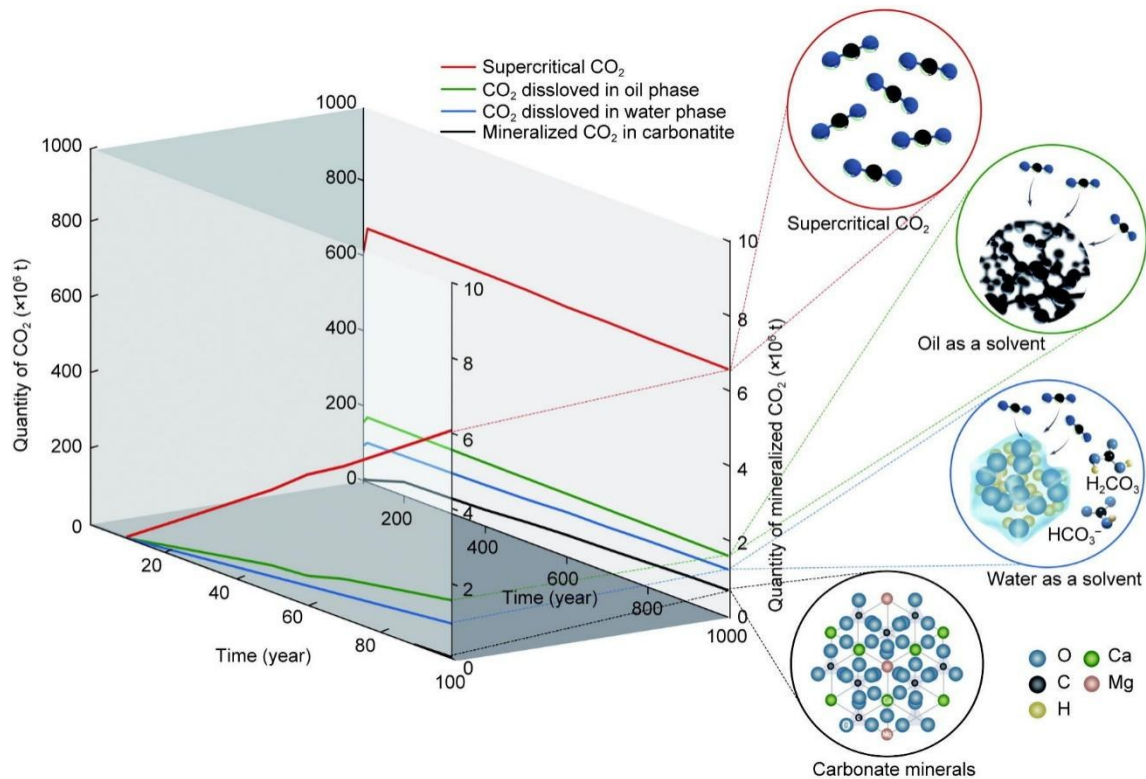


图9. CO₂在目标油藏地质体中未来1000年的相变。

(3) 当CO₂注入达110年时，地质体的利用效率达到91.2%，最终CO₂注入量高达 9.529×10^8 t。经过1000多年的封存过程，CO₂主要以超临界态的形式存在，占CO₂总量的70%以上；其次是液相中的CO₂，然后是矿化相中的CO₂。并且，CO₂在油相中的溶解量大于在水相中的溶解量，意味着由于残余油的存在，溶解捕获的CO₂封存量显著增加。

(4) CO₂是一种良好的地热储能介质，因为它可以从深部地热层中提取热量，然后将提取的热量有效地储存在目标储层中。经过100年的CO₂注入，可在CO₂中储存多达 2.46×10^8 GJ的地热能，每年可为超过 3.5×10^7 个正常家庭提供能源供应。这种程度的大规模储能对于提供未来大规模供应的地热能源具有重要意义。

(5) 该一体化方法将地热储能与CO₂封存和利用协同结合，对未来大规模地热储能具有重要意义，同时该方法也有利于实现碳中和目标。

致谢

本工作得到国家重点研发计划项目(2022YFE0206700)的资助。感谢国家自然科学基金(52004320)、中国石油大学科学基金(2462021QNXZ012、2462021YJRC012)项目

的资助。

Compliance with ethics guidelines

Yueliang Liu, Ting Hu, Zhenhua Rui, Zheng Zhang, Kai Du, Tao Yang, Birol Dindoruk, Erling Halfdan Stenby, Farshid Torabi, and Andrey Afanasyev declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.12.010>.

References

- [1] Goeppert A, Czaun M, May RB, Prakash GKS, Olah GA, Narayanan SR. Carbon dioxide capture from the air using a polyamine based regenerable solid adsorbent. *J Am Chem Soc* 2011;133(50):20164–7.
- [2] International Energy Agency (IEA). Global energy review CO₂ emissions in 2021: global emissions rebound sharply to highest ever level. Paris: International Energy Agency (IEA); 2021.
- [3] Brown DW. A hot dry rock geothermal energy concept utilizing supercritical CO₂ instead of water. In: Proceedings of the Twenty-Fifth Workshop on

- Geothermal Reservoir Engineering; 2000 Jan 24–26; Stanford, CA, USA. Stanford: Stanford Geothermal Program Workshop; 2000. p. 1–6.
- [4] Pruess K. Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid—a novel approach for generating renewable Energy with simultaneous sequestration of carbon. *Geothermics* 2006;35(4):351–67.
- [5] Pruess K. On production behavior of enhanced geothermal systems with CO₂ as working fluid. *Energy Convers Manage* 2008;49(6):1446–54.
- [6] Atrens AD, Gurgenci H, Rudolph V. CO₂ thermosiphon for competitive geothermal power generation. *Energy Fuels* 2009;23(1):553–7.
- [7] Atrens AD, Gurgenci H, Rudolph V. Electricity generation using a carbon-dioxide thermosiphon. *Geothermics* 2010;39(2):161–9.
- [8] Adams BM, Kuehn TH, Bielicki JM, Randolph JB, Saar MO. A comparison of electric power output of CO₂ Plume Geothermal (CPG) and brine geothermal systems for varying reservoir conditions. *Appl Energy* 2015;140:365–77.
- [9] Randolph JB, Adams BM, Kuehn TH, Saar MO. Wellbore heat transfer in CO₂-based geothermal systems. *Trans Geotherm Resour Coun* 2012;36:546–54.
- [10] Pruess K. Enhanced geothermal systems (EGS): comparing water and CO₂ as heat transmission fluids. In: *Proceedings of the New Zealand geothermal workshop; 2006 Nov 28; Auckland, New Zealand.* Auckland: Geothermal Association; 2007. p. 1–13.
- [11] Randolph JB, Saar MO. Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration. *Geophys Res Lett* 2011;38(10):L10401.
- [12] Randolph JB, Saar MO. Impact of reservoir permeability on the choice of subsurface geothermal heat exchange fluid: CO₂ versus water and native brine. *Trans Geotherm Resour Coun* 2011;35:521–6.
- [13] Liu Y, Hou J. Selective adsorption of CO₂/CH₄ mixture on clay-rich shale using molecular simulations. *J CO₂ Util* 2020;39:101143.
- [14] Bielicki JM, Pollak MF, Fitts JP, Peters CA, Wilson EJ. Causes and financial consequences of geologic CO₂ storage reservoir leakage and interference with other subsurface resources. *Int J Greenh Gas Control* 2014;20:272–84.
- [15] Bielicki JM, Peters CA, Fitts JP, Wilson EJ. An examination of geologic carbon sequestration policies in the context of leakage potential. *Int J Greenh Gas Control* 2015;37:61–75.
- [16] Bielicki JM, Pollak MF, Deng H, Wilson EJ, Fitts JP, Peters CA. The leakage risk monetization model for geologic CO₂ storage. *Environ Sci Technol* 2016;50(10):4923–31.
- [17] Gibbins J, Chalmers H. Carbon capture and storage. *Energy Policy* 2008;36(12):4317–22.
- [18] Ezekiel J, Ebigbo A, Adams BM, Saar MO. Combining natural gas recovery and CO₂-based geothermal energy extraction for electric power generation. *Appl Energy* 2020;269:115012.
- [19] Hefny M, Qin CZ, Saar MO, Ebigbo A. Synchrotron-based pore-network modeling of two-phase flow in Nubian Sandstone and implications for capillary trapping of carbon dioxide. *Int J Greenh Gas Control* 2020;103:103164.
- [20] Fleming MR, Adams BM, Oglan-Hand JD, Bielicki JM, Kuehn TH, Saar MO. Flexible CO₂-plume geothermal (CPG-F): using geologically stored CO₂ to provide dispatchable power and energy storage. *Energy Convers Manage* 2022;253:115082.
- [21] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *Special report on carbon dioxide capture and storage.* Cambridge: Cambridge University Press; 2005.
- [22] Presser D, Cafaro VG, Cafaro D. Optimal sourcing, supply and development of carbon dioxide networks for enhanced oil recovery in CCUS systems. *Computer-Aided Chem Eng* 2022;49:493–8.
- [23] Ampomah W, Balch RS, Cather M, Will R, Gunda D, Dai Z, et al. Optimum design of CO₂ storage and oil recovery under geological uncertainty. *Appl Energy* 2017;195:80–92.
- [24] Jia W, McPherson B, Pan F, Dai Z, Xiao T. Uncertainty quantification of CO₂ storage using Bayesian model averaging and polynomial chaos expansion. *Int J Greenh Gas Control* 2018;71:104–15.
- [25] Keating E, Bacon D, Carroll S, Mansoor K, Sun Y, Zheng L, et al. Applicability of aquifer impact models to support decisions at CO₂ sequestration sites. *Int J Greenh Gas Control* 2016;52:319–30.
- [26] Jiang J, Rui Z, Hazlett R, Lu J. An integrated technical-economic model for evaluating CO₂ enhanced oil recovery development. *Appl Energy* 2019;247:190–211.
- [27] Chaturvedi KR, Sharma T. In-situ formulation of pickering CO₂ foam for enhanced oil recovery and improved carbon storage in sandstone formation. *Chem Eng Sci* 2021;235:116484.
- [28] Rezk MG, Foroozesh J, Zivar D, Mumtaz M. CO₂ storage potential during CO₂ enhanced oil recovery in sandstone reservoirs. *J Nat Gas Sci Eng* 2019;66:233–43.
- [29] Gu Y, Zhang S, She Y. Effects of polymers as direct CO₂ thickeners on the mutual interactions between a light crude oil and CO₂. *J Polym Res* 2013;20(2):61.
- [30] Pan F, McPherson BJ, Dai Z, Jia W, Lee SY, Ampomah W, et al. Uncertainty analysis of carbon sequestration in an active CO₂-EOR field. *Int J Greenh Gas Control* 2016;51:18–28.
- [31] Davarpanah A, Mirshekari B. Experimental study of CO₂ solubility on the oil recovery enhancement of heavy oil reservoirs. *J Therm Anal Calorim* 2020;139(2):1161–9.
- [32] Liu Y, Li H, Okuno R. Measurements and modeling of interfacial tension of CO₂-CH₄-brine system at reservoir conditions. *Ind Eng Chem Res* 2016;55(48):12358–75.
- [33] Kong S, Feng G, Liu Y, Li K. Potential of dimethyl ether as an additive in CO₂ for shale oil recovery. *Fuel* 2021;296:120643.
- [34] Huang X, Li A, Li X, Liu Y. Influence of typical core minerals on tight oil recovery during CO₂ flooding using the nuclear magnetic resonance technique. *Energy Fuels* 2019;33(8):7147–54.
- [35] Azzolina NA, Nakles DV, Gorecki CD, Peck WD, Ayash SC, Melzer LS, et al. CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: a statistical analysis of historical operations. *Int J Greenh Gas Control* 2015;37:384–97.
- [36] Aminu MD, Nabavi SA, Rochelle CA, Manovic V. A review of developments in carbon dioxide storage. *Appl Energy* 2017;208:1389–419.
- [37] Bachu S. Identification of oil reservoirs suitable for CO₂-EOR and CO₂ storage (CCUS) using reserves databases, with application to Alberta, Canada. *Int J Greenh Gas Control* 2016;44:152–65.
- [38] Yang W, Peng B, Liu Q, Wang S, Dong Y, Lai Y. Evaluation of CO₂ enhanced oil recovery and CO₂ storage potential in oil reservoirs of Bohai Bay Basin, China. *Int J Greenh Gas Control* 2017;65:86–98.
- [39] Ahmed T. Minimum miscibility pressure from EOS. In: *Canadian International Petroleum Conference; 2000 Jun; Calgary, Alberta.* Calgary: Petroleum Society of Canada; 2000.
- [40] Ren B, Ren S, Zhang L, Chen G, Zhang H. Monitoring on CO₂ migration in a tight oil reservoir during CCS-EOR in Jilin Oilfield China. *Energy* 2016;98:108–21.
- [41] Rommerskirchen R, Nijssen P, Bilgili H, Sottmann T. 2016. Additives for CO₂ EOR applications. In: *SPE. Annual Technical Conference and Exhibition (ACTE); 2016 Sep 26–28; Dubai, United Arab Emirates.* Dubai: Society of Petroleum Engineers; 2016.
- [42] Liu Y, Rui Z. A storage-driven CO₂ EOR for net-zero emission target. *Engineering* 2022. In press.
- [43] Liu Y, Rui Z, Yang T, Dindoruk B. Using propanol as an additive to CO₂ for improving CO₂ utilization and storage in oil reservoirs. *Appl Energy* 2022;311:118640.
- [44] Salehi MM, Safarzadeh MA, Sahraei E, Nejad SAT. Comparison of oil removal in surfactant alternating gas with water alternating gas, water flooding and gas flooding in secondary oil recovery process. *J Petrol Sci Eng* 2014;120:86–93.
- [45] Dai Z, Middleton R, Viswanathan H, Fessenden-Rahn J, Bauman J, Pawar R, et al. An integrated framework for optimizing CO₂ sequestration and enhanced oil recovery. *Environ Sci Technol Lett* 2014;1(1):49–54.
- [46] Adebayo AR, Kamal MS, Barri AA. An experimental study of gas sequestration efficiency using water alternating gas and surfactant alternating gas methods. *J Nat Gas Sci Eng* 2017;42:23–30.
- [47] Zhao X, Liao X, Wang W, Chen C, Liao C, Rui Z. Estimation of CO₂ storage capacity in oil reservoir after waterflooding: case studies in Xinjiang oilfield from West China. *Adv Mat Res* 2013;734–7:1183–8.
- [48] Zhao X, Liao X, Wang W, Chen C, Rui Z, Wang H. The CO₂ storage capacity evaluation: methodology and determination of key factors. *J Energy Inst* 2014;87(4):297–305.
- [49] Zhao X, Rui Z, Liao X. Case studies on the CO₂ storage and EOR. in heterogeneous, highly water-saturated, and extra-low permeability Chinese reservoir. *J Nat Gas Sci Eng* 2016;29:275–83.
- [50] Xu T, Li J. Reactive transport modeling to address the issue of CO₂ geological sequestration. *Procedia Earth Planet Sci* 2013;7:912–5.
- [51] Xu T, Apps JA, Pruess K. Numerical simulation of CO₂ disposal by mineral trapping in deep aquifers. *Appl Geochem* 2004;19(6):917–36.
- [52] Oldenburg CM, Pan L. TOGA: A TOUGH code for modeling three-phase, multicomponent, and non-isothermal processes involved in CO₂-based enhanced oil recovery. Report. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory; 2019 May.
- [53] Yeh G, Tripathi S. A model for simulating transport of reactive multispecies components: model development and demonstration. *Water Resour Res* 1991;27(12):3075–94.
- [54] Hu T. Study on the process model of CO₂ migration and phase transformation

- in enhanced oil recovery system [dissertation]. Changchun: Jilin University; 2022. Chinese.
- [55] Pan L, Oldenburg CM. T2Well - an integrated wellbore-reservoir simulator. *Comput Geosci* 2014;65:46–55.
- [56] Ramey HJ. Wellbore heat transmission. *J Pet Technol* 1962;14(04):427–35.
- [57] Guo X, Du Z, Sun L, Fu Y, Huang W, Zhang C. Optimization of tertiary water-alternate-CO₂ flood in Jilin oil field of China: laboratory and simulation studies. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*; 2006 Apr; Tulsa, OK, USA. Richardson: One Petro; 2006. p. SPE-99616-MS.
- [58] Hu Z, Xu T, Feng B, Yuan Y, Li F, Feng G, et al. Thermal and fluid processes in a closed-loop geothermal system using CO₂ as a working fluid. *Renew Energy* 2020;154:351–67.
- [59] Lei H. Deposition mechanisms and reservoir protection countermeasures of a low-permeability formation in CO₂ flooding process [dissertation]. Beijing: China University of Petroleum; 2017. Chinese.
- [60] Zhang L, Li X, Ren B, Cui G, Zhang Y, Ren S, et al. CO₂ storage potential and trapping mechanisms in the H-59 block of Jilin oilfield China. *Int J Greenh Gas Control* 2016;49:267–80.
- [61] Tian H, Pan F, Xu T, McPherson BJ, Yue G, Mandalaparty P. Impacts of hydrological heterogeneities on caprock mineral alteration and containment of CO₂ in geological storage sites. *Int J Greenh Gas Control* 2014;24:30–42.
- [62] Quiñones-Cisneros SE, Zéberg-Mikkelsen CK, Stenby EH. The friction theory (f-theory) for viscosity modeling. *Fluid Phase Equilib* 2000;169(2):249–76.
- [63] Aphornratana S, Eames IW. Thermodynamic analysis of absorption refrigeration cycles using the second law of thermodynamics method. *Int J Refrig* 1995;18(4):244–52.
- [64] Vidal A, Best R, Rivero R, Cervantes J. Analysis of a combined power and refrigeration cycle by the exergy method. *Energy* 2006;31(15):3401–14.